



Energía



INFORME DE MEMORIAS AL CONGRESO

Agosto de 2022 al 30 de junio de 2026





Gustavo Petro Urrego

Presidente de la República de Colombia

Francia Márquez Mina

Vicepresidenta de la República

Ministerio de Minas y Energía

Edwin Palma Egea

Ministro de Minas y Energía

Víctor José Paternina Novoa

Viceministra de Energía

Sorrel Parisa Aroca Rodríguez

Viceministra de Minas

Diego Fernando Roman Dueñas

Director de Energía Eléctrica

Julián Flórez Quiroga

Director de Hidrocarburos

Andrea Feo Mahecha

Directora Minería Empresarial

Alexander Reina Otero

Director de Formalización Minera

Miguel Ángel Cardozo Tovar

Jefe Oficina de Planeación y Gestión Internacional

Yolanda Patiño Chacon

Jefe Oficina Asesora Jurídica (E)

Juan Bernardo Rosado Duque

Jefe Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales

Juan Carlos Bedoya Ceballos

Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

Julie Andrea Soto Laverde

Jefe Oficina de Control Interno

Beatriz España Niebles

Jefe Oficina de Control Disciplinario Interno

Elkin Leonardo Pérez Zambrano

Secretario General

Pablo César Pacheco Rodríguez

Subdirector Administrativo y Financiero

Sandra Milena Rodríguez Ramírez

Subdirectora de Talento Humano

Ludwing Francisco Gómez Almeida

Jefe Grupo de Regalías

David Alexander Cárdenas Díaz

Coordinador Grupo de Asuntos Legislativos

Laura Vanessa Gómez Charris

Coordinadora Grupo de Comunicaciones y Prensa

Jimmy Andrés Castellanos Carrillo

Coordinador Grupo de Tecnologías de la Información

Jenny Constanza Nova Martínez

Coordinadora Grupo de Relacionamento con el Ciudadano y Gestión de la Información

Pablo Yesid Fajardo Benítez

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

Lina Beatriz Franco Idárraga

Agencia Nacional de Minería (ANM)

Indira Cristina Portocarrero Ospina

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)

Antonio Jiménez Rivera

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Héctor Julio Fierro Morales

Servicio Geológico Colombiano (SGC)

Danny Fernando Ramírez Bastidas

Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE)

Brayan Giraldo Ruiz

Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE)

Asesores Despacho

José Andrés Gutiérrez Mercado

Luis Daniel Terán Hernández

Omar Samuel Pereira Calderón

Grupo de Iniciativas Estratégicas y Portafolio

Yeferson Hugo Peñaloza Riay

Olga Roció Joya Benavidez

Carlos Francisco Saavedra Rico

Grupo de Análisis Estratégico

Carmen Lucía Tangarife López

Grupo Gestión de Cumplimiento

Catalina Fonseca Velandia

Jennifer Avendaño Mancera

María Alejandra Medina Rojas

Juan Diego Acosta Quintero

Equipo editorial - Grupo de Comunicaciones y Prensa

Bogotá D.C., Colombia Julio, 2026





ÍNDICE MEMORIAS AL CONGRESO

Agosto de 2022 al 30 de junio de 2026

INTRODUCCIÓN	10
CAPÍTULO 1. PIVOTE DE ENERGÍA.....	12
1.2 Plan 6GW en energías renovables	18
1.3. Comunidades Energéticas	50
1.4. Colombia Solar	90
1.5. Garantía de abastecimiento de energía eléctrica	100
1.6. Costos de la Energía	105
1.7. Subsidios de la energía	123
1.8. FONDO DE ENERGÍA SOCIAL - FOES	144
1.9. Interconexiones eléctricas	151
1.10. FONENERGÍA.....	173
1.11. Fenómeno de El Niño.....	180
CAPÍTULO 2. PIVOTE DE MINERÍA.....	184
2.1. Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva (DFM)	185
2.2. Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva (DME)	252
2.3. Empresa pública para el sector minero	262
2.4. Plan Nacional de Conocimiento Geocientífico	279
2.5. Minerales estratégicos	281
2.6. Política Pública Minera.....	294
2.7. Expominerales.....	297
2.8. Sistemas de Transición Productiva y Laboral Minera-STPLM	298
2.9. Plan Cero Mercurio	299
2.10. Resultados en contratación y titulación minera	301
CAPÍTULO 3. PIVOTE DE HIDROCARBUROS.....	331
3.1. Garantizar el abastecimiento de gas natural combustible en el país	333
3.2 Subsidios de gas (GLP cilindros y gas combustible por redes)	359
3.3 Combustibles Líquidos.....	363
3.4 Nuevos energéticos: Electromovilidad	390
3.5. Nuevos energéticos: Hidrógeno.....	405
3.6 Nuevos energéticos: Eólica offshore.....	424
3.7 Nuevos energéticos: Geotermia.....	431
3.8 Nuevos energéticos: Bioenergía	442
3.9 Plan Nacional de Sustitución de Leña - PNSL.....	448
CAPÍTULO 4. TRANSVERSAL.....	452





4.1 Regalías.....	453
4.2. Cooperación Internacional para la TEJ.....	463
4.3. Trabajo decente (suscripción del acuerdo sindical)	474
4.4. Fortalecimiento territorial, ambiental y participación social (OAAS)	477
4.5 Gestión de geoamenazas por parte del Servicio Geológico Colombiano	501
4.6 Capacidades nucleares y radiactivas del país con fines pacíficos	504
4.7 Gestión del Patrimonio geológico y paleontológico.....	509
4.8 Fortalecimiento de la sostenibilidad financiera institucional- UPME.....	510





Tabla de contenido de gráficas, imágenes y tablas

Tabla de Gráficas

Gráfica 1. Matriz de Generación de Energía Eléctrica en Operación.....	28
Gráfica 2. CEN por tipo de fuente	29
Gráfica 3. Comportamiento de la capacidad efectiva en el último año	29
Gráfica 4. Capacidad Efectiva neta de FNCER	31
Gráfica 5. Variación capacidad efectiva neta FNCER (mayo 2025 – junio 2026)	32
Gráfica 6. Energía generada por tecnología en el último año.....	33
Gráfica 7. Energía generada por FNCER en el último año	34
Gráfica 8. Potencial por capacidad asignada por departamento.....	36
Gráfica 9. Número de usuarios beneficiados 2022-2026	42
Gráfica 10. Número de proyectos implementados por tipo de solución 2022-2026 ...	43
Gráfica 11. Comparación monitoreados en ZNI con y sin sistemas de telemetría	49
Gráfica 12. Apropiación vigente CS.....	93
Gráfica 13. Resolución 40159 de 2026	96
Gráfica 14. Avance de meta proyecta junio 2026	97
Gráfica 15. Mesas técnicas realizadas durante los años 2022 hasta mayo de 2026.	176
Gráfica 16. Análisis estadístico basado en reportes y atención de emergencias mineras registradas en el país.....	316
Gráfica 17. Infraestructura de gas natural adoptada, recomendada y en seguimiento según ETPAGN 2023-2038.	342
Gráfica 18. Declaración de producción gas nacional vs importado 2026-2035.....	350
Gráfica 19. Liquidaciones Trimestrales del FEPC.....	371
Gráfica 20. Capacidad de almacenamiento de Combustibles	378
Gráfica 21. Carga de crudo y producción por refinería	379
Gráfica 22. Producción Total de Combustibles KBPD	379
Gráfica 23. Comparativo de Producción.....	380
Gráfica 24. Carga de crudo y producción por refinería	380
Gráfica 27. Potencial bioenergético técnico Región Pacífico	446
Gráfica 31. Total proyectos aprobados e inversión realizada ajustes	458
Gráfica 32. Recaudo de regalías.....	461





Tabla de Imágenes

Imagen 1. Composición generación eléctrica en Colombia.....	21
Imagen 2. Comunidades acompañadas - IPSE	40
Imagen 3. Isla grande	40
Imagen 4. Canchas Solares.....	41
Imagen 5. Guachalito	41
Imagen 6. Guajira.....	42
Imagen 7. Reunión de la comisión de vecindad e integración Venezuela – Colombia con la participación del director general IPSE.....	47
Imagen 8. Hitos para la estructuración técnica, jurídica y regulatoria del Programa Colombia Solar	92
Imagen 9. Planeación ejecución financiera y operativa del proyecto	95
Imagen 10. Proyecto piloto Villas de San Pablo, Barranquilla.....	97
Imagen 11. Proyecto piloto Villas de San Pablo, Barranquilla.....	97
Imagen 12. Proyecto piloto Villas de San Pablo, Barranquilla.....	98
Imagen 13. Entregables estratégicos	99
Imagen 14. Ampliación de Cobertura del servicio de energía eléctrica	101
Imagen 15. Ruta de Implementación de los Distritos Mineros.....	186
Imagen 16. Ruta de Formalización Minera.	199
Imagen 17. Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva	213
Imagen 18. Indicadores de actualización de polígonos ambientales	311
Imagen 19. Modelo del sistema de suministro y transporte de GLP en Colombia	354
Imagen 20. Modelo del sistema de suministro y transporte de Combustibles Líquidos en Colombia	367
Imagen 21. Hitos proceso adhesión	384
Imagen 23. Pasos Adhesión, hoja de ruta	386
Imagen 24. Pasos Adhesión, hoja de ruta	386
Imagen 28. Localización de las áreas de estudio, según las líneas de investigación geotérmica	439
Imagen 29. Mapa de favorabilidad geotérmica elaborado en el marco del proyecto de cooperación triangular GeoH2Verde.....	441
Imagen 30. Pacto Territorial Basura Cero, Municipio de Charalá, Departamento de Santander	444
Imagen 31. Balance de aprobaciones: inversiones SGR.....	453
Imagen 32. Presupuesto del sistema general de regalías	460
Imagen 33. Sistema General de Regalías.....	461
Imagen 34. Participación del MME en la Reunión Ministerial de la IEA 2026	468
Imagen 35. VII Reunión Ministerial de la Energía en el marco de la CELAC.....	469





Contenido de Tablas

Tabla 1. Proyectos en Operación de Generación a Gran Escala	24
Tabla 2. Proyectos generación distribuida	25
Tabla 3. Resoluciones CREG	26
Tabla 4. Capacidad de generación en operación (MW)	27
Tabla 5. Matriz de Generación de Energía Eléctrica en Operación	28
Tabla 6. Capacidad instalada por estado (MW)	32
Tabla 7. Proyectos estratégicos de generación solar	35
Tabla 8. Proyectos energéticos estructurados y actualizados 2022–2026.....	38
Tabla 9. Proyectos viabilizados 2022–2026	38
Tabla 10. Inversión movilizada en el cuatrienio (\$1,97 billones)	39
Tabla 11. Usuarios capacitados 2022–2026.	44
Tabla 12. Contratos especiales de aporte suscritos entre 2022-2026	45
Tabla 13. Monitoreo del servicio de energía en las ZNI. Vigencia 2026.....	48
Tabla 14. Esquema conceptual de funcionamiento del Centro Nacional de Monitoreo - CNM.....	49
Tabla 15. Proyección de metas e inversión por producto	52
Tabla 16. Estructuración de proyectos energéticos realizada	64
Tabla 17. Avances por departamento	65
Tabla 18. Contratos Comunidades Energéticas (cifras en millones de pesos)	73
Tabla 19. Operadores de red por municipios (cifras en millones de pesos)	76
Tabla 20. Instrumentos interadministrativos suscritos en el marco del artículo 5 del PND.	93
Tabla 21. instancias de diálogo sectorial.....	107
Tabla 22. Mesas de trabajo sobre situación tarifaria de la Región Caribe (2024)	109
Tabla 23. Decretos expedidos.....	111
Tabla 24. Resoluciones CREG.....	114
Tabla 25. Resoluciones expedidas en 2023	116
Tabla 26. Resoluciones expedidas en 2024	117
Tabla 27. Resoluciones expedidas en 2025–2026.....	119
Tabla 28. Proyectos De Actos Normativos En Trámite	120
Tabla 29. Estado del trámite legislativo al 30 de abril de 2026.....	123
Tabla 30. Relación resoluciones emitidas durante el cuatrienio.....	124
Tabla 31. Resoluciones de pago para las ZNI (cifras en millones de pesos)	125
Tabla 32. Visitas de seguimiento y monitoreo.....	132
Tabla 33. Actos Administrativos - Resoluciones de pago	133
Tabla 34. Resoluciones de pago para el SIN (cifras en millones de pesos)	134





Tabla 35. Ejecución presupuestal en la distribución de subsidios del FSSRI en el SIN	139
Tabla 36. Visitas de seguimiento y monitoreo.....	140
Tabla 37. Resultados e impacto.....	142
Tabla 38. Actos Administrativos - Resoluciones de pago (cifras en millones de pesos)	144
Tabla 39. Resoluciones de pago para el FOES (cifras en millones de pesos)	145
Tabla 40. Ejecución presupuestal en la distribución del FOES	147
Tabla 41. Visitas de seguimiento y monitoreo.....	148
Tabla 42. Obras de expansión en el STN con concepto favorable.....	158
Tabla 43. Convocatorias de proyectos de transmisión.....	162
Tabla 45. Proyectos en ejecución SRT	170
Tabla 46. Proyectos por ampliación en ejecución	171
Tabla 47. Resoluciones de delimitación.....	187
Tabla 48. Jornadas de formalización, asociatividad y adopción de buenas prácticas mineras en DMEDP (al 31 diciembre 2024).....	193
Tabla 49. Jornadas de formalización, asociatividad y adopción de buenas prácticas mineras en DMEDP (al 31 diciembre 2025).....	196
Tabla 50. Procesos de formalización minera y beneficiarios	215
Tabla 51. Procesos acompañados bajo protocolo de mediación	216
Tabla 52. Procesos de formalización minera y beneficiarios	219
Tabla 53. Procesos acompañados bajo protocolo de mediación	221
Tabla 54. Procesos de formalización minera y beneficiarios	224
Tabla 55. Procesos acompañados bajo protocolo de mediación	225
Tabla 56. Procesos de formalización minera y beneficiarios.	228
Tabla 57. Procesos de formalización minera y beneficiarios	230
Tabla 58. Procesos de formalización minera y beneficiarios.	233
Tabla 59. Procesos acompañados bajo protocolo de mediación.	234
Tabla 60. Procesos de formalización minera y beneficiarios	236
Tabla 61. Procesos acompañados bajo protocolo de mediación	237
Tabla 62. Procesos de formalización minera y beneficiarios	239
Tabla 63. Procesos acompañados bajo protocolo de mediación	240
Tabla 64. Procesos de formalización minera y beneficiarios	242
Tabla 65. Procesos acompañados bajo protocolo de mediación	243
Tabla 66. Procesos de formalización minera y beneficiarios	245
Tabla 69. Procesos acompañados bajo protocolo de mediación	249
Tabla 72. Eventos de oferta institucional de Cero Mercurio	301
Tabla 84. Orden de revisión y evaluación técnica de propuestas recibidas para asignación y ejecución como IPAT de gas natural.....	344





Tabla 94. Infraestructura de Transporte de combustibles líquidos recomendada en el PIACL 2025-2040.....	365
Tabla 95. Infraestructura de Almacenamiento Estratégico de combustibles líquidos recomendada el PIACL 2025-2040.	365
Tabla 103. Plan de convocatorias.....	459
Tabla 104. Cuadro resumen proyectos e iniciativas de cooperación.....	473
Tabla 105. Actividades realizadas (2023-2026).....	479
Tabla 106. Cumplimiento de metas (agosto 2022 – marzo 2026).....	479
Tabla 107. Periodo de ejecución por fases.....	480
Tabla 108. Indicadores de gestión y cumplimiento	480
Tabla 109. Resultados por dimensión de impacto.....	481
Tabla 110. Plan de Desarrollo - Estrategia de Relacionamiento Territorial (ERT)	482
Tabla 111. Resumen de Espacios Gestionados 2022-2026	483
Tabla 112. Conflictos Atendidos en Energía.....	485
Tabla 113. Procesos de Diálogo en el Sector Energía.....	485
Tabla 114. Conflictos Atendidos en Minería	486
Tabla 115. Procesos de Diálogo en el Sector Minería	486
Tabla 116. Conflictos Atendidos en el sector de Hidrocarburos.	488
Tabla 117. Procesos de Diálogo en el Sector Hidrocarburos.....	488
Tabla 118. Consolidado de Espacios por Subsectores.....	489
Tabla 120. Gestiones en Gobernanza Ambiental.....	498
Tabla 121. Gestión de Riesgos	500





INTRODUCCIÓN

El presente informe sistematiza los principales avances, resultados y desafíos del sector minero energético durante el cuatrienio, en el marco de la política de Transición Energética Justa y del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 "Colombia, Potencia Mundial de la Vida", dando así cumplimiento a la obligación constitucional y legal del Ministerio de Minas y Energía de rendir cuentas ante el Congreso de la República sobre su gestión.

El documento organiza la gestión ministerial en torno a cuatro ejes: el Pivote de Energía, el Pivote de Minería, el Pivote de Hidrocarburos y un capítulo transversal que recoge temas de regalías, cooperación internacional, trabajo decente, justicia ambiental y atención a conflictividades sociales. Cada capítulo da cuenta de los instrumentos de política formulados, los resultados alcanzados y los desafíos pendientes en cada pivote.

En energía, el avance más visible es la expansión de la capacidad instalada en fuentes limpias, que creció cerca de 1.475% durante el cuatrienio en el marco del Plan 6GW Plus, acompañada de programas de democratización energética como las Comunidades Energéticas y Colombia Solar, y de una gestión tarifaria orientada a contener los costos para los usuarios de menores ingresos.

En minería, el Gobierno impulsó un modelo de gobernanza territorial basado en Distritos Mineros que vincula la formalización, la reconversión productiva y la participación comunitaria en regiones de alta dependencia extractiva.

En hidrocarburos, el período estuvo marcado por la gestión del abastecimiento de gas en un contexto de oferta ajustada, al tiempo que se sentaron las bases normativas e institucionales para nuevos energéticos como el hidrógeno, la geotermia y la bioenergía.

Por su parte, el capítulo transversal documenta avances en reducción de la pobreza energética, atención a conflictividades sociales y el fortalecimiento de la política de derechos humanos y de equidad de género en el sector.

El cuatrienio representó un punto de inflexión en la política minero-energética colombiana. Se formularon instrumentos de planificación de largo plazo, se establecieron marcos normativos inéditos y se reorientaron recursos hacia comunidades y territorios históricamente excluidos de los beneficios del sector. Al mismo tiempo, persisten tensiones no resueltas en materia fiscal, de abastecimiento y





de consolidación territorial que demandarán atención prioritaria en el período siguiente. Este informe es, en ese sentido, un balance de lo construido y se constituye en una hoja de ruta técnica que evidencia los avances sectoriales y los desafíos inaplazables para la continuidad de la política pública.





Energía



CAPÍTULO 1

PIVOTE DE ENERGÍA





CAPÍTULO 1. PIVOTE DE ENERGÍA

Desde el Ministerio de Minas y Energía encaminamos todas nuestras acciones hacia la Transición Energética Justa (TEJ), convencidos de que la transformación del sector debe darse de la mano de las comunidades y de los territorios, con la energía de nuestra gente en el centro. Creemos que la energía es un derecho que debe llegar a todos los rincones de Colombia y que su generación debe sustentarse, cada vez más, en fuentes limpias. Bajo esta convicción, durante el cuatrienio 2022–2026 trabajamos por una matriz energética segura, soberana, confiable y limpia, articulada con el cierre de brechas, la reindustrialización, la democratización de la energía y la justicia climática, ambiental y social.

El principal avance de este período fue consolidar la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa de Colombia como instrumento estratégico para orientar la transformación del sector minero-energético. Este documento nos permitió pasar de una visión general de lineamientos y metas a una agenda concreta de acción, construida sobre seis documentos técnicos y con la participación de más de 2.000 personas de comunidades étnicas y campesinas, organizaciones de género, jóvenes, sindicatos, academia, empresas y entidades del Estado. Esta Hoja de Ruta proyecta la incorporación de al menos 20 GW adicionales de energía y estima las inversiones requeridas para la transición entre el 7,5% y el 10,3% del Producto Interno Bruto (PIB) anual, reconociendo que la transición debe ser gradual, planeada y territorialmente diferenciada.

A partir de esa Hoja de Ruta intensificamos las acciones relacionadas con el pivote de energía. Impulsamos el Plan 6GW Plus para incorporar nueva capacidad de generación consolidando un sistema más diversificado, resiliente y sostenible; gracias a esto, hoy más del 73 % de la matriz proviene de fuentes limpias (hidroeléctricas y solar-eólica).

Paralelamente, consolidamos la estrategia de Comunidades Energéticas para democratizar el acceso al servicio de energía, a la fecha de corte, se registran 469 comunidades energéticas implementadas, con cerca de 97 mil beneficiarios equivalentes y una orientación territorial que ubica aproximadamente el 42% en municipios de Programas de Desarrollo con Enfoque Territorial (PDET) y/o Zonas más Afectadas por el Conflicto Armado (ZOMAC) e incorpora 177 comunidades indígenas. Esta estrategia ha sido reconocida con el Premio Nacional de Alta Gerencia otorgado





por el Departamento Administrativo de la Función Pública y el Premio a la Excelencia Energética de la Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE). Además, avanzamos con Colombia Solar, estrategia que busca que hogares vulnerables de estratos 1, 2 y 3 produzcan su propia energía a partir de fuentes limpias y reduzcan su dependencia de los subsidios tradicionales; garantizando el abastecimiento de energía eléctrica.

También pusimos el bolsillo de los colombianos en el centro. A través de la política de Justicia Tarifaria logramos, desde el Pacto por la Justicia Tarifaria de 2022, la renegociación de 857 contratos bilaterales de energía y avanzamos hacia una reforma estructural mediante el Proyecto de Ley 432 de 2025. En materia de subsidios, garantizamos más de \$15 billones para los usuarios de menores ingresos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las Zonas No Interconectadas (ZNI) a través del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI) y del Fondo de Energía Social (FOES).

Asimismo, fortalecimos las interconexiones eléctricas y los planes de expansión de la transmisión para llevar el servicio a los territorios históricamente apartados, y habilitamos un nuevo instrumento de financiación el Fondo Único de Soluciones Energéticas, FONENERGÍA, que unifica los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI), el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las zonas Rurales Interconectadas (FAER), el Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE) y el Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural (FECFGN).

En el presente capítulo se detalla la gestión y los resultados alcanzados durante el cuatrienio en materia de energía, que consolidan el camino hacia una matriz más limpia, resiliente, confiable y democrática, y reflejan el compromiso del Gobierno del Cambio con una energía al servicio de la vida.

1.1 La transición energética justa como apuesta de país

Durante este periodo de Gobierno 2022-2026, el Ministerio de Minas y Energía consolidó la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa de Colombia como uno de los principales instrumentos estratégicos para orientar la transformación del sector minero-energético. Este documento permitió organizar las acciones necesarias para avanzar hacia una matriz energética segura, soberana, confiable y limpia, articulada con





el cierre de brechas, la reindustrialización, la democratización de la energía, la participación territorial y la justicia climática, ambiental y social.

Justicia, participación y planeación de largo plazo

La Hoja de Ruta posicionó la justicia como principio orientador de la transición energética en Colombia. Este enfoque permitió reconocer que la transformación del sector debía desarrollarse de manera gradual, planeada y territorialmente diferenciada, considerando las condiciones económicas, sociales y ambientales de las regiones.

Este resultado fue relevante porque la transición no se planteó únicamente como un cambio tecnológico, sino como una apuesta de país orientada a proteger la seguridad energética, reducir vulnerabilidades económicas, cerrar brechas territoriales y ampliar la participación de las comunidades en las decisiones del sector. En ese sentido, el documento integró la acción climática con la reindustrialización, la diversificación productiva, la democracia energética, el desarrollo territorial y la participación ciudadana.

Asimismo, el Ministerio avanzó en la construcción de escenarios de Transición Energética Justa para analizar las posibles trayectorias del sistema energético colombiano. Este ejercicio permitió identificar los riesgos asociados a la dependencia de los combustibles fósiles, la vulnerabilidad frente a los mercados internacionales del carbón y los hidrocarburos, y la necesidad de preparar al país frente a transformaciones globales que ya se encuentran en curso.

La importancia de este resultado consistió en que el país ahora cuenta con una base técnica para tomar decisiones de largo plazo, orientar inversiones estratégicas y garantizar que la transición se desarrollara de manera ordenada, sin afectar la confiabilidad del sistema ni la seguridad energética nacional.

Transformación sectorial para la seguridad, la diversificación y la democratización energética

En el componente de hidrocarburos, la Hoja de Ruta reconoció la importancia actual del sector para el abastecimiento nacional, la estabilidad fiscal y la seguridad energética. Al mismo tiempo, planteó la necesidad de preparar al país frente a los cambios del mercado internacional de combustibles fósiles y los escenarios de descarbonización global. Como resultado, se definieron líneas orientadas a la gestión eficiente de reservas, la reducción de emisiones, el aumento de la eficiencia energética, el





aprovechamiento de la infraestructura existente y la articulación del sector con nuevos encadenamientos productivos.

En materia minera, el documento identificó los retos de los territorios con alta dependencia del carbón y planteó la necesidad de anticipar los impactos derivados de los cambios en la demanda internacional. Este resultado permitió orientar acciones relacionadas con diversificación productiva, reconversión laboral, cierre minero responsable y fortalecimiento de alternativas económicas en las regiones mineras. De igual manera, incorporó una visión de minería para la vida, vinculada con la reindustrialización, el aprovechamiento de minerales estratégicos, la formalización minera, la protección ambiental y la planificación territorial.

En el sector eléctrico, la Hoja de Ruta priorizó la diversificación de la matriz, la incorporación progresiva de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, la generación distribuida, el almacenamiento, la modernización del sistema y el impulso a esquemas de participación comunitaria. Este avance fue fundamental porque vinculó la expansión del sistema eléctrico con la democratización de la energía. Las comunidades energéticas y los modelos territoriales de gestión energética fueron planteados como mecanismos para mejorar el acceso al servicio, reducir brechas territoriales y fortalecer la apropiación social de la transición.

La Hoja de Ruta también incorporó los nuevos energéticos como una línea estratégica para diversificar la economía, fortalecer la reindustrialización nacional y reducir progresivamente la dependencia de los combustibles fósiles. Alternativas como el hidrógeno, la bioenergía, la geotermia y otras fuentes emergentes fueron consideradas oportunidades para crear nuevas cadenas de valor, promover innovación tecnológica, aprovechar los potenciales territoriales del país y avanzar hacia una mayor soberanía energética.

Gestión de la demanda e inversiones para viabilizar la transición

La Hoja de Ruta identificó la gestión eficiente de la demanda como un componente esencial de la Transición Energética Justa. Este resultado permitió reconocer que la transformación del sector no dependía únicamente de producir energía con nuevas fuentes, sino también de cambiar la forma en que los hogares, el transporte, la industria y el comercio consumen energía.





En este frente, se plantearon acciones orientadas a la eficiencia energética, la electrificación de usos finales, la movilidad sostenible, la sustitución progresiva de combustibles fósiles y la reducción de pérdidas. Su importancia radicó en que permitió enfocar la transición en los sectores donde se concentra buena parte del consumo energético y donde existen mayores oportunidades de ahorro, reducción de emisiones y mejora en la calidad de vida.

Otro resultado destacado fue la estimación de las inversiones requeridas para materializar la Transición Energética Justa, con proyecciones para el periodo 2024-2050. La Hoja de Ruta comparó distintos escenarios y estableció que, bajo el escenario tendencial o Business as Usual (BAU), es decir, manteniendo la trayectoria actual del sistema energético, el país requeriría inversiones equivalentes a entre el 6,8 % y el 8,5 % del PIB.

Por su parte, el escenario de Transición Energética Justa (TEJ) requeriría una inversión promedio anual entre el 7,5 % y el 10,3 % del PIB. En ese sentido, la diferencia frente al escenario tendencial estaría entre 0,5 % y 1,8 % del PIB, valor que representa el esfuerzo adicional necesario para transformar la oferta y la demanda energética del país mediante inversiones en generación, eficiencia, electrificación, transporte, sector residencial, industria, nuevos energéticos e infraestructura. De acuerdo con la Hoja de Ruta, este esfuerzo permitiría incorporar al menos 20 GW adicionales de energía (Ministerio de Minas y Energía, 2025, p. 50).

Este análisis fue relevante porque permitió dimensionar el esfuerzo financiero necesario y orientar las decisiones de inversión pública, privada y de los hogares hacia los sectores de mayor impacto estratégico, especialmente transporte, sector residencial y oferta de electricidad.

Importancia estratégica para el país

La Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa se consolidó como uno de los principales insumos para la toma de decisiones del Gobierno nacional en materia minero-energética. Su formulación permitió ordenar prioridades, identificar riesgos, definir líneas de acción y establecer una orientación clara para avanzar hacia una matriz energética más segura, limpia, confiable y democrática.





De esta manera, la Transición Energética Justa se proyectó como una apuesta de país para garantizar energía para la vida, fortalecer la soberanía nacional, promover la reindustrialización, cerrar brechas territoriales y avanzar hacia un modelo minero-energético más equitativo, participativo y sostenible.

1.2 Plan 6GW en energías renovables

El Plan 6GW Plus tiene como propósito central impulsar la incorporación efectiva de al menos 6 gigavatios (GW) de capacidad instalada en generación eléctrica a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Esta meta no solo apunta a diversificar la matriz energética nacional, sino también a fortalecer la seguridad energética del país, acelerar la transición energética justa, y contribuir al cumplimiento de los compromisos climáticos y de desarrollo sostenible asumidos por Colombia a nivel nacional e internacional.

Siendo este plan liderado por el Ministerio de Minas y Energía, en su rol como entidad articuladora de políticas y coordinadora de esfuerzos técnicos e institucionales. Esta labor se materializa a través de una Mesa Técnica Interinstitucional, un espacio permanente de planeación, coordinación, seguimiento y toma de decisiones para acelerar el desarrollo y entrada en operación de proyectos de generación eléctrica con fuentes renovables.

La implementación del plan requiere una coordinación efectiva entre múltiples actores del sector público y privado. En este sentido, el Ministerio de Minas y Energía ha consolidado una mesa técnica interinstitucional, conformada por entidades clave que, desde sus competencias, impulsan el desarrollo, seguimiento y agilización de los proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables. Esta articulación permite avanzar de manera coordinada hacia una matriz energética más limpia, resiliente y sostenible.

Los integrantes clave que conforman este plan son:

- Ministerio de Minas y Energía (MME)
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA)
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS)





- Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP)
- Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas (IPSE)
- Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE)
- Servicio Geológico Colombiano (SGC)
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)
- Interconexión Eléctrica S.A. (ISA)
- Ecopetrol S.A.

Este conjunto de entidades refleja una visión sistémica y colaborativa, en la que convergen los sectores energético, ambiental, financiero, social y territorial, lo que permite responder de forma integral a los retos que implica la transformación energética del país.

La dinámica operativa del plan se realiza a través de una Mesa Técnica que tiene como función central servir como un espacio de trabajo continuo, con sesiones mensuales, en las cuales se revisan los avances en los proyectos, se identifican cuellos de botella (ambientales, regulatorios, técnicos, sociales) y se definen acciones correctivas o de impulso específicas.

Como parte del despliegue del Plan 6GW Plus, el Gobierno Nacional ha definido una hoja de ruta que integra un conjunto de acciones estratégicas y complementarias diseñadas para remover barreras, acelerar la ejecución de proyectos y consolidar una matriz energética más limpia y resiliente. Estas acciones están orientadas a fortalecer el ciclo completo de desarrollo de los proyectos FNCER, desde la planificación y habilitación técnica, hasta la viabilidad financiera, social y regulatoria.

Entre las acciones estratégicas más relevantes, se destaca la liberación de puntos de conexión en el Sistema Interconectado Nacional, liderada por la UPME y CREG, incluyendo la creación del módulo Auto Generación de Gran Escala –AGGE, que permite identificar y liberar capacidad en subestaciones para nuevos proyectos renovables. Asimismo, se han establecido criterios para la asignación preferente de puntos de conexión a proyectos con alto grado de madurez, priorizando su ingreso a fases de construcción y operación.





A nivel de mercado, se promueve la ejecución de subastas de energía de largo plazo, y se impulsan esquemas de viabilidad financiera para nuevas inversiones en energías limpias.

Por otro lado, en contextos donde existe coexistencia con iniciativas de hidrocarburos, minería, o energía, se ha establecido la priorización de proyectos FNCER, favoreciendo su despliegue sobre tecnologías más contaminantes.

El Plan también contempla mecanismos de seguimiento intensivo a los proyectos de generación priorizados, con mesas técnicas de monitoreo y sistemas de alertas tempranas, así como una estrategia integral de gestión de la transmisión, que busca garantizar la infraestructura necesaria para evacuar la energía generada por fuentes renovables.

Estas acciones estratégicas se complementan con otras iniciativas transversales que contribuyen a asegurar la viabilidad socioambiental, operativa y financiera de los proyectos. Entre ellas se encuentran el fortalecimiento del proceso de consulta previa, el desarrollo de una estrategia social con enfoque territorial, y el acompañamiento a las etapas de construcción, entrada a pruebas y puesta en operación de proyectos en distintas regiones del país.

Adicionalmente, se han promovido resoluciones para mitigar desviaciones técnicas, y se han activado mecanismos para facilitar la autogeneración a gran escala y acelerar los planes de descarbonización de la matriz energética nacional.

El Plan 6GW Plus se enmarca en la política de Transición Energética Justa del Gobierno Nacional, como uno de sus instrumentos operativos más importantes. Al buscar reducir la dependencia del país de fuentes fósiles tradicionales, se prioriza la incorporación de soluciones tecnológicas limpias, con beneficios sociales, ambientales y económicos para las regiones y comunidades.

Gracias al despliegue operativo de la estrategia, se han alcanzado importantes resultados que consolidan el camino hacia una matriz energética más limpia y resiliente en el país. Con corte a 30 de junio de 2026, el país cuenta con una capacidad instalada total de 4.466,97 MW provenientes de proyectos FNCER, tanto en operación como en pruebas:





- 2.934,79 MW en operación, todos correspondientes a energía solar. De estos, 2.854,32 MW corresponden al SIN y 80,47 a ZNI.
- 1.532,18 MW en pruebas, de los cuales 1.491,18 MW son solares y 41 MW eólicos.

La capacidad instalada total representa un crecimiento de cerca del 1.503,62 % en comparación con 2022, cuando la capacidad instalada en este tipo de fuentes era de apenas 297,08 MW. Estos avances reflejan el compromiso del Gobierno con un sistema energético más resiliente, sostenible y diversificado.

Aportes y resultados — UPME.

La UPME lideró el diagnóstico y seguimiento de 320 proyectos de generación renovable (solar, eólica, hidráulica y biomasa), con una capacidad potencial de 5.463,92 MW para el Sistema Interconectado Nacional, concentrada principalmente en tecnología solar (96%).

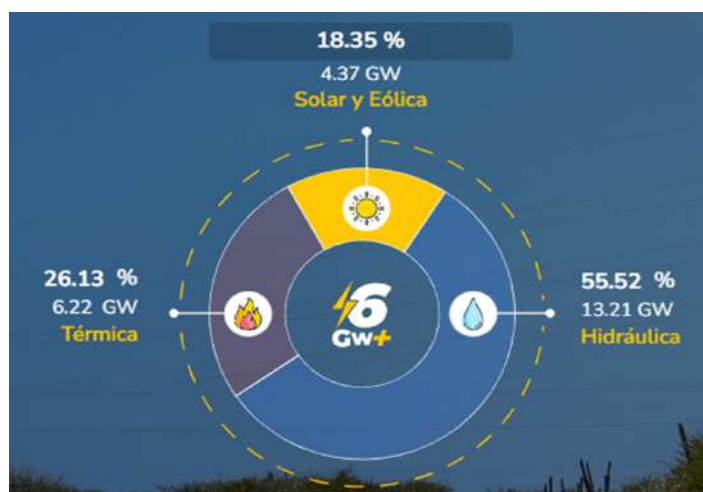
Para superar barreras como retrasos en trámites ambientales, licenciamientos pendientes y limitaciones institucionales, la entidad desarrolló un esquema de articulación con el Ministerio de Minas y Energía, operadores de red (ISA Inter Colombia, ESSA, AIR-E, AFINIA) y autoridades ambientales nacionales y regionales. Este trabajo se complementó con análisis regulatorios orientados a facilitar la incorporación de nueva capacidad renovable al sistema eléctrico.

Entre los principales resultados se destacan la elaboración de rutas de acción para habilitar la transición energética, documentos de habilitantes socioambientales para seis departamentos del Caribe y el Pacífico, y la implementación de metodologías de enfoque territorial en el Chocó.

Gracias a estos avances, como se muestra en la imagen 1. Colombia cuenta hoy con una capacidad instalada de 23,8 GW, de la cual el 73,87% proviene de fuentes limpias: hidroeléctrica (55,52%) y solar-eólica (18,35%), consolidando una matriz energética más diversificada, segura y sostenible.

Imagen 1. Composición generación eléctrica en Colombia





Fuente: Sistema de Información Minero Energético Colombiano (SIMEC) – Plan 6GW+, UPME. [1]

La estrategia también ha permitido consolidar espacios de articulación entre promotores, operadores de red, autoridades ambientales y entidades del sector, fortaleciendo así la planeación sectorial de largo plazo y acelerando la transición hacia un sistema energético más diversificado, seguro y sostenible.

Aportes y resultados — FENOGE

En el marco del Plan 6GW+, el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) desempeñó un rol estratégico en la implementación de soluciones energéticas sostenibles, contribuyendo a la diversificación de la matriz energética nacional y al cumplimiento de las metas de transición energética del Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026.

Durante este período, FENOGE ejecutó 21 iniciativas basadas en tecnología solar fotovoltaica, con una meta total de capacidad instalada superior a los 85.000 kW, bajo dos modalidades principales: autogeneración a pequeña escala y generación distribuida.

A corte de junio de 2026, 9 iniciativas registran un avance del 100%, entre las que se destacan BeEnergy (Providencia y Santa Catalina), Hogares Energéticamente Sostenibles (Cali), Bahía Málaga y las comunidades energéticas de Bocas del Palo. Las 12 iniciativas restantes se encuentran en ejecución o próximas a iniciar, siendo las de mayor envergadura Colombia Solar (22.900 kW), Comunidades Energéticas (29.672





kW / 500 comunidades) y Techos Solares para Población Vulnerable (11.582 kW / 3.894 usuarios).

Los proyectos benefician a comunidades vulnerables, instituciones educativas públicas, hogares de estratos 1, 2 y 3, economías populares y territorios rurales y costeros en regiones como La Guajira, Valle del Cauca, Meta, la Región Caribe y el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, con impactos concretos en la reducción de emisiones de GEI, la disminución de costos del servicio eléctrico y el cierre de brechas territoriales en el acceso a energía limpia.

Aportes y resultados – CREG

La contribución de la CREG al logro de este plan se materializó a través de los mecanismos regulatorios del cargo por confiabilidad, en particular mediante la expedición de las metodologías para el cálculo de la Energía Firme para el Cargo de Confiabilidad (ENFICC) de plantas eólicas y solares, y la realización de subastas de Obligaciones de Energía en Firme (OEF) con resultados históricos a favor de las FNCER.

Proyectos de generación en operación y pruebas en el Sistema Interconectado Nacional – SIN

En el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se distinguen dos grandes grupos de proyectos: aquellos orientados exclusivamente a la generación de energía — Generación a Gran Escala (GE) y Generación Distribuida (GD) — y los correspondientes a autogeneradores, que, dependiendo de su capacidad instalada, pueden aportar energía al sistema en mayor o menor medida —Autogeneradores a Gran Escala (AGGE) y Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) —.

Asimismo, los proyectos se clasifican entre aquellos que ya se encuentran en operación comercial y aquellos que, aunque aún no han alcanzado esta etapa, cuentan con obras finalizadas y se encuentran en fase de pruebas, periodo durante el cual inician la entrega progresiva de energía al sistema.

Para efectos del presente informe, la información consolidada proviene de los reportes oficiales del Operador del Sistema Interconectado Nacional, XM S.A. E.S.P., y de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).



En este sentido, considerando que la UPME puso a disposición información actualizada recopilada en septiembre de 2025, el presente informe puede presentar variaciones respecto de versiones previamente remitidas que no incorporaban dicha actualización.

Proyectos en Operación

Generación a Gran Escala

Este último año (31 mayo de 2025 a 30 de junio de 2026) y según la información reportada por XM S.A. E.S.P y la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME, entraron en operación comercial un total de 10 proyectos de generación a gran escala, sumando una capacidad de 459,10 MW, relacionándose a continuación:

Tabla 1. Proyectos en Operación de Generación a Gran Escala

Nombre Recurso	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Fecha Operación	Municipio	Departamento	Tipo Generación
BSB 500	19.90	2025-11-05	SABANALARGA	ATLÁNTICO	SOLAR
BSB 501	19.90	2025-11-01	SABANALARGA	ATLÁNTICO	SOLAR
BSB 502	19.90	2025-11-19	SABANALARGA	ATLÁNTICO	SOLAR
SHANGRI LA	160.00	2025-10-23	IBAGUE	TOLIMA	SOLAR
SOLAR ARDOBELA I	9.90	2025-12-24	SANTANDER DE QUILICHAO	CAUCA	SOLAR
SOLAR ARDOBELA II	9.90	2025-12-24	SANTANDER DE QUILICHAO	CAUCA	SOLAR
GUAYEPO III	180.00	2026-02-25	PONEDERA	ATLÁNTICO	SOLAR
ROKRA	9.90	2026-06-28	SALDANA	TOLIMA	SOLAR
ALMA II	9.80	2025-12-23	ARAUCA	ARAUCA	SOLAR
PARQUE SOLAR NISPEROS	19.90	2026-04-10	BARANOA	ATLÁNTICO	SOLAR
PARQUE SOLAR BUGAMBILES	9.90	2026-03-06	BARANOA	ATLÁNTICO	SOLAR
Total	469,00	-	-	-	-

Fuente: Ministerio de Minas y Energía — Equipo de Fondos de Apoyo a la Energización, 2026





Generación Distribuida

Durante el periodo comprendido entre el 31 de mayo de 2025 y el 30 de junio de 2026, y de acuerdo con la información reportada por XM S.A. E.S.P. y la UPME, entraron en operación comercial 142 proyectos de generación distribuida, los cuales incorporaron una capacidad instalada total de 129,20 MW.

Autogeneración a Gran Escala (AGGE) y a Pequeña Escala (AGPE)

En el caso de la Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) y Autogeneración a Gran Escala (AGGE), la información consolidada proviene principalmente de la UPME, dado que estos proyectos no están obligados a reportarse ante el Centro Nacional de Despacho (CND) de XM. Esto obedece a que, por su capacidad y naturaleza, no son plantas despachadas centralmente ni están bajo el control operativo del CND, lo que limita la trazabilidad oficial de su aporte. En consecuencia, aunque se cuenta con datos relevantes, pueden existir proyectos de autogeneración que no aparecen en los registros, ya sea por depender exclusivamente del reporte de los Operadores de Red o por operar de manera aislada (modo isla), lo que implica que la magnitud real de la autogeneración en el país podría ser mayor a la registrada oficialmente.

Con esta aclaración, y de acuerdo con la información recopilada por la UPME, se presenta lo siguiente:

Tabla 2. Proyectos generación distribuida

Estado	Capacidad [MW]
Auto Generación a Gran Escala (AGGE)	474.13
Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE)	556.69

Fuente: Ministerio de Minas y Energía — Equipo de Fondos de Apoyo a la Energización, 2026

La UPME realizó la actualización de la información con respecto a lo reportado por los distintos operadores de red. Además, se realizó una actualización manual del indicador, incorporando los proyectos AGPE CEDILLANOS, AGPE SUB LIBERTADOR y AGPE FERCH2, los cuales fueron reportados por XM, pero no se encontraban registrados en la base de UPME.





De estos proyectos, este último año (31 mayo de 2025 a 30 de junio de 2026) entraron en operación comercial un total de 7 proyectos de AGGE y 5477 proyectos de AGPE, sumando una capacidad de 39,7 MW y 126,03 MW respectivamente.

Considerando el alto volumen de proyectos asociados y con el propósito de preservar la claridad, legibilidad y estructura del documento, no se relaciona en este apartado el detalle individual de cada proyecto. En consecuencia, dicha información se incorpora como anexo, el cual contiene la relación consolidada y el detalle correspondiente para su consulta.

Proyectos en Pruebas en SIN

De estos proyectos, este último año (31 mayo de 2025 a 30 de junio de 2026) entraron en estado de pruebas un total de 43 proyectos, sumando una capacidad de 867,53 MW al indicador 6GW+.

Nota: Considerando el alto volumen de proyectos asociados y con el propósito de preservar la claridad, legibilidad y estructura del documento, no se relaciona en este apartado el detalle individual de cada proyecto. En consecuencia, dicha información se incorpora como anexo, el cual contiene la relación consolidada y el detalle correspondiente para su consulta.

Impacto regulatorio en la capacidad instalada en operación del SIN

Inicialmente se informa que, por la finalización del periodo de transición de las Resoluciones CREG 148 de 2021 y CREG 101 011 de 2022, se ha realizado el cambio de estado de "Operación" a "Pruebas" de 70 plantas solares objeto de estas resoluciones, teniendo así un total de 632,54 MW que se retiran del listado de las plantas en operación y adicionan a la capacidad de proyectos en estado de pruebas.

Tabla 3. Resoluciones CREG

Resolución CREG	Número de plantas objeto de la Resolución	Capacidad Efectiva Neta afectada [MW]
148 de 2021	47	566,96
101 011 de 2022	23	65,58
Total	70	632,54

Fuente: XM, mayo 2026





Este evento afectó tanto a las plantas en operación pertenecientes al periodo comprendido entre 2017-2022 (previo al Gobierno del Cambio), como a las plantas que entraron en operación en el cuatrienio perteneciente al Gobierno del Cambio (2022-2026).

Tabla 4. Capacidad de generación en operación (MW)

Periodo afectado	Capacidad en Operación afectada por el cumplimiento de las Resoluciones [MW]
2017-2022	166,04
2022-2026	466,50

Fuente: XM, junio 2026.

Finalmente, se resalta la entrada en operación de dos plantas afectada por las disposiciones establecidas en estas resoluciones. En particular, las plantas *AUTOG SOLAR PALMIRA II BERRY* y *CELSIA SOLAR PUERTO TEJADA*, sujetas a las Resoluciones CREG 011 de 2022 y CREG 148 de 2021 respectivamente.

Nota: Los valores reportados para cada período corresponden a los proyectos que, de acuerdo con la información actualizada de XM, habían entrado en operación durante dicho lapso.

Proyectos de generación en Zonas No Interconectadas – ZNI

Teniendo en cuenta los ciclos de reporte y el último informe presentado (T2 - 2024), la capacidad instalada de fuentes no convencionales de energía y de soluciones tipo híbrido en las ZNI corresponde a 72,15 MW. De este total, 28,05 MW corresponden a proyectos que han entrado en operación durante el Gobierno del Cambio (2022–2026).

Ahora bien, de forma complementaria, la información recopilada por la UPME en el marco del Plan 6GW+ registra la entrada en operación de 8,32 MW adicionales de capacidad FNCER desde el segundo trimestre de 2024 hasta diciembre de ese mismo año.

En total, considerando las cifras del IPSE y de la UPME, las ZNI cuentan actualmente con 80,47 MW de capacidad renovable instalada, de los cuales 36,37 MW corresponden a proyectos que han entrado en operación durante el Gobierno del Cambio (2022–2026).





Capacidad Efectiva Neta Nacional (CEN)

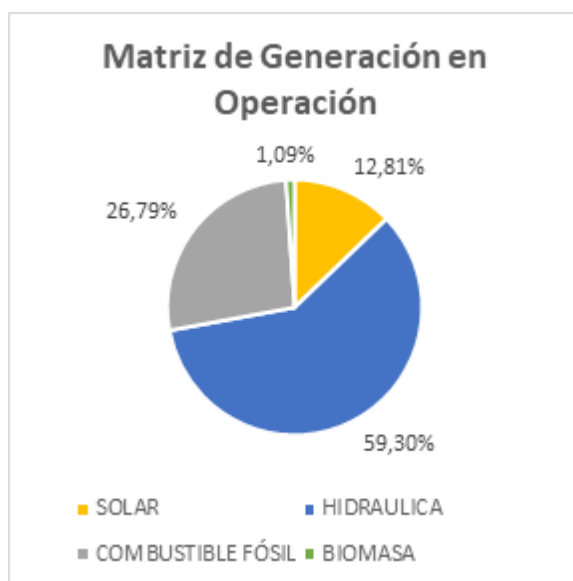
Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, tenemos que la capacidad actual del Sistema Interconectado SIN es de 22,250.04 megavatios (MW) mostrado en la siguiente tabla:

Tabla 5. Matriz de Generación de Energía Eléctrica en Operación

Tipo De Fuente	Capacidad Efectiva Neta en Operación [MW]	Participación [%]
SOLAR	2854.32	12.81%
HIDRAULICA	13212.77	59.30%
COMBUSTIBLE FÓSIL	5968.69	26.79%
BIOMASA	243.93	1.09%
Total	22279.7093	100.00%

Fuente: XM y UPME – Elaboración Propia, 2026

Gráfica 1. Matriz de Generación de Energía Eléctrica en Operación

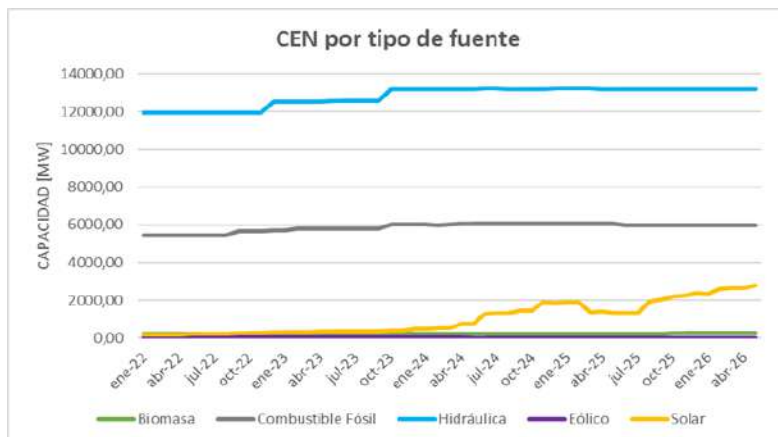


Fuente: XM y UPME – Elaboración Propia

Ahora bien, para poder presentar el seguimiento y entrada de proyectos FNCER a gran escala, es importante revisar la evolución de la matriz de energía eléctrica en el país como se presenta a continuación:



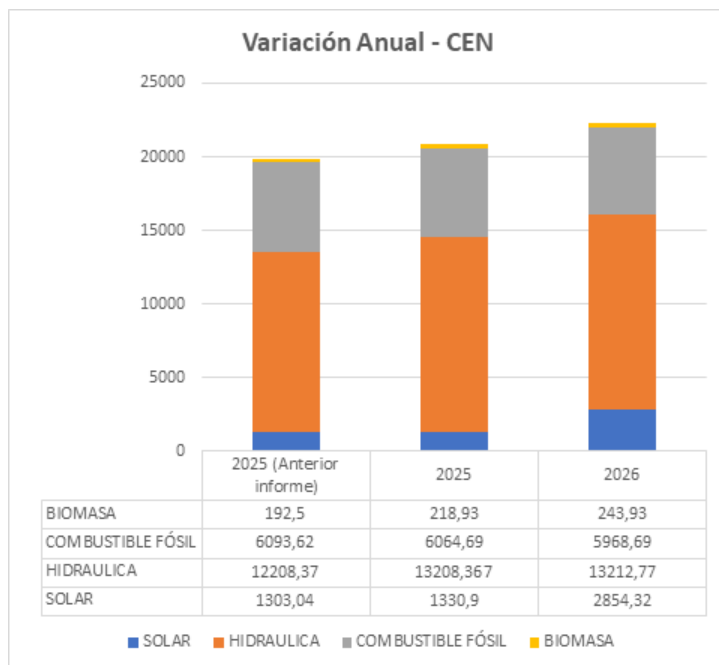
Gráfica 2. CEN por tipo de fuente



Fuente: XM — Última revisión 30 de junio 2026

Con estos datos se puede mostrar el comportamiento de la matriz de generación eléctrica en el último año. Así, la matriz del país es 73,06% renovable con 13,62 puntos porcentuales de renovable no convencional.

Gráfica 3. Comportamiento de la capacidad efectiva en el último año



Fuente: UPME, XM, MME - Última revisión 30 de junio de 2026



Nota: Se presentan diferencias entre la información reportada para el corte del 31 de marzo de 2025 en el informe anteriormente remitido y la información actualmente publicada por XM S.A. E.S.P. Lo anterior obedece a que la base de datos y los registros asociados a proyectos de generación se encuentran en permanente actualización y validación, lo que puede derivar en ajustes posteriores sobre la información inicialmente reportada.

Adicionalmente, algunos proyectos pueden entrar en operación o modificar su estado operativo en fechas cercanas al cierre del periodo de reporte, sin que dicha novedad haya sido informada o consolidada previamente en las bases de datos utilizadas para la elaboración del informe correspondiente. En consecuencia, pueden presentarse variaciones en las cifras históricas respecto de versiones anteriores del documento.

Es así como se evidencia un aumento real de la CEN del 7,00%, pasando de 20.822,89 MW en mayo de 2025 a 22.279,71 MW en junio de 2026. No obstante, teniendo en cuenta el valor previamente reportado, se tendría un aumento percibido de 12,54%. Ahora bien, es importante considerar que la interpretación de esta variación debe realizarse teniendo en cuenta dos elementos relevantes.

En primer lugar, el crecimiento de las FNCER en operación comercial se ha visto limitado por la entrada en vigor de los requisitos técnicos establecidos en el artículo 9 de la Resolución CREG 148 de 2022, según el cual: “Sin excepción, a partir del 01 de abril de 2025, todas las plantas conectadas al Sistema Interconectado Nacional que hacen parte del ámbito de aplicación de esta resolución, deberán cumplir y aplicar todos los requisitos técnicos de la presente resolución para su operación”, así como por lo dispuesto en el artículo 11 de la Resolución CREG 101 011 de 2022, que establece que “a partir del 16 de mayo de 2025, todas las plantas de generación y autogeneración conectadas al Sistema Interconectado Nacional que hacen parte del ámbito de aplicación de esta resolución deberán cumplir y aplicar todos los requisitos técnicos que se les indique en la presente resolución para su operación”.

Como consecuencia de la implementación de estas disposiciones regulatorias, un número significativo de plantas de generación FNCER modificó su estado de “En Operación” a “En Pruebas”, dado que, aunque continúan entregando energía al sistema, se encuentran adelantando el proceso de validación y cumplimiento de los requisitos técnicos exigidos para su entrada definitiva en operación comercial. Esta situación



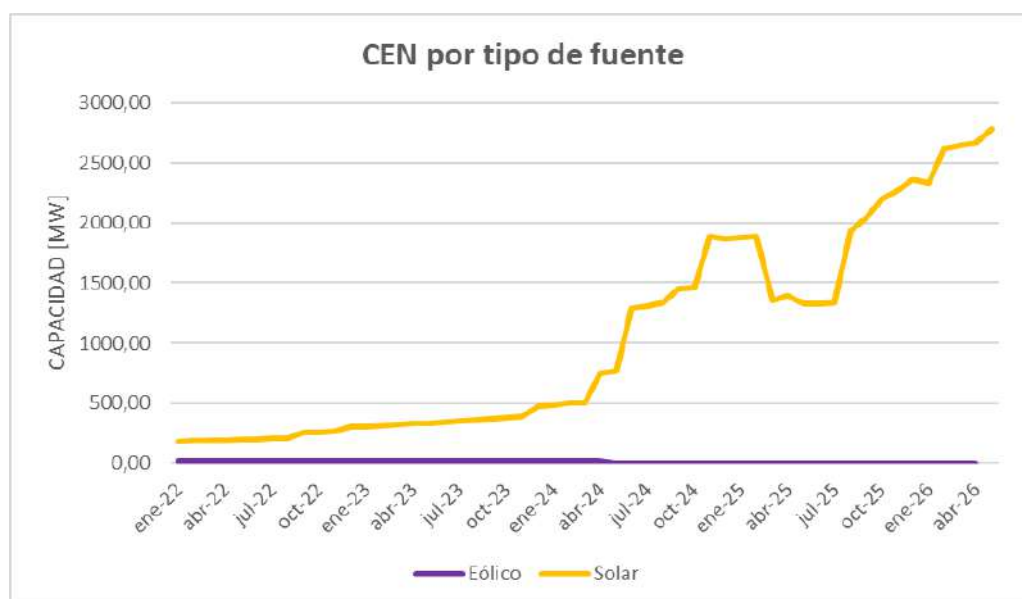
impacta tanto la composición de la matriz energética como el total de proyectos FNCER clasificados oficialmente como operativos.

En segundo lugar, debe señalarse que, como resultado de la actualización metodológica aplicada a la medición del indicador y de la adopción de la información remitida por la UPME, se ajustaron los criterios de consolidación, clasificación y contabilización de los proyectos, incorporando información recopilada y validada con corte a septiembre de 2025. En consecuencia, las cifras históricas presentadas en este informe pueden diferir de aquellas reportadas en versiones anteriores, debido a la incorporación de la nueva información oficial disponible y a la aplicación de los criterios metodológicos actualizados.

Capacidad Efectiva Nacional (CEN) — FNCER

Con el contexto dado, se procederá a hacer el análisis de las FNCER durante este año.

Gráfica 4. Capacidad Efectiva neta de FNCER



Fuente: UPME, XM, MME - Última revisión 30 de junio de 2026

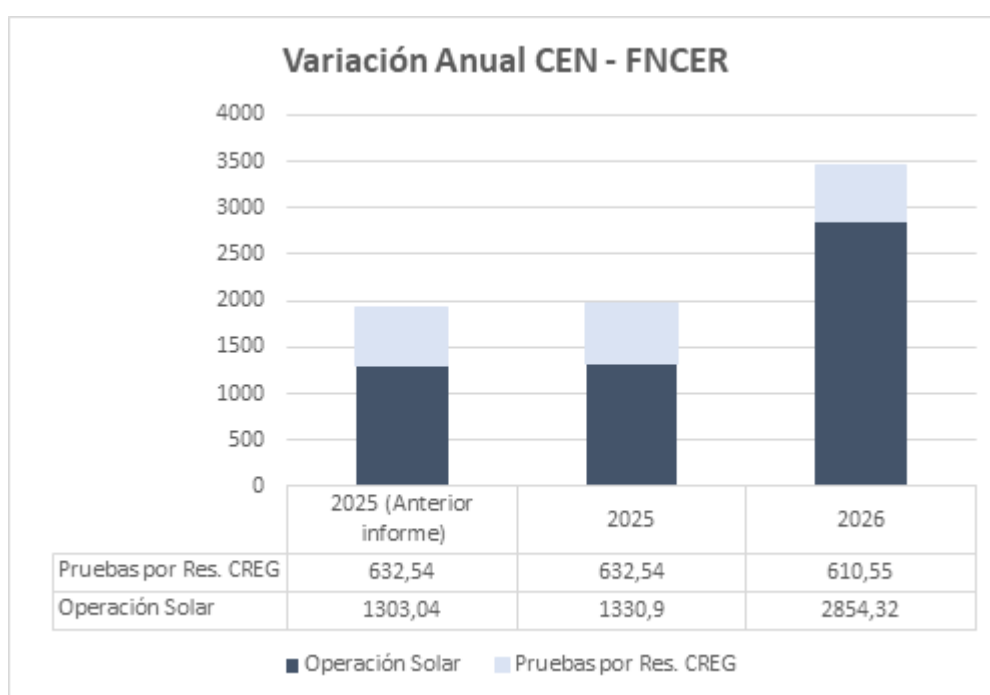
Con la gráfica anteriormente mostrada se puede evidenciar que, previo al cumplimiento de las Resoluciones CREG 148 de 2021 y CREG 101 011 de 2022, se presentaba un aumento de la capacidad efectiva neta de FNCER con respecto al año anterior, sin embargo, posterior al cumplimiento de las Resoluciones anteriormente mencionadas, se evidencia una disminución equivalente a los 632,54 MW de proyectos de generación



que actualizan su estado a “pruebas”, sin embargo, durante este año han entrado en operación dos de estas plantas, teniendo así una disminución de la CEN por el cumplimiento de las resoluciones CREG de 610,55 MW.

Es así que, como se ve en la gráfica 5, se tiene un aumento real de 1.523,42 MW en la capacidad FNCER. No obstante, teniendo en cuenta el valor previamente reportado, se tendría un aumento percibido de 1.551,28 MW.

Gráfica 5. Variación capacidad efectiva neta FNCER (mayo 2025 – junio 2026)



Fuente: UPME, XM, MME - Última revisión 30 de junio 2026

Análisis Cuatrienio

Así las cosas, para efectos del presente informe y, atendiendo a la regulación vigente, se presenta la capacidad de generación mediante FNCER declarada en “Operación” y en “Pruebas” acumulada y correspondiente al periodo del Gobierno del Cambio (2022-2026), tanto para el SIN como para las ZNI.

Tabla 6. Capacidad instalada por estado (MW)



Estado	Capacidad [MW]	
	Acumulada	Cuatrenio
1. SIN	4,386.50	4,179.12
1.1. En Operación	2,854.32	2,646.94
1.1.1. Generación Gran Escala (GE)	1,622.50	1,622.50
1.1.2. Generación Distribuida (GD)	201.00	200.72
1.1.2. Auto Generación a Gran Escala (AGGE)	474.13	365.10
1.1.3. Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE)	556.69	458.62
1.2. En Pruebas	1,532.18	1,532.18
2. ZNI	80.47	36.37
2.1. IPSE	72.15	28.05
2.2. UPME	8.32	8.32
Total	4,466.97	4,215.49

Fuente: UPME, XM, IPSE – Elaboración Propia, 2026.

Energía Generada

Consecuente con la capacidad instalada de generación de energía eléctrica del país, en la gráfica 6 se presenta la energía generada por tipo de fuente durante el último año.

Gráfica 6. Energía generada por tecnología en el último año



Fuente: XM- Última revisión 30 de junio de 2026

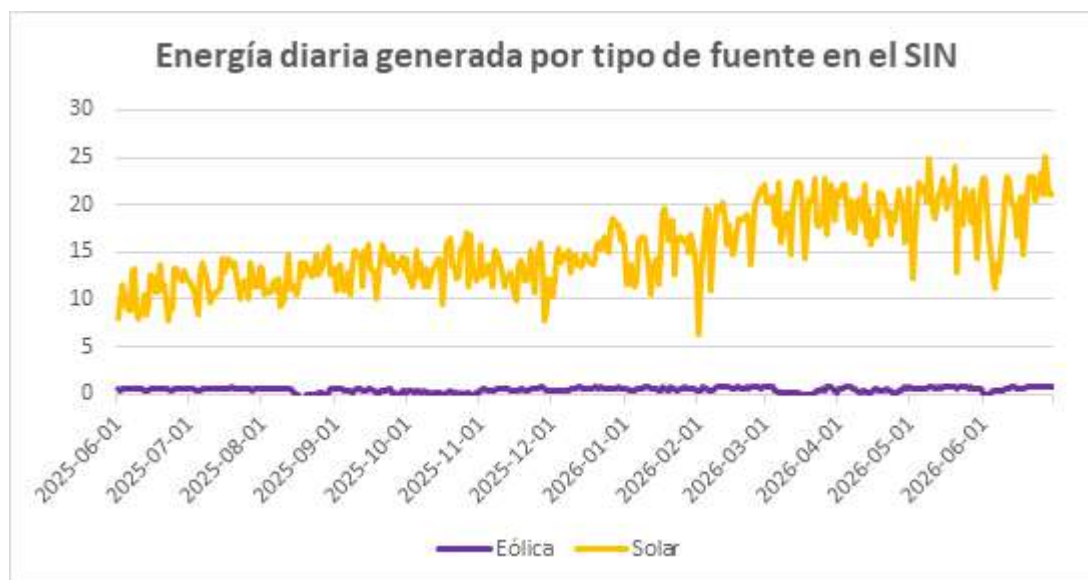


Es importante señalar que la información de generación energética presentada en este apartado corresponde principalmente a los reportes oficiales de XM S.A. E.S.P., en su calidad de operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En este sentido, las cifras expuestas no contemplan de manera integral la generación asociada a ciertos proyectos solares de autogeneración reportados por la UPME, particularmente aquellos destinados principalmente al autoconsumo.

Lo anterior se debe a que este tipo de proyectos, especialmente los Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE), consumen internamente una parte significativa o la totalidad de la energía producida, por lo que dicha generación no es inyectada al SIN ni cuenta con mecanismos de medición y seguimiento centralizado equivalentes a los aplicados a las plantas de generación despachadas o con entrega significativa de energía al sistema. En consecuencia, la participación real de las FNCER en la generación nacional podría ser superior a la reflejada en las estadísticas operativas consolidadas por XM.

De forma acumulada, se tiene que la generación de energía eléctrica por parte de fuentes de energía renovable mantiene una participación del 87,11% en lo corrido de este último año (mayo 2025 – junio 2026).

Gráfica 7. Energía generada por FNCER en el último año



Fuente: XM - Última revisión 30 de junio de 2026

Ahora, de este total, se estima que un 6,71% corresponde a energía generada mediante fuentes no convencionales.





Proyectos Estratégicos

Para efectos del presente apartado, se consideran proyectos emblemáticos aquellos proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) que, por su capacidad efectiva neta, impacto sobre la diversificación de la matriz energética, aporte a la seguridad energética nacional y relevancia territorial, han contribuido de manera significativa al incremento de la capacidad instalada del país.

En este sentido, se relacionan los proyectos FNCER que, a la fecha de corte del presente informe, se encuentran en operación y cuentan con una capacidad efectiva neta igual o superior a **100 MW**, los cuales se relacionan a continuación:

Tabla 7. Proyectos estratégicos de generación solar

Nombre Recurso	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Fecha Operación	Municipio	Departamento	Tipo Generación
GUAYEPO	370.00	2026-02-18	PONEDERA	ATLÁNTICO	SOLAR
GUAYEPO III	180.00	2025-07-21	PONEDERA	ATLÁNTICO	SOLAR
SHANGRI LA	160.00	2025-10-23	IBAGUE	TOLIMA	SOLAR
LATAM SOLAR LA LOMA	150.00	2024-06-24	EL PASO	CESAR	SOLAR
PORTON DEL SOL	102.00	2024-03-08	LA DORADA	CALDAS	SOLAR
PARQUE SOLAR LA UNION	100.00	2024-06-19	SAN CARLOS	CÓRDOBA	SOLAR
FUNDACION	100.00	2024-06-24	PIVIJAY	MAGDALENA	SOLAR
Total	1162.00	-	-	-	-

Fuente: Ministerio de Minas y Energía — Equipo de Fondos de Apoyo a la Energización, 2026

Dado que los proyectos relacionados se encuentran conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), la energía generada se integra a la red nacional y contribuye al abastecimiento general de la demanda eléctrica del país. En consecuencia, el impacto sobre beneficiarios se presenta en términos de aporte potencial al suministro energético y equivalencia aproximada de hogares atendidos, cuando dicha información se encuentra disponible.





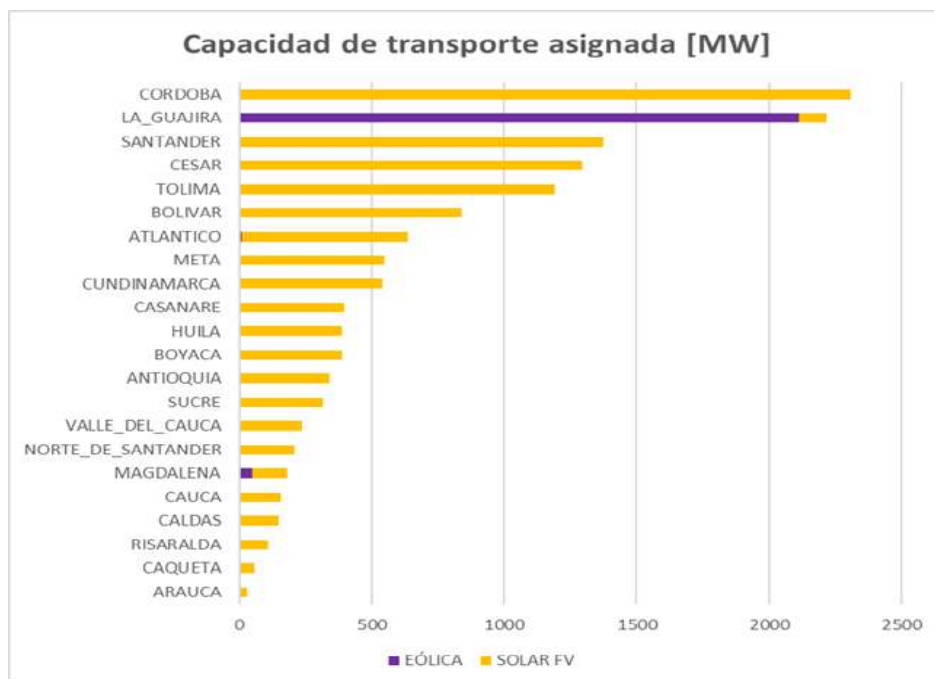
En este sentido, tomando como referencia el consumo de subsistencia máximo establecido en la Resolución 355 de 2004 de 173 kWh/mes (alturas inferiores a 1000 msnm), y el factor de planta proporcionado por XM, se estima un total de 43.095 hogares beneficiados.

Adicionalmente, se destaca la entrada en fase de pruebas de los proyectos Puerta de Oro (300 MW) y Atlántico (180 MW), los cuales, si bien aún no han alcanzado la etapa de operación comercial, se encuentran adelantando el proceso de validación y cumplimiento de los requisitos técnicos necesarios para su formalización y entrada definitiva en operación dentro del Sistema Interconectado Nacional.

Puntos de Conexión Asignados

Actualmente, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) tiene asignada capacidad de transporte para 304 proyectos de generación FNCER hasta el 2029, equivalentes a 13.899,81 MW en donde, como se muestra en la Gráfica 9, la región Caribe presenta un gran potencial de transporte asignado.

Gráfica 8. Potencial por capacidad asignada por departamento



Fuente: UPME - Última revisión 30 de junio 2026





Aporte y resultados IPSE

- **Aporte del IPSE a la transición energética y ampliación de cobertura en las Zonas No Interconectadas (ZNI)**

Durante el periodo 2022–2026, el IPSE fortaleció su aporte a la transición energética justa mediante la estructuración, promoción e implementación de soluciones energéticas sostenibles en las Zonas No Interconectadas (ZNI), contribuyendo al cierre de brechas de acceso a la energía y a la incorporación progresiva de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en territorios históricamente excluidos del Sistema Interconectado Nacional. La gestión institucional se enfocó en fortalecer la capacidad técnica del Instituto para formular y promover proyectos energéticos con enfoque territorial, comunitario y sostenible, consolidando procesos internos de estructuración, ampliando mecanismos de financiación y promoviendo soluciones orientadas a la sostenibilidad del servicio.

- **Estructuración y promoción de proyectos energéticos**

Uno de los principales avances del periodo fue el fortalecimiento de la estructuración técnica de proyectos al interior de la entidad, reduciendo la dependencia de esquemas tercerizados y consolidando capacidades institucionales para el diseño y formulación de soluciones energéticas en las ZNI.

Como resultado de este proceso, entre 2022 y el 30 de junio de 2026 el IPSE logró:

- Diseñar y estructurar 381 proyectos energéticos.
- Viabilizar 195 proyectos a través de diferentes mecanismos de financiación.
- Movilizar inversiones cercanas a \$1,99 billones para proyectos con concepto favorable.

Así mismo, este cuatrienio se consolidó como el periodo con mayor estructuración de proyectos energéticos, los cuales, en su gran mayoría, fueron promocionados ante diferentes fuentes de financiación como los fondos FAZNI, FAER, FENOGE, Sistema General de Regalías - SGR, mecanismo de Obras por Impuestos - OXI, recursos IPSE, entre otros, garantizando la gestión de recursos para el acceso a la energía de nuevos usuarios y para el mejoramiento de la infraestructura energética existente, con énfasis en sistemas de generación con Fuentes No Convencionales de Energía, en el marco de



la transición energética justa, la ampliación de la cobertura y el desarrollo de comunidades energéticas.

Tabla 8. Proyectos energéticos estructurados y actualizados 2022–2026

Vigencia	Proyectos
2022	130
2023	44
2024	67
2025	135
2026	7
Total	383

Fuente: Elaboración propia IPSE. Corte a 30 de junio de 2026.

Tabla 9. Proyectos viabilizados 2022–2026

Mecanismos De Financiación	% Por Mecanismo	# Proyectos
Cooperación Internacional	0.51%	1
FAER	0.51%	1
FAZNI	30.26%	59
FENOGE	2.05%	4
OXI	26.15%	51
Recursos IPSE	23.59%	46
SGR	16.92%	33
Total general	100.00%	195

Fuente: Elaboración propia IPSE. Corte a 30 de junio de 2026.





Tabla 10. Inversión movilizada en el cuatrienio (\$1,97 billones)

Mecanismos De Financiación	Valor Total Del Proyecto (Cifra En Millones De Cop)	% Proyecto
Cooperación Internacional	\$ 7.705,25	0,39%
FAER	\$ 9.973,37	0,50%
FAZNI	\$ 627.048,89	31,42%
FENOGÉ	\$ 135.733,44	6,80%
OXI	\$ 609.715,39	30,55%
RECURSOS IPSE	\$ 322.110,64	16,14%
SGR	\$ 283.567,55	14,21%
Total general	\$ 1.995.854,53	100,00%

Fuente: Elaboración propia IPSE. Corte a 30 de junio de 2026.

- **Implementación territorial y ampliación de cobertura**

Durante el periodo de gobierno, el IPSE avanzó en la implementación de proyectos de energización rural y ampliación de cobertura mediante soluciones individuales, centralizadas e híbridas, priorizando territorios con mayores brechas de acceso al servicio. La gestión adelantada permitió fortalecer la presencia institucional en departamentos como La Guajira, Chocó, Cauca, Vichada, Guainía, Amazonas, Caquetá y San Andrés, entre otros, mediante proyectos orientados a mejorar las condiciones de vida de las comunidades y garantizar acceso confiable y sostenible al servicio de energía. Se destacan proyectos emblemáticos desarrollados en territorios como Isla Grande, Cumaribo y comunidades rurales dispersas de La Guajira y el Pacífico colombiano, en los cuales se promovieron soluciones centralizadas con impacto comunitario y enfoque territorial.



Imagen 2. Comunidades acompañadas - IPSE



Fuente: IPSE, 2026.

Imagen 3. Isla grande



Fuente: IPSE, 2026.

Imagen 4. Canchas Solares



Fuente: IPSE, 2026.

Imagen 5. Guachalito



Fuente: IPSE, 2026.

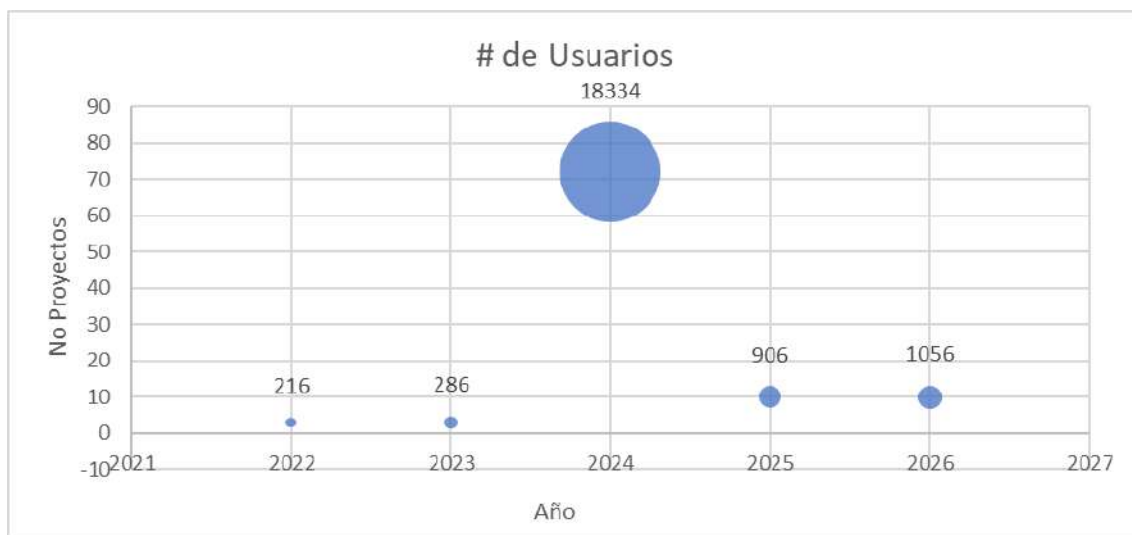


Imagen 6. Guajira



Fuente: IPSE, 2026.

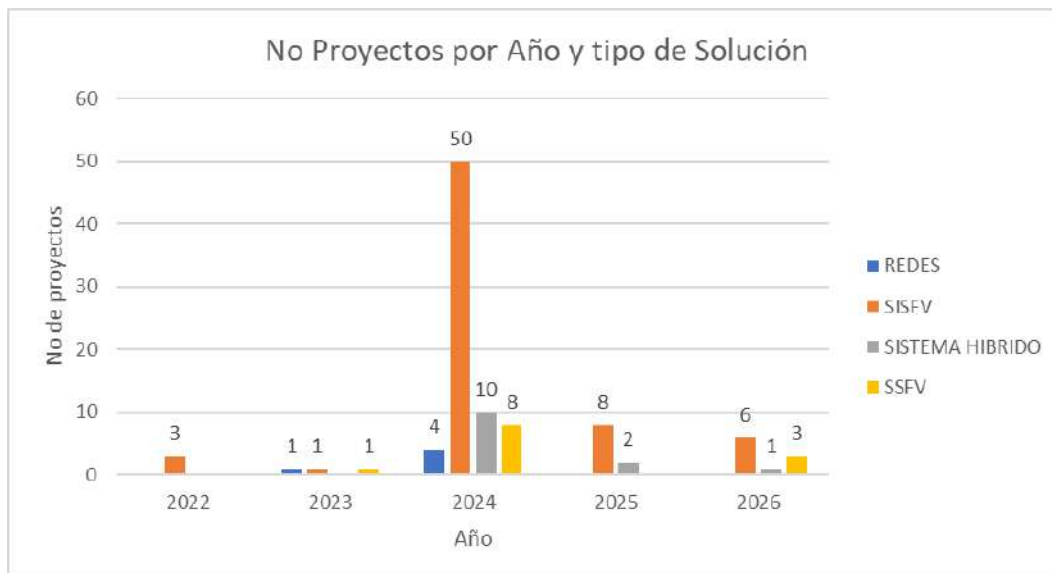
Gráfica 9. Número de usuarios beneficiados 2022-2026



Fuente: Elaboración propia IPSE. Corte a 30 de junio de 2026.



Gráfica 10. Número de proyectos implementados por tipo de solución 2022-2026



Fuente: Elaboración propia IPSE. Corte a 30 de junio de 2026.

- **Seguimiento a la prestación del servicio y fortalecimiento de capacidades**

Durante el periodo 2022–2026, el IPSE adelantó acciones orientadas no solo a la implementación de proyectos, sino al fortalecimiento de las capacidades técnicas, organizativas y operativas de los prestadores del servicio de energía en las Zonas No Interconectadas (ZNI), con el fin de garantizar la sostenibilidad, calidad y continuidad del servicio. En este marco, se destacan dos líneas principales de intervención: el fortalecimiento de capacidades y la consolidación de esquemas de administración, operación y mantenimiento de los sistemas energéticos.

- **Fortalecimiento de capacidades y esquemas empresariales**

A través del Convenio Interadministrativo IPSE–SENA 140-2021, se adelantaron procesos de formación dirigidos a operarios, prestadores del servicio y comunidades, orientados a fortalecer competencias técnicas y operativas en la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI.

Como resultado, se logró:

- Formación de 67 operarios en Cauca y Chocó y 56 operarios adicionales en Tumaco (Nariño).





- Capacitación en operación y mantenimiento de sistemas solares fotovoltaicos y fundamentos eléctricos, mediante metodologías teórico-prácticas.
- Desarrollo de jornadas complementarias en Chocó, beneficiando a 51 participantes.

Estas acciones permitieron fortalecer la operación del servicio en zonas rurales, promoviendo condiciones de seguridad, eficiencia y apropiación técnica de las soluciones energéticas.

De manera complementaria, mediante el contrato suscrito con FONPACÍFICO en 2024 (Contrato 202), se avanzó en el fortalecimiento organizativo de los prestadores del servicio y en la capacitación de usuarios beneficiarios de los proyectos energéticos.

En este marco:

- Se capacitaron 40 prestadores del servicio en componentes técnicos, administrativos, financieros y de gestión del usuario.
- Se formaron 1.600 usuarios en temas de uso eficiente y racional de la energía, así como en la operación de sistemas energéticos (diésel, solar e híbrido).

Estas acciones contribuyen directamente a la sostenibilidad de los proyectos implementados, al fortalecer la capacidad de gestión local y promover el uso adecuado de la infraestructura energética.

Tabla 11. Usuarios capacitados 2022–2026.

Departamento	Municipio	Localidad	Usuarios Capacitados
Atlántico	Barranquilla	Las Malvinas	100
Atlántico	Barranquilla	Adelita de Char	100
Bolívar	Cartagena	Isla Grande – Isleta	373
Chocó	Litoral del San Juan	Papayo	174
Chocó	Nuquí	Coquí	88
Guainía	Barrancominas	Chatare	77
Guainía	Barrancominas	Carpintero	91
Guainía	Inírida	Venado	75





Guaviare	San José del Guaviare	Puerto Cachicamo	99
Vaupés	Taraira	Taraira	170
Vichada	Cumaribo	Cumaribo	230
La Guajira	Uribia	Coropontain	11
La Guajira	Uribia	Yotojoroin	12
TOTAL			1.600

Fuente: Elaboración propia IPSE. Corte a 30 de junio de 2026.

- **Seguimiento a la Prestación del Servicio**

Entre el periodo comprendido de 2022 a 2026, se suscribieron veintidós (22) contratos Especiales de aporte mediante los cuales se han entregaron trece mil doscientos dos (13.202) bienes eléctricos en diferentes regiones del país, lo cual permitió avanzar en la puesta en operación de los activos, garantizando su sostenibilidad, así como su administración, operación y mantenimiento (AOM) mediante operadores responsables, en concordancia con la normatividad vigente.

Tabla 12. Contratos especiales de aporte suscritos entre 2022-2026

Contrato	Prestador	Departamento	Cantidad Bienes Eléctricos
136-2022	Empresa de energía del Putumayo SA ESP	Putumayo	290
137-2022	Soling del Sinú S.A.S.	Bolívar	1558
147-2022	Emelce S.A Esp -Empresa De Energía Del Guainía	Guainía	1273
148-2022	Emelce S.A Esp -Empresa De Energía Del Guainía	Guainía	620
156-2022	Empresa prestadora de servicios públicos de energías gas y telecomunicaciones S.A.S. - Eg&T S.A.S. E.S.P	Guaviare	458
335-2023	Soling Del Sinú S.A.S.	Bolívar Y Córdoba	1244
271-2024	Espdelca S.A.S. E.S.P.	Caquetá Y Meta	424
272-2024	Empresa de servicios públicos del Alto Baudó E.S.P. S.A.S – Enerbaudó	Chocó	1
002-2025	Empresa Caribemar De La Costa S.A.S. E.S.P. (Afinia)	Sucre	254
003-2025	Empresa Caribemar De La Costa S.A.S. E.S.P. (Afinia)	Córdoba	770





Contrato	Prestador	Departamento	Cantidad Bienes Eléctricos
077-2025	Empresa Junta Administradora de Servicios Públicos De Capurgana-Choco-Jasepca E.S.P	Chocó	69
195-2025	Dispower S.A.S. E.S.P.	La Guajira	178
199-2025	Municipio de Miraflores Guaviare	Guaviare	3
207-2025	Electronuquí Sa Esp	Chocó	46
231-2025	Empresa Prestadora de Servicios Públicos de energía gas y telecomunicaciones Sas Esp	Cundinamarca	82
237-2025	Dispower S.A.S. E.S.P.	La Guajira	178
241-2025	Empresa De Servicios Públicos Del Caquetá S.A.S. E.S.P. – Espdelca S.A.S. E.S.P	Cesar Y La Guajira	2440
247-2025	AIR-E S.A.S. E.S.P. - Intervenida	LA GUAJIRA	375
248-2025	Empresa de energía eléctrica del departamento del Vichada S.A. E.S.P. – ElectroVichada S.A. E.S.P.	Vichada	1531
052-2026	Dispower S.A.S. E.S.P.	Caquetá	1
154-2026	Empresa Distribuidora Del Pacifico S.A. E.S.P. – Dispac S.A. E.S.P.	La Guajira	455
159-2026	Empresa de energía del Guainía La Ceiba S.A. E.S.P. – Emelce S.A. E.S.P.	Guainía	952
Total			13.202

Fuente: Elaboración propia IPSE. Corte a 30 de junio de 2026.

Así mismo, a partir de 2024 se implementó el modelo de procesos competitivos, mediante convocatorias públicas adelantadas por el IPSE a través de SECOP II, con el fin de promover la participación de oferentes interesados en la administración, operación y mantenimiento de los activos eléctricos implementados por el Instituto; como resultado de lo anterior, se publicaron cinco convocatorias bajo esta modalidad, orientadas a la entrega de cuatro mil sesenta (4.060) soluciones energéticas, fortaleciendo la transparencia, la concurrencia y la sostenibilidad operativa de los activos.

Las acciones implementadas por el IPSE han fortalecido la gestión y sostenibilidad de los activos eléctricos, mediante mecanismos que promueven la adecuada operación de la infraestructura y la transparencia en la selección de operadores.

- **Compra de energía eléctrica binacional Colombia - Venezuela**





Uno de los principales avances alcanzados, corresponde a la gestión adelantada conjunta con el Gobierno de Venezuela, mediante mesas de negociación binacional, las cuales permitieron llegar a un acuerdo para el pago de la deuda derivada del Contrato No. 046 de 2004 suscrito entre CORPOELEC e IPSE, en el marco del acuerdo binacional establecido desde el año 2001 para la ejecución del proyecto de interconexión eléctrica destinado al suministro de energía a las poblaciones de Puerto Nuevo, Puerto Páez y Puerto Carreño.

Este acuerdo no solo permite sanear las obligaciones pendientes de IPSE desde el año 2020, sino también fortalecer las relaciones bilaterales en materia energética, con miras al restablecimiento del intercambio de energía entre ambos países. Lo anterior redundará en beneficios para la población de Puerto Carreño, mediante una mayor continuidad en la prestación del servicio y condiciones tarifarias más eficientes.

Imagen 7. Reunión de la comisión de vecindad e integración Venezuela – Colombia con la participación del director general IPSE



Fuente: Registro fotográfico propio IPSE

- **Monitoreo, telemetría y sostenibilidad del servicio**

Como parte de la estrategia de fortalecimiento del servicio en las ZNI, el IPSE consolidó capacidades de monitoreo, seguimiento y gestión de información para mejorar la sostenibilidad y operación de las soluciones energéticas implementadas.



En este marco, se fortaleció el Centro Nacional de Monitoreo (CNM), incorporando infraestructura tecnológica, sistemas de visualización y herramientas de analítica para el seguimiento en tiempo real de la prestación del servicio.

A mayo de 2026, el IPSE cuenta con información consolidada sobre más de 200.000 usuarios en ZNI, así como sistemas de telemetría implementados en múltiples localidades priorizadas del país.

Tabla 13. Monitoreo del servicio de energía en las ZNI. Vigencia 2026

Categoría	Indicador Clave	Resultado
Cobertura territorial	Departamentos	18
	Municipios	76
	Localidades identificadas	1.638
Usuarios y prestación	Usuarios atendidos en centros poblados	200.001
	Prestadores del servicio	92
Telemetría	Usuarios con telemetría	114.529
	Usuarios sin telemetría	85.472
	Localidades con telemetría	219
	Localidades sin telemetría	1.362
Capacidad energética instalada	Energías renovables	18.887,7 kW
	Generación diésel	256.142,89 kW
Gestión del monitoreo	Usuarios beneficiados con nuevos sistemas de telemetría	15.674
	Fortalecimiento del CNM	Infraestructura tecnológica, monitoreo en tiempo real y analítica

Fuente: Elaboración propia IPSE. Corte a 30 de junio de 2026.

El seguimiento a la prestación del servicio en las localidades de las Zonas No Interconectadas se realiza:

- Usuarios con seguimiento mediante sistemas de telemetría: Corresponden a las localidades concentradas que cuentan con equipos de medición remota instalados y operativos. A estos usuarios se les monitorea el estado de la prestación del servicio de energía eléctrica en tiempo real o casi real, a través del envío automático de datos al Centro Nacional de Monitoreo – CNM.





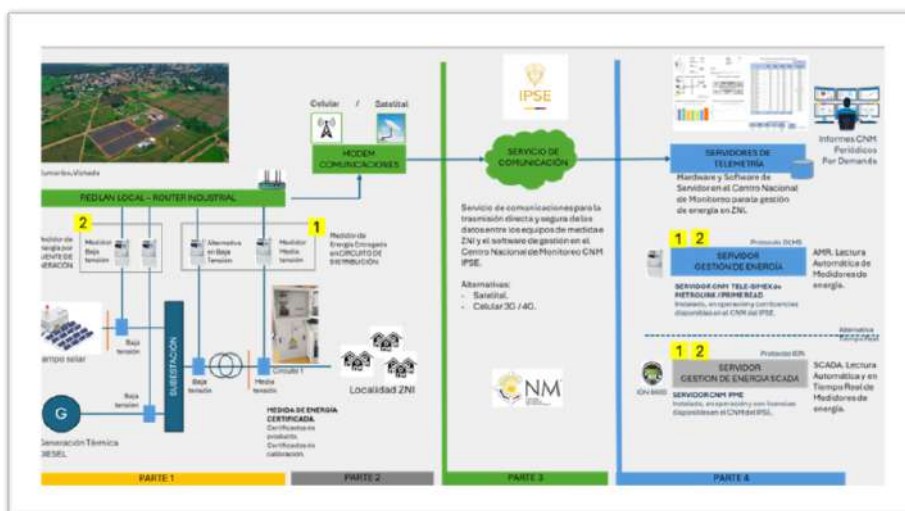
- Usuarios con seguimiento mediante Contact Center: Corresponden a las localidades concentradas que no cuentan con sistemas de telemetría. En estos casos, el seguimiento a la prestación del servicio se realiza mediante llamadas telefónicas periódicas a los informantes energéticos (operadores, alcaldías, gobernaciones o comunidad), quienes reportan el estado del servicio, novedades y restablecimientos.

Gráfica 11. Comparación monitoreados en ZNI con y sin sistemas de telemetría



Fuente: Elaboración propia IPSE. Información histórica con corte a 30 de junio de 2026.

Tabla 14. Esquema conceptual de funcionamiento del Centro Nacional de Monitoreo - CNM



Fuente: Elaboración propia IPSE. Corte a 30 de junio de 2026.





De igual manera, se avanzó en el fortalecimiento de esquemas de administración, operación y mantenimiento (AOM), promoviendo condiciones para la sostenibilidad técnica y operativa de los sistemas energéticos implementados.

La gestión adelantada por el IPSE durante el periodo 2022–2026 permitió consolidar avances significativos en la transición energética de las Zonas No Interconectadas, fortaleciendo la estructuración e implementación de proyectos con enfoque territorial, promoviendo soluciones energéticas sostenibles y ampliando capacidades institucionales para el monitoreo y sostenibilidad del servicio.

Estos resultados reflejan el aporte del Instituto al cierre de brechas energéticas, la inclusión territorial y la construcción de un modelo energético más equitativo y sostenible para el país.

1.3. Comunidades Energéticas

Democratizar la energía es el principal objetivo de las Comunidades Energéticas, estrategia surgida en el marco de la Transición Energética Justa y el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 “Colombia, Potencia Mundial de la Vida”. La transición energética aparece como un nuevo paradigma que posibilita el desarrollo de nuevos sistemas de cooperación que promueven un sistema más justo, eficiente y colaborativo de nuestros recursos energéticos.

En este contexto, emergen las Comunidades Energéticas - CE como una alternativa para acceder a la energía considerada un derecho fundamental, sin embargo, su impacto trasciende más allá al impulsar el desarrollo en los territorios y potencializar otros derechos fundamentales. El común denominador de las iniciativas implementadas bajo esta estrategia es la participación ciudadana.

Las CE garantizan la vinculación de los actores locales al mismo tiempo que permiten la descentralización del sistema energético. De esta manera, es posible asegurar que las CE simbolizan una forma de democratización. La implementación de CE ha experimentado un crecimiento significativo a nivel mundial. Aunque en nuestro país la noción de estas comunidades es reciente, su concepto tiene una historia extensa.





Recursos públicos para la implementación de la estrategia.

La Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas cuenta con un instrumento presupuestal específico para su implementación a través del proyecto de inversión BPIN 202400000000177, denominado “Desarrollo de estrategias de implementación en la conformación y financiación de comunidades energéticas con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) Nacional”, a cargo del Ministerio de Minas y Energía. El proyecto tiene un horizonte de ejecución 2025-2038 y su objetivo general es desarrollar estrategias de implementación en la conformación y financiación de comunidades energéticas con FNCER, en concordancia con la apuesta del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 por una transición energética justa, segura, confiable y eficiente.

El proyecto estructura la intervención pública alrededor de cuatro líneas principales: i) asistencia técnica para el fortalecimiento socio-organizativo y la formación en economías populares y comunitarias; ii) asistencia técnica para la estructuración de proyectos energéticos; iii) apoyo financiero para proyectos de infraestructura de generación de energía eléctrica con FNCER; y iv) asistencia técnica para la divulgación, gestión y fortalecimiento institucional de la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas.

El costo total proyectado para el horizonte 2025-2038 asciende a \$18.368.463.847.939 (dieciocho billones trescientos sesenta y ocho mil cuatrocientos sesenta y tres millones ochocientos cuarenta y siete mil novecientos treinta y nueve pesos). De este valor, el componente de mayor peso corresponde al servicio de apoyo financiero a proyectos de infraestructura para la generación de energía eléctrica con FNCER, con un costo proyectado de \$17.387.318.880.350 (diecisiete billones trescientos ochenta y siete mil trescientos dieciocho millones ochocientos ochenta mil trescientos cincuenta pesos), lo cual evidencia que el núcleo presupuestal del proyecto está concentrado en la construcción e implementación de soluciones energéticas. Los demás componentes financian las condiciones sociales, técnicas, institucionales y comunicativas necesarias para que dichas soluciones puedan consolidarse como comunidades energéticas sostenibles.





Tabla 15. Proyección de metas e inversión por producto

Producto	Meta total horizonte	Costo proyectado 2025-2038
Servicio de asistencia técnica para el fortalecimiento de capacidades socio-organizativas en la transición energética justa.	66.236 asistencias técnicas y 20.948 comunidades registradas en el RCE.	\$128.602,69
Servicio de asistencia técnica en la estructuración de proyectos energéticos.	66.236 asistencias técnicas y 11.252 proyectos energéticos estructurados.	\$228.527,63
Servicio de apoyo financiero a proyectos de infraestructura para generación de energía eléctrica con FNCER.	20.528 comunidades energéticas financiadas.	\$17.387.318,88
Servicio de asistencia técnica para la divulgación y gestión de comunidades energéticas.	20.964 asistencias técnicas.	\$624.014,65
Total proyecto:		\$18.368.463,85

Fuente: Elaboración Grupo de Comunidades Energéticas — MME

Un elemento central de la estrategia presupuestal fue la autorización y utilización de vigencias futuras ordinarias 2025-2026 para financiar proyectos orientados a la gestión e implementación de soluciones de generación con FNCER en el marco de comunidades energéticas. Este mecanismo permitió comprometer recursos de las vigencias 2025 y 2026 para la ejecución de proyectos en territorios priorizados, con énfasis en Zonas No Interconectadas. En particular, se estructuraron 18 lotes orientados a beneficiar 2.297 comunidades energéticas, 29.911 usuarios beneficiados en los departamentos de Chocó (4331 usuarios), La Guajira (11664 usuarios), Caquetá (755 usuarios), Norte de Santander (3783 usuarios), Putumayo (2006 usuarios), Nariño (862 usuarios), Magdalena (1581 usuarios), Santander (1312 usuarios), Meta (1003 usuarios) y Cesar (1247 usuarios) y Amazonas (1367 usuarios).

Para la vigencia 2025, el proyecto contó con una apropiación vigente de \$1.000.000.000.000, de la cual se comprometieron recursos por \$801.907.912.576. De este valor, \$774.542.944.680 fueron constituidos como reserva presupuestal, reflejando compromisos legalmente perfeccionados cuya ejecución financiera se programó para la presente vigencia, en concordancia con la naturaleza de los contratos y las vigencias futuras autorizadas. Del total de la reserva, \$694.913.819.941 corresponden a los recursos del 2025 de los diecisiete (17) contratos interadministrativos suscritos con operadores de red, respaldados con vigencias futuras





para la vigencia 2026, mientras que el valor restante corresponde principalmente al convenio suscrito con FENOGÉ para la implementación de Comunidades Energéticas en Instituciones Educativas y a otros compromisos pendientes de ejecución no amparados con vigencias futuras. En desarrollo de la ejecución de estos compromisos, con corte al 30 de junio de 2026 se han constituido obligaciones por \$539.277.951.713,60, equivalentes al 69,63 % del valor total de la reserva presupuestal, lo que evidencia un avance significativo en la ejecución financiera de los recursos comprometidos, conforme a la programación contractual, el cumplimiento de los hitos de ejecución y las condiciones establecidas para el desembolso de los recursos.

En materia de inversión para infraestructura energética, la implementación de la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas se soportó en un paquete contractual y presupuestal que combina recursos de la vigencia 2025, vigencias futuras ordinarias 2026 y recursos de la vigencia 2026. En particular, se estructuraron 17 contratos interadministrativos con operadores de red, amparados en el mecanismo de vigencias futuras ordinarias 2025-2026, por un valor total de \$914.360.289.397, de los cuales \$694.913.819.941 corresponden a recursos de la vigencia 2025 y \$219.446.469.456 a recursos de la vigencia 2026, orientados a financiar soluciones energéticas con FNCER para 2.274 comunidades energéticas y 28.544 usuarios en diez departamentos del país.

En conclusión, para el desarrollo de las actividades financiadas con el proyecto de inversión, durante la vigencia 2025 se suscribieron diecisiete (17) contratos interadministrativos con operadores de red, respaldados con recursos de la vigencia 2025 y de vigencias futuras autorizadas para 2026. En consecuencia, al cierre de la vigencia 2025 se constituyeron reservas presupuestales por valor de \$694.913.819.941 de dichos contratos, correspondientes a compromisos legalmente adquiridos cuya ejecución financiera continuó durante la presente vigencia, de conformidad con la programación contractual y el cumplimiento de los hitos establecidos en cada instrumento. Con corte al 30 de junio de 2026, dichas reservas registran obligaciones por \$539.277.951.713,60, equivalentes al 77,6 % del valor total reservado de la vigencia futura, lo que evidencia el avance sostenido en la ejecución financiera de los compromisos asumidos y la materialización de los recursos comprometidos durante la vigencia 2025.





Así mismo, se suscribió el convenio GGC-2151-2025 con FENOGE, por \$74.564.216.942, para el desarrollo de comunidades energéticas educativas. De manera complementaria, durante la vigencia 2026 se suscribió un otrosí al Contrato de Concesión 052 de 2010 con ENAM, financiado exclusivamente con recursos de 2026 por \$53.908.378.733, orientado al desarrollo de 23 proyectos energéticos para beneficiar 23 comunidades en el departamento de Amazonas. En conjunto, estos instrumentos representan recursos por \$1.042.832.885.072 destinados a la construcción e implementación de soluciones energéticas con FNCER en el marco de la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas.

Reconocimiento de gestión pública a la estrategia

La estrategia ha sido reconocida por su carácter constructivo, participativo, innovador y democratizador del proceso de generación energética.

Premio de Nacional de Alta Gerencia a la Experiencia Exitosa

El 29 de noviembre de 2024, la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas fue reconocida por el Departamento Administrativo de la Función Pública - DAFP como una de las experiencias exitosas en gestión pública a nivel nacional; destacando su carácter innovador, su enfoque participativo y su contribución directa a la promoción de la transición energética justa en Colombia.

La estrategia fue exaltada por su capacidad para articular distintos niveles de gobierno, integrar a las comunidades en la toma de decisiones sobre la generación y uso de energía, y por establecer mecanismos de financiamiento y sostenibilidad técnica y social que permiten su replicabilidad en diferentes regiones del país; además, se valoró el impacto positivo en términos de inclusión social, desarrollo territorial y fortalecimiento de capacidades locales, así como su alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible y los compromisos climáticos del país.

Este reconocimiento no solo visibilizó los avances institucionales en la implementación de modelos comunitarios de energía con base en Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), sino que también reforzó el compromiso del Gobierno Nacional con la construcción de un sistema energético más equitativo, resiliente y participativo.





Premio de la Excelencia Energética - OLADE

La estrategia Nacional de Comunidades Energéticas recibió el premio de la Organización Latinoamericana de Energía, OLADE, en la categoría de Entidades Públicas con Impacto en Localidades Pequeñas y Medianas, por la implementación de la central híbrida solar/diésel en Isla Grande, departamento de Bolívar, proyecto que se estructuró en un proceso participativo con la comunidad, este proyecto contó con una inversión superior a los \$16 mil millones y benefició con energía 24/7 a más de 400 usuarios del territorio entre zonas residenciales, comercio, iglesias, la institución educativa y el centro de salud.

Desarrollo de habilitantes normativos para la estrategia nacional de comunidades energéticas en el marco de la transición energética

Según el artículo 2º de la Constitución Política de Colombia, corresponde al Estado, entre otros fines esenciales, servir a la comunidad y promover la prosperidad general de los ciudadanos.

Conforme el artículo 209 de la Constitución Política de Colombia *“La función administrativa está al servicio de los intereses generales y se desarrolla con fundamento en los principios de igualdad, moralidad, eficacia, economía, celeridad, imparcialidad y publicidad, mediante la descentralización, la delegación y la desconcentración de funciones. Las autoridades administrativas deben coordinar sus actuaciones para el adecuado cumplimiento de los fines del Estado. La administración pública, en todos sus órdenes, tendrá un control interno que se ejercerá en los términos que señale la ley”*.

El artículo 334 de la Constitución Política establece que (..) *“La dirección general de la economía estará a cargo del Estado. Este intervendrá, por mandato de la ley, en la explotación de los recursos naturales, en el uso del suelo, en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes, y en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir en el plano nacional y territorial, en un marco de sostenibilidad fiscal, el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano. Dicho marco de sostenibilidad fiscal deberá fungir como instrumento para alcanzar de manera progresiva los objetivos del*





Estado Social de Derecho. En cualquier caso, el gasto público social será prioritario. (..)”.

El artículo 365 de la Constitución Política de Colombia establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es deber de éste asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

De conformidad con lo previsto en los artículos 1°, 2° y 4° de la Ley 142 de 1994, la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos esenciales y el Estado intervendrá en los mismos a fin de, entre otros, garantizar la calidad del bien objeto del servicio público y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, ininterrumpida y eficiente.

El Ministerio de Minas y Energía – MME perteneciente al nivel central, en su misión y visión tiene previsto el cumplimiento de objetivos de calidad, encaminados al cumplimiento de los fines esenciales del estado, dentro de los cuales se encuentran los siguientes: *“Atender eficientemente los requerimientos de los ciudadanos, de la industria y partes interesadas, para el desarrollo y fortalecimiento del sector minero y energético a nivel nacional, (...) Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía (...)*”

El artículo 1 del Decreto 381 de 2012 *“Por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía”*, establece como objetivo del Ministerio de Minas y Energía *“Formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector Minas y Energía”*.

En las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2022 – 2026, se propusieron ejes de transformación para consolidar a Colombia como *Potencia Mundial de la Vida*, promover el desarrollo económico del país y la sostenibilidad social y ambiental, los cuales, no pueden seguir siendo asumidos como procesos independientes. Esto implica una conversión hacia actividades productivas, diversificadas, que aprovechen sosteniblemente los recursos naturales y, además, sean intensivas en conocimiento e innovación para reducir las emisiones de carbono, generando resiliencia ante los





choques climáticos. Para lo anterior, la inclusión social tiene que ir a la par con la inclusión productiva.

En dicho documento, se planteó como política de gobierno acelerar una *Transición Energética Justa - TEJ*, entendida esta como una transición energética equitativa, gradual y soberana, con participación vinculante de todos los actores y extensiva en conocimiento, para acelerar una transición, basada en el respeto a la naturaleza, la justicia social y la soberanía con seguridad, confiabilidad y eficiencia en el Plan Nacional de Desarrollo 2022 – 2026, se determinó que el país integraría mayor energía renovable en la matriz energética.

La transición energética es clave para lograr los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU, especialmente los relacionados con el acceso universal a la energía (Objetivo 7) y la acción climática (Objetivo 13) (Naciones Unidas, 2023); esto permitirá cumplir de manera efectiva la función de promover el uso de energías renovables y fomentar la eficiencia energética en el país, contribuyendo así al logro de los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026:

“(...) Colombia Potencia Mundial de la Vida”, que se expide por medio de la presente ley, tiene como objetivo sentar las bases para que el país se convierta en un líder de la protección de la vida a partir de la construcción de un nuevo contrato social que propicie la superación de injusticias y exclusiones históricas, la no repetición del conflicto, el cambio de nuestro relacionamiento con el ambiente y una transformación productiva sustentada en el conocimiento y en armonía con la naturaleza. Este proceso debe desembocar en la paz total, entendida como la búsqueda de una oportunidad para que todos podamos vivir una vida digna, basada en la justicia; es decir, en una cultura de la paz que reconoce el valor excelso de la vida en todas sus formas y que garantiza el cuidado de la casa común” (Congreso de la República, 2023).

La Transición Energética Justa como proceso clave para “(...) la generación de energías renovables y se impulsarán tecnologías que permitan el desarrollo del potencial de energía eólica, solar, geotérmica, biomasa y otras no convencionales como estrategia para democratizar la generación de la energía (...)”, implica la transformación de los sistemas energéticos actuales hacia un modelo más sostenible y justo en términos sociales y económicos. La transición energética justa busca abordar las desigualdades económicas y sociales asociadas con la transformación y el uso de energía, esto incluye





la creación de empleos en la industria de energías renovables y la promoción de acceso equitativo a la energía para todas las personas, especialmente aquellas que viven en la pobreza o en comunidades marginadas.

Bajo este escenario, se desarrollan las prioridades y premisas del Gobierno Nacional para potencializar, democratizar y garantizar la oportunidad y accesibilidad a las posibilidades del desarrollo socio territorial a las comunidades del país, con la puesta en marcha de procesos justos en la cadena de valor de la energía, desarrollados en el Plan Nacional de Desarrollo 2022- 2026 "*Colombia Potencia Mundial de la Vida*", en el catalizador Transformación productiva, internacionalización y acción climática "Transición energética justa, segura, confiable y eficiente", así:

Transición energética justa, basada en el respeto a la naturaleza, la justicia social y la soberanía con seguridad, confiabilidad y eficiencia.

1. *Generación de energía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)*
2. *Seguridad y confiabilidad energética.*
3. *Cierre de brechas energéticas.*

Se planteó que para avanzar en la universalización del servicio de energía eléctrica es necesario la implementación de planes de energización, regulando el modelo de comunidades energéticas alrededor de características culturales, étnicas, territoriales y productivas, a través de esquemas asociativos, cooperativos o de otra índole.

Por lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía, - MME mediante el Decreto 2236 del 22 de diciembre de 2023, estableció:

"(...) Se definirá y regulará el modelo de comunidades energéticas para que las personas naturales y jurídicas tomen parte en la cadena de valor de la electricidad, a través del uso de fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER), combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos. Se dispondrá de recursos públicos, para las comunidades energéticas conformadas por personas naturales, en pro del impulso de este esquema, considerando la reglamentación que establezca el Ministerio de Minas y Energía para la entrega, distribución y focalización de dichos recursos.

Se garantizará a la población vulnerable de estratos 1 y 2 que cuente con el servicio de energía eléctrica, un consumo indispensable, siempre que a través





de tecnologías digitales pueda ser administrado para el bienestar del usuario y garantía de la eficiencia en el gasto público, sin superar los recursos económicos establecidos para ello de acuerdo con la reglamentación del Ministerio de Minas y Energía (...)”.

Este avance y puesta de ruptura del esquema de desarrollo lineal, implica una articulación sana y decida con las comunidades que residen en las regiones de Colombia, así las cosas, comprender y abordar sus realidades únicas en términos sociales, culturales, ambientales y económicos como factores esenciales para generar bienestar y sostenibilidad en estas áreas. Para ello, la gran apuesta versa en la creación de Comunidades Energéticas - CE que no solo busca un proceso de suministro de energía, sino también que propenda por la mejora en las condiciones de vida de los habitantes de estos territorios, postulados desarrollados en el Decreto 2236 del 22 de diciembre de 2023, el Ministerio de Minas y Energía.

En términos generales, una comunidad energética es entendida como:

“(...) Los usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos podrán constituir Comunidades Energéticas para generar, comercializar o usar eficientemente la energía a través del uso de fuentes no convencionales de energía renovables -(FNCER)-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.” Decreto 2236 del 22 de diciembre de 2023, el Ministerio de Minas y Energía.

Con las Comunidades Energéticas se busca entre otras cosas:

- a) Aumentar la cobertura del servicio de energía y garantizar el acceso de las poblaciones vulnerables a dicho servicio*
- b) Aumentar la eficiencia energética evitando las pérdidas de energía mediante la proximidad del lugar de generación de energía al lugar del consumo.*
- c) Democratizar la energía a partir de la participación de los usuarios y potenciales usuarios como generadores y gestores de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovables -FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.*





- d) Descentralizar la generación, el almacenamiento y el consumo de energía hacia las comunidades, especialmente, hacia las comunidades que experimentan condiciones de vulnerabilidad.*
- e) Descarbonizar la economía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables -FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.*
- f) Desarrollar la economía local y territorial, en el marco del desarrollo sostenible, a partir de la generación de energía, el almacenamiento y el uso eficiente de la energía de las comunidades, especialmente, de las comunidades que experimentan condiciones de vulnerabilidad.*
- g) Aumentar la confiabilidad del sistema mediante la inclusión de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables -FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos, bajo gestión comunitaria.*
- h) Ofrecer unas condiciones económicas asequibles al servicio de energía para las comunidades, especialmente, aquellas que experimentan condiciones de vulnerabilidad.*
- i) Fomentar o promover modelos de desarrollo energéticos respetuosos con el medio ambiente.*
- j) Generar procesos de aprovechamiento eficientemente y socioambientalmente responsable de los potenciales energéticos renovables regionales.*

En este sentido, las Comunidades Energéticas representan un enfoque holístico que reconoce la interconexión entre el acceso a la energía y el desarrollo humano integral; estas comunidades no solo se centran en la generación y distribución de energía, sino que también promueven la participación comunitaria, la creación de empleo local y el fortalecimiento de las capacidades locales. Además, buscan integrar soluciones energéticas sostenibles que minimicen el impacto ambiental y promuevan la resiliencia frente al cambio climático y superación de los escenarios de riesgo producto de los efectos generados.





Por esta razón, el Ministerio de Minas y Energía, es el encargado de determinar los criterios de focalización y de priorización que permitan determinar el financiamiento de inversión, operación y mantenimiento de infraestructura:

“(...) Las Comunidades Energéticas podrán ser beneficiarias de recursos públicos para el financiamiento de inversión, operación y mantenimiento de infraestructura, con base en los criterios de focalización que establezca el Ministerio de Minas y Energía”.

Acción que se ve materializada en la Resolución No. 40509 del 21 de noviembre de 2024 mediante la cual se reglamenta el Registro de Comunidades Energéticas - RCE y se definen los Criterios de Focalización y Priorización para la orientación de recursos públicos con destino a Comunidades Energéticas, definidas en el artículo 12 de la citada resolución:

1. *Criterios de focalización regional:*

- 1.1. *Pobreza multidimensional.*
- 1.2. *Pobreza energética multidimensional.*
- 1.3. *Territorios de paz.*
- 1.4. *Territorios del Sistema Nacional de Reforma Agraria y Desarrollo Rural.*
- 1.5. *Territorios Campesinos Agroalimentarios (TECAM).*
- 1.6. *Territorios de antiguos espacios territoriales de capacitación y reincorporación y áreas especiales de reincorporación colectiva: Aplica a comunidades en los AETCR.*
- 1.7. *Territorios colectivos de pueblos originarios o comunidades indígenas*
- 1.8. *Territorios con alta dependencia al carbón térmico.*
- 1.9. *Áreas especiales.*

2. *Criterios de focalización poblacional:*

- 2.1. *Población de especial protección constitucional del sector paz (víctimas y personas en proceso de reincorporación).*
- 2.2. *Presencia de comunidades étnicas.*
- 2.3. *Estratificación.*





2.4. *Género:*

2.5. *Energías comunitarias.*

Así las cosas, con la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas - CE, se busca propender por la reducción de la pobreza energética en Colombia, como meta crucial para mejorar las condiciones de vida de millones de personas en el país; para lograr este objetivo, es fundamental garantizar un acceso libre e integral a la energía en todo el territorio colombiano, lo que implica no solo proporcionar acceso físico a la electricidad y otros servicios energéticos, sino también abordar las barreras económicas y sociales que impiden que ciertas comunidades disfruten plenamente de estos recursos. Al enfocar los recursos hacia la reducción de la pobreza energética, se puede promover una equidad territorial que permita cerrar las brechas entre las regiones más y menos favorecidas, garantizando que aquellos lugares que han sido históricamente marginados tengan la oportunidad de mejorar sus condiciones de vida a través de proyectos que satisfagan sus necesidades energéticas básicas.

Esta estrategia no solo beneficiará a las comunidades más vulnerables al mejorar su calidad de vida y oportunidades de desarrollo, sino que también contribuirá al desarrollo sostenible y la inclusión social en todo el país, al redistribuir los recursos hacia áreas donde se necesitan con mayor urgencia, se pueden generar impactos positivos significativos en la reducción de la desigualdad y la promoción de un desarrollo equitativo y sostenible. Además, al priorizar la inversión en proyectos energéticos en comunidades marginadas, se establece un camino hacia un futuro más justo y próspero para todos los colombianos, donde el acceso a la energía no sea un privilegio, sino un derecho fundamental que contribuya al bienestar y el progreso de la sociedad en su conjunto.

Convenios con Operadores de Red

El Ministerio de Minas y Energía impulsó la Estrategia de Comunidades Energéticas como un pilar fundamental de la transición energética justa. En este marco, a finales de 2023 se habilitó un portal web para que las comunidades interesadas pudieran postularse, lo que marcó el inicio formal del proceso. Durante el año 2024 se avanzó en la fase de focalización y priorización, evaluando cada postulación conforme a la normativa vigente, con el propósito de garantizar que las comunidades seleccionadas





cumplieran los requisitos técnicos, sociales y jurídicos indispensables para la viabilidad de los proyectos.

Para responder a las solicitudes recibidas, el Ministerio decidió organizar un equipo propio encargado de formular los proyectos. Dicho equipo estaba compuesto por profesionales de distintas áreas y asumió la tarea de adelantar las actividades necesarias para la estructuración de las iniciativas. El enfoque adoptado, denominado “in house”, consistía en gestionar los procesos internamente, evitando la dependencia exclusiva de terceros para su trámite.

No obstante, la magnitud de las postulaciones superó la capacidad operativa interna, lo que llevó a articular esfuerzos con los operadores de red existentes. Estos actores cuentan con más de treinta años de experiencia en el sector, reconocida y respaldada por la Ley 142 y la Ley 143 de 1994, lo que les otorga las capacidades técnicas y operativas necesarias en el territorio para estructurar y ejecutar proyectos de manera eficiente. Son ellos quienes conocen de primera mano la infraestructura existente, las redes disponibles y las necesidades reales de las comunidades, lo que los convierte en los aliados estratégicos para garantizar la correcta implementación de las Comunidades Energéticas.

El 18 de julio de 2025, fue publicada a través del portal web del Ministerio de Minas y Energía, la invitación para que Generadores y Operadores de Red públicos y mixtos; donde el Estado tenga participación superior al cincuenta por ciento (50%), para que postularan proyectos de fuentes no convencionales de energía renovables - FNCER, con los cuales se implementen soluciones energéticas basadas en Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER) en todo el territorio nacional. Esta invitación estuvo disponible para consulta desde el 18 al 28 de julio de 2025.

Finalizada la invitación de los postulantes, se recibieron 173 proyectos por valor de 2.38 billones en diferente estado de maduración, ya que la invitación, no excluyó la posibilidad de presentación de proyectos en fases tempranas, siempre que incluyeran una estrategia clara y documentada para la gestión y obtención del respectivo punto de conexión, en coherencia con las normas expedidas por la CREG y los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía para la conformación de comunidades energéticas.





Luego de implementar la metodología de priorización de los proyectos, se suscribieron 18 contratos proyectos de energización en las zonas no interconectadas de los departamentos de Chocó, César, Caquetá, Meta, Guajira, Norte de Santander, Putumayo, Nariño, Magdalena, Santander y Amazonas. Estos proyectos contemplan beneficiar a 29.911 usuarios con una potencia instalada de 37,06 MWp.

Actualmente en todos los contratos interadministrativos se suscribieron los contratos derivados de obra e interventoría con sus respectivas actas de inicio. Dentro de las actividades que se están desarrollando son: replanteo de usuarios y adquisición de equipos y materiales.

Evaluación y estructuración de Proyectos

Dentro de las actividades que el equipo de comunidades energéticas ha desarrollado se encuentran:

- Dentro de la invitación realizada a los operadores de red se recibieron 173 proyectos los cuales fueron revisados desde el componente eléctrico, civil, ambiental, jurídico-predial y presupuestal, con lo cual se emitieron matrices de verificación documental para determinar el grado de maduración de cada uno de los proyectos.
- Estructuraciones de más de 125 proyectos entre 2024 y 2025 pertenecientes a la estrategia de FENOGE 1.0 y 1.1, y 10 proyectos trasladados a FENOGE para el desarrollo e implementación de los mismos.
- 429 validaciones de información de proyectos en cuanto a los momentos 0 y 1 de las comunidades NARP, étnicos y otros que se encuentran focalizados y priorizados.

A continuación, se muestra un resumen de las estructuraciones realizadas a la fecha:

Tabla 16. Estructuración de proyectos energéticos realizada

Línea	Usuarios	Capacidad	Valor estimado	Precisión técnica
OR	28,5 mil	35,04 mil kWp	COP 914,0 mil M	17 proyectos en ZNI: 2 centralizados en Chocó y restantes individuales.
FENOGE 1.1	6,5 mil	10,36 mil kWp	COP 56,0 mil M	SIN: proyectos centralizados e individuales.
FENOGE 1.0	5,4 mil	10,12 mil kWp	COP 69,8 mil M	SIN: proyectos centralizados e individuales.





Línea	Usuarios	Capacidad	Valor estimado	Precisión técnica
Techos solares	3,5 mil	7,00 mil kWp	Por validar	SIN: proyectos centralizados.
ENAM Amazonas	1,4 mil	2,02 mil kWp	COP 53,9 mil M	23 proyectos centralizados en ZNI.
Ecoescuelas	990	1,95 mil kWp	COP 34,3 mil M	ZNI o deficiencia energética: sedes educativas.
EIF	357	5,95 mil kWp	COP 74,6 mil M	SIN: soluciones individuales.

Fuente: Elaboración Grupo de Comunidades Energéticas — MME

CONPES PACÍFICO

En el marco del CONPES 4185 del 06 de marzo de 2026 y las Resoluciones UPME 749 de 2025 y 143 de 2016, el CONPES Pacífico se constituye como una estrategia orientada al fortalecimiento energético de la región Pacífica colombiana mediante la identificación, análisis y priorización de proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), minicentrales, microcentrales y picocentrales en los departamentos de Chocó, Valle del Cauca, Cauca y Nariño, en articulación con entidades territoriales, empresas del sector energético y autoridades ambientales.

A continuación, se muestra los avances que se tienen actualmente por departamento:

Tabla 17. Avances por departamento

Departamento	Gestión realizada	Resultados	Estado
Chocó	162 correos enviados a alcaldías y 4 comunicaciones a CODECHOCO.	2 respuestas recibidas y 1 municipio reporta no contar con proyectos PCH.	Baja respuesta institucional.
Valle del Cauca	84 correos enviados a alcaldías y comunicación a CVC.	5 respuestas negativas sobre existencia de proyectos PCH.	Prospección en análisis.
Cauca	Seguimiento territorial y carga de 13 fichas SharePoint.	Municipios como Silvia y Toribó reportan proyectos en formulación y construcción.	Proyectos en evaluación.
Nariño	120 fichas técnicas cargadas en SharePoint.	Taminango reporta proyecto en estructuración y CEDENAR reporta proyectos activos.	Cluster activo y priorizado.

Fuente: Elaboración Grupo de Comunidades Energéticas — MME





De los avances obtenidos hasta el momento permiten evidenciar un ecosistema técnico con oportunidades de estructuración, especialmente en el departamento de Nariño, concentra la mayor cantidad de iniciativas estructuradas y ecosistemas activos para proyectos PCH, mientras que departamentos como Chocó y Valle del Cauca requieren mayores niveles de articulación institucional y gestión territorial.

Registro de Comunidades Energéticas

Se crea el registro único de comunidades energéticas (RUCE) mediante la Resolución 40136 del 23 de abril de 2024 y se reglamenta el Registro de Comunidades Energéticas (RCE) y se definen los Criterios de Focalización y Priorización para la orientación de recursos públicos con destino a Comunidades Energéticas mediante la Resolución 40509 del 21 de noviembre de 2024.

En el registro se asigna un Número Único de Reconocimiento e Identificación Nacional NURIN con el cual se pueden acceder a beneficios legales y regulatorios para las Comunidades Energéticas y se permite identificar la base de datos de las Comunidades Energéticas implementadas en Colombia con recursos públicos o privados.

Los requisitos y tipos de registros se encuentran establecidos en los artículos No. 3 y No. 4 de la Resolución 40509 de 2024. De manera general se requiere un contrato o convenio asociativo, certificado de cumplimiento de la Escuela TEJ, certificado de capacidad instalada o nominal de la solución energética de la CE, certificado del trámite u obtención del punto de conexión y certificado de puesta en marcha o acta de la inspección RETIE.

De los registros que se tiene a la fecha, se tiene que:

- Durante el año 2024 se registraron 73 CE en fase inicial que representan 36.405 beneficiarios
- Durante el año 2025 se registraron 183 CE en fase inicial beneficiando a 209.842 personas.
- Lo que va corrido del año 2026, se tienen registradas 23 CE en operación y 96 CE en fase inicial, beneficiando así a más de 50.000 personas.





Articulación con actores clave para la implementación de comunidades energéticas

- Escuela TEJ

Vigencia 2024

Durante la vigencia 2024, el equipo de Relacionamento Social y Territorial realizó un total de seiscientos veintidós (622) visitas en quinientas noventa y seis (596) comunidades a nivel nacional. De este total, sesenta y cinco (65) visitas se desarrollaron durante el primer semestre y quinientas cincuenta y siete (557) en el segundo semestre del año. Asimismo, entre junio y diciembre se avanzó en la implementación de cuatrocientas doce (412) comunidades con Momento 1 y veintiséis (26) comunidades con Momento 2, de un total de cuatrocientas noventa y dos (492) comunidades priorizadas para la vigencia. Adicionalmente, se efectuaron visitas a cuarenta y tres (43) comunidades en el marco del mecanismo de financiación de Obras por Impuestos, siete (7) comunidades orientadas a financiación mediante regalías para comunidades NARP y cincuenta (50) territorios energéticos.

Durante el primer semestre de 2024 se realizaron visitas a sesenta y cinco (65) comunidades ubicadas en doce (12) departamentos y dieciséis (16) municipios. Estas acciones se desarrollaron de manera articulada con el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE) y el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), en el marco de programas orientados a la instalación de soluciones energéticas basadas en fuentes de energía renovable.

Para el segundo semestre, se efectuó la priorización inicial de quinientas cuatro (504) comunidades. No obstante, posterior al proceso de contacto correspondiente al Momento 0 del componente de Relacionamento Social y Territorial, la base consolidada se ajustó a cuatrocientas noventa y dos (492) comunidades priorizadas. De este total, se logró realizar la visita a cuatrocientas doce (412) comunidades durante el segundo semestre del año.

En relación con las comunidades pendientes de visita, se identificaron diferentes barreras logísticas y territoriales que limitaron el desarrollo de las actividades programadas. Entre las principales dificultades se encuentran los altos costos de transporte y acceso a zonas apartadas, situación que impidió la visita de sesenta y





cuatro (64) comunidades priorizadas. Adicionalmente, en dieciséis (16) casos no fue posible establecer contacto con las comunidades debido a la ausencia de información de contacto precisa o a problemas de conectividad.

De igual manera, se evidenciaron dificultades asociadas a condiciones de seguridad y orden público en determinados territorios. En este sentido, diez (10) comunidades, pese a haber sido contactadas previamente, no pudieron ser visitadas debido a la suspensión reiterada de las actividades por falta de garantías de seguridad para el desarrollo de las jornadas en territorio.

Además, de las visitas a comunidades priorizadas, el equipo desarrolló acciones de relacionamiento con comunidades susceptibles de ser financiadas mediante mecanismos de Obras por Impuestos, regalías, programas de Territorios Energéticos y FENOGE. Estas actividades se realizaron de manera conjunta con empresas interesadas en la financiación de proyectos, operadores de red, autoridades locales y organizaciones sociales.

Primer semestre de 2025

Durante el primer semestre de 2025, el equipo de Relacionamiento Social implementó actividades correspondientes a los Momentos 0, 1 y 6, así como procesos de validación de la Escuela de Transición Energética Justa (Escuela TEJ). En este periodo se realizaron cincuenta y dos (52) fichas de Asistencia Técnica Social correspondientes al Momento 0, orientadas a la validación de la información de postulación de las comunidades y a la organización logística de las visitas iniciales.

En el marco del Momento 1, enfocado en el diálogo social de caracterización y la implementación de la primera visita territorial, se desarrollaron trece (13) fichas de Asistencia Técnica Social. Asimismo, para el Momento 6, correspondiente a procesos de relacionamiento territorial con comunidades y entidades, se implementaron sesenta (60) fichas de Asistencia Técnica Social.

De manera complementaria, se implementaron cinco (5) Escuelas para Guardianes de la Energía en instituciones educativas y centros hospitalarios, así como una (1) validación de la Escuela TEJ.





En relación con los tipos de comunidades atendidas, para las comunidades clasificadas como “Acuerdo Institucional Étnico” se implementaron siete (7) procesos de relacionamiento territorial. En “Comunidades Firmantes de Paz” se desarrolló un (1) relacionamiento territorial. Para las “Comunidades Educativas” se implementó una (1) Escuela para Guardianes de la Energía.

En cuanto a las “Comunidades Generales”, se ejecutaron treinta y ocho (38) Momentos 0, dos (2) Momentos 1, treinta (30) relacionamientos territoriales y una (1) validación de la Escuela TEJ. Para las “Comunidades Generales – Granjas” se desarrollaron ocho (8) Momentos 0, cinco (5) Momentos 1 y siete (7) relacionamientos territoriales. En las “Comunidades en Salud” se realizaron cinco (5) relacionamientos territoriales y cuatro (4) Escuelas para Guardianes de la Energía. Finalmente, en “Territorios y Municipios Energéticos” se implementaron seis (6) Momentos 0, seis (6) Momentos 1 y ocho (8) relacionamientos territoriales.

Respecto a la participación comunitaria, el mayor número de asistentes se registró en el Momento 6, asociado a procesos de relacionamiento territorial e interinstitucional, con un total de ochocientos setenta y seis (876) personas participantes. En el Momento 1 participaron quinientas veintiséis (526) personas. Por su parte, las actividades de implementación de la Escuela TEJ para comunidades especiales, como instituciones educativas y de salud, contaron con la participación de setenta y una (71) personas. Finalmente, el Momento 0 registró la participación de cincuenta y dos (52) personas.

Segundo semestre de 2025

Durante el segundo semestre de 2025 se implementaron ochenta (80) fichas de Asistencia Técnica Social correspondientes al Momento 0, dieciocho (18) fichas para Momento 1, siete (7) fichas para Momento 2, cuatro (4) fichas para Momento 3, once (11) fichas para Momento 4 y diez (10) fichas para Momento 5.

En relación con el Momento 6 o procesos de Relacionamiento Territorial, se desarrollaron ciento veintisiete (127) acciones de relacionamiento con comunidades y actores territoriales. Adicionalmente, se realizaron cincuenta y ocho (58) implementaciones dirigidas a comunidades especiales de tipo educativo y del sector salud.





De igual forma, se efectuaron veinticinco (25) acompañamientos a procesos de postulación de Comunidades Energéticas y dieciséis (16) validaciones de información de comunidades previamente postuladas.

Vigencia 2026 (enero — marzo)

Entre enero y marzo de 2026 se realizaron un total de ochenta y seis (86) fichas de Asistencia Técnica Social. De este total, seis (6) correspondieron al Momento 0, sesenta y tres (63) a procesos de Relacionamento Social o Momento 6 y diecisiete (17) a procesos de postulación de Comunidades Energéticas.

Durante el mes de febrero se implementaron seis (6) asistencias técnicas sociales correspondientes al Momento 0 de la Escuela de Transición Energética Justa (Escuela TEJ), dirigidas a comunidades priorizadas en el marco de la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas. Las comunidades acompañadas se encuentran articuladas con el Movimiento Paro Cívico de Buenaventura y corresponden a comunidades afrodescendientes ubicadas en el distrito de Buenaventura, departamento del Valle del Cauca. Entre estas se identifican dos juntas de acción comunal, tres consejos comunitarios y una asociación de mujeres.

Por otra parte, durante el mes de marzo se desarrollaron ochenta (80) asistencias técnicas sociales, correspondientes a sesenta y tres (63) procesos de relacionamiento social (Momento 6) y diecisiete (17) postulaciones de Comunidades Energéticas. Estas actividades se implementaron en comunidades y entidades ubicadas en los departamentos de Amazonas, Arauca, Atlántico, Boyacá, Caquetá, Cauca, Chocó, Cundinamarca, Huila, La Guajira, Norte de Santander y Santander, así como en los municipios de Algeciras, Arauca, Arauquita, Barrancabermeja, Barranquilla, Beltrán, Bogotá, El Agrado, Florencia, Fonseca, Gachetá, Íquira, La Argentina, La Plata, Maicao, Morelia, Pitalito, Popayán, Puerto Nariño, Quibdó, Riohacha, Tibú, Uribia, Villa de Leyva y Villavieja. Las comunidades acompañadas incluyeron juntas de acción comunal, comunidades indígenas y comunidades afrodescendientes. Asimismo, se adelantaron procesos de relacionamiento con entidades territoriales e institucionales, entre las cuales se encuentran alcaldías, gobernaciones, operadores de red y entidades adscritas.





Comunidades Energéticas Implementadas

Durante el periodo comprendido entre el 7 de agosto de 2022 y el 30 de junio de 2026, el Ministerio de Minas y Energía avanzó en la consolidación de la estrategia de Comunidades Energéticas como uno de los instrumentos centrales para materializar la transición energética justa en los territorios. Esta estrategia busca promover la participación activa de usuarios, comunidades, organizaciones sociales e instituciones locales en la generación, uso y gestión de energía limpia, con énfasis en el cierre de brechas energéticas, la democratización del acceso a la energía y el fortalecimiento de capacidades territoriales.

En este periodo, las Comunidades Energéticas pasaron de ser una apuesta normativa y programática a una plataforma de implementación territorial. El país cuenta con un marco habilitante para su desarrollo, criterios de focalización y priorización, mecanismos de registro y un portafolio de proyectos en ejecución y estructuración orientado a atender tanto territorios del Sistema Interconectado Nacional - SIN como zonas con mayores desafíos de acceso, calidad y continuidad del servicio, incluyendo Zonas No Interconectadas - ZNI y territorios con deficiencia energética.

A la fecha de corte, se registran 469 comunidades energéticas implementadas, entendidas como aquellas que cuentan con una solución energética y/o con registro de comunidad energética. Estas comunidades representan una inversión estimada de COP 290,38 mil millones, una capacidad instalada de 12,84 mil kW, aproximadamente 16 mil usuarios equivalentes y cerca de 97 mil beneficiarios equivalentes. Estos resultados evidencian un avance concreto en la territorialización de la transición energética justa y en la construcción de modelos energéticos más participativos, descentralizados y sostenibles.

La estrategia presenta un enfoque territorial y diferencial relevante. Del total de comunidades implementadas, aproximadamente el 42% se ubica en municipios PDET/ZOMAC, lo que refleja una orientación hacia territorios con mayores retos históricos de desarrollo, conflictividad, vulnerabilidad social o rezagos en infraestructura. Asimismo, se registran 177 comunidades indígenas vinculadas, lo cual evidencia la incorporación de un enfoque diferencial en la implementación de soluciones energéticas y en la priorización de comunidades étnicas.





En términos territoriales, se identifican avances destacados en departamentos como La Guajira, Risaralda, Chocó, Putumayo, Meta, Cesar, Valle del Cauca, Antioquia, Bolívar, Cauca y Magdalena, entre otros. La Guajira presenta una concentración significativa de comunidades implementadas, especialmente en el municipio de Uribia, lo que permite evidenciar una focalización de la estrategia en zonas con alta vulnerabilidad energética y presencia de población étnica.

De manera complementaria, se consolidó un portafolio de proyectos en estructuración y ejecución que permite proyectar la expansión de la estrategia. Este portafolio suma aproximadamente 46,6 mil usuarios a beneficiar, 72,43 mil kWp de capacidad a instalar y cerca de COP 1,2 billones en valor estimado de proyectos. La implementación se organiza a través de diferentes líneas de acción, entre ellas OR, FENOGE 1.0, FENOGE 1.1, Ecoescuelas, Energía que Ilumina el Futuro - EIF, ENAM Amazonas y Techos solares.

La estrategia combina dos rutas técnicas de intervención. Por una parte, las líneas asociadas a ZNI y territorios con deficiencia energética, como OR, Ecoescuelas y ENAM, buscan cerrar brechas de acceso y calidad del servicio mediante soluciones individuales y proyectos centralizados, según las condiciones del territorio. Por otra parte, las líneas desarrolladas en el SIN, como FENOGE, EIF y Techos solares, promueven la democratización de la generación de energía limpia mediante soluciones individuales, proyectos centralizados y esquemas de generación distribuida.

Los avances alcanzados permiten identificar a las Comunidades Energéticas como una herramienta de política pública para mejorar condiciones de vida, fortalecer capacidades locales, reducir brechas energéticas, promover el aprovechamiento de fuentes no convencionales de energía renovable y vincular a comunidades, instituciones educativas, usuarios vulnerables y territorios aislados como actores activos de la transición energética. En este sentido, la estrategia no solo aporta al aumento de capacidad instalada renovable, sino también a la construcción de modelos de gobernanza energética territorial.

Para garantizar la continuidad de la estrategia, se requiere fortalecer la sostenibilidad operativa de las soluciones implementadas, asegurar esquemas adecuados de operación y mantenimiento, consolidar mecanismos de seguimiento a usuarios y beneficiarios, mejorar la trazabilidad entre registro, financiación, ejecución y operación,





y robustecer las capacidades técnicas y organizativas de las comunidades. Asimismo, resulta prioritario mantener la maduración técnica, financiera y social del portafolio en estructuración y ejecución, con especial énfasis en territorios ZNI, municipios PDET/ZOMAC, comunidades étnicas y zonas con alta vulnerabilidad energética.

En conclusión, durante el cuatrienio se avanzó en la consolidación de una estrategia nacional de Comunidades Energéticas con resultados implementados, cobertura territorial amplia y una ruta de expansión en marcha. La estrategia constituye un mecanismo concreto para llevar la transición energética justa a los territorios, promover la participación comunitaria, cerrar brechas de acceso a energía y fortalecer la seguridad, sostenibilidad y equidad del sistema energético colombiano.

Procesos de ejecución contractual

A continuación, se detallan los procesos contractuales vigentes suscritos entre el Ministerio de Minas y Energía y otras entidades o empresas.

Aporte de FENOGGE a la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas

El Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGGE ha actuado como operador técnico y financiero de la estrategia, en el marco de la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021. Su rol es complementario al del Ministerio de Minas y Energía, entidad rectora que define los lineamientos y criterios de política pública de las Comunidades Energéticas. Las iniciativas ejecutadas por FENOGGE constituyen el insumo técnico y operativo para el desarrollo territorial de dicha política. En ese sentido, los contratos suscritos con FENOGGE – detallados en la tabla siguiente – concentran su objeto en la implementación de sistemas solares fotovoltaicos en comunidades priorizadas a nivel nacional, incluyendo sedes educativas públicas y comunidades rurales del departamento del Cauca, con recursos que suman más de \$440.000 millones y plazos de ejecución de entre 15 y 36 meses.

Tabla 18. Contratos Comunidades Energéticas (cifras en millones de pesos)

No Contrato	Objeto	Aporte	Fecha Contrato	Plazo Ejecución Inicial	Estado
GGC-1090-2024	Aunar Capacidades Técnicas, Administrativas Y Financieras De Las	VALOR TOTAL: \$69.087.418.953,64 M/CTE)	12/09/2024	Treinta y seis (36) meses	En ejecución





No Contrato	Objeto	Aporte	Fecha Contrato	Plazo Ejecución Inicial	Estado
	Partes Para Implementar Soluciones De Energización Basadas En FNCER, En Sedes Educativas Públicas Para el Cumplimiento de las Estrategias Sectoriales.	APORTE FENOGE: \$49.087.418.953,64 APORTE MEN: \$20.000.000.000,00			
GGC-1099-2024	Aunar Esfuerzos Y Capacidades Técnicas, Operativas, Administrativas Y Financieras De Las Partes Para Implementar La Actividad De Fomento, Promoción, Estímulo E Incentivo Denominada "Comunidades Energéticas: Democratizando La Energía En Colombia".	VALOR TOTAL – APORTE FENOGE \$349.375.701.882,00	13/09/2024	Veinticuatro (24) meses	En ejecución
GGC-1392-2025	Aunar Capacidades Técnicas, Operativas, Regulatorias, Jurídicas, Administrativas Y Financieras De Las Partes Para La Implementación, Operación Y Puesta En Marcha De Sistemas Solares Fotovoltaicos - Ssfv, En El Marco De La Afpei "Comunidades Energéticas: Democratizando La Energía En Colombia", Para Comunidades Del	EL VALOR TOTAL HACE ES DEL CONTRATO GGC-1099-2024 APORTE RECURSOS FENOGE \$16.731.512.601,48	11/06/2025	Quince (15) meses	En ejecución





No Contrato	Objeto	Aporte	Fecha Contrato	Plazo Ejecución Inicial	Estado
	Departamento Del Cauca.				
GGC-2151-2025	Aunar Esfuerzos Y Capacidades Técnicas, Operativas, Financieras Y Administrativas De Las Partes Para Implementar Sistemas Solares Fotovoltaicos - Ssfv Y Realizar Adecuaciones De Redes Eléctricas Internas Cuando Se Requiera, En Instituciones Educativas Públicas A Nivel Nacional Así Como Garantizar Su Operación Y Sostenibilidad En El Marco De La Afpei "Comunidades Energéticas Educativas: Energía Que Ilumina El Futuro" Del Fondo De Energías No Convencionales Y Gestión Eficiente De La Energía-Fenoge.	VALOR TOTAL \$ 74.564.216.942.00 APORTE MME \$ 73.907.985.074.00 APORTE RECURSOS FENOGE \$ 656.231.868.00	30/12/2025	Treinta y seis (36) meses	En ejecución

Fuente: Elaboración Grupo de Comunidades Energéticas — MME

Operadores de Red

La ejecución de 17 proyectos por parte de ejecutores del sector eléctrico, cuyos beneficiarios potenciales podrán consolidarse como comunidades energéticas tras la entrada en operación y el cumplimiento de los requisitos de registro, para efectos de transparencia, se presenta el consolidado de los 17 proyectos contratados, con ejecutor, ubicación, valor de inversión, potencia y usuarios estimados, así como un estimado de comunidades a implementar una vez se confirme la puesta en operación:



Tabla 19. Operadores de red por municipios (cifras en millones de pesos)

Departamento	Municipio	Operador de Red	Inversión	Potencia Para Instalar MWp	Usuarios Totales	Estimado de Comunidades a Implementar
Chocó	Nuquí	DISPAC	\$ 79.316,87	4,00	2.036	29
Chocó	Bahía Solano	GENSA	\$ 83.008,04	3,00	2.295	33
La Guajira	Maicao Y Albania	DISPAC	\$ 322.709,75	11,73	10.664	711
Norte de Santander	Teorama, El Carmen, Convención, Hacari, San Calixto, Tibu	ELECTROCAQ UETA	\$ 121.589,09	4,16	3.783	252
Nariño	Ricaurte	ELECTROCAQ UETA	\$ 27.742,03	0,95	862	61
Magdalena	Santa Marta	ELECTROCAQ UETA	\$ 51.087,24	1,74	1.581	110
Santander	Bolívar, Charalá, El Peñón, Florian, La Belleza, Landazuri, Ocamonte, Simacota, Sucre, Zapatoca	ELECTROCAQ UETA	\$ 37.573,92	1,27	1.158	83
Santander	Guaca	ELECTROCAQ UETA	\$ 4.402,51	0,19	154	7
Meta	La Uribe	GENSA	\$ 31.420,26	1,21	1.003	71
Cesar	Becerril	ELECTROCAQ UETA	\$ 18.447,81	0,76	623	43
Cesar	Curumani	ELECTROCAQ UETA	\$ 18.114,66	0,76	624	44
La Guajira	Uribia	GENSA	\$ 30.713,27	1,20	1.000	70
Putumayo	San Miguel	GENSA	\$ 6.880,38 4	0,31	217	10
Putumayo	Valle Del Guamuez	GENSA	\$ 22.802,91	0,72	719	51
Putumayo	Villa Garzon	GENSA	\$ 9.349,55	0,42	293	16
Putumayo	Puerto Guzman	GENSA	\$ 24.764,67	1,10	777	55
Caquetá	Cartagena Del Chaiira	GENSA	\$ 24.437,34	1,52	755	54





Departamento	Municipio	Operador de Red	Inversión	Potencia Para Instalar MWp	Usuarios Totales	Estimado de Comunidades a Implementar
Amazonas	Amazonas	ENAM	\$53.908,38	2,02	1367	23
TOTAL			\$ 914.360,29	37,06	29911	2.297

Fuente: Elaboración Grupo de Comunidades Energéticas MME.

Aporte de la ANH a la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas

Desde que la ANH recibió la delegación que la faculta para trabajar en Fuentes No Convencionales de Energía - FNCE en febrero de 2023 con la Resolución 40234, la entidad inició inmediatamente las acciones necesarias para el desarrollo de estas nuevas orientaciones del Ministerio de Minas y Energía. Esta delegación ha tenido alcances con las Resoluciones 40066 de 2024 y 40051 de 2025 y dentro de los alcances de esta última, en cuanto a la delegación se tiene textualmente lo siguiente:

“Artículo 1. Modifíquese el artículo 1 de la Resolución 40234 del 23 de febrero de 2023, modificado por la Resolución 40066 del 20 de febrero de 2024, el cual quedara así:

“Artículo 1. Delegar en la Agencia Nacional de Hidrocarburos — ANH, la elaboración de los insumos y el apoyo necesario para la continuidad en la formulación y diseño de la política pública a cargo del Ministerio de Minas y Energía en el marco de las Fuentes No Convencionales de Energía - FNCE, para lo cual podrá:

- 1. Realizar estudios, diagnósticos, identificación de necesidades, investigación, recomendaciones de política pública sobre los recursos energéticos de que trata el inciso primero del presente artículo.*
- 2. Estructurar y realizar los procesos necesarios para la selección de interesados, contratistas y operadores para proyectos derivados de los recursos energéticos de que trata el inciso primero del presente artículo, cuando aplique y en tanto Sea competencia del Ministerio de Minas y Energía.*





3. Realizar las estrategias de promoción nacional e internacional de los proyectos derivados de los recursos energéticos de que trata el inciso primero del presente artículo.

4. Desarrollar Comunidades Energéticas en zonas y municipios influenciados por las áreas de exploración y producción de Hidrocarburos a través de la asesoría y acompañamiento técnico, con enfoque diferencial, para la estructuración y financiación de la Autogeneración Colectiva (AGRC) y la Generación Distribuida Colectiva (GDC), así como la asesoría para el perfeccionamiento de asociaciones de comunidades energéticas y el relacionamiento con terceros de los sectores público, privado y/o popular, de conformidad con lo previsto en el artículo 2.2.9.2.4 del Decreto 2236 de 2023, compilado en el Decreto 1073 de 2015.”

En el segundo semestre de 2025 se suscribió el Convenio 549 de 2025 con el Centro de Bioinformática y Biología Computacional – BIOS, con el objeto de estructurar 103 proyectos en municipios priorizados de La Guajira, Sucre, Córdoba, Arauca, Casanare, Meta, Santander y Huila. Como resultado, la ANH cuenta con un banco de 82 proyectos en perfil profundo (Fase 1-Fase 2) y 21 proyectos con estudios y diseños (Fase 3) listos para implementación; a mayo de 2026 se adelantaban los procesos precontractuales para los primeros 20 proyectos.

Para la continuidad de esta línea de acción, en 2025 la ANH estructuró y aprobó el proyecto de inversión BPIN 202500000025188 – “Desarrollo de Comunidades Energéticas en Zonas de Influencia Hidrocarburífera a Nivel Nacional” para el periodo 2026-2029, con una inversión total estimada de \$510.402.494.000 (quinientos diez mil cuatrocientos dos millones cuatrocientos noventa y cuatro mil pesos). La meta es financiar 20 proyectos anuales de comunidades energéticas (80 en el cuatrienio), así como realizar un estudio anual de identificación del potencial de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable en zonas de influencia hidrocarburífera del país.

Aporte de la CREG a la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas

La CREG expidió la Resolución 101 072 de 2025, que estableció el marco regulatorio para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Eléctrico Nacional. Esta resolución define las condiciones técnicas, comerciales y operativas bajo las cuales grupos de usuarios organizados pueden producir, compartir y auto consumir energía eléctrica de fuentes renovables en un esquema descentralizado, reconociendo la





autogeneración comunitaria como un elemento complementario de la seguridad energética distribuida del país.

El marco regulatorio establece las modalidades de participación de las comunidades energéticas en el mercado eléctrico, incluyendo los mecanismos para la medición de la energía compartida, la liquidación de los excedentes y las condiciones de conexión a la red de distribución. Con esta regulación, la CREG avanzó en la democratización del acceso a la energía renovable, creando condiciones para que hogares y comunidades de bajos ingresos puedan beneficiarse de los esquemas de autogeneración y autoconsumo colectivo, en desarrollo del mandato de la Ley 2294 de 2023 (Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026) y del Decreto 2236 de 2023. Las disposiciones relativas a la remuneración de los excedentes de energía de las comunidades energéticas y de la generación distribuida se complementan con la Resolución 101 087 de 2025.

Esquema de administración, operación, mantenimiento y comercialización

Los esquemas de sostenibilidad proyectados desde el Ministerio de Minas y Energía para los proyectos con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FN CER), buscan garantizar el funcionamiento efectivo de las soluciones energéticas de generación previamente seleccionadas según los criterios expuestos en los documentos técnicos de estructuración basados en las condiciones propias de los territorios, de las fuentes de financiación, y de cada una de las potencias identificadas según la demanda de energía de los usuarios a impactar.

Luego de evaluar técnica y financieramente las opciones de generación mediante la aplicación del análisis de alternativas mediante un proceso de toma de decisiones estratégico buscando identificar, comparar y evaluar diferentes opciones viables para resolver un problema previamente identificado en la inscripción de comunidad energética y dimensionado en las visitas a campo (Artículo 2.2.9.2.4. Asesoría y acompañamiento a las comunidades energéticas) evaluando la información desde el enfoque de gestión de proyectos, diseño y tecnología para seleccionar la mejor solución en términos de viabilidad, costos, riesgos, impacto ambiental y beneficios para la comunidad.

Una vez identificado el tipo de proyecto y la potencia a estructurar, de acuerdo con la ubicación de la solución y con las tarifas de energía de la región formuladas por los





operadores de red que prestan el servicio, se hace un estimado de ingresos por generación con el fin de realizar el cálculo de los indicadores financieros que permitieran hacer un análisis de viabilidad del proyecto para su futura implementación cumpliendo con los diseños y lineamientos técnicos particulares de las regiones.

La estructuración del esquema de sostenibilidad se fundamenta en planificar los costos de operación, administración, mantenimiento y demás aspectos implícitos (Artículo 2.2.9.2.2 del decreto 2236 de 2023) con el propósito de mantener el funcionamiento del proyecto continuo durante los años de vida útil. Para ello se definen los costos de operación, se simula y obtiene la generación de energía por año con el fin de calcular los ingresos totales del sistema que garantizarán la solvencia, la reposición oportuna de materiales y componentes de ser necesario, y el cubrimiento de los gastos directos e indirectos del proyecto.

Posterior a la identificación de ingresos y costos se realiza el análisis socio - económico del proyecto, formulando flujos de caja en donde se consolidan y se contrastan los ingresos y costos previamente identificados bajo diferentes escenarios según sea el contexto del proyecto en términos de número de usuarios, apalancamiento de los recursos y distribución de la energía generada.

Con el fin de hacer un análisis socio económico, en un flujo de caja se detallan los beneficios obtenidos por la ejecución del proyecto aplicando el concepto de Razones Precio Cuenta (RPC) establecidos en la Guía MGA del DNP, considerando beneficios entre otros por venta o ahorro de energía eléctrica al inyectar la energía generada a la red para ser transada con el consumo de las viviendas, el ahorro en intereses moratorios si se realizara el supuesto de que la totalidad de la generación de energía eléctrica se destina al pago de deuda en mora, generación de empleo en la etapa de implementación del proyecto en el año 0 y en la vida útil del mismo, reducción de emisiones de CO₂, reducción de consumo de sustitutos energéticos y valor de salvamento de los materiales.

Así mismo, desde el enfoque de sostenibilidad ambiental, el programa de RESPEL Y RAEE, incluido en el PMA (Plan de Manejo Ambiental) de cada uno de los proyectos contempla las siguientes actividades para el tratamiento adecuado de los residuos generados en todas las etapas de implementación del proyecto como lo son:

Actividad de retiro de materiales.





- Respel: Batería generadora de energía en desuso y celdas solares.
- Descripción del manejo: La batería una vez cumplida su vida útil debe disponerse en un lugar autorizado y la celda solar la componen varios elementos químicos como el Plomo, Silicio, Boro, Fosforo.
- Almacenamiento: Se destinará en la obra un lugar (celda de seguridad) para el almacenamiento temporal de los residuos peligrosos que se generen. El lugar estará señalizado, aireado y cubierto.
- Disposición final: Gestor autorizado

Finalmente, después de realizar la evaluación financiera para el proyecto mediante la interpretación de indicadores como el VPN (Valor Presente Neto) y la razón Beneficio Costo y la TIR (Tasa Interna de Retorno), se logra identificar si durante la vida útil del proyecto se recupera la inversión inicial y si el proyecto mediante los flujos netos de caja evidencia la existencia de utilidades que permitan apalancar la existencia de imprevistos y las actividades de Administración, Operación y Mantenimiento.

Ahora bien, un componente fundamental en las fases de ejecución de los proyectos son las actividades de seguimiento, monitoreo y control para lo cual una vez implementados los proyectos de acuerdo con las particularidades de cada contrato de ejecución, el Ministerio de Minas y Energía vela por articular las condiciones contractuales para que los proyectos de comunidades energéticas se articulen con el CNM (Centro Nacional de Monitoreo) área misional del IPSE que realiza actividades fundamentales para el seguimiento a la prestación del servicio de energía eléctrica en la ZNI (Zonas No Interconectadas), coadyuvando a que las entidades responsables aseguren la prestación y calidad del servicio a los usuarios de dichas zonas, además suministra información oportuna de parámetros eléctricos para la planeación, toma de decisiones y elaboración de soluciones energéticas estructurales.

Así mismo el Ministerio de Minas y Energía aúna esfuerzos para que en la contratación de proyectos a implementar en el SIN (Sistema Interconectado Nacional) los contratistas encargados de la implementación diseñen e implementen metodologías de monitoreo, gestión y reporte de metas, indicadores y resultados durante todas las fases de implementación y durante la operación de estos.

Estas actividades deben estar enfocadas en medir y monitorear la generación de los SSFV (Sistemas Solares Fotovoltaicos), los consumos de los beneficiarios y la estimación de las toneladas de CO2 evitadas. Adicionalmente el Ministerio de Minas y





Energía propenderá porque las metodologías junto con sus herramientas, mecanismos, aplicativos, entre otros, pueda integrarse al Centro Nacional de Monitoreo (CNM).

- **Estrategias de sostenibilidad para evitar obsolescencia o subutilización de activos**

Los planes de sostenibilidad se fundamentan en planificar los costos de operación, mantenimiento y demás aspectos implícitos con el propósito de mantener el funcionamiento del proyecto continuo durante los años de vida útil. Para ello se definen los costos referentes a las actividades de mantenimientos correctivos y preventivos, así mismo dentro de la estructuración de los proyectos se parametriza y costean los sistemas de monitoreo y control con el fin de hacer seguimiento a la generación de energía e identificar la existencia de posibles fallas a manera preventiva.

De acuerdo con las especificaciones técnicas de los componentes de los sistemas, los proyectos tienen dimensionado los costos para la reposición de equipos como inversores, paneles solares y baterías según su vida útil. En los flujos de caja se descuenta el costo total de reposición de los componentes, de ser necesario, previa indexación, utilizando métodos económicos como la depreciación en línea recta para ir aprovisionando recursos de las utilidades netas provenientes del tratamiento de excedentes y haciendo uso de los fondos de reserva para la disposición de estos.

- **Esquemas de operación y mantenimiento (responsable, reposición de baterías, fondos de reserva).**

Luego de evaluar técnica y financieramente las opciones de generación mediante la aplicación del análisis de alternativas mediante un proceso de toma de decisiones estratégico buscando identificar, comparar y evaluar diferentes opciones viables para resolver un problema previamente identificado en la inscripción de comunidad energética y dimensionado en las visitas a campo (Artículo 2.2.9.2.4. Asesoría y acompañamiento a las comunidades energéticas) evaluando la información desde el enfoque de gestión de proyectos, diseño y tecnología para seleccionar la mejor solución en términos de viabilidad, costos, riesgos, impacto ambiental y beneficios para la comunidad.

Una vez identificado el tipo de proyecto y la potencia a estructurar, de acuerdo con la ubicación de la solución y con las tarifas de energía de la región formuladas por los





operadores de red que prestan el servicio, se hace un estimado de ingresos por generación con el fin de realizar el cálculo de los indicadores financieros que permitieran hacer un análisis de viabilidad del proyecto para su futura implementación cumpliendo con los diseños y lineamientos técnicos particulares de las regiones.

La estructuración del esquema de sostenibilidad se fundamenta en planificar los costos de operación, administración, mantenimiento y demás aspectos implícitos (Artículo 2.2.9.2.2 del decreto 2236 de 2023) con el propósito de mantener el funcionamiento del proyecto continuo durante los años de vida útil. Para ello se definen los costos de operación, se simula y obtiene la generación de energía por año con el fin de calcular los ingresos totales del sistema que garantizarán la solvencia, la reposición oportuna de materiales y componentes de ser necesario, y el cubrimiento de los gastos directos e indirectos del proyecto.

Posterior a la identificación de ingresos y costos se realiza el análisis socio - económico del proyecto, formulando flujos de caja en donde se consolidan y se contrastan los ingresos y costos previamente identificados bajo diferentes escenarios según sea el contexto del proyecto en términos de número de usuarios, apalancamiento de los recursos y distribución de la energía generada.

Con el fin de hacer un análisis socio económico, en un flujo de caja se detallan los beneficios obtenidos por la ejecución del proyecto aplicando el concepto de Razones Precio Cuenta (RPC) establecidos en la Guía MGA del DNP, considerando beneficios entre otros por venta o ahorro de energía eléctrica al inyectar la energía generada a la red para ser transada con el consumo de las viviendas, el ahorro en intereses moratorios si se realizara el supuesto de que la totalidad de la generación de energía eléctrica se destina al pago de deuda en mora, generación de empleo en la etapa de implementación del proyecto en el año 0 y en la vida útil del mismo, reducción de emisiones de CO₂, reducción de consumo de sustitutos energéticos y valor de salvamento de los materiales.

Así mismo, desde el enfoque de sostenibilidad ambiental, el programa de RESPEL Y RAEE, incluido en el PMA (Plan de Manejo Ambiental) de cada uno de los proyectos contempla las siguientes actividades para el tratamiento adecuado de los residuos generados en todas las etapas de implementación del proyecto como lo son:

Actividad de retiro de materiales.





- Respel: Batería generadora de energía en desuso y celdas solares.
- Descripción del manejo: La batería una vez cumplida su vida útil debe disponerse en un lugar autorizado y la celda solar la componen varios elementos químicos como el Plomo, Silicio, Boro, Fosforo.
- Almacenamiento: Se destinará en la obra un lugar (celda de seguridad) para el almacenamiento temporal de los residuos peligrosos que se generen. El lugar estará señalizado, aireado y cubierto.
- Disposición final: Gestor autorizado

Finalmente, después de realizar la evaluación financiera para el proyecto mediante la interpretación de indicadores como el VPN (Valor Presente Neto) y la razón Beneficio Costo y la TIR (Tasa Interna de Retorno), se logra identificar si durante la vida útil del proyecto se recupera la inversión inicial y si el proyecto mediante los flujos netos de caja evidencia la existencia de utilidades que permitan apalancar la existencia de imprevistos y las actividades de Administración, Operación y Mantenimiento.

Ahora bien, un componente fundamental en las fases de ejecución de los proyectos son las actividades de seguimiento, monitoreo y control para lo cual una vez implementados los proyectos de acuerdo con las particularidades de cada contrato de ejecución, el Ministerio de Minas y Energía vela por articular las condiciones contractuales para que los proyectos de comunidades energéticas se articulen con el CNM (Centro Nacional de Monitoreo) área misional del IPSE que realiza actividades fundamentales para el seguimiento a la prestación del servicio de energía eléctrica en la ZNI (Zonas No Interconectadas), coadyuvando a que las entidades responsables aseguren la prestación y calidad del servicio a los usuarios de dichas zonas, además suministra información oportuna de parámetros eléctricos para la planeación, toma de decisiones y elaboración de soluciones energéticas estructurales.

Así mismo el Ministerio de Minas y Energía aúna esfuerzos para que en la contratación de proyectos a implementar en el SIN (Sistema Interconectado Nacional) los contratistas encargados de la implementación diseñen e implementen metodologías de monitoreo, gestión y reporte de metas, indicadores y resultados durante todas las fases de implementación y durante la operación de estos.

Estas actividades deben estar enfocadas en medir y monitorear la generación de los SSFV (Sistemas Solares Fotovoltaicos), los consumos de los beneficiarios y la estimación de las toneladas de CO2 evitadas. Adicionalmente el Ministerio de Minas y





Energía propenderá porque las metodologías junto con sus herramientas, mecanismos, aplicativos, entre otros, pueda integrarse al Centro Nacional de Monitoreo (CNM).

- **Manuales AOM (Administración, Operación y Mantenimiento) por tipología de CE.**

La transición energética en Colombia demanda la implementación de soluciones energéticas sostenibles, seguras y accesibles para comunidades vulnerables y con baja cobertura eléctrica. En este marco, las Comunidades Energéticas (CE), los sistemas de Generación Distribuida (GD) y Autogeneración Colectiva (AGRC), a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), particularmente los sistemas de generación fotovoltaica cumplen un papel estratégico para reducir la dependencia de fuentes fósiles, mejorar la calidad de vida y fomentar la participación ciudadana en la gestión de su propio suministro energético. Este enfoque es coherente con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Especialmente, el ODS 7 (Energía asequible y no contaminante) y el ODS 13 (Acción por el clima).

El marco normativo nacional respalda esta visión. El artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 (Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026) establece que los usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos podrán constituir Comunidades Energéticas para generar, comercializar y/o usar eficientemente la energía, a través de FNCER, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.

De manera complementaria, el decreto 2236 de 2023 define a las CE como una forma de organización colectiva que surge de un acuerdo entre personas naturales y/o jurídicas, de derecho público o privado, que cooperan mediante contratos o convenios asociativos para desarrollar, gestionar y beneficiarse de sistemas energéticos sostenibles. Estos sistemas se fundamentan en la participación de la comunidad, la autonomía territorial, y un enfoque de transición energética justa, con criterios de equidad y desarrollo local.

En coherencia con lo anterior, las CE operan como mecanismos para garantizar derechos colectivos, participación incidente, veeduría y control social, acceso a un servicio esencial y goce de un ambiente sano y al tiempo que fortalecen la soberanía energética. Su implementación impulsa procesos organizativos locales (comités de energía, autoridades propias, redes y alianzas), promueve la transparencia y habilita





rutas de formación y transferencia de capacidades que disminuyen asimetrías de conocimiento.

En territorios históricamente excluidos, estos procesos contribuyen al cierre de brechas mediante la articulación de la gestión de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) con la economía local y la apropiación tecnológica, garantizando un servicio seguro, continuo y culturalmente pertinente.

Desde un punto de vista técnico, una Comunidad Energética puede operar bajo esquemas de Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) o de Generación Distribuida (GD) empleando fuentes renovables como energía solar, eólica, biomasa o pequeñas centrales hidroeléctricas, entre otras, en combinación con tecnologías de almacenamiento y sistemas de gestión de la demanda.

Dicho lo anterior el Ministerio de Minas y Energía establece lineamientos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) para los sistemas fotovoltaicos comunitarios, con el fin de garantizar su sostenibilidad técnica, económica, ambiental y social; considerando las particularidades de cada territorio y las diferentes escalas de capacidad de generación.

La naturaleza de los proyectos comunitarios demanda un enfoque flexible y adaptativo, que reconozca la diversidad territorial, cultural, social y tecnológica del país. En consecuencia, los lineamientos se conciben como directrices generales, susceptibles de ser ajustadas, detalladas y complementadas en cada comunidad y proyecto, en coherencia con sus particularidades y en estricto cumplimiento de las disposiciones regulatorias y normativas vigentes.

En el marco de una Transición Energética Justa y Participativa, estos lineamientos destacan el papel fundamental de las comunidades como actores activos en el ciclo de vida de los sistemas, desde el uso responsable de la energía hasta el monitoreo y la gestión colectiva de su infraestructura energética. De igual manera, establecen el rol protagónico de los operadores de AOM como garantes de la seguridad, eficiencia, confiabilidad y de la transferencia progresiva de capacidades a nivel territorial.

Con el fin de facilitar su aplicación práctica, los lineamientos de AOM formulados por el Ministerio de Minas y Energía se organizan según las principales escalas de capacidad de los sistemas fotovoltaicos comunitarios, clasificadas en cuatro categorías:





- Sistemas de 10 a 60 kW.
- Sistemas de 61 a 240 kW.
- Sistemas de 241 a 600 kW.
- Sistemas de 601kW a 1 MW.

De esta manera, se proporciona una referencia diferenciada que orienta las actividades de administración, operación y mantenimiento conforme al tamaño, complejidad y necesidades de cada sistema.

En síntesis, se habla de lineamientos porque:

- Establecen una base común de criterios técnicos y de gestión para orientar la implementación de AOM en las Comunidades Energéticas.
- Reconocen la autonomía comunitaria y territorial, permitiendo la adaptación del marco general a condiciones locales.
- Articulan los aspectos técnicos con los sociales y económicos, promoviendo una gestión integral y sostenible.
- Sirven como guía de acción para los diferentes actores (comunidades, operadores de red, entidades gubernamentales, aliados técnicos y financieros), sin sustituir las obligaciones regulatorias ni las normas técnicas específicas como el RETIE o las resoluciones de la CREG.

El Ministerio de Minas y Energía en aras de respaldar el desarrollo de la Transición Energética Justa busca fortalecer las capacidades locales, asegurar la correcta gestión de los activos y establecer protocolos estandarizados para la operación y el mantenimiento de los sistemas, promoviendo la eficiencia energética, la seguridad eléctrica, la participación comunitaria y la transparencia en la gestión.

Además, de la participación activa de las comunidades y el diseño e implementación de los lineamientos de Administración Operación y Mantenimiento, reconoce el papel estratégico de los Operadores de Red legalmente constituidos, cuya trayectoria en la gestión de infraestructura eléctrica en Colombia resulta fundamental para garantizar la sostenibilidad de los sistemas. Estos operadores cuentan con experiencia consolidada en la ejecución de actividades de AOM tanto en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) como en las Zonas No Interconectadas (ZNI).





Un Operador de Red (OR) es una entidad habilitada por la regulación vigente para operar, mantener y expandir las redes de distribución eléctrica dentro de un área determinada. Su rol dentro de la cadena de valor del servicio energético se adapta según el contexto territorial. En el SIN, los OR se concentran principalmente en la etapa de distribución, garantizando la entrega segura y continua de energía desde el sistema de transmisión hasta los usuarios finales.

En las ZNI, los OR asumen funciones más integrales, que abarcan no solo la distribución, sino también la generación aislada (mediante sistemas solares, híbridos o diésel) y la comercialización del servicio (incluyendo facturación, atención al usuario y gestión de subsidios). Esta ampliación de responsabilidades responde a la necesidad de adaptar el modelo energético a territorios sin infraestructura interconectada.

Por su posición estratégica, los operadores actúan como puente técnico e institucional entre el sistema eléctrico nacional y las comunidades, y constituyen actores clave para:

- Asegurar el cumplimiento de la normatividad técnica, regulatoria y de seguridad.
- Proveer servicios especializados de mantenimiento preventivo y correctivo.
- Realizar diagnósticos técnicos, actualizaciones y mejoras de los sistemas energéticos.
- Garantizar la continuidad y calidad del servicio de energía eléctrica.
- Transferir conocimiento técnico a las comunidades en operación básica, seguridad eléctrica, gestión administrativa y monitoreo de los sistemas, contribuyendo a fortalecer las capacidades locales en pro de la sostenibilidad de las soluciones energéticas.

Su participación activa es esencial para alcanzar soluciones energéticas sostenibles, adaptadas a las condiciones territoriales y alineadas con las políticas públicas del sector. Además, su conocimiento del entorno regulatorio y operativo permite que las intervenciones sean viables técnica y legalmente, incluso en contextos de difícil acceso o en territorios sin infraestructura consolidada.

Por lo tanto, el Ministerio de Minas y Energía busca articular las actividades de AOM mediante una interacción entre las comunidades energéticas y las empresas de AOM, fomentando alianzas que permitan una operación segura, eficiente y sostenible de las soluciones energéticas comunitarias.





Es así como estos lineamientos de AOM pretenden:

Definir una estructura de AOM clara y estandarizada para sistemas fotovoltaicos comunitarios.

- Establecer roles y responsabilidades para todos los actores involucrados (comunidades, operadores de AOM, autoridades, gestores, implementadores).
- Promover la participación comunitaria, la apropiación del sistema energético y el fortalecimiento de capacidades locales.
- Asegurar la operación eficiente, segura y confiable de los Sistemas Fotovoltaicos (SFV).
- Fomentar la transparencia y la rendición de cuentas en la gestión comunitaria de la energía.
- Establecer protocolos técnicos, de seguridad, administrativos y de gestión, diferenciados según las escalas de capacidad de los sistemas energéticos ya referenciados.
- Promover la interacción entre las comunidades y los operadores de AOM, articulando esfuerzos para garantizar la sostenibilidad técnica y operativa de los proyectos.

- **Alcance y Aplicabilidad**

- Comunidades Energéticas beneficiarias de soluciones energéticas con SFV.
- Gestores, administradores y operadores de SFV comunitarios.
- Empresas legalmente constituidas en Colombia para operar infraestructura energética en el SIN y en las ZNI, prestadoras de servicios de operación y mantenimiento de infraestructura eléctrica.
- Entidades de financiamiento, ejecutoras e implementadoras de proyectos de soluciones energéticas con SFV.

Los lineamientos aplican a todas las etapas del ciclo de vida de un SFV, desde su implementación hasta la operación diaria, el mantenimiento preventivo y correctivo, la gestión comunitaria y la mejora continua.





1.4. Colombia Solar

Colombia Solar (CS) representa una apuesta estratégica para avanzar en una Transición Energética Justa (TEJ), establecida en el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 “Colombia, Potencia Mundial de la Vida”, como mecanismo descentralizado y sostenible; la iniciativa no solo contribuye a mejorar el acceso equitativo y asequible a la energía, sino que también fortalece la industria nacional de energías renovables, reduce las emisiones de gases de efecto invernadero y mejora la eficiencia del gasto público, así, se consolida como una herramienta clave para garantizar la sostenibilidad del sector energético y la equidad territorial en el acceso a un servicio esencial.

Colombia Solar, como programa de Gobierno Nacional, se convierte en una alternativa sostenible a los subsidios eléctricos para los estratos 1, 2 y 3, con el propósito de generar ahorros en los hogares más vulnerables y aumentar su capacidad de gasto en otros bienes y servicios; mejorando la sostenibilidad fiscal del sistema de subsidios eléctricos (FSSRI - SIN) y en consecuencia reduciendo su presión sobre el Presupuesto General de la Nación – PGN. Asimismo, el programa busca brindar autogeneración con energía solar para los usuarios de estratos 1, 2 y 3 de las ZNI.

En cuanto a su base normativa, la Ley No. 1715 de 2014 estableció el marco jurídico para promover el desarrollo y uso de fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER) en Colombia. Posteriormente, la Ley 2099 de 2021 amplió su alcance y definió nuevos instrumentos para fomentar el desarrollo de las FNCER, tales como incentivos tributarios y mecanismos orientados a garantizar el acceso universal a la energía. De manera específica, el artículo 19, numeral 4, de la Ley 1715 establece que el Gobierno Nacional considerará la viabilidad de desarrollar la energía solar como fuente de autogeneración para los estratos 1, 2 y 3, como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad de estos usuarios.

Es así que, en el marco de formulación y consolidación de la política pública orientada a la transición energética justa, el Ministerio de Minas y Energía adelantó la estructuración técnica jurídica y regulatoria del Programa Colombia Solar, iniciativa concebida para promover soluciones de autogeneración con energía solar fotovoltaica dirigidas principalmente a hogares de estratos 1, 2 y 3. La gestión institucional desarrollada por el Ministerio permitió avanzar en la construcción del soporte normativo requerido para formalizar el programa como una estrategia de alcance nacional,





armonizada con los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, articularmente en el eje de Transformación Productiva, Internacionalización y Acción Climática y el catalizador de Transición Energética Justa (TEJ), segura, confiable y eficiente.

Como resultado de este proceso de articulación técnica y normativa, el 8 de septiembre de 2025 se expidió el Decreto 972 de 2025, mediante el cual se crea el Programa Colombia Solar y se habilita la autogeneración fotovoltaica como alternativa al subsidio, así como también define el marco regulatorio que orienta actualmente su implementación. La expedición de este decreto representa uno de los principales hitos de gestión del Ministerio de Minas y Energía, al establecer de manera formal el alcance, objetivos, población beneficiaria, mecanismos de implementación y fuentes de financiación del programa, tanto para su fase de diseño como para su ejecución operativa y territorial.

El Programa Colombia Solar fue estructurado sobre dos pilares estratégicos: i) la implementación de soluciones de autogeneración con energía solar fotovoltaica, en cualquiera de sus modalidades y ii) el fortalecimiento de capacidades institucionales, operativas y sociales que permitan garantizar la sostenibilidad técnica, administrativa y comunitaria de las soluciones energéticas en el tiempo. Esta estrategia busca generar alivios directos en la factura de energía eléctrica de los hogares beneficiarios y, de manera complementaria, contribuir a la reducción progresiva del déficit fiscal asociado al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI).

Adicionalmente, el decreto define un esquema amplio de financiación que contempla recursos provenientes del Presupuesto General de la Nación, fondos especiales, cooperación internacional, banca multilateral, entidades territoriales e inversión privada, con el propósito de asegurar la sostenibilidad financiera y la escalabilidad del programa en el territorio nacional. En este sentido, el marco jurídico desarrollado mediante el Decreto 972 de 2025 consolida al Programa Colombia Solar como un instrumento estratégico del Gobierno Nacional para garantizar el abastecimiento de la demanda de electricidad hasta el Consumo Básico de Subsistencia mediante soluciones de autogeneración, configurándose como una alternativa complementaria al esquema tradicional de subsidios y como uno de los avances más relevantes de la política de transición energética del país.



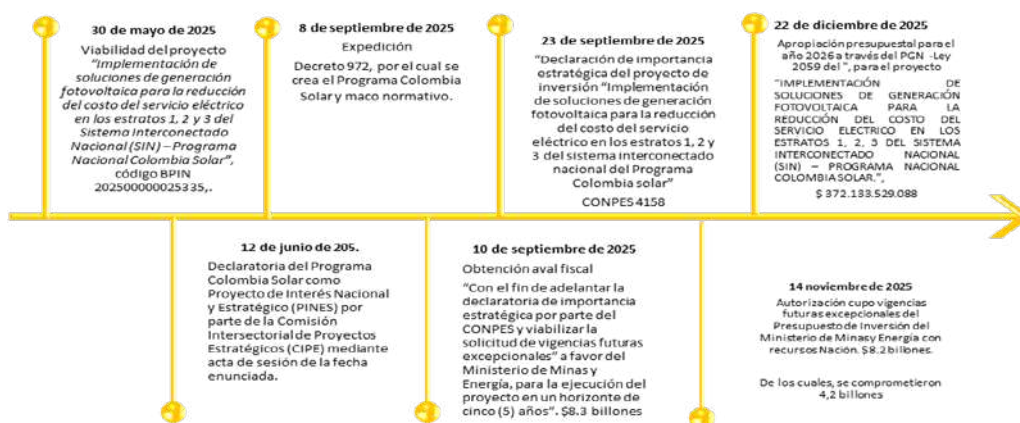


Logros

Estructuración técnica, jurídica y regulatoria del Programa

En el marco de formulación y consolidación de la política pública establecida en el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 “Colombia, Potencia Mundial de la Vida”, orientada a la transición energética justa, el Ministerio de Minas y Energía adelantó la estructuración técnica, jurídica y regulatoria del programa Colombia Solar, iniciativa concebida para promover soluciones de autogeneración con energía solar fotovoltaica dirigidas principalmente a hogares de estratos 1,2 y 3.

Imagen 8. Hitos para la estructuración técnica, jurídica y regulatoria del Programa Colombia Solar



Fuente: Elaboración Equipo Colombia Solar — MME

- Implementación del proyecto en el marco del artículo 5 del PND

Constituye uno de los principales avances de gestión institucional del Ministerio de Minas y Energía para la implementación de Colombia Solar, en la medida en que permite consolidar una actuación coordinada entre entidades públicas del sector energético, fortalece la articulación técnica y financiera, y asegurar mecanismos de ejecución ágiles y transparentes a través de la suscripción de instrumentos interadministrativos. Facilitando con ello el cumplimiento de los objetivos de la transición energética justa y la democratización del acceso a soluciones energéticas justas y la democratización del acceso a soluciones energéticas sostenibles en el país.





Tabla 20. Instrumentos interadministrativos suscritos en el marco del artículo 5 del PND.

Contrato / Convenio	Número	Entidad	Valor	Usuario Beneficiarios
Contrato Interadministrativo	GGC-2144-2025	GECELCA	\$ 180.679,85	10.118
Convenio Interadministrativo	116231-100-2026	FENOGE	\$186.156,51*	11.766

Fuente: Convenio interadministrativo GGC-2144-2025.

Nota: *El valor total del convenio Interadministrativo con FENOGE asciende a \$186.156.506.008 (FENOGE aportará recursos en especie por la suma de \$5.476.652.732 y Ministerio de Minas y Energía \$180.679.853.276)

Permitiendo con ello alcanzar una ejecución presupuestal a 31 de mayo, respecto de la apropiación del 99% en compromisos y 69% en obligaciones.

Gráfica 12. Apropiación vigente CS



Fuente: Reporte SIIF a 30 de junio de 2026

- Avances en la implementación del convenio con FENOGE

El 21 de enero de 2026, mediante el Acta No. 75, el Comité Directivo del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGE aprobó la Actividad de Fomento, Promoción, Estímulo e Incentivo (AFPEI) denominada "Implementación del Programa Colombia Solar", por un valor total de \$186.156.506.008 (ciento ochenta y seis mil ciento cincuenta y seis millones quinientos seis mil ocho pesos), con una estructura de cofinanciación del 97,1 % a cargo del Ministerio de Minas y Energía y el 2,9 % restante a cargo del FENOGE. La iniciativa tiene





como meta la instalación de sistemas solares fotovoltaicos para beneficiar a 11.766 usuarios de estratos 1, 2 y 3, con una capacidad estimada de 22,9 MWp y una generación proyectada de 35.108,3 MWh/año. Para dar inicio a su ejecución, el convenio interadministrativo entre el Ministerio y el FENOGÉ fue suscrito el 28 de enero de 2026, con acta de inicio del 2 de febrero del mismo año.

La AFPEI se estructura en ocho componentes: (i) focalización de beneficiarios; (ii) diagnóstico de mercado mediante Solicitudes de Información a Proveedores (SIP); (iii) caracterización integral de usuarios; (iv) evaluación y definición de beneficiarios y tipologías de solución; (v) implementación de los sistemas solares fotovoltaicos; (vi) seguimiento a la ejecución contractual; (vii) definición de propiedad de activos, Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) y monitoreo; y (viii) estrategias de socialización, capacitación y divulgación.

En esta línea, el FENOGÉ ha adelantado actividades de planeación y estructuración técnica, operativa, financiera y precontractual. Entre los principales resultados se destacan: la elaboración del documento metodológico de ejecución, el cronograma de implementación, el flujo estimado de recursos, la estructura organizacional del equipo ejecutor y los formatos de seguimiento; instrumentos que establecen la línea base para la ejecución y control de las actividades a cargo del FENOGÉ.

En materia precontractual, el FENOGÉ publicó Solicitudes de Información a Proveedores (SIP) orientadas a recopilar información técnica, económica y de mercado para los componentes de caracterización, socialización, capacitación, construcción y AOM de los sistemas solares fotovoltaicos. Entre las más recientes se destacan: la SIP-003-2026-FENOGÉ-AOM ^[1] (publicada el 13 de abril de 2026), relacionada con la construcción y AOM de sistemas solares fotovoltaicos individuales de 1,5 kWn, y la SIP-004-2026-FENOGÉ ^[2] -Implementación Colombia Solar (publicada el 16 de abril de 2026), orientada a la caracterización de beneficiarios y las actividades de sensibilización, socialización y capacitación para instalaciones en piso y/o techo en el SIN a nivel nacional.

De igual manera, con base en los insumos disponibles, el FENOGÉ ha venido preparando y revisando documentos técnicos y contractuales asociados a la implementación, incluyendo términos y condiciones comerciales, anexos técnicos, estudios de mercado, análisis de precios y documentos soporte requeridos para avanzar





hacia la contratación de las actividades previstas lo cual se espera que el proceso sea publicado en el mes de junio de 2026.

Actualmente, la iniciativa de implementación del Programa Colombia Solar a cargo del FENOGGE se encuentra en fase de planeación, estructuración y alistamiento precontractual, previa al inicio de la ejecución en campo.

- Consolidación esquema de planeación financiera y operativa del proyecto

En el marco de la estructuración e implementación del Programa Colombia Solar, el Ministerio de Minas y Energía consolidó un esquema de planeación financiera y operativa multianual para el proyecto de inversión orientado a garantizar la expansión progresiva de soluciones solares fotovoltaicas en el territorio nacional entre las vigencias 2026 y 2030. La planeación contempla una articulación financiera entre GECELCA y FENOGGE, entidades que participan de manera conjunta en la ejecución de las diferentes soluciones energéticas previstas por el programa.

Imagen 9. Planeación ejecución financiera y operativa del proyecto

PROYECTO DE INVERSIÓN COLOMBIA SOLAR – ESCENARIO AJUSTADO (REALIDAD 2026)						
AÑO	BENEFICIARIOS PROYECTADOS		TIPOS DE SOLUCIÓN PRIORIZADAS	COSTOS ASOCIADOS (Pesos corrientes)		TOTAL INVERSIÓN POR AÑO (Pesos corrientes)
	GECELCA	FENOGGE		GECELCA (Detalle por giro)	FENOGGE	
2026	10.118 usuarios	11.766 usuarios	Priorización de soluciones individuales 1,5 kW	2026 Único giro: \$ 186,679,803,276.30	\$ 186,156,506,008.00	\$ 366,836,359,284
2027	238.479 usuarios	0 usuarios	Soluciones mixtas: 1 MW, 5 MW e individuales	2027 \$ 1,612,804,135,721	\$ 0.00	\$ 1,612,804,135,721
2028	167.142 usuarios	0 usuarios	Expansión de autogeneradores centralizados y residenciales	2028 \$ 1,158,084,944,644	\$ 0.00	\$ 1,158,084,944,644
2029	65.076 usuarios	0 usuarios	Consolidación de soluciones centralizadas y comunitarias	2029 \$ 473,363,731,711	\$ 0.00	\$ 473,363,731,711
2030	112.184 usuarios	0 usuarios	Cobertura final y cierre de brechas territoriales	2030 \$ 780,095,086,486	\$ 0.00	\$ 780,095,086,486
TOTAL 2026-2030	592.999 usuarios	11.766 usuarios	Portafolio integral Colombia Solar	\$ 4,205,027,751,838	\$ 186,156,506,008	\$ 4,391,184,257,846
 INFOGRAFÍA RESPECTO DE LO CONTRATADO La información presentada corresponde a los valores y beneficiarios asociados a los contratos suscritos.  PARTICIPACIÓN EN LA INVERSIÓN TOTAL 2026-2030 GECELCA 95,76% FENOGGE 4,24%  ENFOQUE PRINCIPAL 2026 Priorización de soluciones individuales 1,5 kW por viabilidad operativa inmediata.						

Fuente: Documentos Elaboración Equipo CS — MME

Avances en la Implementación de Soluciones Fotovoltaicas

- Desarrollo del marco regulatorio que orienta actualmente la implementación

Este marco regulatorio define los lineamientos técnicos, financieros y operativos para poner en marcha la implementación de soluciones fotovoltaicas en todo el país y establece criterios para priorizar a los beneficiarios como niveles de pobreza, costo del



servicio de energía y condiciones del territorio, así como el potencial de radiación solar en cada región.

La resolución crea la base operativa para la integración de los criterios base para la sostenibilidad de las soluciones solares fotovoltaicas a través de la compensación energética que se entregará a los agentes comercializadores para las actividades de AOM y que a su vez permitan garantizar la transferencia de activos para el desarrollo y cumplimiento de los objetivos del programa Colombia Solar.

La regulación permite determinar los requisitos de datos necesarios para la articulación entre el marco regulatorio y las condiciones operativas que se llevan a cabo para la determinación de los valores a cobrar a los usuarios sin incumplir con la reglamentación existente o el marco tarifario siendo este, invulnerable a cambios atendiendo a las competencias y alcances del ministerio de minas y energía.

Gráfica 13. Resolución 40159 de 2026



Fuente: Documentos Elaboración Equipo CS — MME

- Diseño e implementación proyecto piloto

Diseño e implementación de un proyecto piloto en el barrio Villas de San Pablo de la ciudad de Barranquilla, el cual, tiene como objetivo beneficiar a 500 usuarios en el marco del programa con una solución de potencia de 750KWn, en el segundo trimestre como primer despliegue territorial del programa.



Imagen 10. Proyecto piloto Villas de San Pablo, Barranquilla



Fuente: Documentos Elaboración Equipo CS — MME

Las soluciones implementadas permitirán a las familias generar energía limpia desde sus hogares, reducir el costo del servicio eléctrico y fortalecer la transición energética justa.

El piloto de Villas de San Pablo representa, además, un escenario estratégico de aprendizaje institucional y territorial para Colombia Solar, al permitir evaluar mecanismos de coordinación técnica, social y comunitaria en contextos urbanos, así como fortalecer capacidades operativas para futuras fases de implementación del programa en otros departamentos del país.

Imagen 11. Proyecto piloto Villas de San Pablo, Barranquilla



Fuente: Documentos Elaboración Equipo CS — MME

En desarrollo de este piloto y en el marco de la implementación a 2 de junio se alcanzó el siguiente avance:

Gráfica 14. Avance de meta proyecta junio 2026





TOTAL VILLAS DE SAN PABLO 26/06/2026							
LISTADO DE VIVIENDAS A EJECUTAR POR ZONA	146	235	177	558			
Concepto	ETAPA 1	PB1	PB2	Total	Ponderación	Avance por concepto	Avance total
VIVIENDAS CON ESTRUCTURA	115	214	175	504	20%	90,32%	18,06%
VIVIENDAS CON MÓDULOS	101	227	175	503	20%	90,14%	18,03%
VIVIENDAS CON MICROINVERSORES	18	227	168	413	15%	74,01%	11,10%
VIVIENDAS CON INSTALACIÓN INTERNA + CONSUMIBLES ELÉCTRICOS + SPT	58	226	169	453	25%	81,18%	20,30%
VIVIENDAS CON COMISIONAMIENTO	18	0	0	18	5%	3,23%	0,16%
VIVIENDAS CON RETIE	0	0	0	0	5%	0,00%	0,00%
MEDIDORES BID. INSTALADOS	18	82	0	100	5%	17,92%	0,90%
VIVIENDAS CON LEGALIZACIÓN OR	0	0	0	0	5%	0,00%	0,00%
					100,00%		68,55%

Fuente: Elaboración Equipo CS — MME

Divulgación y acompañamiento territorial del Programa Colombia Solar

En relación con los procesos de divulgación y acompañamiento territorial del Programa Colombia Solar, el Ministerio de Minas y Energía ha adelantado acciones en el componente social a través de Siete (7) Jornadas de sensibilización, socialización y diálogo comunitario — particularmente en el proyecto piloto de Villas de San Pablo, Barranquilla, cuyo propósito es informar a la comunidad sobre los objetivos del programa, criterios de selección de beneficiarios, fases y tiempos de instalación de los sistemas solares, beneficios esperados, responsabilidades asociadas al uso y sostenibilidad de las soluciones energéticas. Estas actividades han permitido fortalecer la confianza institucional, promover la participación comunitaria y gestionar expectativas frente al proyecto.

Imagen 12. Proyecto piloto Villas de San Pablo, Barranquilla

FECHA	ACTIVIDAD DE DIVULGACIÓN	LUGAR	PROMEDIO ASISTENTES
Marzo 27	Divulgación del Programa - Capacitación caracterizadores y primera socialización JAC	Villas de San Pablo - Barranquilla	30 personas
Abril 22	Divulgación del Plan de Gestión Social - actores institucionales	Instalaciones GECELCA, Barranquilla	6 personas
Abril 22	Divulgación del Programa - Socialización JAC	Villas de San Pablo - Barranquilla	12 personas
Abril 23	Divulgación del Programa - Socialización JAC, Etapa 1 VSP	Cancha Villas de San Pablo	200 personas
Mayo 2	Divulgación del Programa - Administración CR Parques de Bolívar 2	Villas de San Pablo - Barranquilla	8 personas
Mayo 2	Divulgación del Programa - Socialización CR Parques de Bolívar 1	Villas de San Pablo - Barranquilla	100 personas





Mayo 3	Divulgación del Programa - Socialización CR Parques de Bolívar 2	Villas de San Pablo - Barranquilla	100 personas
Mayo 14	Divulgación del Programa - Diálogo de contingencia VSP Etapa 1	Biblioteca Comunitaria VSP	60 personas
Junio 27 - 28	Divulgación del Programa - V Artes Fest 2026	Villas de San Pablo - Barranquilla	1.700 personas

Fuente: Documentos Elaboración Equipo CS — MME

- Formulación de instrumentos técnicos y metodológicos

En relación con los procesos de divulgación y acompañamiento territorial del Programa Colombia Solar, el Ministerio de Minas y Energía también ha adelantado acciones a través de la formulación de instrumentos técnicos y metodológicos orientados a fortalecer la implementación del programa en los territorios priorizados.

El Programa Colombia Solar contempla en el proyecto la elaboración de catorce (14) estudios orientados a fortalecer la implementación de la Transición Energética Justa y acompañar técnicamente la ejecución del programa en los territorios priorizados. Estos productos se dividen en cuatro (4) documentos de carácter nacional y diez (10) documentos departamentales.

Imagen 13. Entregables estratégicos



Fuente: Documentos Elaboración Equipo CS — MME



1.5. Garantía de abastecimiento de energía eléctrica

Desde el 01 de junio de 2025 hasta el 30 de junio de 2026 se han reportado 48.168 nuevos usuarios conectados al servicio de energía eléctrica. De estos, 18.162 usuarios se encuentran ubicados en los municipios catalogados por los Programas de Desarrollo con Enfoque Territorial – PDET, de los cuales 5.627 fueron conectados mediante sistemas fotovoltaicos individuales.

Los 43.643 usuarios conectados se encuentran distribuidos así: Antioquia 4.876, Arauca 1.736, Bolívar 654, Boyacá 1.645, Caldas 939, Caquetá 2.749, Casanare 2.759, Cauca 4.723, Cesar 259, Chocó 1.694, Córdoba 159, Cundinamarca 726, Guaviare 744, Huila 4.370, La Guajira 2.291, Magdalena 231, Meta 105, Nariño 2.450, Norte de Santander 3.229, Putumayo 2.970, Quindío 772, Risaralda 512, Santander 1.072, Sucre 50, Tolima 7 y Valle del Cauca 1.921.

Estos reportes fueron suministrados por los diferentes mecanismos que contribuyen a la universalización del servicio de energía eléctrica con recursos públicos provenientes del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER), el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI), el Sistema General de Regalías (SGR), el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE), el mecanismo Obras por Impuestos, las alcaldías y gobernaciones, así como de fuentes privadas, como los operadores de red de cada zona.

En la siguiente imagen se muestra un mapa de calor en el que se presenta la distribución territorial de los nuevos usuarios del servicio de energía eléctrica que fueron conectados durante el período.



Imagen 14. Ampliación de Cobertura del servicio de energía eléctrica



Fuente: Elaboración propia, Ministerio de Minas y Energía, mayo 2026.

De la anterior imagen se observa que los departamentos en los que se conectaron mayor cantidad de nuevos usuarios durante el periodo del informe fueron: Antioquia con 6.667, Cauca con 5.011, y Huila con 4.601, los cuales en su conjunto conectaron el 33,8% de los nuevos usuarios.

Aportes y avances de la CREG a la garantía del abastecimiento de energía eléctrica

El cargo por confiabilidad constituye el mecanismo central mediante el cual la CREG garantiza la disponibilidad de energía firme en el SIN durante periodos críticos. A lo largo del periodo de reporte, la Comisión fortaleció y actualizó de manera progresiva los distintos componentes de este instrumento, desde los procedimientos de subasta hasta las metodologías de cálculo de la energía firme para las tecnologías renovables.

En el segundo semestre de 2022, la CREG expidió la Resolución 101 024 de 2022, mediante la cual ajustó los procedimientos aplicables a las subastas del cargo por confiabilidad, y la Resolución 101 034A de 2022, que convocó la subasta de Obligaciones de Energía Firme (OEF) para el periodo de abastecimiento 2027-2028. Esta subasta representó un paso fundamental en la planificación de largo plazo de la capacidad de generación.

Un avance normativo de especial relevancia se alcanzó en el primer semestre de 2023, cuando la CREG expidió las Resoluciones 101 006 y 101 007 de 2023, que





establecieron las metodologías para el cálculo de la Energía Firme para el Cargo de Confiabilidad (ENFICC) de las plantas eólicas y solares, respectivamente. Con estas resoluciones, las fuentes no convencionales de energía renovable quedaron en condición de participar en condiciones técnicamente sólidas en los mecanismos de asignación de obligaciones de energía firme, reconociendo sus características de variabilidad e intermitencia mediante procedimientos estadísticos rigurosos. En el mismo periodo, la CREG gestionó de manera ordenada la oficialización de los flujos del Índice de Precios de Abastecimiento de Transmisión (IPAT) para cinco proyectos de infraestructura de las empresas Promigas y Transportadora de Gas Internacional (TGI), lo cual permitió actualizar los valores de remuneración de la transmisión de acuerdo con la metodología vigente.

Durante el segundo semestre de 2023, la CREG detectó señales tempranas del Fenómeno del Niño 2023-2024 y adoptó medidas preventivas. A través del proyecto de Resolución 701 020 y de las resoluciones transitorias 701 021 y 701 034 de 2023, la Comisión buscó preparar al mercado mayorista de energía para condiciones de baja hidrología. En este mismo período, mediante la **Resolución 101 025**, se llevó a cabo la asignación administrada de OEF para los períodos de abastecimiento 2025-2026 y 2026-2027, garantizando la continuidad en la cobertura de las obligaciones de energía firme para los años venideros.

El primer semestre de 2024 estuvo dominado por la respuesta regulatoria al Fenómeno del Niño, que se manifestó con particular intensidad en los niveles de los embalses del Sistema Interconectado Nacional. La CREG adoptó un amplio paquete de medidas de emergencia, materializadas en las resoluciones 101 034, 101 036, 101 037, 101 040, 101 041, 101 042 y 101 043 de 2024, entre otras. Estas resoluciones incluyeron ajustes transitorios a las reglas de despacho, modificaciones a los mecanismos de declaración de disponibilidad de plantas, la implementación del Mecanismo de Respuesta a la Demanda (MRD) y medidas para incentivar la generación con plantas que tuvieran capacidad disponible. La subasta de cargo por confiabilidad, celebrada en febrero de 2024, arrojó resultados históricos: se adjudicaron **4.489 megavatios (MW)** de nuevas obligaciones de energía firme, de los cuales aproximadamente el 99 % correspondió a proyectos de generación solar fotovoltaica. Este resultado evidencia la transformación estructural que experimenta la matriz de generación colombiana hacia las **Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR)**.





Adicionalmente, durante ese primer semestre de 2024, la CREG expidió la Resolución 101 044, que introdujo ajustes al cálculo de la ENFICC para plantas solares cuando se dispone de información secundaria de generación, mejorando la precisión del cálculo y la confiabilidad de las obligaciones asignadas.

En el segundo semestre de 2024, la crítica situación de los embalses condujo a que el Centro Nacional de Despacho identificara que el nivel del embalse agregado había descendido por debajo de la senda de referencia. La CREG confirmó, mediante la Circular 072 de octubre de 2024, el cambio del estado del sistema de vigilancia a riesgo, en los términos de la Resolución CREG 026 de 2014, activando el mecanismo para el sostenimiento de la confiabilidad.

En paralelo, el Ministerio de Minas y Energía (MME) declaró, mediante la Resolución 40444 de 2024, un racionamiento programado de gas natural para el período comprendido entre el 31 de octubre y el 4 de noviembre de 2024, con ocasión del mantenimiento de la planta de regasificación del Caribe.

A partir de la activación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRD), la Comisión expidió un amplio conjunto de resoluciones que cubrió la gestión del despacho de emergencia y la priorización del uso del agua. La Resolución 101 052 de 2024 estableció un método de actualización del Nivel Probabilístico de Vertimiento (NPV) y del Nivel ENFICC Probabilístico (NEP), para mejorar las decisiones en el marco del ESRD. La Resolución 101 053 de 2024 flexibilizó la declaración de plantas en estado de pruebas para la entrega de energía adicional al sistema y habilitó excedentes de generación para su inyección al SIN. La Resolución 101 054 de 2024 estableció un programa transitorio de participación activa de la demanda en el despacho diario, el cual fue prorrogado por la Resolución 101 065 de 2024 por tres meses adicionales. La Resolución 101 055 de 2024 complementó las reglas de evaluación del estado del sistema, habilitando su reevaluación en un menor término para gestionar la incertidumbre de los aportes hídricos. La Resolución 101 056 de 2024 modificó el precio de oferta ajustado del mecanismo de confiabilidad para evitar precios superiores a los costos de racionamiento. La Resolución 101 057 de 2024 habilitó la contratación directa de energía por parte de los comercializadores que atienden demanda regulada, como mecanismo de cobertura frente a la volatilidad del precio de bolsa. La Resolución 101 058 de 2024 adoptó medidas transitorias para garantizar el abastecimiento





durante el mantenimiento de la planta de regasificación de Cartagena. La Resolución 101 059 de 2024 ajustó las reglas del mecanismo de confiabilidad (fin de embalsamiento, efectos del EVE y precio de oferta ajustado), mientras que la Resolución 101 063 de 2024 definió el mecanismo de desescalamiento seguro del ESRD para finalizar el esquema de energía vendida y embalsada (EVE), sin poner en riesgo la atención de la demanda durante el verano 2025-2026. La Resolución 101 051 de 2024 ajustó la remuneración de los costos de arranque y parada de plantas térmicas, diferenciándolos según el estado térmico (frío, tibio o caliente) y las unidades efectivamente operadas. Finalmente, la Resolución 101 066 de 2024 definió nuevos precios de escasez del cargo por confiabilidad, actualizando la metodología para reflejar de manera más precisa los costos reales de la generación de emergencia. Por su parte, la Resolución 101 062 de 2024 convocó tres subastas de reconfiguración de Obligaciones de Energía en Firme (OEF) para los períodos 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028, con el fin de corregir eventuales déficits frente a las proyecciones de demanda de la UPME.

En materia de Zonas No Interconectadas (ZNI), durante ese mismo segundo semestre de 2024 la Resolución 101 060 modificó el plazo máximo de prórroga de los contratos de energía suscritos antes de la vigencia de la Resolución 101 021 de 2022, garantizando la continuidad del servicio en los mercados de ZNI atendidos mediante contratos. La Resolución 101 064 de 2024 estableció un cargo transitorio de generación de energía eléctrica para sistemas centralizados solares fotovoltaicos con y sin almacenamiento en ZNI, cubriendo el vacío normativo generado por la derogatoria de los cargos regulados para estas tecnologías.

En el primer semestre de 2025, la CREG profundizó el trabajo de normalización pos-crisis. La Resolución 101 069 introdujo modificaciones al mecanismo de liquidación del cargo por confiabilidad, mientras que la Resolución 101 073 prorrogó las medidas sobre el tratamiento de las desviaciones de las plantas de generación variable, reconociendo que la transición energética requería un tratamiento diferencial para estas tecnologías durante el periodo de consolidación. Adicionalmente, se adelantó el proceso participativo correspondiente al proyecto de resolución 701 085, que definió las bases para convocar la subasta de expansión de OEF para el periodo 2029-2030.

En el segundo semestre de 2025, la Resolución 101 079 formalizó la convocatoria de la subasta de OEF para el periodo de abastecimiento 2029-2030, y las Resoluciones





101 090, 101 092 y 101 095 introdujeron ajustes adicionales a los parámetros y reglas del cargo por confiabilidad. Por su parte, las Resoluciones 101 083, 101 084, 101 085 y 101 086 adoptaron medidas transitorias ante el mantenimiento programado de la planta de regasificación de Cartagena, asegurando el suministro firme al sistema durante ese periodo.

La acción regulatoria en materia de garantía de abastecimiento también incluyó el avance en iniciativas estructurales de largo plazo. La regulación de la integración de las comunidades energéticas al SEN, establecida mediante la Resolución CREG 101 072 de 2025, se desarrolla en la sección 1.2 del presente informe. Igualmente, se inició el proceso regulatorio para la incorporación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías (SAEB), a través del proyecto 701 103, y se avanzó en los proyectos de regulación de la autogeneración remota (proyectos 701 091 y 701 092) y de la conexión de Zonas No Interconectadas (ZNI) al SIN (proyecto 701 113).

1.6. Costos de la Energía

Reducir los costos de las tarifas de energía eléctrica exige actuar sobre toda la cadena de valor del servicio: generación, transmisión, distribución, comercialización y medición. Para ello, el Ministerio de Minas y Energía (MME) y el Gobierno nacional han adoptado, desde el 7 de agosto de 2022 hasta el 30 de abril de 2026, un conjunto articulado de medidas que incluye diálogos participativos con comunidades y actores del sector, decretos ejecutivos, resoluciones ministeriales, actos regulatorios de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), proyectos normativos en proceso y la iniciativa legislativa contenida en el Proyecto de Ley 432 de 2025.

El enfoque gubernamental parte de un diagnóstico claro: la volatilidad de los precios en la bolsa de energía, los saldos acumulados por la aplicación de la opción tarifaria, los cobros no relacionados con el servicio incluidos en la factura, las pérdidas de energía no técnicas y la insuficiente contratación bilateral de largo plazo, son las principales causas del alza en el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) que determina el valor de la factura para los usuarios. Las acciones descritas en el presente apartado buscan atacar cada una de estas causas de manera simultánea y sostenida.

La administración del sector minero-energético, durante el período comprendido entre el 7 de agosto de 2022 y el 30 de abril de 2026, se ha fundamentado en un cambio de





paradigma estructural que sitúa al usuario y a la justicia social en el centro de la regulación de los servicios públicos. Bajo la premisa de que el acceso a la energía eléctrica es un derecho habilitante para la dignidad humana y el desarrollo productivo, el Gobierno nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía, ha implementado una hoja de ruta integral para corregir las fallas históricas en la formación de precios y en la remuneración de los eslabones de la cadena de valor.

La política de “Justicia Tarifaria” no se limitó a intervenciones coyunturales; por el contrario, evolucionó desde un pacto voluntario inicial con los agentes del mercado en 2022 hacia una reconfiguración legal del modelo mediante decretos de política pública y el Proyecto de Ley 432 de 2025. Esta transformación busca desvincular el costo de la energía de la volatilidad excesiva de los mercados de corto plazo (bolsa) y de indexadores macroeconómicos que no reflejan la realidad de la operación del sistema, promoviendo en su lugar la contratación a largo plazo, la democratización a través de comunidades energéticas y la eficiencia en la remuneración de activos.

A continuación, se presentan las acciones clasificadas según su naturaleza jurídica y ordenadas cronológicamente dentro de cada categoría.

Diálogos con comunidades y actores del sector eléctrico

Desde el inicio del período de Gobierno, el Ministerio de Minas y Energía adoptó un modelo de gestión basado en la concertación y en la escucha activa de los territorios. Las instancias de diálogo constituyeron el primer eslabón de la cadena de acción, pues permitieron identificar las realidades tarifarias en cada región, sistematizar propuestas de usuarios y gremios, y construir acuerdos de reducción de precios entre los agentes del sistema.

El despliegue de la política de reducción de costos se cimentó en un modelo de gobernanza participativa. La legitimidad de las decisiones regulatorias ha dependido de la capacidad del Ministerio para sistematizar las realidades territoriales y convertirlas en insumos normativos técnicos. Este proceso de diálogo se dividió en tres ejes fundamentales: la concertación nacional con gremios y empresas, la escucha directa a los usuarios a través de asambleas populares y el tratamiento diferencial de la crisis energética en la región Caribe.





Durante el segundo semestre de 2022, se consolidó el “Pacto por la Justicia Tarifaria”. Este primer hito de concertación permitió la renegociación voluntaria de 857 contratos bilaterales de compra de energía, impactando tanto al mercado regulado (53%) como al no regulado (47%). El objetivo fue estabilizar los componentes de generación (G) y comercialización (C) en las facturas, mitigando las alzas derivadas de la inflación y el comportamiento del Índice de Precios al Productor (IPP). Este pacto fue la respuesta inmediata a una tendencia creciente en el Costo Unitario (CU) que amenazaba la estabilidad socioeconómica del país.

Paralelamente, el Ministerio inició un recorrido por las regiones mediante las Asambleas Populares de Servicios Públicos y Energía. Hasta junio de 2023, se llevaron a cabo 19 asambleas y 8 diálogos sociales en departamentos como Antioquia, Atlántico, Bolívar, Cesar, Chocó y la ciudad de Bogotá. En estos espacios, se identificaron barreras críticas como los cobros de pérdidas no técnicas y las deficiencias en la calidad del suministro. La información recolectada en estas asambleas permitió al Gobierno nacional estructurar el Decreto 2236 de 2023 sobre Comunidades Energéticas, devolviendo el poder de autogestión a los usuarios.

En la región Caribe, el diálogo adquirió un carácter de urgencia institucional. Las mesas de trabajo realizadas entre abril y agosto de 2024, que culminaron en la Mesa Caribe de Energía del 10 de agosto de 2024, reunieron a la RAP Caribe, alcaldes, gobernadores y a las empresas Air-e y Afinia. De este encuentro surgió el compromiso del Ministerio de acompañar la renegociación de contratos bilaterales, con la supervisión de la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), para asegurar que los beneficios de la desindexación llegaran efectivamente a los estratos 1, 2 y 3. Para mayo de 2026, este modelo de diálogo se institucionalizó bajo el **Modelo Tripartito**, un mecanismo permanente de concertación en departamentos como La Guajira, para garantizar que la transición energética justa se desarrollara en armonía con las comunidades étnicas y locales.

- Resumen de instancias de diálogo (2022–2026)

En la siguiente tabla se presentan las principales instancias de diálogo sectorial convocadas durante el período reportado:

Tabla 21. instancias de diálogo sectorial





Instancia	Período	Participantes	Logro principal
Pacto por la Justicia Tarifaria	Sep.–Oct. 2022	MME, CREG, SSPD, Gremios del sector	Renegociación de 857 contratos bilaterales de energía
Asambleas Populares de Servicios Públicos y Energía	2022–jun. 2023	Comunidades, autoridades locales, comités de usuarios (13 deptos. y Bogotá)	19 asambleas y 8 diálogos sociales; sistematización de necesidades regionales
Mesas de trabajo situación tarifaria Caribe	Abr.–jun. 2024	MME, AIR-E, AFINIA, EPM, ACOLGEN, ANDEG, ANDESCO, MinHacienda, CREG, SSPD, entre otros	15 mesas; propuestas sobre tarifas, incentivos, renegociación de contratos y alivios financieros
Mesa Caribe de Energía	10 ago. 2024	MME, RAP Caribe, alcaldes y congresistas del Atlántico, AIR-E, AFINIA, ACOLGEN, ANDEG, Gobernación Atlántico, representantes usuarios	Compromisos de EPM e ISAGEN de reducir precios en contratos; solicitud formal a la SIC de supervisar renegociaciones
Mesas Permanentes de Usuarios	2022–2026 (continúas)	Vocales de control, comunidades, organizaciones sociales	Incorporación de la visión ciudadana en el diseño regulatorio y en el Proyecto de Ley 432 de 2025
Modelo Tripartito Guajira	Mayo 2026	Comunidades, Empresas de Energía, Estado	Institucionalización del diálogo para la transición energética.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2024–2026.

Pacto por la Justicia Tarifaria (2022)

La primera fase de intervención, durante el segundo semestre de 2022, se caracterizó por una intensa actividad de concertación política y técnica. Bajo el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía, se convocó a generadores, transportadores, distribuidores y representantes de la sociedad civil para establecer el Pacto por la Justicia Tarifaria. Esta iniciativa logró la renegociación de 857 contratos bilaterales de compra de energía, de los cuales el 53% estaba destinado al mercado regulado y el 47% restante al mercado no regulado, lo que se reflejó de manera directa en una moderación de los precios de compra para los comercializadores con mayor exposición a la bolsa.

Asambleas Populares de Servicios Públicos y Energía (2022–2023)

Paralelamente al proceso de concertación con los agentes del mercado, el Ministerio recorrió diferentes regiones del país a través de las Asambleas Populares de Servicios





Públicos y Energía. En estas asambleas se escucharon las realidades de los usuarios para avanzar hacia una justicia tarifaria. Hasta junio de 2023 se realizaron 19 asambleas y 8 diálogos sociales en los departamentos de Antioquia, Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Chocó, Cundinamarca, Huila, Meta, Sucre, Tolima y Valle del Cauca, así como en la ciudad de Bogotá. Estos escenarios de diálogo permitieron consolidar un nuevo estilo de relacionamiento con la comunidad, en el que se sistematizan las necesidades y propuestas ciudadanas con el fin de orientar los programas e iniciativas del sector minero-energético en clave regional.

Mesas de trabajo sobre situación tarifaria de la Región Caribe (2024)

La tendencia alcista del Costo Unitario, que se agudizó en la Región Caribe durante 2023 y 2024, dio lugar a la convocatoria de una segunda fase de diálogo. Entre abril y junio de 2024, el Ministerio de Minas y Energía lideró más de 15 mesas de trabajo con diferentes actores del mercado: agremiaciones, agentes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y empresas distribuidoras y comercializadoras. En estas mesas surgieron propuestas relacionadas con esquemas de subsidio diferencial, bonos de alivio tarifario y modificaciones a la opción tarifaria mediante el giro directo del Gobierno.

A continuación, se detalla la composición de cada mesa de trabajo realizada:

Tabla 22. Mesas de trabajo sobre situación tarifaria de la Región Caribe (2024)

Fecha	Participantes
30 de abril de 2024	Ministerio de Minas y Energía, ACOLGEN, AFINIA S.A.S E.S.P., AIR-E S.A.S E.S.P.
02 de mayo de 2024	Ministerio de Minas y Energía, AIR-E S.A.S E.S.P. (ACOLGEN y AFINIA citados sin asistencia)
06 de mayo de 2024	Ministerio de Minas y Energía, AIR-E S.A.S E.S.P., AFINIA S.A.S E.S.P., Grupo de Energía de Bogotá, ACOLGEN
10 de mayo de 2024	Ministerio de Minas y Energía, Empresas Públicas de Medellín, AFINIA S.A.S E.S.P.
16 de mayo de 2024	Ministerio de Minas y Energía, ANDEG
16 de mayo de 2024	Ministerio de Minas y Energía, ANDESCO
20 de mayo de 2024	Ministerio de Minas y Energía, PHC Consultores
21 de mayo de 2024	Ministerio de Minas y Energía, ENEL
25 de mayo de 2024	Ministerio de Minas y Energía, IEB Energía Vital
28 de mayo de 2024	Ministerio de Minas y Energía, ISAGEN
29 de mayo de 2024	Ministerio de Minas y Energía, ASOENERGIA





04 de junio de 2024	Ministerio de Minas y Energía, CREG, SSPD, AIR-E S.A.S E.S.P. y AFINIA S.A.S E.S.P.
06 de junio de 2024	Ministerio de Minas y Energía y AIR-E S.A.S E.S.P.
06 de junio de 2024	Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, CREG, SSPD y Grupo EPM
07 de junio de 2024	Ministerio de Minas y Energía y VATIA S.A.S E.S.P.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2024.

Mesa Caribe de Energía (10 de agosto de 2024)

El proceso de mesas de trabajo durante los primeros días de agosto de 2024 convergió en la Mesa Caribe de Energía, celebrada el 10 de agosto de 2024. Esta instancia, presidida por el Ministerio de Minas y Energía, reunió a la Región Administrativa y de Planificación del Caribe (RAP Caribe), los alcaldes y alcaldesas del Atlántico, los congresistas del departamento, las empresas comercializadoras de energía AIR-E y AFINIA, los generadores agremiados en ACOLGEN y ANDEG, el gobernador del Atlántico, representantes de usuarios, gremios y la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC). Como resultado, el Ministerio se comprometió a acompañar la renegociación de contratos bilaterales entre generadores y comercializadoras del Caribe en el marco del alivio regulatorio derivado de la nueva indexación de la energía, y se solicitó formalmente a la SIC supervisar dichas renegociaciones para garantizar que los beneficios llegaran efectivamente al consumidor final.

Decretos Ministeriales

El Gobierno nacional se apoyó en la expedición de decretos ejecutivos para dotar de liquidez al sistema, fortalecer la contratación bilateral de largo plazo, incentivar la autogeneración distribuida y promover la eficiencia tarifaria, mediante modificaciones al Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, entre otros instrumentos.

El marco jurídico de la intervención estatal se ha formalizado a través de decretos que modifican y adicionan el Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Minas y Energía. Estas normas han tenido como propósito dotar de liquidez al sistema, fomentar la eficiencia y reducir la exposición a los precios de bolsa, los cuales suelen ser los más costosos y volátiles de la cadena.

El Decreto 0929 de 2023 estableció los lineamientos de política pública para promover la eficiencia y competitividad del servicio. Su mandato fue claro: la CREG debe adoptar





decisiones que garanticen una mayor eficiencia económica mediante el uso óptimo de los recursos de generación. Este decreto abrió el camino para que los usuarios dejaran de ser sujetos pasivos y pudieran participar activamente en el mercado mediante la gestión de la demanda y la autogeneración.

Frente al problema de la “Opción Tarifaria” —una deuda acumulada de los usuarios con las empresas comercializadoras que superaba los \$9.2 billones de pesos—, el Gobierno expidió los Decretos 1637 de 2023 y 268 de 2024. Estas normas habilitaron a Findeter para otorgar créditos directos con tasa compensada a las empresas, permitiendo que el cobro de la deuda a los usuarios finales se realizara en plazos extendidos y con menores costos financieros. Esta medida fue vital para evitar un “estallido tarifario” tras la finalización de los periodos de gracia otorgados durante la pandemia.

En octubre de 2025, se expidieron dos decretos fundamentales para el cambio estructural del mercado. El Decreto 1072 de 2025 introdujo los lineamientos para garantizar la confiabilidad y estabilidad tarifaria, ordenando que al menos el 95% de la generación de las plantas hídricas se venda mediante contratos bilaterales, priorizando la demanda regulada (hogares y pequeños comercios). Esta medida busca eliminar la especulación en el precio de bolsa durante periodos de sequía o Fenómeno de El Niño. Simultáneamente, el Decreto 1091 de 2025 fortaleció la contratación a largo plazo, incentivando subastas competitivas que incluyan tecnologías de almacenamiento y energías renovables, con el fin de diversificar la matriz y bajar los costos marginales de producción.

La siguiente tabla presenta los decretos expedidos durante el período reportado, ordenados cronológicamente:

Tabla 23. Decretos expedidos

Acto	Denominación	Alcance e impacto tarifario
Decreto 929 (7 jun. 2023)	Por el cual se establecen lineamientos de política pública para promover la eficiencia y competitividad del servicio de energía eléctrica	Ordena a la CREG adoptar decisiones que garanticen una mayor eficiencia económica del mercado eléctrico mediante el uso óptimo de los recursos. Fija metas para que los operadores optimicen inversiones y reduzcan pérdidas.
Decreto 1637 (2023)	Habilita a FINDETER para otorgar crédito directo con tasa compensada a	Crea una línea de crédito de hasta \$1 billón de pesos para financiar la opción





Acto	Denominación	Alcance e impacto tarifario
	empresas distribuidoras y comercializadoras con opción tarifaria	tarifaria, permitiendo diferir el cobro a los usuarios hasta por 10 años.
Decreto 2236 (2023)	Por el cual se adiciona al Decreto 1073 de 2015 en lo relacionado con Comunidades Energéticas en el marco de la Transición Energética Justa	Define la naturaleza jurídica y objetivos de las Comunidades Energéticas (CE), permitiendo que usuarios se asocien para producir, consumir y comercializar energía renovable.
Decreto 2274 (2023)	Amplía el alcance de los créditos FINDETER para opción tarifaria	Extiende los beneficios de la línea de crédito creada por el Decreto 1637 de 2023.
Decreto 268 (2024)	Extiende la línea de crédito directo con tasa compensada de FINDETER	Prorroga los beneficios establecidos en el Decreto 1637 de 2023 y amplía las condiciones de acceso.
Decreto 1023 (2024)	Amplía el Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE)	Financia proyectos de autogeneración en barrios de difícil gestión y abre la posibilidad de instalar granjas solares comunitarias en ciudades de la Región Caribe.
Decreto 1401 (2024)	Amplía la línea de crédito directo con tasa compensada de FINDETER en un segundo billón de pesos	Incrementa el cupo de la línea de crédito para cubrir los saldos de opción tarifaria que superan el primer billón autorizado; prioriza el pago del COT de usuarios de estratos 1, 2 y 3.
Decreto 1403 (2024)	Habilita expresamente la Autogeneración de Forma Remota (AGFR)	Permite que la energía producida por un autogenerador viaje a través de las redes del SIN hasta un punto de consumo distinto al de producción. Marco desarrollado por la CREG mediante la Resolución 101 099 de 2026.
Decreto 972 (2025)	Programa Colombia Solar	Habilita energía solar como autogeneración para estratos 1, 2 y 3 en el SIN y ZNI.
Decreto 1072 (15 oct. 2025)	Por el cual se establecen lineamientos de política pública para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica	Ordena a la CREG diseñar mecanismos para que los generadores hidráulicos vendan al menos el 95% de su energía mediante contratos bilaterales. Busca reducir la exposición de los comercializadores del mercado regulado a los precios de bolsa, especialmente durante el Fenómeno de El Niño. Beneficia a más de 12 millones de usuarios de estratos 1, 2 y 3.
Decreto 1091 (16 oct. 2025)	Por el cual se establecen lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de	Crea un marco permanente para subastas de energía a largo plazo, permitiendo contratos de hasta 15 años.





Acto	Denominación	Alcance e impacto tarifario
	generación, almacenamiento, transmisión, distribución y otros servicios relacionados con el servicio de energía eléctrica	Incorpora proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), sistemas de almacenamiento con baterías y diferentes productos horarios. Desarrollado mediante las Resoluciones Ministeriales 40178 y 40208 de 2026.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía; Función Pública – Gestor Normativo. * FINDETER: Financiera de Desarrollo Territorial S.A. | PRONE: Programa de Normalización de Redes Eléctricas | AGFR: Autogeneración de Forma Remota | FNCER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable | SIN: Sistema Interconectado Nacional, 2026.

Resoluciones Ministeriales

Las resoluciones ministeriales han actuado como instrumentos de ejecución rápida para situaciones de coyuntura y como señalamientos precisos para la actividad regulatoria de la CREG.

La Resolución 40225 de 2024 fue el pilar para la reducción de tarifas a usuarios regulados. A través de este acto, el Ministerio dio lineamientos a la CREG para regular la titularización de la deuda de la opción tarifaria, la renegociación forzosa de contratos bilaterales y la creación de esquemas tarifarios diferenciales para áreas especiales (zonas con altos niveles de pobreza y pérdidas). Este mandato directo permitió que la regulación técnica se alineara con los objetivos de justicia social del Gobierno.

Durante el Fenómeno de El Niño 2023-2024, el Ministerio emitió resoluciones clave para proteger el sistema y las tarifas. La Resolución 40330 de 2024 restringió las exportaciones de electricidad a países vecinos para garantizar que el recurso hídrico nacional se utilizara prioritariamente en la atención de la demanda interna a costos eficientes. Asimismo, la Resolución 40307 de 2024 suspendió los programas de limitación de suministro en la región Caribe, asegurando que las dificultades financieras de los comercializadores no se tradujeran en cortes masivos de energía para los usuarios más vulnerables mientras se resolvían los problemas de recaudo estructural.

En el primer semestre de 2026, destaca la Resolución 40208 de 2026, la cual convoca formalmente al primer mecanismo de contratación de energía eléctrica a largo plazo bajo las directrices del Decreto 1091 de 2025. Esta resolución define productos específicos para energía solar, eólica y, por primera vez, almacenamiento con baterías (SAEB) para cubrir las horas pico nocturnas. El objetivo de esta subasta es adjudicar





contratos a 15 años que inicien obligaciones en 2030, blindando al país contra la variabilidad climática futura y reduciendo el componente de generación (G) de la tarifa mediante la competencia.

El Ministerio de Minas y Energía utilizó su facultad de señalamiento de política para orientar la actuación de la CREG, proteger a los usuarios del servicio en la Región Caribe y establecer las condiciones habilitantes para la implementación de mecanismos de contratación de energía limpia a largo plazo. Las resoluciones descritas a continuación se presentan en orden cronológico:

Tabla 24. Resoluciones CREG

Acto	Denominación	Alcance e impacto tarifario
Resolución 40225 (2 jul. 2024)	Por la cual se adoptan medidas para la reducción de tarifas a los usuarios regulados del servicio de energía eléctrica	Establece lineamientos a la CREG para regular la titularización de la deuda por opción tarifaria, la renegociación forzosa de contratos bilaterales y la fijación de precios preferenciales para áreas especiales. Aplica a empresas con opción tarifaria que cuenten con créditos FINDETER, FDN u otras entidades autorizadas.
Resolución 40307 (2024)	Por la cual se adoptan medidas transitorias de suministro de energía para la Región Caribe	Suspende los programas de limitación de suministro para empresas con saldos acumulados de opción tarifaria que superen el promedio mensual de pagos al ASIC y LAC. Vigencia inicial de tres meses, prorrogable hasta el 30 de abril de 2024.
Resolución 40330 (2024)	Por la cual se restringen las exportaciones de electricidad durante el Fenómeno de El Niño	Limita la exportación de energía en periodos de baja hidrología, protegiendo el suministro del mercado regulado colombiano y reduciendo la exposición a la volatilidad de la bolsa.
Resolución 40505 (28-30 oct. 2025)	Por medio de la cual se dictan lineamientos de carácter transitorio para propender por la continuidad de la prestación del servicio de energía	Habilita a las empresas del Caribe para disponer de recursos de los planes de inversión y reducción de pérdidas con el fin de asegurar la estabilidad operativa. Vigencia de dos años. Ordena a la CREG expedir la regulación para proteger a los usuarios y estabilizar financieramente a los operadores.
Resolución 40178 (mar. 2026)	Por la cual se definen las reglas generales para la implementación de mecanismos de contratación a largo plazo de energía limpia	Desarrolla el Decreto 1091 de 2025. Faculta al Ministerio para convocar mecanismos de contratación cuando el mercado lo requiera, cuando exista riesgo de desabastecimiento o cuando sea necesario avanzar en las metas de política energética. El algoritmo de





Acto	Denominación	Alcance e impacto tarifario
		optimización maximiza el beneficio para el usuario final.
Resolución 40208 (21 abr. 2026)	Por la cual se convoca y define el mecanismo de contratación a largo plazo de energía eléctrica	Primera convocatoria de subasta de energía limpia bajo el Decreto 1091 de 2025. Permite contratos de hasta 15 años con FNCER, almacenamiento con baterías y productos horarios diferenciados. El operador logístico es la Bolsa Mercantil de Colombia. La subasta debe realizarse antes del 31 de julio de 2026.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía. * CU: Costo Unitario de Prestación del Servicio | COT: Costo de Opción Tarifaria | SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios | ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales | LAC: Liquidador y Administrador de Cuentas.

Resoluciones CREG

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha materializado la política de justicia tarifaria a través de actos administrativos de carácter técnico que ajustan los componentes del Costo Unitario de prestación del servicio.

Durante 2023, la CREG expidió medidas para la estabilidad comercial como la Resolución 101 028, que modificó la Resolución CREG 119 de 2007 para actualizar el Costo de Opción Tarifaria (COT) y asegurar que su recuperación no generara incrementos desproporcionados en el corto plazo. También se destacan las resoluciones de ampliación de vigencia de mecanismos de cubrimiento (101 024 de 2023) para mitigar riesgos financieros en las transacciones del mercado mayorista que pudieran trasladarse a la tarifa.

En 2024, la gestión se centró en la respuesta ante el Fenómeno de El Niño. La Resolución 101 042 de 2024 estableció un programa transitorio de incentivos al uso eficiente de energía, premiando a los usuarios que logran reducciones en su consumo mensual. Un hito técnico fue la Resolución 101 054 de 2024, que creó el programa transitorio para la participación de la demanda en la bolsa de energía, permitiendo que los usuarios (representados por sus comercializadores) oferten reducciones de consumo para aliviar el sistema en horas de estrés hídrico y bajar los precios de bolsa.

Para 2025 y el primer trimestre de 2026, la CREG avanzó en la regulación de la descentralización energética. La Resolución 101 072 de 2025 armonizó la integración de las comunidades energéticas al SIN, definiendo las reglas para que estas





asociaciones puedan vender sus excedentes de energía renovable de manera simplificada. Finalmente, la Resolución 101 099 de 2026 estableció el marco para la autogeneración remota, permitiendo que un usuario descuenta de su factura la energía producida en un sitio distinto al de su consumo (por ejemplo, una granja solar en zona rural compensando el consumo de un edificio en la ciudad), eliminando barreras de conexión para autogeneradores menores a 5 MW.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ejecutó los ajustes técnicos necesarios para materializar la voluntad política de reducción tarifaria, actuando sobre los diferentes componentes del Costo Unitario: generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (C), pérdidas (P) y restricciones (R). En ejercicio de las facultades legales conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y de lo dispuesto en el Decreto 929 de 2023, la CREG expidió los actos administrativos que se describen a continuación, agrupados por año de expedición.

Resoluciones expedidas en 2023

Tabla 25. Resoluciones expedidas en 2023

Acto	Denominación	Alcance e impacto tarifario
Res. CREG 101 023 de 2023	Por la cual se amplía el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022	Extiende las disposiciones de estabilización del CU, garantizando continuidad regulatoria.
Res. CREG 101 024 de 2023	Por la cual se amplía el ámbito de aplicación y la vigencia de las medidas transitorias sobre los mecanismos de cubrimiento para las transacciones del Mercado de Energía Mayorista	Extiende el uso de mecanismos de cobertura para la gestión de riesgos en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), mejorando la eficiencia en las transacciones.
Res. CREG 101 025 de 2023	Por la cual se establece la oportunidad para asignar las Obligaciones de Energía Firme (OEF) del Cargo por Confiabilidad para los períodos dic. 2025 a nov. 2026 y dic. 2026 a nov. 2027	Define el marco temporal y los procedimientos para la asignación de OEF, garantizando la disponibilidad y estabilidad del suministro eléctrico a mediano plazo.
Res. CREG 101 026 de 2023	Por la cual se determinan parámetros de cálculo y se define la tasa de descuento para la remuneración de Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV) en Zonas No Interconectadas (ZNI)	Establece marco regulatorio para calcular la remuneración de servicios prestados por paneles solares individuales en zonas sin acceso al Sistema Interconectado Nacional.



Res. CREG 101 027 de 2023	Por la cual se modifica parcialmente el artículo 5 de la Resolución CREG 026 de 2014	Actualiza el procedimiento para definir la senda de referencia del embalse, incidiendo en el despacho y costos de generación hidráulica.
Res. CREG 101 028 de 2023	Por la cual se modifica la Resolución CREG 119 de 2007, en lo relacionado con el Costo de Opción Tarifaria (COT)	Modifica la fórmula tarifaria para incluir el COT como valor fijo solidario entre agentes. Evita incentivos negativos en la recuperación de saldos acumulados e impide incrementos desmesurados en las tarifas.
Res. CREG 101 029 de 2023	Por la cual se modifica la Resolución CREG 012 de 2020	Ajusta el mecanismo de opción tarifaria para evitar que la acumulación de saldos genere alzas abruptas en la factura de energía de los usuarios.
Res. CREG 101 032 de 2023	Por la cual se actualiza el reglamento con los procedimientos operativos y técnicos del administrador de la subasta para la asignación de OEF	Moderniza los procesos de subasta para mejorar la eficiencia, la transparencia y la asignación efectiva de las Obligaciones de Energía Firme.

Fuente: CREG – Gestor Normativo Alejandría. * MEM: Mercado de Energía Mayorista | OEF: Obligación de Energía Firme | CxC: Cargo por Confiabilidad | SIN: Sistema Interconectado Nacional.

Resoluciones expedidas en 2024

Tabla 26. Resoluciones expedidas en 2024

Acto	Denominación	Alcance e impacto tarifario
Res. CREG 101 034 de 2024	Por la cual se establecen disposiciones temporales para la entrega de excedentes de generación de energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN)	Facilita la entrega de excedentes de energía térmica ante el Fenómeno de El Niño, aumentando la oferta disponible en bolsa.
Res. CREG 101 036 de 2024	Por la cual se dictan disposiciones transitorias para las compras de energía con destino al mercado regulado y su correspondiente traslado en el componente G del Costo Unitario (CU)	Otorga a las comercializadoras opciones de contratación distintas a la bolsa, reduciendo su exposición a precios spot durante el Fenómeno de El Niño.
Res. CREG 101 037 de 2024	Por la cual se amplía el ámbito de aplicación y la vigencia de las medidas transitorias sobre los mecanismos de cubrimiento para las transacciones del Mercado de Energía Mayorista	Extiende las medidas de estabilidad del MEM. Apoya la confiabilidad y competitividad del mercado en períodos de incertidumbre.





Acto	Denominación	Alcance e impacto tarifario
Res. CREG 101 040 de 2024	Por la cual se establecen medidas transitorias para aumentar la oferta de energía ante el Fenómeno de El Niño	Garantiza disponibilidad de energía suficiente durante periodos de sequía y alta demanda para prevenir el desabastecimiento.
Res. CREG 101 041 de 2024	Por la cual se dictan medidas transitorias para el despacho de plantas hidráulicas con embalse disponible ante el Fenómeno de El Niño	Optimiza la gestión de recursos hídricos, asegurando que las plantas hidráulicas operen de forma eficiente y contribuyan a la estabilidad del sistema.
Res. CREG 101 042 de 2024	Por la cual se establece un programa transitorio de incentivos al uso eficiente de energía eléctrica para promover la recuperación de los niveles de los embalses	Incentivó a usuarios y generadores a adoptar prácticas de ahorro para reducir el consumo y proteger los recursos hídricos durante el Fenómeno de El Niño. Medida finalizada el 30 de abril de 2024.
Res. CREG 101 043 de 2024	Por la cual se establece un programa transitorio para la participación de la demanda en la bolsa de energía	Permite la participación activa de la demanda en la bolsa, promoviendo mayor flexibilidad y eficiencia en el mercado energético.
Res. CREG 101 046 de 2024	Por la cual se complementan las alternativas de cesión de Obligaciones de Energía Firme (OEF) para plantas en construcción	Permite que plantas en construcción cedan sus OEF, asegurando el cumplimiento de compromisos energéticos y la estabilidad del suministro.
Res. CREG 101 057 de 2024	Por la cual se establecen reglas para la compra de energía con destino al mercado regulado, limitando el traslado de precios de bolsa al componente G del CU	Protege a los usuarios regulados de la volatilidad extrema de la bolsa durante los periodos de escasez hídrica.
Res. CREG 101 066 (2 dic. 2024)	Por la cual se modifican las reglas del Cargo por Confiabilidad, en particular el cálculo de los precios de escasez	Introduce un precio de escasez diferencial para plantas de costos variables bajos (renovables), buscando reducir las rentas extraordinarias durante eventos de escasez y moderar el CU para los usuarios.
Res. CREG 101 067 de 2024	Por la cual se dictan disposiciones para las compras de energía eléctrica al mercado regulado por parte de los prestadores del servicio sobre los cuales se ha ordenado toma de posesión por parte de la SSPD	Regula la gestión de compras de energía en operadoras intervenidas, garantizando la continuidad del servicio al usuario final.

Fuente: CREG – Gestor Normativo Alejandría. * MEM: Mercado de Energía Mayorista | OEF: Obligación de Energía Firme | CxC: Cargo por Confiabilidad | SIN: Sistema Interconectado Nacional.



Resoluciones expedidas en 2025–2026

Tabla 27. Resoluciones expedidas en 2025–2026

Acto	Denominación	Alcance e impacto tarifario
Res. CREG 101 069 (29 ene. 2025)	Por la cual se define el ajuste del Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, se modifica la Resolución CREG 101 066 de 2024 y se toman otras disposiciones	Complementa la Resolución CREG 101 066 de 2024 y habilita su implementación operativa. A partir del 1 de marzo de 2025, XM aplicó la nueva fórmula de liquidación de tarifas basada en los nuevos precios de escasez del Cargo por Confiabilidad.
Res. CREG 101 072 (6 abr. 2025)	Por la cual se armoniza la regulación para la integración de las Comunidades Energéticas al Sistema Energético Nacional y se dictan otras disposiciones	Desarrolla el Decreto 2236 de 2023 y fija las reglas operativas para que las Comunidades Energéticas participen en el SIN, incluyendo su integración a las ZNI mediante Áreas de Servicio Exclusivo.
Res. CREG 101 099 (19 feb. 2026)	Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota (AGFR) y el productor marginal remoto con usuarios de forma remota (PMRUFR), se regulan aspectos comerciales, de conexión y operación en el SIN	Bajo el principio de simetría regulatoria frente al Mercado de Energía Mayorista (MEM), establece el primer marco operativo completo para la autogeneración remota. Permite a un consumidor industrial o comercial abastecerse con generación propia ubicada en un predio distinto, usando las redes del SIN como vehículo de transporte, sin necesidad de ser empresa de servicios públicos. Reduce costos energéticos para la industria y abre nuevas oportunidades para proyectos renovables.

Fuente: CREG – Gestor Normativo Alejandría. * SEN: Sistema Energético Nacional | ZNI: Zonas No Interconectadas | AGFR: Autogeneración de Forma Remota | PMRUFR: Productor Marginal Remoto con Usuarios de Forma Remota | SIN: Sistema Interconectado Nacional | MEM: Mercado de Energía Mayorista.

Proyectos de Actos Normativos en Trámite

Además de los actos normativos definitivos descritos en las secciones anteriores, se encuentran en proceso de expedición los siguientes proyectos regulatorios, cuya finalización se prevé que redundará en reducciones adicionales en las tarifas de energía eléctrica para los usuarios.

En la actualidad, cursan proyectos de resolución que buscan profundizar la reforma tarifaria atacando componentes estructurales que no habían sido modificados en décadas.





El Proyecto de Resolución CREG 701 038 de 2024 propone una nueva metodología para remunerar la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados. La propuesta busca que los ingresos de los comercializadores varíen en función de los índices de calidad del servicio prestado, vinculando la rentabilidad de las empresas con la satisfacción de los usuarios. Asimismo, plantea la actualización del costo base de comercialización con base en modelos de eficiencia de frontera estocástica, lo que permitiría identificar y eliminar los sobrecostos operativos ineficientes que hoy se trasladan a la tarifa.

Otro proyecto crítico es el CREG 701 055 de 2024, el cual define nuevos indexadores aplicables a las metodologías tarifarias. Históricamente, las tarifas han estado ligadas al IPP de oferta interna, el cual ha mostrado incrementos superiores al IPC (inflación).

En cuanto a la reducción directa para estratos bajos, el Proyecto CREG 701 063 de 2024 busca integrar el traslado de los beneficios de los créditos Findeter directamente a las facturas de los estratos 1, 2 y 3 del SIN. Este proyecto habilitaría a las empresas para que el “Costo de Opción Tarifaria” sea descontado proporcionalmente a los recursos recibidos de la Nación, logrando alivios inmediatos en el valor total a pagar. Para 2026, el Proyecto 701 125 de 2026 establece las condiciones de competencia para las subastas de largo plazo, limitando que un solo generador pueda concentrar más del 40% de las ventas, asegurando así precios competitivos y evitando abusos de posición dominante.

Tabla 28. Proyectos De Actos Normativos En Trámite

Acto	Denominación	Descripción	Estado
Proy. Decreto “Eficiencia tarifaria”	Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015 y se establecen políticas y lineamientos para la eficiencia tarifaria en el sector energético	Publicado para comentarios del 5 al 20 de marzo de 2024. Recibió más de 600 comentarios actualmente en revisión.	Pendiente de expedición definitiva
Proy. CREG 701 038 de 2024	Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el SIN	Publicado para consulta. Busca fomentar la competitividad y la sostenibilidad financiera en el mercado eléctrico regulado.	Pendiente de expedición definitiva (reforma tarifaria de largo período)





Proy. CREG 701 054 de 2024	Por la cual se establece un programa para la participación activa de la demanda en la bolsa de energía	Propone integrar a los consumidores en la gestión de la demanda mediante ofertas de desconexión, facilitando mayor flexibilidad en el mercado.	Pendiente de expedición definitiva
Proy. CREG 701 055 de 2024	Por la cual se definen los indexadores aplicables en las metodologías tarifarias de energía eléctrica	Propone ajustar los factores de indexación aplicables en los componentes de transmisión, distribución y comercialización para reflejar adecuadamente los costos del sistema.	Pendiente de expedición definitiva
Proy. CREG 701 063 de 2024	Por la cual se adoptan ajustes regulatorios para la reducción de tarifas de energía eléctrica para los usuarios de estrato 1, 2 y 3 del SIN	Busca integrar a las fórmulas tarifarias el traslado de beneficios derivados de los créditos FINDETER para el pago de la opción tarifaria e incentivar la renegociación de contratos. Período de comentarios cerrado en sept. 2024. La CREG está a la espera de los mecanismos definitivos del Gobierno Nacional (habilitación legal) para emitir la resolución definitiva.	Pendiente de expedición definitiva

Fuente: Ministerio de Minas y Energía; CREG – Gestor Normativo Alejandría. *CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas | SIN: Sistema Interconectado Nacional | CU: Costo Unitario de Prestación.

Nota importante sobre el Proyecto de Decreto de eficiencia tarifaria: Publicado en dos oportunidades para comentarios ciudadanos, primero entre el 5 y el 20 de marzo de 2024, el proyecto recibió más de 600 comentarios. Los comentarios se encuentran actualmente bajo análisis por parte del Ministerio. Al momento de elaboración de este informe, el proyecto continúa en revisión previa a su expedición definitiva.

Nota sobre el Proyecto CREG 701 063 de 2024: La CREG ha señalado que la expedición de esta resolución requiere contar con la habilitación legal pertinente y los mecanismos definitivos del Gobierno Nacional, dado que la diferenciación del CU por estratos podría generar riesgos jurídicos relacionados con el principio de neutralidad y la reserva legal





del régimen tarifario establecida en el artículo 86 de la Ley 142 de 1994. La Comisión continúa realizando los análisis necesarios para proceder a emitir la resolución definitiva.

Proyecto de Ley 432 de 2025 Cámara "Por medio del cual se establecen mecanismos para la regulación justa y la democratización del sector energético"

El Ministerio de Minas y Energía radicó este proyecto de ley ante el Honorable Congreso de la República el 21 de octubre de 2025. Su trámite se asignó a la Comisión Quinta Constitucional Permanente de la Cámara de Representantes.

Objeto: La iniciativa propone una reforma estructural a las Leyes 142 y 143 de 1994, con el propósito de garantizar la prestación eficiente, transparente y justa del servicio público de energía eléctrica, promover la sostenibilidad financiera del sistema y avanzar en la transición energética justa y la adaptación al cambio climático. Su articulado busca elevar a rango de ley los avances logrados mediante decretos y resoluciones administrativas expedidas en el período 2022-2026, cuya vigencia resulta más vulnerable frente a cambios de Gobierno o impugnaciones judiciales.

Entre los principales mecanismos que el proyecto busca institucionalizar, se encuentran:

- Socialización de la deuda de la Opción Tarifaria entre los usuarios de estratos 5 y 6, los no residenciales y los no regulados, para aliviar la carga que actualmente recae sobre los estratos 1, 2 y 3 (Art. 2).
- Criterios diferenciados para la entrega de subsidios con base en consumo eficiente, con protección especial para hogares vulnerables, pacientes oxígeno-dependientes y zonas de clima extremo (Art. 3).
- Prohibición expresa de incluir en la factura de energía tasas, impuestos o contribuciones ajenas al servicio eléctrico (Art. 4).
- Mecanismos de estabilización tarifaria frente a la volatilidad de la bolsa de energía y habilitación de la compra unificada de energía para comercializadoras públicas. Introducción de tarifas equivalentes al estrato 1 para hogares con pacientes cuya vida dependa de equipos electromédicos (Art. 5).
- Reforma de la composición de la CREG incluyendo un representante de los usuarios, uno de la academia y uno del sector sindical, con dedicación exclusiva. Creación del Comité Consultivo Ciudadano de Participación (CCCP) (Art. 6).





- Prohibición de remunerar nuevamente activos cuya vida útil regulada ha culminado y que ya fueron pagados por los usuarios vía tarifa. Ajuste de fórmulas para que las pérdidas no imputables a operación eficiente no se trasladen al usuario (Art. 7).
- Rediseño del esquema del Cargo por Confiabilidad (CxC), enfocando la remuneración en recursos con vocación real de confiabilidad y excluyendo plantas antiguas que no contribuyen a la seguridad del sistema (Art. 10).
- Diferenciación de precios por tecnología de generación (hidro, solar, eólica, térmica), con topes máximos y mínimos orientados a reducir las rentas excesivas (Art. 12).
- Transferencia de hasta el 2% adicional de las ventas brutas de hidroeléctricas seleccionadas a los municipios del área de influencia del embalse (Art. 13).
- Desmonte gradual del cobro por pérdidas no técnicas en todas las empresas que aún lo efectúen, en un plazo máximo de un año con reducciones trimestrales del 25% (Art. 14).

Estado del trámite legislativo al 30 de abril de 2026

Tabla 29. Estado del trámite legislativo al 30 de abril de 2026

Etapas	Fecha / Período	Observación
Radicación	21 de octubre de 2025	Ministerio de Minas y Energía. Asignado a Comisión Quinta Constitucional Permanente de Cámara de Representantes.
Primer debate (Comisión Quinta Cámara)	Aprobado 15 y 16 de diciembre de 2025	Se estudiaron más de 30 proposiciones. Ponente: Representante José Octavio Cardona León (Partido Liberal). Texto aprobado con modificaciones derivadas de proposiciones avaladas.

Fuente: elaboración propia MME, 2026.

1.7. Subsidios de la energía

Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos – Zonas No Interconectadas (ZNI)

En el periodo comprendido entre el 7 de agosto de 2022 al 31 de mayo de 2026, el Ministerio de Minas y Energía, en calidad de administrador del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), ha adelantado las siguientes



acciones para la asignación y reconocimiento de subsidios por menores tarifas del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI):

- Expedición de actos administrativos (resoluciones de pago): emisión continua de resoluciones orientadas al reconocimiento y giro de subsidios a empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica en ZNI.
- Validación de cuentas de subsidios: se ha realizado la revisión y validación de la información que ha sido reportada por las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica en las ZNI.
- Ejecución presupuestal: se han gestionado los recursos asignados para el pago de subsidios.
- Visitas de seguimiento y monitoreo: se han efectuado visitas de seguimiento y monitoreo a las empresas prestadoras para revisar la aplicación de subsidios.

Actos Administrativos - Resoluciones de pago

Entre el 7 de agosto de 2022 al 31 de mayo de 2026, se han expedido 153 resoluciones de pago, por un valor de \$1,65 billones, con el propósito de cubrir los subsidios por menores tarifas del servicio público domiciliario de energía eléctrica, otorgados a los usuarios de menores ingresos en las ZNI, evidenciando una gestión continua en la asignación de subsidios:

Tabla 30. Relación resoluciones emitidas durante el cuatrienio

Año	Número total de Resoluciones emitidas	Valor Total en Resoluciones emitidas
2022*	16	\$165.407,32
2023	40	\$422.503,67
2024	43	\$439.001,81
2025	40	\$457.656,57
2026**	14	\$164.673,87
TOTAL	153	\$1.649.243,25

Fuente: Ministerio de Minas y Energía — Equipo de Subsidios de Energía, 2026

Nota 1*: El número de resoluciones y el valor que se indica para el año 2022, corresponde a las resoluciones que fueron emitidas desde el 7 de agosto al 31 de diciembre de 2022





*Nota 2**:* El número de resoluciones y el valor que se indica para el año 2026, corresponde a las resoluciones que han sido emitidas en lo corrido del año 2026 (con corte al 31 de mayo)

En lo corrido del año 2026, se han expedido 14 resoluciones de pago para las ZNI por un valor total de ciento sesenta y cuatro mil seiscientos setenta y tres millones ochocientos sesenta y siete mil cuatrocientos veintinueve pesos m/cte (\$164.673.867.429), que representan el 30,47% de la apropiación presupuestal para las ZNI, las cuales ya se encuentran pagadas en su totalidad.

Tabla 31. Resoluciones de pago para las ZNI (cifras en millones de pesos)

Número Resolución	Fecha Resolución	Concepto	Valor Total Resolución	Pendiente de pago
00187	18/02/2026	Por la cual se ordena el giro de subsidios a Sopesa S.A. ESP por la prestación del servicio de energía eléctrica en el área de servicio exclusivo de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, correspondientes al segundo pago parcial del cuarto trimestre de 2025.	\$10.243,99	\$0
00221	3/03/2026	Por la cual se ordena el giro de subsidios a GENSA S.A ESP, correspondiente al segundo pago parcial del cuarto trimestre de 2025, por la prestación del servicio de energía eléctrica (generación), de conformidad con la cesión realizada por los comercializadores:	\$4.041,01	\$0





Número Resolución	Fecha Resolución	Concepto	Valor Total Resolución	Pendiente de pago
		Centrales de Energía Eléctrica de Vaupés S.A.S. E.S.P., Cooperativa de Servicios Públicos de Cupica y Empresa de Servicios Públicos de Bahía Solano S.A. E.S.P		
00228	5/03/2026	Por la cual se ordena el pago parcial de subsidios por menores tarifas del sector eléctrico en ZNI, destinados al combustible para generación, causados en los meses de junio, septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2025, y enero de 2026.	\$10.068,46	\$0
00302	20/03/2026	Por la cual se ordena el giro de recursos para cubrir subsidios por menores tarifas de energía eléctrica, generada a través de Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas, en las Zonas No Interconectadas – ZNI – correspondientes a saldos de los trimestres segundo, tercer y cuarto de 2021 y primer, segundo, tercer y cuarto de 2022, así como el pago	\$6.514,47	\$0





Número Resolución	Fecha Resolución	Concepto	Valor Total Resolución	Pendiente de pago
		parcial de subsidios del tercer y cuarto trimestre de 2025 y primer trimestre de 2026		
00332	27/03/2026	Por la cual se ordena el giro de subsidios a GENSA S.A ESP, correspondiente al pago del tercer y cuarto trimestre de 2025 y pago parcial del primer trimestre de 2026, por la prestación del servicio de energía eléctrica de conformidad con la cesión realizada por los comercializadores: Centrales de Energía Eléctrica de Vaupés S.A.S. E.S.P., Cooperativa de Servicios Públicos de Cupica, Empresa de Energía del Guainía La Ceiba S.A. E.S.P. y Empresa de Servicios Públicos de Bahía Solano S.A. E.S.P	\$28.708,10	\$0
00415	13/04/2026	Por la cual se ordena el giro de recursos para cubrir subsidios por menores tarifas de energía eléctrica en las Zonas No interconectadas - ZNI,	\$16.687,64	\$0





Número Resolución	Fecha Resolución	Concepto	Valor Total Resolución	Pendiente de pago
		correspondientes a saldos de los trimestres Primero, Segundo, Tercero y Cuarto de las vigencias 2022, 2023, 2024, y 2025.		
00419	14/04/2026	Por la cual se ordena el giro de subsidios a Sopesa S.A. ESP por la prestación del servicio de energía eléctrica en el área de servicio exclusivo de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, correspondientes al pago del saldo del cuarto trimestre de 2025, y primer pago parcial del primer de 2026.	\$27.207,85	\$0
00420	14/04/2026	Por la cual se distribuyen recursos para pagos de subsidios por menores tarifas del sector eléctrico (ZNI) en el Área de Servicio Exclusivo del Amazonas, correspondientes al pago del cuarto trimestre de 2025 y pago parcial del primer trimestre de 2026.	\$8.833,82	\$0
00456	21/04/2026	Por la cual se ordena el pago parcial de subsidios por menores tarifas del sector eléctrico en ZNI, destinados	\$11.562,10	\$0





Número Resolución	Fecha Resolución	Concepto	Valor Total Resolución	Pendiente de pago
		al combustible para generación, causados en los meses de junio, octubre, noviembre y diciembre de 2025, y enero y febrero de 2026.		
00463	23/04/2026	Por la cual se ordena el giro de subsidios a CEDENAR S.A E.S.P., correspondiente al Cuarto trimestre de 2025 y pago parcial del Primer trimestre de 2026, por la prestación del servicio de energía eléctrica (generación), de conformidad con la cesión de subsidios realizada por el comercializador en ZNI Empresa de Servicios Públicos de Leguizamo.	\$6.394,08	\$0
00524	28/04/2026	Por la cual se ordena el giro de recursos para cubrir subsidios por menores tarifas de energía eléctrica, generada a través de Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas, en las Zonas No Interconectadas – ZNI –del segundo, tercer y cuarto trimestre de 2022; primer, segundo y	\$7.950,13	\$0





Número Resolución	Fecha Resolución	Concepto	Valor Total Resolución	Pendiente de pago
		tercer trimestre de 2023; y el pago parcial de subsidios del primer, segundo y tercer trimestre de 2025 y del primer trimestre de 2026.		
00537	29/04/2026	Por la cual se ordena el pago parcial de subsidios por menores tarifas del sector eléctrico en ZNI, destinados al combustible para generación, causados en los meses de diciembre de 2024, enero, febrero, noviembre y diciembre de 2025, así como enero, febrero y marzo de 2026.	\$6.802,94	\$0
00732	25/05/2026	Por la cual se ordena el giro de subsidios a GENSA S.A ESP, correspondiente al pago parcial del primer y segundo trimestre de 2026, por la prestación del servicio de energía eléctrica de conformidad con la cesión realizada por los comercializadores: Centrales de Energía Eléctrica de Vaupés S.A.S. E.S.P., Cooperativa de Servicios Públicos de Cupica, Empresa de Energía	\$11.751,31	\$0





Número Resolución	Fecha Resolución	Concepto	Valor Total Resolución	Pendiente de pago
		del Guainía La Ceiba S.A. E.S.P. y Empresa de Servicios Públicos de Bahía Solano S.A. E.S.P		
00733	25/05/2026	Por la cual se ordena el pago parcial de subsidios por menores tarifas del sector eléctrico en ZNI, destinados al combustible para generación, causados en los meses de marzo y diciembre de 2025, y de marzo y abril de 2026	\$7.907,97	\$0
TOTAL			\$164.673,87	\$0

Fuente: Ministerio de Minas y Energía — Equipo de Subsidios de Energía, 2026

Validaciones del FSSRI en las ZNI

En el periodo comprendido entre el 7 de agosto de 2022 al 31 de mayo de 2026, se adelantó el proceso de validación de las cuentas de subsidios de alrededor de mil veinticinco (1025) trimestres del FSSRI de aproximadamente 81 empresas prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las ZNI.

Ejecución presupuestal en la distribución de subsidios

Para el año 2026, se aprobaron quinientos cuarenta mil cuatrocientos ochenta y un millones cuatrocientos diecisiete mil seiscientos noventa y siete pesos m/cte (\$540.481.417.697), para pago de subsidios por menores tarifas en las ZNI, de los cuales, mediante las resoluciones emitidas se ha ordenado un valor de ciento sesenta y cuatro mil seiscientos setenta y tres millones ochocientos sesenta y siete mil cuatrocientos veintinueve pesos m/cte (\$164.673.867.429), correspondiente al 30,47%.

Visitas de seguimiento y monitoreo





Durante el periodo del 7 de agosto de 2022 al 31 de mayo de 2026, el Ministerio de Minas y Energía, en calidad de administrador del FSSRI, llevó a cabo visitas de seguimiento y monitoreo a la aplicación de subsidios por parte de algunas de las empresas prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica y que reportan las conciliaciones para las ZNI, así:

Tabla 32. Visitas de seguimiento y monitoreo

Empresa Vistada	Ciudad/ Departamento Visitado	Fecha Inicio De La Visita	Fecha Cierre De La Visita
COSEPCU	Bahía Solano /Choco	24/08/2022	25/08/2022
GENSA	Bahía Solano /Choco	26/08/2022	27/08/2022
E.P.B.	Bahía Solano /Choco	29/08/2022	31/08/2022
CEDENAR S.A. E.S.P.	Puerto Leguizamo/ Putumayo	08/05/2023	10/05/2023
EMPULEG E.S.P.	Puerto Leguizamo/ Putumayo	10/05/2023	15/05/2023
ELECTROVICHADA	Puerto Carreño/Vichada	09/10/2023	14/10/2023
CEELVA S.A.S E.S.P	Mitu/Vaupés	25/06/2024	29/06/2024
EMELCE S.A., E.S.P.	Inírida/Guainía	29/07/2024	02/08/2024
ELECTROSUR ESP	Tumaco/ Nariño	09/06/2025	13/06/2025
JASEPCA E.S.P.	Capurganá/Choco.	11/08/2025	15/08/2025
E.P.B.	Bahía Solano /Choco	29/09/2025	03/10/2025
GENSA	Bahía Solano /Choco	29/09/2025	03/10/2025
EGYT	Puerto Asís/Putumayo	10/11/2025	14/11/2025
DISPOWER	Cartagena del Chaira/ Caquetá	24/11/2025	28/11/2025
SOPESA S.A. E.S.P.	San Andrés Islas	09/03/2026	14/03/2026

Fuente: Ministerio de Minas y Energía — Equipo de Subsidios de Energía, 2026

La visita fue realizada en la vigencia 2026, por esta razón el soporte de la misma corresponde a un informe en versión preliminar, el cual ya fue compartido al prestador.

Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos – Sistema Interconectado Nacional (SIN)

En el periodo comprendido entre el 7 de agosto de 2022 y el 31 de mayo de 2026, el Ministerio de Minas y Energía, en calidad de administrador del FSSRI, ha adelantado las siguientes acciones para la asignación y reconocimiento del déficit de subsidios por



menores tarifas del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN):

- Expedición de actos administrativos (resoluciones de pago): Emisión continua de resoluciones orientadas al reconocimiento y giro del déficit de subsidios a comercializadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica cuyo estado de cuenta sea deficitario en el SIN.
- Validación de cuentas de subsidios: Se ha realizado la revisión y validación de las conciliaciones trimestrales de subsidios y contribuciones del FSSRI a los comercializadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el SIN.
- Ejecución presupuestal: Se han gestionado los recursos asignados para el pago del déficit de subsidios por menores tarifas.
- Visitas de seguimiento y monitoreo: Se han efectuado visitas de seguimiento y monitoreo a las empresas prestadoras para revisar la aplicación de los subsidios, las contribuciones y de la exención a la contribución de solidaridad.

Actos Administrativos - Resoluciones de pago

Entre el 7 de agosto de 2022 al 31 de mayo de 2026, se han expedido 57 resoluciones de pago, por un valor de aproximadamente \$13,03 billones, con el propósito de cubrir el déficit de subsidios por menores tarifas del servicio público domiciliario de energía eléctrica, otorgados a los usuarios de menores ingresos en el SIN, evidenciando una gestión continua en la asignación de subsidios en el SIN:

Tabla 33. Actos Administrativos - Resoluciones de pago

Año	Número total de Resoluciones emitidas	Valor Total en Resoluciones emitidas
2022*	3	\$566.364.573.480
2023	17	\$3.646.659.032.363
2024	15	\$3.596.85.976.675
2025	12	\$2.632.267.413.002
2026**	10	\$2.595.668.818.322
TOTAL	57	\$13.037.645.813.842

Fuente: Ministerio de Minas y Energía — Equipo de Subsidios de Energía, 2026





Nota 1*: El número de resoluciones y el valor que se indica para el año 2022, corresponde a las resoluciones que fueron emitidas desde el 7 de agosto al 31 de diciembre de 2022

Nota 2**: El número de resoluciones y el valor que se indica para el año 2026, corresponde a las resoluciones que han sido emitidas en lo corrido del año 2026 (con corte al 31 de mayo)

En lo corrido del año 2026, se han expedido 10 resoluciones de pago para el SIN por un valor total de dos billones quinientos noventa y cinco mil seiscientos sesenta y ocho millones ochocientos dieciocho mil trescientos veintidós pesos m/cte (\$2.595.668.818.322) que representan el 54,34% de la apropiación presupuestal para el SIN. De este total, 6 resoluciones ya se encuentran pagadas en su totalidad, mientras que 4 resoluciones se encuentran pendientes de pago, por un valor total de ochenta mil trescientos sesenta y cuatro millones ciento cincuenta y nueve mil novecientos noventa y cuatro pesos m/cte (\$80.364.159.994), asociado a la programación de pagos y disponibilidad de PAC por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP).

Tabla 34. Resoluciones de pago para el SIN (cifras en millones de pesos)

Número Resolución	Fecha Resolución	Concepto	Valor Total Resolución	Pendiente de pago
168	17/02/2026	Por la cual se ordena el giro de subsidios a CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P. – CEDENAR S.A. E.S.P., como representante de la frontera de comercial de la línea Cauca–Nariño (COCANA) correspondientes al Primer, Segundo, Tercer y Cuarto trimestre de las	\$22.578,82	\$0





Número Resolución	Fecha Resolución	Concepto	Valor Total Resolución	Pendiente de pago
		vigencias 2018, 2019, 2021 y 2021		
169	17/02/2026	Por la cual se ordena el giro de subsidios a CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P. – CEDENAR S.A. E.S.P., como representante de la frontera de comercial de la línea Cauca–Nariño (COCANA) correspondientes al Primer, Segundo, Tercer y Cuarto trimestre de las vigencias 2018, 2019, 2021 y 2021	\$113.952,30	\$0
178	17/02/2026	Por la cual se ordena el giro de recursos por concepto de subsidios a la tarifa de energía eléctrica, correspondientes al pago de saldos del segundo trimestre de 2025, a las empresas prestadoras del servicio en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)	\$570.432,81	\$21.920,53
185	17/02/2026	Por la cual se ordena el giro de recursos por concepto de subsidios a la tarifa de energía eléctrica, correspondientes al pago de saldos del	\$611.126,27	\$0





Número Resolución	Fecha Resolución	Concepto	Valor Total Resolución	Pendiente de pago
		tercer trimestre de 2025, a las empresas prestadoras del servicio en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)		
233	05/03/2026	Por la cual se ordena el giro de recursos por concepto de subsidios a la tarifa de energía eléctrica, correspondientes al pago de saldos del primer, segundo y tercer trimestre de 2025, a la empresa ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P del servicio en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)	\$89.234,31	\$0
293	19/03/2026	Por la cual se ordena el giro de recursos por concepto de subsidios a la tarifa de energía eléctrica, correspondientes al pago de saldos del primer, segundo y tercer trimestre de 2025, a la empresa ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P del servicio en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).	\$7.380,95	\$0





Número Resolución	Fecha Resolución	Concepto	Valor Total Resolución	Pendiente de pago
460	23/04/2026	Por la cual se ordena el giro de recursos por concepto de subsidios a la tarifa de energía eléctrica, correspondientes al primer pago al Primer trimestre de 2026 a las empresas prestadoras del servicio en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).	\$288.182,44	\$12.060,55
462	23/04/2026	Por la cual se ordena el giro de recursos por concepto de subsidios a la tarifa de energía eléctrica, correspondientes al pago de saldos del segundo trimestre de 2025 a la empresa DISPAC, pago del cuarto trimestre de 2025 a las empresas prestadoras del servicio en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), y primer pago del primer trimestre de 2026 a la COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	\$637.988,76	\$24.121,10





Número Resolución	Fecha Resolución	Concepto	Valor Total Resolución	Pendiente de pago
633	13/05/2026	Por la cual se ordena el giro de recursos por concepto de subsidios a la tarifa de energía eléctrica, correspondientes al pago del déficit de subsidios del cuarto trimestre de la vigencia 2025 y el primer pago al primer trimestre de la vigencia 2026, a la empresa ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	\$69.959,31	\$ 0
691	21/05/2026	Por la cual se ordena el giro de recursos por concepto de subsidios a la tarifa de energía eléctrica, correspondientes al segundo pago al primer trimestre de 2026 a las empresas prestadoras del servicio en el Sistema Interconectado Nacional – SIN.	\$184.832,85	\$22.261,98

Fuente: Ministerio de Minas y Energía — Equipo de Subsidios de Energía, 2026

Estado validaciones SIN

Durante el periodo comprendido entre el 7 de agosto de 2022 al 31 de mayo de 2026 correspondiente al presente informe se adelantó el proceso de validación de las cuentas de subsidios y contribuciones del FSSRI de mil ciento ochenta y seis (1186) trimestres correspondientes a aproximadamente 70 empresas comercializadoras de energía eléctrica que tienen o tuvieron relación con el FSSRI en el SIN, es pertinente





aclarar que para la mayoría de las validaciones finales que se expidieron, fue necesario realizar una validación inicial ya que se encontraban diferencias entre los valores presentados por los comercializadores de energía eléctrica y los calculados por este Ministerio.

Asimismo, en algunos casos fue necesario realizar alcances a periodos anteriores ya validados ya que se encontraban diferencias en materia de giros efectuados o recibidos entre comercializadores.

Ejecución presupuestal en la distribución de subsidios del FSSRI en el SIN

Para el periodo comprendido entre el 7 de agosto de 2022 al 31 de mayo de 2026, desde las Leyes de presupuesto expedidas por el Gobierno Nacional, se asignaron y ejecutaron los recursos para el pago del déficit de subsidios del FSSRI en el SIN, tal como se muestra en la siguiente tabla, es importante precisar que estos valores no incluyen los recursos de la actividad de seguimiento del proyecto de inversión:

Tabla 35. Ejecución presupuestal en la distribución de subsidios del FSSRI en el SIN

Año	Presupuesto asignado (sin incluir seguimiento)	Valor Ejecutado	Porcentaje de ejecución
2022	\$1.575.376,78	\$1.575.376,78	100,00%
2023	\$3.646.659,03	\$3.646.659,03	99,98%
2024	\$3.596.685,98	\$3.596.685,98	100,00%
2025	\$2.468.569,63	\$2.468.569,63	100,00%
TOTAL	\$11.287.291,42	\$11.287.291,42	99,99%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía — Equipo de Subsidios de Energía, 2026

Para lo corrido del año 2026, se asignó una partida presupuestal por valor de cinco billones setecientos mil millones de pesos m/cte (\$5.700.000.000.000), de los cuales cinco billones ciento cincuenta y seis mil trescientos setenta y seis millones noventa mil ochocientos ochenta y tres pesos m/cte (\$5.156.376.090.883) corresponden al reconocimiento del déficit de subsidios del Sistema Interconectado Nacional (SIN), al respecto de estos recursos se han asignado mediante resoluciones de pago, un valor de dos billones quinientos noventa y cinco mil seiscientos sesenta y ocho millones ochocientos dieciocho mil trescientos veintidós pesos m/cte (\$2.595.668.818.322), equivalente al 50,34% de la ejecución presupuestal.

Visitas de seguimiento y monitoreo





Durante el periodo del 7 de agosto de 2022 al 31 de mayo de 2026, el Ministerio de Minas y Energía, en calidad de administrador de los fondos FSSRI, llevó a cabo visitas de seguimiento y monitoreo a la aplicación de subsidios por parte de las empresas comercializadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica y que reportan las conciliaciones para el SIN, así:

Tabla 36. Visitas de seguimiento y monitoreo

Empresa	Departamento / Municipio	Fecha de inicio	Fecha de cierre
AIR-E S.A. E.S.P.	Atlántico/ Barranquilla	08/08/2022	11/08/2022
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	Risaralda/Pereira	27/03/2023	31/03/2023
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	Quindío/Armenia	10/07/2023	14/07/2023
Celsia Colombia S.A. E.S.P.	Valle del Cauca/ Yumbo	11/09/2023	15/09/2023
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	Caquetá/Florencia	17/06/2024	21/06/2024
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	Huila/Neiva	29/07/2024	02/08/2024
Ruitoque S.A. E.S.P.	Santander/ Bucaramanga	12/08/2024	16/08/2024
QI Energy S.A.S. E.S.P.	Valle del Cauca/Cali	23/09/2024	27/09/2024
Caribemar de la Costa S.A. E.S.P.	Cartagena/Bolívar	21/10/2024	25/10/2024
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Bogotá D.C.	12/11/2024	15/11/2024
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	Boyacá/Tunja	18/11/2024	22/11/2024
Empresa de Energía de Arauca	Arauca/Arauca	19/05/2025	23/05/2025
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. (COCANA)	Nariño/Tumaco	16/06/2025	20/06/2025
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	Bucaramanga/Santander	11/08/2025	15/08/2025
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	Caldas/Manizales	10/11/2025	14/11/2025
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	Caldas/Manizales	10/11/2025	14/11/2025
Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.	Chocó/Quibdó	10/11/2025	14/11/2025
Celsia Colombia S.A. E.S.P.	Tolima/Ibagué	14/03/2026	17/03/2026
Caribemar de la Costa S.A. E.S.P.	Bolívar/Cartagena de Indias	11/05/2026	15/05/2026

Fuente: Ministerio de Minas y Energía — Equipo de Subsidios de Energía, 2026





Seguimiento a usuarios exentos y excluidos de la contribución – Formato 6 FSSRI SIN

En el marco del seguimiento al Formato 6 – Contribuyentes exentos correspondiente al cuarto trimestre de 2023, se identificó que las empresas prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica reportaron un total de 21.687 usuarios clasificados como no sujetos del cobro de la contribución de solidaridad.

Con el fin de verificar la correcta aplicación del beneficio de exención y/o exclusión de la contribución, se solicitó información a 56 empresas, requiriendo soporte documental de 2.682 usuarios seleccionados para revisión.

Del análisis efectuado a la documentación aportada, se evidenciaron inconsistencias en 1.980 usuarios, equivalentes al 74% del total revisado, relacionadas principalmente con:

- Falta de soportes documentales completos.
- Inconsistencias en la actividad económica acreditada.
- Ausencia de verificación del cumplimiento de requisitos normativos.
- Posible clasificación errónea entre exención y exclusión.

Acciones realizadas

- Remisión de 52 oficios detallando las inconsistencias identificadas.
- Solicitud formal a cada empresa para revisar la totalidad de sus usuarios beneficiarios.
- Remisión con copia a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) para las actuaciones correspondientes en el marco de sus competencias.
- Seguimiento individual a las respuestas remitidas por las empresas.
- Análisis comparativo del número de usuarios antes y después de la revisión.

A la fecha, 44 empresas han remitido el informe solicitado.

Estado final (resultado preliminar)

Como consecuencia de la revisión adelantada por las empresas, el número de usuarios clasificados como no sujetos del cobro de la contribución pasó de:

- 26.646 usuarios antes de la revisión





- 13.142 usuarios después de la revisión

Lo anterior representa una reducción de 13.504 usuarios, quienes preliminarmente pasarían a clasificarse como contribuyentes.

Resultados e impacto:

Tabla 37. Resultados e impacto

Indicador	Resultado
Empresas requeridas	56
Usuarios reportados en f6 4T 2023	68.050
Usuarios revisados documentalmente	2.682
Usuarios con inconsistencias	1.980 (74%)
Usuarios no sujetos antes de revisión ESP	26.646
Usuarios no sujetos después de revisión	13.142
Reducción estimada	13.504 usuarios

Fuente: Ministerio de Minas y Energía — Equipo de Subsidios de Energía, 2026

Impacto:

- Reducción potencial del déficit fiscal del FSSRI, al reclasificarse como contribuyentes usuarios que no cumplían los requisitos del beneficio.
- Mejora en la calidad del reporte del Formato 6.
- Fortalecimiento del seguimiento por parte del Ministerio.
- Mayor trazabilidad documental en la aplicación de exenciones y exclusiones.
- Generación de alertas regulatorias ante la SSPD para posibles actuaciones administrativas.

Recomendaciones:

- Requerir a las empresas que aún no han remitido informe el cumplimiento inmediato de la solicitud.
- Formular requerimientos adicionales a las empresas donde se evidenció revisión incompleta.
- Implementar un esquema de seguimiento periódico (semestral o anual) a los usuarios clasificados como no sujetos.
- Articular con la SSPD para consolidar criterios técnicos sobre clasificación de exención y exclusión.

Reglamentación numeral 2 del artículo 274 de la Ley 2294 de 2023





En cumplimiento de lo establecido en el numeral 2 del artículo 274 de la Ley 2294 de 2023, se inició la estructuración del proyecto de decreto reglamentario, incluyendo la elaboración del articulado y su respectiva memoria justificativa.

Durante el proceso se realizaron mesas técnicas de trabajo para la revisión normativa y ajuste del contenido, así como consultas jurídicas internas y una consulta formal al Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio con el fin de precisar aspectos relacionados con el alcance del Decreto 1077 de 2015, subrogado por el Decreto 0960 de 2025. Con base en las respuestas recibidas, se efectuaron los ajustes correspondientes al proyecto.

Como resultado, se consolidó una versión técnica y jurídicamente revisada del decreto reglamentario, junto con su memoria justificativa, quedando lista para el trámite interno de aprobación.

Posteriormente en el mes de abril de 2026, se realizó la respectiva publicación a consulta pública con el fin de recibir los comentarios pertinentes al proyecto de decreto por parte de la ciudadanía y demás entidades interesadas.

Resultados e impacto:

- Elaboración el borrador del decreto reglamentario.
- Elaboración la memoria justificativa.

Como resultado, se cuenta con un proyecto normativo estructurado de manera técnica, jurídicamente sustentado y alineado con el marco regulatorio vigente.

Impacto:

- Dar cumplimiento efectivo al mandato legal contenido en el numeral 2 del artículo 274 del Plan Nacional de Desarrollo.
- Brindar seguridad jurídica frente a la aplicación de la disposición legal.

Recomendaciones:

Se recomienda continuar con el seguimiento del trámite interno hasta su expedición formal, garantizando la incorporación de observaciones que surjan en etapas posteriores de revisión.





1.8. FONDO DE ENERGÍA SOCIAL - FOES

En el periodo comprendido entre el 7 de agosto de 2022 y el 31 de mayo de 2026, el Ministerio de Minas y Energía, en calidad de administrador del FOES, ha adelantado las siguientes acciones para la asignación y reconocimiento del beneficio a los usuarios ubicados en áreas especiales del Sistema Interconectado Nacional (SIN):

- Expedición de actos administrativos (resoluciones de pago): Emisión continua de resoluciones orientadas a cubrir el beneficio FOES en las áreas especiales del SIN.
- Validación de cuentas del FOES: Se ha realizado la revisión y validación de la información que ha sido reportada por las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica en las áreas especiales del SIN
- Ejecución presupuestal: Se han gestionado los recursos asignados para el pago del beneficio FOES.
- Visitas de seguimiento y monitoreo: Se han efectuado visitas de seguimiento y monitoreo a las empresas prestadoras para revisar la aplicación del FOES.

Actos Administrativos - resoluciones de pago

Durante el periodo comprendido entre el 7 de agosto de 2022 al 31 de mayo de 2026, se han expedido 60 resoluciones de pago por un valor superior a 670 mil millones de pesos, destinados a cubrir un valor variable de hasta noventa y dos pesos (\$92) por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de subsistencia de los usuarios residenciales de estratos 1 y 2 de las Áreas Rurales de Menor Desarrollo, Zonas de Difícil Gestión y Barrios Subnormales:

Tabla 38. Actos Administrativos - Resoluciones de pago (cifras en millones de pesos)

Año	Número de resoluciones emitidas	Valor en resoluciones emitidas
2022*	4	\$51.681,5
2023	13	\$200.282,604
2024	13	\$197.743,90
2025	24	\$182.422,48
2026**	6	\$38.370,99
TOTAL	60	\$670.501,50

Fuente: Ministerio de Minas y Energía — Equipo de Subsidios de Energía, 2026



Nota 1*: El número de resoluciones y el valor que se indica para el año 2022, corresponde a las resoluciones que fueron emitidas desde el 7 de agosto al 31 de diciembre de 2022.

Nota 2**: El número de resoluciones y el valor que se indica para el año 2026, corresponde a las resoluciones que han sido emitidas en lo corrido del año 2026 (con corte al 31 de mayo).

En lo corrido del año 2026, se han expedido 6 resoluciones de pago para el FOES por un valor total de treinta y ocho mil trescientos setenta millones novecientos ochenta y nueve mil quinientos veintiséis pesos m/cte. (\$38.370.989.526), que representan el 24,93% de la asignación presupuestal del FOES, las cuales se encuentran pagadas en su totalidad.

Tabla 39. Resoluciones de pago para el FOES (cifras en millones de pesos)

Número Resolución	Fecha Resolución	Concepto	Valor Total Resolución	Pendiente de pago
186	17/02/2026	Por la cual se ordena girar subsidios del Fondo de Energía Social - FOES para que sean entregados por las empresas a sus usuarios, calculados con base en el consumo de energía eléctrica del mes de noviembre de 2025.	\$ 12.492,45	\$0
235	5/03/2026	Por la cual se ordena girar subsidios del Fondo de Energía Social – FOES- para que sean entregados por la empresa ELECTRICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P a sus usuarios, calculados con base en el consumo de energía eléctrica del mes de noviembre de 2025.	\$ 118,16	\$0





Número Resolución	Fecha Resolución	Concepto	Valor Total Resolución	Pendiente de pago
461	23/04/2026	Por la cual se ordena girar subsidios del Fondo de Energía Social - FOES para que sean entregados por las empresas a sus usuarios, calculados con base en el consumo de energía eléctrica del mes de diciembre de 2025.	\$ 12.842,95	\$0
612	12/05/2026	Por la cual se ordena girar subsidios del Fondo de Energía Social - FOES para que sean entregados por las empresas a sus usuarios, calculados con base en el consumo de energía eléctrica del mes de enero de 2026.	\$ 108,59	\$
632	13/05/2026	Por la cual se ordena girar subsidios del Fondo de Energía Social - FOES para que sean entregados por la empresa ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. a sus usuarios, calculados con base en el consumo de energía eléctrica del mes de diciembre de 2025.	\$ 12.685,28	\$0
720	22/05/2026	Por la cual se ordena girar subsidios del Fondo de Energía Social - FOES para que sean entregados por la empresa ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. a sus usuarios, calculados con base en el consumo de energía eléctrica del mes de enero de 2026.	\$ 123,57	\$0

Fuente: Ministerio de Minas y Energía — Equipo de Subsidios de Energía, 2026





Validaciones del FOES

Durante el periodo comprendido entre el 7 de agosto de 2022 al 31 de mayo de 2026, se adelantaron un total de 224 validaciones finales del FOES para las 17 empresas que, durante este periodo, atendieron usuarios ubicados en las áreas especiales del SIN.

Ejecución presupuestal en la distribución del FOES

El Fondo de Energía Social ha presentado ejecución del presupuesto superior al 90% en lo relacionado con los subsidios a usuarios ubicados en áreas especiales.

Tabla 40. Ejecución presupuestal en la distribución del FOES

Año	Presupuesto asignado (sin incluir seguimiento)	Valor ejecutado	Porcentaje de ejecución
2022	\$151.980,30	\$151.978,77	100,00%
2023	\$200.282,96	\$200.282,60	100,00%
2024	\$197.744,00	\$197.743,90	100,00%
2025*	\$260.589,34	\$182.422,48	70,00%
TOTAL	\$810.596,61	\$705.548,49	90,36%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía — Equipo de Subsidios de Energía, 2026

Nota 1*: Para el año 2025 fueron aprobados en la Ley de presupuesto para actividades diferentes al seguimiento, 260.589 millones de pesos, de los cuales \$182.423 se destinaron a cubrir los valores del subsidio y el valor restante para la implementación de soluciones con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en áreas especiales. No obstante, a pesar del esfuerzo realizado por la Dirección de Energía Eléctrica para la publicación del decreto modificatorio del decreto 1073 de 2015 en relación con el FOES, para la reglamentación del artículo 248 de la ley 2294 de 2023, que incluye la actividad de financiación de soluciones con FNCER en las áreas especiales, no se surtió su publicación, por lo que no fue posible la utilización de estos recursos. El presupuesto para esta actividad, por valor de \$78.181.147.878, fue reducido mediante el Decreto 1484 del 31 de diciembre de 2025.

Para el año 2026, para el pago del beneficio FOES, se asignaron ciento cincuenta y tres mil novecientos veintisiete millones trescientos ochenta y ocho mil novecientos catorce pesos m/cte. (\$153.927.388.914), respecto de los cuales se han designado mediante resoluciones de pago, un valor de treinta y ocho mil trescientos setenta millones



novecientos ochenta y nueve mil quinientos veintiséis pesos m/cte. (\$38.370.989.526), equivalente al 24,93% de la asignación presupuestal.

Visitas de seguimiento y monitoreo

Durante el periodo comprendido entre el 7 de agosto de 2022 al 31 de mayo de 2026, el Ministerio de Minas y Energía, en calidad de administrador del FOES, llevó a cabo visitas de seguimiento y monitoreo a la aplicación del beneficio por parte de las empresas comercializadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica que atienden usuarios ubicados en áreas especiales, así:

Tabla 41. Visitas de seguimiento y monitoreo

Empresa visitada	Ciudad/ departamento visitado	Fecha inicio de la visita	Fecha cierre de la visita
Air-e (Caribe Sol)	Barranquilla/Atlántico	11/08/2022	12/08/2022
Compañía Energética de Occidente (Ceo)	Popayán/Cauca	15/05/2023	19/05/2023
ElectroHuila S.A. E.S.P.	Neiva/Huila	14/08/2023	18/08/2023
Afinia S.A.S E.S.P.	Cartagena/ Bolívar	20/11/2023	24/11/2023
Dispac S.A. E.S.P.	Quibdó/Chocó	28/05/2024	31/05/2024
Electrificadora Del Meta S.A. E.S.P.	Villavicencio/Meta	27/08/2024	30/08/2024
Empresas Municipales De Cali E.I.C.E. E.S.P.	Cali/ Valle del Cauca	24/09/2024	27/09/2024
Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	Mocoa/Putumayo	7/10/2024	10/10/2024
Air-e S.A.S. E.S.P.	Barranquilla/Atlántico	5/11/2024	8/11/2024
Ebsa	Tunja/Boyacá	18/11/2024	22/11/2024
Enelar	Arauca/Arauca	19/05/2025	23/05/2025
Enerca	Yopal/Casanare	3/06/2025	4/06/2025
Compañía Energética de Occidente (Ceo)	Popayán/Cauca	3/06/2025	6/06/2025
EPME E.S.P.	Medellín/Antioquia	15/07/2025	18/07/2025
Chec E.S. P.	Manizales/Caldas	10/11/2025	14/11/2025
ElectroHuila S.A. E.S.P.	Neiva/Huila	25/11/2025	28/11/2025
Celsia Colombia S.A. E.S.P.	Ibagué/Tolima	14/03/2026	17/03/2026

Fuente: Ministerio de Minas y Energía — Equipo de Subsidios de Energía, 2026





Reglamentación del artículo 248 de la Ley 2294 de 2023

Se proyectó el decreto modificatorio del Decreto 1073 de 2015, en relación con el FOES, que incluye los ajustes normativos establecidos en el artículo 248 de la Ley 2294 de 2023, e incluye ajustes a la reglamentación actual, entre los que se encuentran:

- Modificación del indicador para definición de ARMD.
- Inclusión de definición de Beneficio Límite.
- Limitación de la medición y facturación comunitaria solo en Barrios Subnormales.
- Ajuste a la transferencia de los recursos al FOES de acuerdo con la Ley 2294 de 2023.
- Aclaración de las responsabilidades del representante del Suscriptor Comunitario.
- Inclusión de proyectos de infraestructura energética con recursos del FOES (Artículo 248 de la ley 2294 de 2023).
- Definición de plazos para devolución de recursos no aplicados del FOES.

Durante el proceso se realizaron mesas técnicas de trabajo internas con la Oficina de Asuntos Reglamentarios y Empresariales (OARE), como con la Oficina Asesora Jurídica (OAJ), para la revisión normativa y ajuste del contenido y con abogados de Presidencia de la República asignados para la revisión del decreto. Se avanzó hasta la publicación del decreto modificatorio del Decreto 1073 de 2015 que reglamenta el artículo 248 de la Ley 2294, entre otros.

Resultados, avances y brechas (RO):

El pasado 22 de mayo de 2026 se expidió el Decreto No 0526 por medio del cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía en relación con el Fondo de Energía Social (FOES), y se dictan otras disposiciones.

Impacto:

- Dar cumplimiento efectivo al mandato legal contenido en el artículo 248 del Plan Nacional de Desarrollo vigente.
- Brindar seguridad jurídica frente a la aplicación de la disposición legal.





Recomendaciones:

Se recomienda realizar el seguimiento y divulgación del decreto para su aplicación.

Aporte de la CREG a los subsidios para la energía

El régimen de subsidios a la energía eléctrica para los usuarios residenciales de los estratos 1 y 2, y la contribución de los estratos 5 y 6 y del sector no residencial, se mantuvo como un componente fundamental de la política tarifaria durante el periodo 2022-2026. La acción regulatoria de la CREG se orientó a garantizar la continuidad legal de los subsidios, a ajustar su aplicación ante las circunstancias extraordinarias del mercado y a explorar mecanismos de focalización más eficientes.

En el segundo semestre de 2022, la CREG expidió la Resolución 105 005, mediante la cual prorrogó la vigencia de los subsidios al consumo de energía eléctrica para los usuarios de los estratos 1 y 2 hasta el 31 de diciembre de 2023. Esta prórroga garantizó la continuidad del apoyo tarifario a los hogares de menores ingresos mientras se adelantaban los debates legislativos y regulatorios sobre el marco definitivo del régimen subsidiario.

En el segundo semestre de 2023, la CREG expidió la Resolución 105 006, que actualizó el régimen de subsidios en el marco de lo dispuesto por la Ley 2294 de 2023 (Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 "Colombia, Potencia Mundial de la Vida"). Esta resolución armonizó las disposiciones regulatorias con los mandatos legales del Plan Nacional de Desarrollo, asegurando la financiación y continuidad de los subsidios de energía eléctrica para estratos 1 y 2 en el nuevo horizonte de planeación.

Durante 2024, la CREG avanzó en el proyecto de Resolución 701 063, orientado a revisar las condiciones de la reducción tarifaria para los estratos 1, 2 y 3 en el contexto de la opción tarifaria. Este proceso de consulta buscó encontrar un balance entre la sostenibilidad financiera del mecanismo de diferimiento y la protección de los usuarios residenciales de menores recursos, reconociendo que los saldos acumulados de la opción tarifaria debían recuperarse sin comprometer la asequibilidad del servicio para la población vulnerable.

La opción tarifaria aplicable al servicio de gas combustible por redes, que comparte su racionalidad con el mecanismo eléctrico, fue objeto de ajuste mediante la Resolución





101 011 de 2024, que modificó algunos parámetros del mecanismo de opción tarifaria en gas (OTT) para armonizarlo con las condiciones actuales del mercado y con la estructura de costos del servicio de gas natural por redes.

El marco de subsidios también incorporó las disposiciones relacionadas con la respuesta a la crisis hidrológica: durante la vigencia del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRD) en el segundo semestre de 2024, las medidas de reducción voluntaria y programada del consumo incluyeron consideraciones específicas para los usuarios subsidiados, de modo que las restricciones no recayeran desproporcionadamente sobre los hogares de estratos 1 y 2. Asimismo, la Resolución CREG 101 072 de 2025, al regular la participación de comunidades energéticas en el Sistema Eléctrico Nacional, creó condiciones para que hogares de bajos ingresos organizados en comunidades energéticas puedan acceder a los beneficios de la autogeneración y el autoconsumo, complementando el régimen tradicional de subsidios con mecanismos de democratización del acceso a la energía renovable.

1.9. Interconexiones eléctricas

Durante el periodo reportado, el Ministerio de Minas y Energía continuó impulsando proyectos de interconexión eléctrica orientados a ampliar el acceso al servicio público de energía, fortalecer la confiabilidad del sistema y avanzar en la integración de territorios históricamente apartados del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Estas iniciativas se desarrollan en coordinación con entidades del sector, operadores y autoridades territoriales, priorizando regiones con altos niveles de dispersión geográfica y necesidades de fortalecimiento de infraestructura eléctrica. Los proyectos buscan mejorar la continuidad del servicio, promover condiciones para el desarrollo territorial y reducir la dependencia de esquemas de generación aislada.

Proyectos de interconexión

Región Pacífico – Chocó

En el departamento del Chocó se adelanta un conjunto de proyectos estratégicos dirigidos a fortalecer el acceso y la calidad del servicio de energía eléctrica en municipios y comunidades que actualmente operan mediante esquemas aislados o con limitaciones en la prestación del servicio. Estas iniciativas tienen un alto impacto social





debido a su capacidad para integrar territorios históricamente apartados a la infraestructura energética nacional.

Quibdó – Beté

El proyecto de interconexión Quibdó–Beté contempla la construcción de aproximadamente 52 kilómetros de línea a 13,2 kV, con una inversión estimada superior a \$22.100 millones. Su objetivo es incorporar al Sistema Interconectado Nacional la población de Beté, ubicada en el municipio de Medio Atrato, donde actualmente el servicio se presta mediante generación diésel con una capacidad instalada de 264 kW durante 13 horas al día y una atención aproximada de 569 usuarios. Así las cosas, el Ministerio de Minas y Energía suscribió el contrato FAER GGC-1365-2024 con el Operador de Red de la zona Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. DISPAC S. A. quien viene realizando actividades de replanteo y procesos de articulación con las comunidades para la implementación del proyecto.

Istmina – Boca de Pepé – Pizarro

El proyecto Istmina–Boca de Pepé–Pizarro contempla la construcción de aproximadamente 110 kilómetros de línea a 34,5 kV, con una inversión estimada superior a \$134.500 millones. Esta iniciativa permitirá fortalecer el servicio de energía para poblaciones que actualmente operan mediante generación diésel y que cuentan con una prestación aproximada de 18 horas diarias. Se ha avanzado en procesos asociados a consulta previa, validación técnica y estructuración requerida para la asignación de recursos y desarrollo de las etapas posteriores del proyecto.

Unguía – Acandí

El proyecto de interconexión Unguía–Acandí constituye una de las iniciativas estratégicas para la región norte del departamento del Chocó y beneficiará poblaciones como Unguía, Acandí y Capurganá, que actualmente dependen de sistemas aislados de generación. Se encuentran en evaluación alternativas de conexión mediante infraestructura a 110 kV con trazados terrestres y marítimos, cuya longitud proyectada oscila entre 158 y 165 kilómetros y una inversión estimada entre \$500.000 y \$540.000 millones. Durante el periodo reportado se avanzó en análisis técnicos y en la evaluación de esquemas para el desarrollo y financiación del proyecto.

Vigía del Fuerte – Bojayá





Con el propósito de garantizar un servicio continuo y fortalecer la infraestructura energética de la región, se adelanta el proyecto de interconexión Vigía del Fuerte–Bojayá, el cual contempla una línea de aproximadamente 6,3 kilómetros a 44 kV con una inversión cercana a \$18.000 millones. Esta iniciativa permitirá fortalecer el servicio para aproximadamente 1.863 usuarios y avanzar hacia esquemas con mayor continuidad en la prestación. El Gobierno Nacional financió esta obra a través del Fondo “Todos Somos Pazcífico” registrando avances constructivos y actividades asociadas a la infraestructura complementaria requerida para su puesta en operación.

Caucheras – Riosucio – Vigía del Fuerte

Como parte de las acciones dirigidas a garantizar la sostenibilidad y confiabilidad de la infraestructura energética existente en la región del Chocó y Antioquia, se adelanta el proyecto de recuperación y fortalecimiento de la línea Caucheras–Riosucio–Vigía del Fuerte, infraestructura de aproximadamente 220 kilómetros a 44 kV que constituye un activo estratégico para el suministro de energía en esta zona del país. La infraestructura existente cuenta con más de 19 años de operación y cumple una función fundamental en la conexión y continuidad del servicio hacia diversos municipios y poblaciones de la región.

El alcance del proyecto comprende la realización de actividades de diagnóstico y evaluación técnica de la infraestructura existente, así como la ejecución de intervenciones orientadas a su recuperación y fortalecimiento. Dentro de las acciones previstas se incluyen actividades de despeje de servidumbres, cambio e instalación de estructuras, reposición de aisladores, reemplazo de conductores y herrajes, instalación de equipos complementarios y otras intervenciones necesarias para mejorar las condiciones operativas de la línea. Se ha avanzado en procesos de diagnóstico técnico y en la identificación de actividades prioritarias para la recuperación gradual de la infraestructura, con el propósito de fortalecer la continuidad y confiabilidad del servicio en la región.

Proyecto de Interconexión del Proyecto Hidroeléctrico San Bartolomé al Sistema de Transmisión Nacional (STN)

Como parte de las acciones orientadas a fortalecer la infraestructura requerida para la incorporación de nueva generación renovable al Sistema Interconectado Nacional (SIN), se realiza seguimiento al proyecto de conexión asociado al Proyecto Hidroeléctrico San





Bartolomé, promovido por ISAGEN. La iniciativa contempla además la construcción de una línea de transmisión de 230 kV en circuito sencillo, con una longitud aproximada de 32,5 kilómetros y 94 estructuras, cuyo punto de conexión se encuentra previsto en la subestación Malena, infraestructura perteneciente a EPM. La financiación de esta infraestructura se encuentra a cargo del promotor del proyecto.

Actualmente se encuentra en desarrollo una Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) con capacidad instalada de 21 MW y una energía media anual estimada de 139 GWh, con un factor de planta aproximado de 0,77. Esta nueva capacidad de generación permitirá aportar energía renovable al Sistema Interconectado Nacional, fortaleciendo la diversificación de la matriz energética y contribuyendo al aprovechamiento de fuentes de generación de bajas emisiones.

Se han adelantado actividades relacionadas con la gestión y seguimiento de trámites requeridos para el desarrollo del proyecto, incluyendo actuaciones asociadas al trámite de licencia ambiental, procesos de coordinación técnica entre los actores involucrados y actividades de socialización con comunidades del área de influencia. Adicionalmente, se han desarrollado acciones de articulación entre los responsables de generación, transmisión y conexión, orientadas a garantizar el avance coordinado de las etapas requeridas para la futura entrada en operación del proyecto.

Región Pacífico – Cauca y Nariño proyecto de Interconexión Cauca – Nariño (COCANA Fase II)

El proyecto de interconexión Cauca–Nariño corresponde a una de las iniciativas de mayor alcance social actualmente en desarrollo y tiene como objetivo conectar al Sistema Interconectado Nacional aproximadamente 15.699 viviendas pertenecientes a municipios de Cauca y Nariño. El alcance contempla la construcción de aproximadamente 152 kilómetros de líneas de transmisión a 34,5 kV, más de 1.180 kilómetros de redes de distribución, redes de baja tensión, subestaciones eléctricas y sistemas de medición inteligente. Se ha avanzado en ajustes administrativos, procesos contractuales y actividades de socialización con comunidades y autoridades locales para el desarrollo del proyecto.

Interconexiones regionales estratégicas

Proyecto Colectora – Cuestecitas – La Loma





El proyecto Colectora–Cuestecitas–La Loma constituye una infraestructura estratégica para facilitar la incorporación de nueva generación renovable al Sistema Interconectado Nacional, particularmente asociada al desarrollo de proyectos eólicos y solares en el departamento de La Guajira. El proyecto contempla infraestructura de transmisión con capacidad para facilitar la incorporación de aproximadamente 1.050 MW adicionales al sistema. Se registran avances importantes en actividades constructivas y de infraestructura asociada.

Interconexiones Internacionales

El Gobierno Nacional continúa promoviendo iniciativas de integración energética regional mediante proyectos de interconexión con países vecinos, orientados a fortalecer la seguridad energética, ampliar las capacidades de intercambio y consolidar mecanismos de cooperación regional. Dentro de estas iniciativas se destacan los avances en la interconexión Colombia–Panamá, así como los análisis técnicos asociados a posibles desarrollos con Venezuela y Ecuador.

Interconexión Colombia – Panamá

El Gobierno Nacional continúa avanzando en el desarrollo del proyecto de Interconexión Eléctrica Colombia–Panamá como una iniciativa estratégica para fortalecer la integración energética regional, ampliar las capacidades de intercambio entre ambos países y contribuir a la seguridad energética y al desarrollo sostenible. Colombia y Panamá ratificaron su compromiso con la iniciativa y continuaron avanzando en la estructuración técnica, regulatoria y financiera del proyecto, con el acompañamiento del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la CAF. Asimismo, se adelantaron reuniones técnicas entre entidades y actores involucrados para evaluar alternativas que permitan fortalecer su viabilidad económica y definir mecanismos de financiación y remuneración de la infraestructura.

En materia regulatoria y ambiental se registraron avances relevantes mediante acciones de armonización normativa entre la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá (ASEP), así como actividades relacionadas con procesos de consulta pública, gestión ambiental y relacionamiento con comunidades ubicadas en las áreas de influencia del proyecto. La iniciativa contempla una inversión estimada cercana a USD 800 millones y continuará





desarrollando las actividades requeridas para consolidar las condiciones técnicas, institucionales y financieras necesarias para su implementación.

Interconexión Colombia – Venezuela

El Gobierno Nacional continúa realizando seguimiento a las alternativas de integración energética entre Colombia y Venezuela, mediante el análisis de infraestructura existente y posibles mecanismos para fortalecer el intercambio energético entre ambos países. En este marco, se han evaluado distintas interconexiones binacionales, entre las que se encuentran Cuestecitas–Cuatricentenario (220/230 kV), San Mateo–El Corozo (220/230 kV) y Tibú–La Fría (110 kV), con el propósito de identificar sus condiciones técnicas, operativas y los requerimientos necesarios para una eventual utilización futura. Estas interconexiones representan infraestructura estratégica para fortalecer la integración regional y ampliar las capacidades de intercambio energético entre ambos sistemas.

Se ha avanzado en el seguimiento técnico y en la coordinación entre los actores involucrados para evaluar el estado de la infraestructura disponible y los requerimientos asociados a su posible aprovechamiento. Particularmente, se registraron avances relacionados con la interconexión San Mateo–El Corozo, en la cual se han desarrollado actividades orientadas a revisar aspectos técnicos, operativos y comerciales requeridos para su eventual entrada en operación. Asimismo, continúan las evaluaciones asociadas a otras alternativas de interconexión existentes, considerando las condiciones actuales de infraestructura y las necesidades de adecuación requeridas para fortalecer su funcionalidad y capacidad futura.

Interconexión Colombia – Ecuador

El Gobierno nacional, en coordinación con la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y las entidades homólogas de Ecuador, continúa adelantando análisis orientados a fortalecer la capacidad de intercambio energético entre ambos países. En el marco de estos estudios se evalúan alternativas para ampliar la infraestructura existente y aumentar la capacidad de transferencia entre los sistemas eléctricos, con el propósito de fortalecer la integración energética regional y la confiabilidad del suministro en zonas estratégicas de frontera.





Entre las alternativas actualmente evaluadas se encuentran la construcción de una subestación intermedia Carlosama sobre dos de los cuatro circuitos del enlace San Bernardino (Colombia) – Pomasqui (Ecuador), así como un enlace a 115 kV desde la subestación Jamondino hacia el departamento de Putumayo, con el propósito de atender las cargas asociadas a esta región y ampliar la capacidad de intercambio energético entre ambos países. Se han adelantado acercamientos técnicos iniciales y se continuará con el seguimiento a las actividades de estructuración y planeación requeridas para el desarrollo de estas iniciativas.

Planes de expansión de la transmisión

De acuerdo con la información proporcionada por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), los planes de expansión de la transmisión identifican las necesidades de refuerzo y ampliación del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y los Sistemas de Transmisión Regional (STR), a partir del análisis de la demanda, la oferta de generación y el desempeño de la red.

El sistema eléctrico colombiano enfrenta un cambio estructural marcado por el crecimiento sostenido de la demanda, la incorporación acelerada de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y mayores exigencias de confiabilidad operativa.

Estas dinámicas incrementan la presión sobre la infraestructura de transmisión existente, evidenciando restricciones de cargabilidad, control de tensión y cumplimiento del criterio N-1.

En este contexto, la planeación anticipativa y de largo plazo de la red de transmisión se convierte en un factor crítico para garantizar la seguridad del suministro, la eficiencia económica y la transición energética del país.

Los planes de expansión de la transmisión formulado por la UPME, define las inversiones estructurales necesarias del STN y STR para atender de manera oportuna y eficiente los requerimientos futuros del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En el trámite de interconexiones eléctricas en el Sistema Interconectado Nacional se destacan los proyectos propuestos y adoptados en los Planes de Expansión. En este sentido, una vez estructuradas las alternativas y evaluados los proyectos por la UPME, así como recomendados por el Comité Asesor para el Planeamiento de la Transmisión





- CAPT, se propusieron para su adopción en los Planes de Expansión, finalmente adoptados por el Ministerio de Minas y Energía.

Igualmente, en cumplimiento de lo dispuesto en las Resoluciones CREG 024 de 2013 y CREG 015 de 2018, la Subdirección de Energía Eléctrica de la UPME adelantó los análisis y estudios técnico-económicos correspondientes a las solicitudes de aprobación de Unidades Constructivas asociadas al nivel de tensión 4, presentadas por los diferentes Operadores de Red (OR) del país.

En desarrollo de esta actividad, se efectuó la evaluación de diversas obras de expansión requeridas para fortalecer la capacidad, confiabilidad y calidad de prestación del servicio, tanto del Sistema de Transmisión Nacional (STN), como de los Sistemas de Transmisión Regional (STR), considerando las necesidades operativas y de crecimiento de la demanda en las distintas áreas eléctricas del territorio nacional. Los resultados de los proyectos evaluados e incorporados en los respectivos Planes de Expansión de Referencia Generación–Transmisión, se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 42. Obras de expansión en el STN con concepto favorable

Proyectos		Área	Plan de Expansión	Estado proyecto
1	Segundo circuito Cerromatoso – Sahagún – Chinú 500 kV.	Caribe	Plan de expansión de Transmisión 2022-2036	En ejecución.
2	Corte central subestación Chinú 220 kV	Caribe	Plan de expansión de Transmisión 2022-2036	En ejecución por ampliación.
3	Adecuación en la subestación San Marcos 500 kV	Suroccidental	Plan de expansión de Transmisión 2022-2036	En ejecución por ampliación.
4	Tercer transformador subestación Bolívar 500/220 kV	Caribe	Plan de expansión de Transmisión 2022-2036	En ejecución – Próximamente en operación comercial.
5	Segundo transformador en la subestación Virginia 500/230 kV	Suroccidental	Plan de expansión de Transmisión 2022-2036	Se reemplaza por la obra 2 transformador La Virginia y segundo transformador San Marcos del plan de expansión 2025 – 2039.





Proyectos		Área	Plan de Expansión	Estado proyecto
6	Línea de transmisión HVDC – Alta Guajira.	Caribe	Plan de expansión de Transmisión 2022-2036	A la espera de la consultoría técnica.
7	Reconfiguración subestación Banadía 230 kV.	Nordeste	Plan de expansión de Transmisión 2022-2036	Declarada desierta UPME 08-2021 Subestación La Paz 230 kV – a la espera de la resolución del MME.
8	Subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas.	Oriental	Aprobado mediante resolución del MME, pero no se publicó en el Plan.	Adjudicada. Próximamente en ejecución.
9	Compensadores síncronos – STR.	Caribe	Primer paquete de Obras Urgentes 2024	Adjudicada.
10	Subestación Magangué 500 kV y líneas asociadas.	Caribe	Primer paquete de Obras Urgentes 2024	En ejecución.
11	Subestación Tonchalá 230/110 kV y SVC en la subestación Ínsula 110 kV.	Nordeste	Primer paquete de Obras Urgentes 2024	En ejecución.
12	Subestación Nueva Quibdó 230/110 kV y SVC en la subestación Cértgui 110 kV.	Antioquia – Chocó	Primer paquete de Obras Urgentes 2024	Declarada desierta.
13	Refuerzo Montería y obras asociadas al STR. Etapa 1: Segunda línea Nueva Montería – Río Sinú 110 kV. Etapa 2: Segundo circuito Urrá – Tierralta – Río Sinú 110 kV y segundo transformador Urrá 220/110 kV Etapa 3: Tercer transformador Montería 220/110 kV Etapa 4: Segundo Circuito Montería – Urabá – Urrá 220 kV.	Caribe	Segundo paquete de Obras Urgentes 2024	Etapa 1: Declarada desierta. Etapa 2: Declarada desierta. Etapa 3: En estructuración. Etapa 4: Segundo circuito Montería – Urabá – en ejecución; Segundo circuito Urabá – Urrá – declarada desierta.
14	Reconfiguración subestación Sabanalarga 220 kV.	Caribe	Segundo paquete de Obras Urgentes 2024	En ejecución por ampliación.
15	Interconexión Nordeste – Oriental	Oriental y Nordeste	Segundo paquete de Obras Urgentes 2024	Abierta oficialmente.
16	Subestación Nueva Magangué 500/110 y líneas asociadas.	Caribe	Segundo paquete de Obras Urgentes 2024	Declarada desierta.





Proyectos		Área	Plan de Expansión	Estado proyecto
17	Enlace Olaya Herrera – Buchelly (Tumaco) 115 kV y segundo corredor Jardínera – Junín – Tumaco 115 kV	Suroccidental	Segundo paquete de Obras Urgentes 2024	Declarada desierta.
18	Obras bahías de transformación en la subestación Sahagún 500 kV.	Caribe	Plan de expansión de Transmisión 2024-2038	Abierta oficialmente.
19	Subestación Amanecer 500/230/115 y líneas asociadas.	Suroccidental	Plan de expansión de Transmisión 2024-2038	En estructuración.
20	Subestación Corzo 500/115 kV y líneas asociadas.	Oriental	Plan de expansión de Transmisión 2024-2038	Abierta oficialmente.
21	Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño.	Nordeste y Antioquia – Chocó	Plan de expansión de Transmisión 2024-2038	En estructuración.
22	Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas.	Suroccidental	Plan de expansión de Transmisión 2024-2038	En estructuración. A la espera de manifestación de interés de CHEC.
23	Subestación Carlosama 230/115 kV y obras asociadas.	Suroccidental	Plan de expansión de Transmisión 2024-2038	En estructuración. A la espera de manifestación de interés de CEDENAR.
24	Obra nueva subestación Puerto Gaitán 220 kV y líneas asociadas.	Oriental	Plan de expansión de Transmisión 2025-2039 (Resolución del MME en trámite)	A la espera de la resolución de aprobación del MME.
25	Cuarto transformador Chinú 500/110 kV y sus bahías de transformación 110 kV y 500 kV.	Caribe	Plan de expansión de Transmisión 2025-2039 (Resolución del MME en trámite)	A la espera de la resolución de aprobación del MME.
26	Nueva subestación Zaque 230 kV y obras asociadas con un banco de transformación de 180 MVA. Segundo T transformador 230/115 kV de 90 MVA en la Subestación Páez y un tercer circuito Popayán - San Bernardino 115 kV.	Suroccidental	Plan de expansión de Transmisión 2025-2039 (Resolución del MME en trámite)	A la espera de la resolución de aprobación del MME.





Proyectos		Área	Plan de Expansión	Estado proyecto
27	Proyecto subestación Sabana Occidente 230/34,5 kV y líneas asociadas.	Oriental	Plan de expansión de Transmisión 2025-2039 (Resolución del MME en trámite)	A la espera de la resolución de aprobación del MME.
28	Refuerzo subestación Heliconia 500/230 kV: tercer transformador en la subestación Heliconia. y Segundo circuito Heliconia - Occidente 230 kV.	Antioquia - Oriental	Plan de expansión de Transmisión 2025-2039 (Resolución del MME en trámite)	A la espera de la resolución de aprobación del MME.
29	Proyecto nueva subestación Guarne 230/110 kV y obras asociadas.	Antioquia	Plan de expansión de Transmisión 2025-2039 (Resolución del MME en trámite)	A la espera de la resolución de aprobación del MME.
30	Proyecto Compensadores Síncronos Fase A, Fase B y reactor de barras en Colectora 500 kV y reactor de barras en Cuestecitas 500 kV.	Caribe	Plan de expansión de Transmisión 2025-2039 (Resolución del MME en trámite)	A la espera de la resolución de aprobación del MME.
31	Reactores de la línea Chinú - Nueva Magangué - El Copey 500 kV.	Caribe	Plan de expansión de Transmisión 2025-2039 (Resolución del MME en trámite)	A la espera de la resolución de aprobación del MME.
32	Proyecto Interconexión Antioquia - Oriental: subestación La Montera 500/220 kV y líneas asociadas.	Antioquia - Oriental	Plan de expansión de Transmisión 2025-2039 (Resolución del MME en trámite)	A la espera de la resolución de aprobación del MME.
33	Segundos transformadores Virginia y San Marcos 500/230 kV	Suroccidental	Plan de expansión de Transmisión 2025-2039 (Resolución del MME en trámite)	A la espera de la resolución de aprobación del MME.

Fuente: Elaboración propia UPME

De igual forma, la UPME efectuó el seguimiento técnico y regulatorio a sesenta y dos (62) proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Regional (STR) que cuentan con aprobación vigente y son desarrollados por distintos Operadores de Red a nivel nacional.

Gestión de convocatorias y proyectos de transmisión

Convocatorias de transmisión



En el periodo comprendido entre agosto de 2022 y el 30 de junio de 2026, la UPME, a través de su Subdirección de Energía, publicó oficialmente 31 convocatorias de transmisión, con los siguientes resultados:

- 15 adjudicadas
- 7 en proceso de selección de inversionista (abiertas)
- 9 declaradas desiertas

Tabla 43. Convocatorias de proyectos de transmisión

Área	Proyecto UPME	OBRA	Año de apertura de la convocatoria	FPO	Estado
Santander	UPME 02-2023	Cuarto transformador Sogamoso 500/230 kV	abr-23	2025	En operación comercial
Santander	UPME 01-2023	Segundo transformador de Primavera 500/230 kV	abr-23	2025	En operación comercial
Casanare	UPME 07-2021	Línea de transmisión San Antonio - Alcaraván 230 kV	ago-23	2027	En ejecución
Arauca	UPME 08-2021	Subestación La Paz 230 kV	ago-23	2028	Declarada desierta. los proponentes superaron el valor máximo de adjudicación de CREG
Bolívar	UPME 05 - 2023	Tercer Transformador Bolívar 500 kV	nov-23	2026	En ejecución



Área	Proyecto UPME	OBRA	Año de apertura de la convocatoria	FPO	Estado
Bolívar	UPME 06 - 2021	Subestación Carreto 500 kV	sep-23	2027	En ejecución
Cundinamarca	UPME 03 - 2023	Bahía trafo Nueva Esperanza 500 kV	ene-24	2026	En ejecución
Chocó	UPME STR 01 - 2024	Compensación SVC Cértogui	sep-24	2027	Declarada desierta. No se presentaron proponentes
Bolívar	UPME 05-2021	Subestación Pasacaballos 220 kV	feb-24	2027	En ejecución
Córdoba	UPME 04 - 2023	Segundo Circuito Sahagún 500 kV	ene-24	2026	En ejecución
Magdalena	UPME 02 - 2024	Subestación Magangue 500 kV	sep-24	2028	En ejecución
Santander	UPME 09-2021	Subestación Trinitaria (Cabrera) 230 kV	mar-25	2027	En ejecución
Cundinamarca	UPME 01-2024	Subestación Sopó 230 kV	may-25	2029	Adjudicada



Área	Proyecto UPME	OBRA	Año de apertura de la convocatoria	FPO	Estado
Córdoba	UPME 01-2025	Segundo Circuito Urra Urabá 220 kV	abr-25	2027	Declarada desierta. los proponentes superaron el valor máximo de adjudicación de CREG
Nariño	UPME STR 01-2025	Enlace Olaya Herrera – Buchelly y 2do corredor Junin - Buchelly 110 kV	ago-25	2027	Declarada desierta. No se presentaron proponentes
Chocó	UPME STR 02-2025	Subestación Nueva Quibdó 110 kV	nov-25	2030	Declarada desierta. No se presentaron proponentes
Antioquia	UPME 10 - 2021	Subestación Corrientes (San Lorenzo) 230 kV	jun-25	2027	Adjudicada
Chocó	UPME 05 - 2024	Nueva Quibdó 220 kV	jul-25	2030	Declarada desierta. los proponentes superaron el valor máximo de adjudicación de CREG



Área	Proyecto UPME	OBRA	Año de apertura de la convocatoria	FPO	Estado
GCM	UPME 03-2024	Compensadores Síncronos en las subestaciones Maicao y Santa Marta	feb-25	2028	Adjudicada
GCM	UPME 04-2024	Compensadores Síncronos en las subestaciones La Jagua, El Banco y Guatapurí	feb-25	2028	Adjudicada
Norte de Santander	UPME 06-2024	Subestación Tonchalá 230 kV	abr-25	2028	En ejecución
Bolívar, Magdalena, Sucre	UPME STR 02 - 2024	Nueva Subestación Magangué 110 kV y líneas de transmisión asociadas	sep-25	2029	Declarada desierta. No se presentaron proponentes
Córdoba	UPME STR 03 - 2025	Línea de Transmisión Urra – Tierralta – Río Sinú 110 kV	oct-25	2027	Declarada desierta. No se presentaron proponentes
Córdoba	UPME STR 05- 2025	Línea de Transmisión – Segundo circuito 110 kV – Río Sinú – Nueva Montería	dic-25	2027	Declarada desierta. No se presentaron proponentes
Córdoba	UPME STR 01 - 2026	Subestación Nueva Lórica 110 kV	ene-26	2027	Abierta oficialmente





Área	Proyecto UPME	OBRA	Año de apertura de la convocatoria	FPO	Estado
Boyacá - Casanare	UPME 02 - 2025	Subestación Aguaclara 230 kV y líneas de transmisión asociadas	ene-26	2030	Abierta oficialmente
Cesar	UPME STR 02-2026	Subestación Nueva Bosconia 110 kV	feb-26	2029	Abierta oficialmente
Atlántico - Magdalena	UPME STR 05-2026	Subestación Palermo y Nueva Galapa 110 kV	abr-26	2029	Abierta oficialmente
Cundinamarca	UPME 02 - 2026	Subestación Corzo 500 kV	feb-26	2031	Abierta oficialmente
Córdoba	UPME 01 - 2026	Bahías de Transformación SE Nueva Sahagún 500/110 kV	mar-26	2029	Abierta oficialmente
Casanare	UPME STR 11 - 2021	Subestación Alcaraván STR 115 kV	jun-26	2027	Abierta oficialmente

Fuente: Elaboración propia UPME

La anterior información se puede consultar en el siguiente enlace de la página oficial de la UPME. <https://www.upme.gov.co/home/convocatorias/convocatorias-de-transmision/>

Proyectos que entraron en operación comercial

En materia de infraestructura, el periodo registró la entrada en operación comercial de 14 proyectos de transmisión, los cuales fortalecen la capacidad y confiabilidad del





sistema eléctrico nacional en distintas regiones del país. A continuación, se relacionan los proyectos que entraron en operación comercial durante el periodo, organizados por año:

2022

- UPME 05-2009 – Línea Quimbo (Tesalia) – Alférez 230 kV, en los departamentos de Huila y Valle del Cauca.

2023

- UPME 13-2015 STR – Subestación La Loma 110 kV y líneas de transmisión La Loma – El Paso y La Loma – La Jagua, en el departamento del Cesar.
- UPME 02-2019 Atlántico STR – en la ciudad de Barranquilla.
- UPME 03-2019 STR – Subestación La Marina 110 kV, en la ciudad de Cartagena.
- UPME 07-2017 – Línea de transmisión 500 kV Sabanalarga – Bolívar, en los departamentos de Atlántico y Bolívar.

2024

- UPME STR 10-2018 – Subestación Guatapurí 110 kV y líneas de transmisión asociadas. El proyecto contempló la construcción de la subestación y la reconfiguración de la línea Valledupar – Guatapurí – San Juan, en la ciudad de Valledupar, Cesar.
- Proyectos por Ampliación FACTS – Tebsa – Sabanalarga 1 y 2 (220 kV), Nueva Barranquilla – Termoflores 1 y 2 (220 kV) y Caracolí – Sabanalarga (220 kV), en el departamento del Atlántico.
- UPME 05-2018 – Subestación Tolviejo 220 kV, línea Chinú – Tolviejo 220 kV y línea Tolviejo – Bolívar 220 kV, en los departamentos de Córdoba, Sucre y Bolívar.

2025

- UPME 09-2016 – Línea Copey (Copey) – Cuestecitas (Albania) 500 kV, en los departamentos de La Guajira y Cesar.
- UPME 07-2016 – Línea de transmisión Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, en los departamentos de Risaralda y Cundinamarca.



- UPME 02-2023 – Cuarto transformador de Sogamoso 500/230 kV, en el departamento de Santander.
- UPME 01-2023 – Segundo transformador de Primavera 500/230 kV, en el departamento de Santander.
- UPME 10-2019 – Línea de transmisión Río Córdoba – Bonda (Termocol) 220 kV, en el departamento del Magdalena.

En paralelo, con corte al 31 de marzo de 2026, la UPME adelanta seguimiento integral a 24 proyectos en ejecución — 19 del Sistema de Transmisión Nacional, 1 del Sistema de Transmisión Regional y 4 por ampliación—, con monitoreo permanente sobre permisos, avance de ingeniería, gestión social y predial, hitos ambientales y cronogramas de entrada en operación.

Tabla 44. Proyectos en ejecución STN

Convocatoria	Alcance	Ejecutor	Adjudicó	Adjudicó (Millones US\$)	Propósito
UPME STN 03-2010	Subestaciones Chivor II y Norte y línea Chivor - Norte - Bacatá 230 kV	ENLAZA-GEB	Abril de 2013	44.84	Reducir necesidad de generación local y mejorar la confiabilidad y seguridad en Cundinamarca, Meta y parte del Tolima.
UPME STN 01-2013	Línea Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 500 kV	ENLAZA-GEB	Mayo de 2014	171.40	Reducir necesidad de generación local y mejorar la confiabilidad y seguridad en Cundinamarca, Meta y parte del Tolima.
UPME STN 04-2014	Líneas Heliconia – Virginia, Virginia – Alférez y Alférez – San Marcos 500 kV	ENLAZA-GEB	Febrero de 2015	198.20	Reducir la necesidad de generación local y mejorar la confiabilidad y seguridad en el suroccidente del país.
UPME STN 07-2016	Línea Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	Transmisora Colombiana de Energía - TCE	Noviembre de 2016	182.76	Reducir necesidad de generación local y mejorar la confiabilidad y seguridad en Cundinamarca, Meta y parte del Tolima.
UPME STN 09-2016	Líneas de Transmisión Copey - Cuestecitas 500	ISA INTERCOLOMBIA	Julio de 2017	147.85	Reducir necesidad de generación local y mejorar la confiabilidad





Convocatoria	Alcance	Ejecutor	Adjudicó	Adjudicó (Millones US\$)	Propósito
	kV y Copey - Fundación 220 kV				y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM.
UPME STN 06-2017	Subestación Colectora, dos líneas Colectora – Cuestecitas y Cuestecitas – La Loma 500 kV	ENLAZA-GEB	Febrero de 2018	174.33	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM.
UPME STN 05-2018	Nueva subestación Toluviejo, línea Chinú – Toluviejo – Bolívar 220 kV	Celsia Colombia S. A	Noviembre 2018	70.59	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en Córdoba-Sucre y Bolívar.
UPME STN 04-2019	Línea La Loma – Sogamoso 500 kV	ISA INTERCOLOMBIA	Marzo de 2020	76.25	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM.
UPME STN 10-2019	Línea Río Córdoba – Bonda 220 kV	ENLAZA-GEB	Agosto de 2020	9.70	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM.
UPME STN 01-2022	Subestación Huila 230 kV	ENLAZA - GEB	Septiembre 2023	15.2	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación.
UPME STN 03-2021	Subestación Carreles 230 kV y tramo de línea	ISA INTERCOLOMBIA	Junio de 2021	12.47	Reducir necesidad de generación local, mejorar la confiabilidad y seguridad, como también habilitar conexión de generación y carga en GCM.
UPME STN 06-2021	Subestación Carreto 500 kV	Celsia Colombia S.A	Diciembre 2023	13.33	Solucionará problemas relacionados con Demanda No Atendida (DNA) y confiabilidad en el suministro de la energía eléctrica a la cargas locales y aledañas al área de Bolívar.
UPME STN 07-2021	Subestación Alcaraván 230 kV y líneas de	ALUPAR S.A.S	Diciembre de 2023	50.187	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar





Convocatoria	Alcance	Ejecutor	Adjudicó	Adjudicó (Millones US\$)	Propósito
	transmisión asociadas				conexión de generación en la región.
UPME 04-2023	Segundo circuito Subestación Sahagún 500 kV	Celsia Colombia S.A	Mayo 2024	11.96	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación.
UPME 05 -2023	Tercer transformador Bolívar	GEB	Abril 2024	13.24	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación.
UPME STN 03-2023	Bahía de transformación a 500 kV para un transformador 500/115 kV de 450 MVA en la Subestación Nueva Esperanza	EPM	Abril 2024	4.4	-Permitir la instalación de un segundo transformador en Nueva Esperanza 500/115/11,4 kV 450 MVA; Ampliar la capacidad de la subestación Nueva Esperanza; Asegurar la atención de la demanda; -Permitir el crecimiento de la capacidad de transferencia de energía del SIN hacia el STR
UPME 05 -2021	Subestación Pasacaballos 220 kV	ISA INTERCOLOMBIA	Julio 2024	17.13	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en la zona industrial de Mamonal en Cartagena
UPME 02-2024	Subestación Magangué 500 kV	ISA INTERCOLOMBIA	Diciembre 2024	21.6	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación
UPME 09-2021	Subestación Trinitaria 230 kV y líneas de transmisión asociadas	CENS	Marzo 2028	17.46	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación

Fuente: Elaboración propia UPME con corte al 31 de marzo de 2026

Tabla 45.44 Proyectos en ejecución SRT

Convocatoria	Alcance	Ejecutor	Adjudicó	Adjudicó (Millones Cop)	Propósito
--------------	---------	----------	----------	-------------------------	-----------





UPME STR 01-2021	Almacenamiento de energía con baterías	SAEB LA ARENOSA	Julio de 2021	72.066	Reducir necesidad de generación local y evitar restricciones.
------------------	--	-----------------	---------------	--------	---

Fuente: Elaboración propia UPME.

Tabla 46.45 Proyectos por ampliación en ejecución

Tipo	Alcance	Ejecutor	Propósito
Ampliación	2° circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV	ENLAZA GEB	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM
Ampliación	Ampliación Subestación San Marcos 230 kV	ISA INTERCOLOMBIA	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación el Área Sur Occidental
Ampliación	Reconfiguración SE Sabanalarga	ISA INTERCOLOMBIA	Mejorar la confiabilidad y seguridad en la Costa Atlántica
Ampliación	Segundo circuito Montería – Urabá 220 kV	ISA INTERCOLOMBIA	Mejorar la confiabilidad y seguridad en en el Urabá Antioqueño y Córdoba

Fuente: Elaboración propia UPME.

Aporte de la CREG a las interconexiones eléctricas

La regulación de las interconexiones eléctricas internacionales y de la expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN) constituyó un eje de trabajo permanente de la CREG durante el periodo 2022-2026. Las actuaciones más destacadas se desarrollaron en dos dimensiones: la integración energética regional en el marco de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) y el proceso de armonización regulatoria bilateral con Panamá, ambas enmarcadas en los objetivos de la política de transición energética del Gobierno nacional.

En el primer semestre de 2023, la CREG participó activamente en el proceso de elaboración y revisión de los reglamentos del Mercado Andino de Energía de Corto Plazo (MAERCP), en el marco de la Decisión CAN 816 y de las deliberaciones del Comité Andino de Regulación (CANREL). Estos reglamentos, una vez adoptados, sentarán las bases normativas para que Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia puedan realizar intercambios de electricidad en tiempo real a precios de mercado, complementando los intercambios bilaterales existentes con un mecanismo multilateral de mayor eficiencia. En el segundo semestre de 2023, la CREG avanzó en





el estudio del Mecanismo de Despacho en el Espacio de la Comunidad Andina (MDEC), que define los procedimientos operativos para la implementación práctica del MAERCP. Al cierre del periodo de reporte, el proceso de aprobación formal de los reglamentos del MAERCP continuaba en curso en las instancias comunitarias de la CAN.

El proceso de integración energética Colombia-Panamá alcanzó hitos relevantes durante el periodo de reporte. En el segundo semestre de 2023, la CREG y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá (ASEP) suscribieron un plan de trabajo conjunto estructurado en cuatro bloques temáticos que cubren 24 temas de armonización regulatoria, incluyendo aspectos de calidad del servicio, procedimientos de interconexión, mercado mayorista y seguridad del sistema. En el segundo semestre de 2025, este proceso culminó con la suscripción del acuerdo formal de cooperación regulatoria entre la CREG y la ASEP, que fue publicado mediante la Circular 165 de 2025. Este acuerdo establece los marcos de colaboración técnica y regulatoria que deben preceder a la eventual construcción y operación de una interconexión eléctrica física entre los dos países.

En materia de expansión del STN, la CREG procesó de manera continua las solicitudes de ingreso anual esperado para nuevos proyectos de transmisión. A lo largo del periodo de reporte se expidieron resoluciones de ingreso anual esperado para proyectos como las subestaciones Alcaraván, Sogamoso, Primavera, Carreto, Huila, Magangué y El Río, entre otras, que fortalecen la capacidad de evacuación de energía desde las nuevas plantas de generación renovable y mejoran la confiabilidad del sistema de transmisión en las regiones de expansión.

En el segundo semestre de 2025, la CREG inició el proceso regulatorio para definir el marco de remuneración de los proyectos de almacenamiento de energía con baterías (SAEB) en el proyecto 701 103, y avanzó en la regulación de la autogeneración remota a gran escala (proyectos 701 091 y 701 092), elementos que, aunque no son interconexiones en sentido estricto, forman parte de la arquitectura técnica de un sistema eléctrico más integrado y flexible. Adicionalmente, el proyecto 701 113 inició el proceso de definición del marco regulatorio para la conexión de algunas Zonas No Interconectadas (ZNI) al SIN, lo que permitirá ampliar la cobertura del sistema interconectado a territorios que actualmente se abastecen de manera aislada.





Las actuaciones de la CREG en materia de hidrógeno como nuevo vector energético, incluyendo las Circulares 138, 211 y 215 de 2025, se desarrollan en la sección 3.5 del presente informe.

1.10. FONENERGÍA

Contexto general

El Fondo Único de Soluciones Energéticas – FONENERGÍA- es el instrumento del Ministerio de Minas y Energía encargado de coordinar, articular y focalizar recursos para el financiamiento de proyectos de energía eléctrica y gas combustible. Durante el periodo reportado, la gestión se orientó a la reglamentación, estructuración institucional y puesta en operación del fondo.

Marco regulatorio

El Fondo Único de Soluciones Energéticas – FONENERGÍA- fue creado mediante el artículo 41 de la Ley 2099 de 2021, modificado por el artículo 247 de la Ley 2294 de 2023 y reglamentado a través del Decreto 0375 de 2025. En el marco de su implementación, el Ministerio de Minas y Energía adelanta las acciones administrativas, técnicas y financieras necesarias para garantizar la entrada en operación y el funcionamiento del nuevo esquema de financiación de soluciones energéticas del sector.

El Decreto 0375 de 2025 establece que FONENERGÍA funcionará como un fondo cuenta administrado por el Ministerio de Minas y Energía, cuyo objeto consiste en coordinar, articular y focalizar los recursos para ejecutar proyectos orientados a la expansión de cobertura de energía eléctrica, mejoramiento en la calidad del servicio, normalización de redes eléctricas y de gas combustible.

En desarrollo de lo anterior, el Gobierno nacional dispuso la unificación de los recursos asociados al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas – FAZNI, el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas – FAER, el Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE y el Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural - FECFGN en el Fondo Único de Soluciones Energéticas – FONENERGÍA.

Objeto





FONENERGÍA tiene como finalidad financiar y promover proyectos, programas y estrategias orientadas a ampliar el acceso a servicios energéticos, mejorar la calidad y continuidad del suministro y fomentar el uso de fuentes no convencionales de energía y tecnologías eficientes.

Conforme a lo dispuesto en el artículo 2.2.8.1.2 del Decreto 0375 de 2026, el objeto del fondo será "(...) la coordinación, articulación y focalización de las diferentes fuentes de recursos para financiar y realizar planes, programas y proyectos de mejora de la calidad en el servicio, expansión de la cobertura energética y normalización de redes a través de soluciones de energía eléctrica y gas combustible, con criterios de sostenibilidad ambiental y progreso social, bajo esquemas de servicio público domiciliario o diferentes a este. En desarrollo de su objeto podrá atender emergencias en las Zonas No Interconectadas –ZNI-, invertir en acometidas y redes internas, así como en mecanismos de sustitución hacia Fuentes No Convencionales de Energía –FNCE y combustibles más limpios."

Principales hitos de la gestión

- 9 de abril de 2026 – Decreto 0375 de 2026: Se expidió el decreto reglamentario mediante el cual se definieron la naturaleza jurídica del fondo, sus órganos de gobierno, fuentes de financiación y lineamientos de operación.
- 15 de mayo de 2026 – Manual Operativo: Se adoptó el Manual Operativo de FONENERGÍA mediante Resolución MME 40233, estableciendo procedimientos, lineamientos técnicos y administrativos para su funcionamiento.
- 22 de mayo de 2026 – Ventanilla Única: Se avanzó en la construcción de la Ventanilla Única para la gestión de proyectos, incluyendo la revisión del flujograma propuesto por el equipo TICs para su validación.
- 26 de mayo de 2026 – Proyecto de inversión: Se gestionó la inclusión del proyecto de inversión en el aplicativo del DNP, remitido por la Oficina de Planeación y Gestión Internacional, garantizando su incorporación en Plataforma Integrada de Inversión Pública - PIIP obteniendo el registro con BPIN 202600000013949.
- 27 de mayo de 2026- Mesas de trabajo traslado presupuestal: Se da inició a mesas de trabajo en conjunto con el Departamento Nacional de





Planeación para la presentación del trámite de traslado presupuestal en PIIP.

- 17 de junio de 2026- Cargue en PIIP traslado presupuestal: Se realiza el cargue del traslado presupuestal en la plataforma PIIP para la aprobación de la Dirección técnica y Dirección de inversiones del DNP y posterior envío al Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
- 30 de junio de 2026: Se recibe concepto favorable de traslado presupuestal del componente de Energía y se encuentra en espera de la emisión de concepto del componente de Gas para remitir toda la documentación al Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Así las cosas, el Ministerio de Minas y Energía continuará con los trámites de traslado presupuestal, personal de apoyo y demás requerimientos para garantizar la financiación de planes, programas y proyectos de mejora de la calidad en el servicio, expansión de la cobertura energética y normalización de redes a través de soluciones de energía eléctrica y gas combustible. Posteriormente, se fijará mediante acto administrativo la fecha a partir de la cual FONENERGÍA iniciará oficialmente operación.

Reglamentos técnicos

El Artículo 5 del Decreto 381 de 2012 señala: “Despacho del Ministro. Son funciones del Despacho del Ministro de Minas y Energía, además de las previstas en la Constitución Política, en el artículo 61 de la Ley 489 de 1998 y en las demás disposiciones legales, las siguientes: (...) 7. *Expedir los reglamentos técnicos sobre producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica y gas combustible, sus usos y aplicaciones (...)*”.

El artículo 16 del Decreto 381 de 2012, por su parte, señala como funciones de la Dirección de Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía, entre otras, la siguiente: “3. *Proyectar los reglamentos técnicos del subsector de energía eléctrica (...)*”.

Dado lo anterior, la Dirección de Energía Eléctrica, a través del Grupo de Reglamentos Técnicos (GRT), se encarga de los siguientes reglamentos:

- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)
- Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público (RETILAP)
- Reglamento Técnico de Etiquetado (RETIQ)
- Reglamento Técnico de Instalaciones Térmicas (RETSIT).



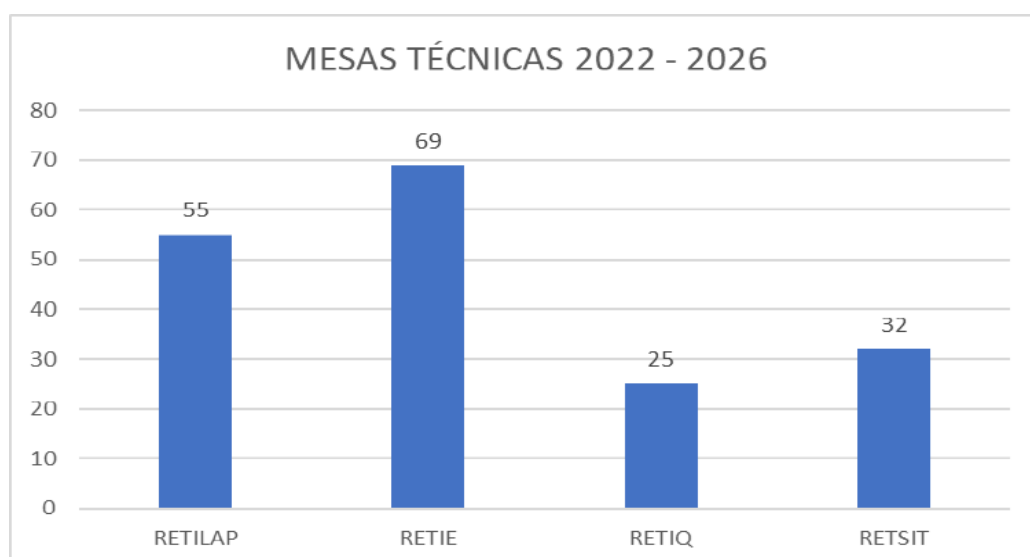
En este marco, durante el periodo comprendido entre el 7 de agosto de 2022 y el 31 de mayo de 2026, el Grupo de Reglamentos Técnicos (GRT) adelantó acciones orientadas a la actualización, implementación, divulgación y fortalecimiento de los reglamentos, promoviendo la seguridad y eficiencia energética, la incorporación de nuevas tecnologías y el cumplimiento de las buenas prácticas regulatorias.

A continuación, se presentan los principales avances y resultados desarrollados durante el cuatrienio 2022-2026.

Gestión y acciones realizadas

Durante este periodo, el Grupo de Reglamentos Técnicos adelantó acciones orientadas al fortalecimiento regulatorio, la articulación institucional y la divulgación técnica de los reglamentos del subsector eléctrico. Asimismo, entre 2022 y 2026, participó en el programa de conciencia ciudadana sobre riesgo eléctrico “No se te vayan las luces”, liderado por el Centro de Innovación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico (CIDET), apoyando jornadas de divulgación en instituciones educativas y promoviendo el conocimiento general de los reglamentos técnicos entre niños y jóvenes. Durante estas fechas, se realizaron 181 mesas de trabajo a nivel nacional, con el fin de divulgar los reglamentos RETIE, RETILAP, RETIQ y RETSIT.

Gráfica 15. Mesas técnicas realizadas durante los años 2022 hasta mayo de 2026.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía — Equipo de Reglamentos Técnicos, 2026





El Ministerio de Minas y Energía obtuvo el premio de Buenas Prácticas Regulatorias otorgado por el Departamento Nacional de Planeación (DNP), en la categoría de simplificación administrativa e innovación regulatoria, como reconocimiento a las acciones desarrolladas en materia de mejora normativa.

En desarrollo de estas actividades, se adelantaron las siguientes acciones específicas para cada uno de los reglamentos técnicos del subsector eléctrico:

Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE.

- Expedición de la Resolución 40117 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía, “*Por la cual se modifica el RETIE*”, reglamento vigente desde 2013.
- Expedición de la Resolución 40304 de 2025, donde se autoriza a los técnicos electricistas con matrícula profesional vigente clase TE-1 y/o TE-4 para ejecutar esquemas constructivos en viviendas unifamiliares.
- Articulación interinstitucional entre el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Salud y Protección Social para la elaboración de la Cartilla ABC del RETIE, orientada a consolidar respuestas a preguntas frecuentes relacionadas con el Manual de Inscripción de Prestadores y Habilitación de Servicios de Salud adoptado mediante la Resolución 3100 de 2019 y sus modificaciones, cuyos requisitos contemplan la aplicación del RETIE.

Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público – RETILAP.

- Expedición de la Resolución 40150 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía, “*Por la cual se modifica el RETILAP*”, reglamento vigente desde 2010.
- Lanzamiento de la aplicación móvil “*Tu Bombilla*” asociada al RETILAP, la cual está diseñada para facilitar a los usuarios la toma de decisiones al seleccionar bombillas para espacios interiores y estimar la cantidad de luminarias a instalar en un proyecto de iluminación permitiendo un ahorro energético.
- Expedición de la Resolución 40318 de 2025 del Ministerio de Minas y Energía, mediante la cual se modificaron disposiciones transitorias del Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público (RETILAP).

Reglamento Técnico de Etiquetado – RETIQ.

- Se realizó la evaluación ex post del RETIQ, de conformidad con los criterios establecidos en el Decreto 1468 de 2020, mediante el cual se modifica el





Decreto 1074 de 2015 y se establece la obligación de realizar evaluaciones ex post de los reglamentos técnicos.

- Se desarrolló el Análisis de Impacto Normativo (AIN) completo para la actualización del RETIQ, mediante el cual se evaluaron alternativas regulatorias y no regulatorias, con el propósito de seleccionar la mejor alternativa en términos de costo-beneficio y criterios de evaluación.

Reglamento Técnico de Instalaciones Térmicas – RETSIT

- Expedición de la Resolución 40773 de 2023 del Ministerio de Minas y Energía, “Por la cual se expide el nuevo Reglamento Técnico de Instalaciones Térmicas -RETSIT”, orientado a fortalecer las condiciones técnicas, de seguridad y eficiencia energética aplicables a las instalaciones térmicas en el país.
- Se suscribió el proyecto de cooperación internacional denominado Programa Distritos Energéticos en Colombia, entre la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI), el Ministerio de Minas y Energía, la Cooperación Económica y Desarrollo de la Embajada de Suiza en Colombia (SECO) y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, con el objetivo de promover la implementación de proyectos de Distritos Energéticos (DE) y Distritos Energéticos con Energías Renovables (DE-ER).

Participación en comités técnicos y espacios de articulación

Durante el periodo 2022-2026, el Grupo de Reglamentos Técnicos participó en diferentes comités técnicos, espacios de normalización y escenarios de articulación nacional e internacional, orientados al fortalecimiento regulatorio, la armonización normativa y el intercambio de experiencias técnicas del sector energía, entre los cuales se destacan:

- Comité Directivo — Programa Distritos Energéticos en Colombia.
- Comisión Panamericana de Normas Técnicas (COPANT).
- Grupo Técnico Asesor de Organismos de Inspección Nacional (GTA OIN).
- Comité 024 — Energías Alternativas.
- Comité 125 — Artefactos para Uso Doméstico, Comercial e Industrial.
- Comité 141 — Iluminación.
- Comité 228 — Gestión Energética.





- Comité 241 — Comité Electrotécnico Nacional Colombiano (CENC).
- Comité 263 — Criterios ESG y Contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) para organizaciones.
- Consejo de Equipos Electro-Electrónicos del Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA).

Herramientas tecnológicas

- Desarrollo de las aplicaciones móviles “*Mi Bombilla*” y “*Mi bolsillo Eficiente*”, orientadas a fortalecer la divulgación y apropiación de los reglamentos técnicos y promover el uso eficiente de la energía.
- Desarrollo de un chatbot como herramienta de atención y orientación a la ciudadanía, que permitirá realizar consultas en tiempo real sobre los reglamentos técnicos del subsector eléctrico.

Resultados e impacto

- Como resultado de las acciones adelantadas por el Grupo de Reglamentos Técnicos (GRT), durante el periodo 2022-2026, se fortalecieron los procesos de articulación técnica, actualización regulatoria y cooperación nacional e internacional en materia de reglamentación del subsector eléctrico y eficiencia energética.

Entre los principales resultados alcanzados se destacan los siguientes:

- Participación en la Comisión Panamericana de Normas Técnicas (COPANT) y en el Forum of the IEC National Committees of the Americas (FINCA), fortaleciendo la articulación de la reglamentación técnica nacional con estándares y buenas prácticas internacionales.
- Participación en la Conferencia Internacional Energía Distrital LAC 2025, en el panel “Experiencia de Colombia en el despliegue de Distritos Energéticos”, posicionando la experiencia regulatoria del país en escenarios internacionales.
- Suscripción del proyecto de cooperación internacional “Programa Distritos Energéticos en Colombia”, entre la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI), el Ministerio de Minas y Energía, la Cooperación



Económica y Desarrollo de la Embajada de Suiza en Colombia (SECO) y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

1.11. Fenómeno de El Niño

Antecedentes y respuesta al período 2023-2024

Al iniciar este Gobierno, se recibieron recomendaciones de parte los miembros de la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento de la Situación Energética del país (CAC SSE), sin embargo, no existían medidas anteriores que se pudieran usar como base para la situación afrontada, por esta razón, por medio de distintas resoluciones se apoyó con lineamientos de política pública a procurar el abastecimiento del servicio de energía eléctrica durante el fenómeno de El Niño 2023-2024.

- La primera medida tomada fue la restricción de las exportaciones a Ecuador a solo con combustibles líquidos por medio de la Resolución 40619 de 2023, esto surgió de una contingencia en los embalses de Quimbo y Betania.
- Tras observaciones de distintos agentes de la cadena, expresaron que las exportaciones exclusivamente con líquidos iban a generar una entrada en mantenimiento de manera anticipada en las plantas y que se permitieran que estas se realizarán con gas natural, para la cual se expidió la Resolución 40718 de 2023.
- Finalizando el mes de marzo de 2024, la situación del sistema estaba en un estado crítico, el nivel de embalse estaba debajo del 30%, plantas que soportan la tensión del Área Oriental (Bogotá, Cundinamarca, Meta y Guaviare) como El Guavio estaban en un nivel de embalse debajo del 9% y los aportes hidrológicos estaban en mínimos históricos, por lo que no tomar una medida urgente llevaría a un racionamiento de energía. Se determinaron las siguientes acciones:
- Resolución 40115 de 2024: restricción completa de las exportaciones a Ecuador.
- Resolución 40116 de 2024 el cual establecía una generación mínima térmica diaria que sería indicada por el ministerio vía circular de manera semanal (o cuando fuese necesario) con base a información del Centro Nacional de Despacho. Adicionalmente, se incluyó la modificación de la Resolución 40330 de 2020 para que la UPME pudiera asignar permisos de conexión temporal a proyectos que ya estuvieran listos para entregar energía al SIN.





- Por medio de la Resolución 40132 de 2024 se permitió que durante el Fenómeno de El Niño no se penalizaran las desviaciones de las energías de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.
- Por medio del Decreto 484 de 2024 se creó el termino de periodo de baja hidrología que permitía priorizar excedentes de gas natural que existiesen en el mercado a las plantas de gas natural y apoyar al abastecimiento de energía del país.
- Durante el periodo del Fenómeno de El Niño, algunas plantas térmicas del sistema estaban sin Obligaciones de Energía Firme y, por lo tanto, se encontraban inoperativas. Para remediar la situación e incentivar que entraran a apoyar, se emitió la Resolución 40142 de 2024 para que la CREG permitiera que la energía que estas plantas generasen tuviese la remuneración como si tuviesen OEF.

Algunas medidas se quedaron de forma permanente como la capacidad para que la UPME pueda entregar puntos de conexión temporal a proyectos que están listos para entrar al sistema de la Resolución 40116 de 2024.

Antecedentes y respuesta al período 2026-2027

Ante la perspectiva de la llegada de un fenómeno de El Niño con intensidad fuerte a muy fuerte para el periodo comprendido entre el segundo semestre de 2026 y el primer semestre de 2027, resultado de la coordinación de la CACSSE se han estructurado 53 medidas agrupadas en 5 estrategias, a saber:

I. Medidas Regulatorias

Las medidas regulatorias adaptan el marco jurídico vigente a las condiciones de emergencia asociadas al Fenómeno de El Niño. Permiten al Ministerio de Minas y Energía y a la CREG habilitar instrumentos transitorios -habilitación de autogeneradores, simplificación de conexiones, ajuste de sendas de embalse, regulación de desempate en gas- sin los que el sistema operaría con restricciones normativas incompatibles con un escenario de estrés hídrico severo. Su oportunidad define el margen de maniobra regulatorio disponible cuando el fenómeno se materialice.

II. Medidas de Seguimiento y Planeación de la Operación del Sector





El seguimiento sistemático de variables operativas críticas (restricciones de red, cuellos de botella en transporte de gas, estado de contratos firmes de suministro y desempeño de plantas con energía en firme deficitaria) constituye la base informacional sobre la que se sustenta cualquier decisión de contingencia. Sin esta capa de monitoreo, el sector opera de forma reactiva frente a fallos que son anticipables. La planeación oportuna es, en la práctica, la medida de menor costo y mayor impacto para un evento de magnitud moderada a fuerte.

III. Medidas de Coordinación Interinstitucional

La naturaleza multi-actor del sistema energético colombiano exige mecanismos de coordinación que trasciendan las fronteras institucionales. La sincronización de mantenimientos eléctricos y gasíferos, el manejo de intercambios internacionales en condiciones de escasez y la articulación de una estrategia comunicativa sectorial son medidas cuyo valor no radica en acciones individuales sino en la coherencia del conjunto. La falta de coordinación en un evento de El Niño severo puede generar conflictos entre sectores y pérdida de capacidad disponible que es, en principio, evitable.

IV. Medidas Preparatorias ante la Materialización de Riesgos Operativos

Estas medidas configuran la última línea de defensa operativa del sistema frente a un escenario de baja hidrología sostenida. La verificación de cadenas de suministro de carbón y combustibles líquidos, así como el aseguramiento de la infraestructura de importación de gas (SPEC), son condiciones necesarias para la operación continua del parque térmico. Un déficit en cualquiera de estas cadenas durante el periodo crítico puede comprometer la capacidad de respuesta del sistema incluso cuando la capacidad instalada es suficiente en papel.

V. Medidas orientadas a la eficiencia energética y disminución de la demanda

Estas medidas configuran la estrategia que están orientadas a promover el ahorro de energía entre todos los usuarios, disminuir el consumo energético y aliviar las presiones de demanda.





Energía



CAPÍTULO 2

PIVOTE DE MINERÍA





CAPÍTULO 2. PIVOTE DE MINERÍA

El Gobierno del Cambio continúa avanzado en una minería para la vida con el objetivo de ordenar el territorio junto con las comunidades, proteger el agua y convertir la riqueza del subsuelo en cadenas productivas locales.

Hemos trabajado en la regulación e implementación de Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva e impulsado instrumentos, programas y estrategias dirigidas a la pequeña minería y a la minería de subsistencia mediante el acompañamiento técnico y el fortalecimiento organizativo para favorecer la sostenibilidad de sus actividades.

Junto con la Agencia Nacional de Minería (ANM) impulsamos la iniciativa *Plan Cero Mercurio* para transformar la pequeña minería de oro y promover el uso de tecnologías limpias. De igual manera, en el marco de la implementación de la Política Nacional de Seguridad Minera, continuamos fortaleciendo el diálogo con las y los trabajadores en relación con la prevención, el cuidado y la gestión de riesgos de la actividad minera.

En el Gobierno del Cambio hemos encaminado nuestras acciones para fortalecer el rol del Estado como garante de derechos en el desarrollo de una minería sustentable que articule los saberes y las experiencias históricas de las y los trabajadores de las comunidades con vocación minera. Esperamos que la academia y el sector empresarial continúen aportando su conocimiento para garantizar una transición minero-energética justa en estos territorios y que, conjuntamente, sigamos labrando el camino de una economía productiva. En el presente capítulo se detalla la gestión realizada en materia de minería en el cuatrienio.





2.1. Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva (DFM)

Históricamente, la formalización minera en el país ha enfrentado una baja articulación institucional para enfrentar los desajustes en el ordenamiento territorial que esta produce, así como conflictos socioambientales y socioeconómicos que hoy amenazan la soberanía alimentaria, el equilibrio ambiental y la identidad de nuestros pueblos étnicos.

Por esto, y en desarrollo del artículo 231 del Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026 (Ley 2294 de 2023) y su reglamentación mediante el Decreto 0977 del 2 de agosto de 2024, este gobierno ha implementado una estrategia de gobernanza territorial a través de la delimitación y adopción de 21 Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva, los cuales se consolidan como instrumentos de planificación territorial orientados a promover la formalización minera, la diversificación económica, la inclusión financiera, el fortalecimiento organizativo y la sostenibilidad ambiental en territorios con tradición minera.

En este sentido, los distritos mineros permiten fortalecer la gobernanza territorial, la gestión y la articulación interinstitucional promoviendo las siguientes 4 transformaciones, con enfoque transversal de género y étnico:

- Transformación minero-ambiental.
- Transformación social y territorial.
- Transformación productiva y comercial.
- Transición energética justa.

La implementación de los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva se estructura a partir de una ruta integral que articula fases técnicas, jurídicas y participativas orientadas a la construcción de una estrategia de gobernanza territorial, gestión y articulación interinstitucional en regiones con alta presencia de actividad minera. Esta ruta permite avanzar desde la identificación y delimitación del distrito —que comprende el desarrollo de un diagnóstico técnico y la expedición de la respectiva resolución— hasta la formulación y adopción del Plan Estratégico de Gestión, garantizando la participación de las comunidades mediante el proceso de consulta previa, libre e informada. Asimismo, incorpora enfoques transversales y componentes de transformación orientados a fortalecer la formalización minera.





Imagen 15. Ruta de Implementación de los Distritos Mineros



Fuente: Elaboración Propia, 2026.

Para efectos del presente apartado, y en lo relacionado a lo que concierne a la dirección de Formalización Minera, el seguimiento se concentra en once (11) Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva ubicados en seis departamentos del país, que comprenden cincuenta y seis (56) municipios y una población estimada de 4.109.977 habitantes. De la siguiente manera:

- **Antioquia**
 - Bajo Cauca Antioqueño
 - Nordeste Antioqueño
- **Nariño**
 - Piedemonte y Cordillera Nariñense, Abades
 - Noroccidente Nariñense
 - Triángulo de Telembí
- **Cauca**
 - Litoral Pacífico Caucano
 - Norte del Cauca
- **Chocó**
 - Atrato
 - San Juan
- **Valle del Cauca**
 - Valle del Cauca
- **Caldas**
 - Alto Occidente de Caldas.





Durante el cuatrienio 2022–2026 se elaboraron y publicaron trece (13) diagnósticos territoriales que permitieron caracterizar las condiciones mineras, sociales, económicas, ambientales e institucionales de los territorios priorizados y orientar la toma de decisiones para la implementación de la estrategia de Distritos Mineros.

Como resultado de este proceso, la dirección de formalización minera ha logrado a la fecha la expedición de ocho (8) resoluciones de delimitación de Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva, avanzando en la consolidación de estos instrumentos de planificación territorial y en la implementación de acciones de formalización minera, fortalecimiento productivo, gobernanza territorial y diversificación económica, como se aprecia en la Tabla 10.

Tabla 46. Resoluciones de delimitación

Resolución
Resolución 40577 del 28 de noviembre de 2025, “Por la cual se sustituye la Resolución 40436 del 18 de octubre de 2024, mediante la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva en el Bajo Cauca Antioqueño, denominado Distrito Agrominero y Pesquero de la región del Bajo Cauca Antioqueño”.
Resolución No. 40142 del 03 de marzo de 2026, por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Piedemonte y la Cordillera Nariñense, Abades
Resolución No. 40143 del 03 de marzo de 2026, por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Triángulo del Telembí.
Resolución No. 40180 del 30 de marzo de 2026, por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Noroccidente Nariñense.
Resolución No. 40184 del 06 de abril de 2026, por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Norte del Cauca (Suarez, Buenos Aires).
Resolución 40188 del 9 de abril de 2026, por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Litoral Pacífico Caucaño (Guapi, Timbiquí, López de Micay).
Resolución No. 40189 del 09 de abril de 2026, por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del San Juan.
Resolución No. 40236 del 15 de mayo de 2026, por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Valle del Cauca.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, dirección de Formalización Minera, 2026.





Adicionalmente, se proyecta culminar durante los meses de junio y julio de 2026 la expedición de tres (3) resoluciones de delimitación adicionales, correspondientes a los Distritos Mineros que se encuentran en etapa final de trámite. Con ello, se espera alcanzar la totalidad de las metas previstas por el Gobierno Nacional en materia de delimitación de Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva para la vigencia 2026.

Con corte al 30 de junio de 2026, en el marco de la fase de formulación de los Planes Estratégicos de Gestión de los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva, se han instalado seis (6) Mesas de Trabajo Interinstitucional en los Distritos de Bajo Cauca Antioqueño, Piedemonte y Cordillera Nariñense-Abades, Noroccidente Nariñense, Triángulo de Telembí, Norte del Cauca y Litoral Pacífico Caucano. Asimismo, se llevaron a cabo dos jornadas de preconsulta y protocolización de la Consulta Previa en el Distrito del Bajo Cauca Antioqueño en marzo y en el Distrito del Norte de Cauca que se realizó en el mes de junio, logrando la adopción de los PEG (Planes Estratégicos de Gestión) en estos dos Distritos. Además, se continuará avanzando en el proceso de formulación de sus respectivos Planes Estratégicos de Gestión mediante una estrategia de trabajo interinstitucional, orientada a la construcción y consolidación de iniciativas desde el ámbito institucional, a través de mesas técnicas con las entidades competentes. Este ejercicio permitirá fortalecer la estructuración de los planes y generar insumos que faciliten las posteriores etapas de concertación y validación en los territorios.

De manera complementaria, los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva se consolidaron como un instrumento de articulación interinstitucional para la transformación territorial en Nariño. En este contexto, la Dirección de Formalización Minera participó en la estrategia “Transformaciones de las Economías Ilegalizadas para la Paz Territorial en Nariño”, liderada por el Fondo de Programas Especiales para la Paz y la Oficina del Consejero Comisionado de Paz, con el propósito de coordinar acciones de formalización minera, fortalecimiento productivo y transformación económica en territorios priorizados.





Entre los principales resultados alcanzados se destacan la articulación de los Distritos Mineros de Abades y Triángulo del Telembí con las estrategias territoriales de paz; la instalación de espacios de coordinación interinstitucional para la armonización de instrumentos de planificación; la concertación de la implementación del Distrito Minero del Triángulo del Telembí con 21 consejos comunitarios en Barbacoas; y el acompañamiento a iniciativas orientadas a fortalecer la formalización minera, la transformación productiva y el desarrollo territorial sostenible.

En el marco de los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva, la Dirección de Formalización Minera ha orientado sus acciones hacia la consolidación de una minería legal, responsable y sostenible, mediante la implementación de instrumentos, programas y estrategias dirigidas a la pequeña minería y la minería de subsistencia. En este sentido, los distritos constituyen el escenario territorial para la ejecución de la oferta institucional en materia de formalización minera, y posibilitan la articulación del proceso de formalización minera en sus diferentes etapas.

Es por esto, que la formalización minera constituye una estrategia orientada a integrar al marco legal a los pequeños mineros, mineros de subsistencia y mineros tradicionales mediante el cumplimiento de requisitos técnicos, jurídicos, ambientales y administrativos, acompañados por mecanismos institucionales de asistencia y fortalecimiento.

En desarrollo de la Ley 2250 de 2022 y del Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026, el Ministerio de Minas y Energía fortaleció la implementación de instrumentos de planificación de la política de formalización minera, entre ellos el Plan Único de Legalización y Formalización Minera, promoviendo acciones de coordinación interinstitucional, simplificación de trámites, enfoque diferencial y acompañamiento territorial, con el fin de avanzar en la formalización de la actividad minera en el país.

Aporte de la Agencia Nacional Minera a los Distritos Mineros

En los siguientes puntos se pueden sintetizar las gestiones realizadas por la Agencia Nacional de Minería (ANM) con relación a la delimitación e implementación de los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva, priorizados por el





Ministerio de Minas y Energía (MME), en cumplimiento del artículo 231 de la Ley 2294 de 2023 y del Decreto 0977 del 2 de agosto de 2024:

- Apoyo a la caracterización, en labor coordinada con el MME y la Secretaría de Minas de la Gobernación de Antioquia, de la Subregión del Bajo Cauca Antioqueño.
- Revisión y observaciones a las diferentes versiones del Proyecto de Decreto del MME, “Por el cual se reglamenta el artículo 231 de la Ley 2294 de 2023 y se adiciona el Capítulo 12, al Título V, de la Parte 2, del Libro 2 del Decreto 1073 de 2015, en relación con la identificación, priorización, delimitación e implementación de los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva”.
- Acompañamiento y apoyo al MME en las reuniones preparatorias y cumbres mineras realizadas en territorio para la socialización, el diálogo intersectorial y los “Círculos de Vida” desarrollados con las comunidades mineras, autoridades locales y otras partes interesadas, con el fin de avanzar en la delimitación e implementación de los DMEDP del Bajo Cauca Antioqueño, de Abades, del Triángulo de Telembí y del Noroccidente Nariñense (Nariño), del Litoral Pacífico Caucano y del Norte de Cauca, del Valle del Cauca y del Atrato y del San Juan (Chocó). Adicionalmente, se realizaron talleres para los funcionarios públicos encargados de los temas mineros en las Alcaldías de estos municipios sobre la reglamentación, el funcionamiento y el uso de la Plataforma Génesis y para la inscripción de mineros de subsistencia en la misma.
- Acompañamiento y apoyo al MME en la “Mesa de Trabajo sobre el proceso de concertación para la delimitación de los DMEDP de Abades y del Triángulo de Telembí (Nariño)”, realizada en Tumaco (Nariño), el 13 de julio de 2024, con mineros, autoridades nacionales y locales y otras partes interesadas de estos territorios.
- Revisión y observaciones al Proyecto de Resolución del MME, “Por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva en el Bajo Cauca Antioqueño (...)”.
- Acompañamiento y apoyo al MME en las Jornadas de Socialización a los mineros, autoridades locales y otras partes interesadas de los municipios de la Subregión del Bajo Cauca Antioqueño, del Decreto 0977 de 2024, del Proyecto de Resolución que delimita el DMEDP de esta subregión de este departamento y de los mecanismos de formalización a los que puede acceder esta población (20 al 22 de septiembre de 2024).





- Acompañamiento y apoyo al Ministerio de Minas y Energía (MME) en las Mesas Técnicas realizadas con los Ministerios del Trabajo y de Ambiente y de Desarrollo Sostenible, Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), entre otras entidades, para la construcción e implementación del “Plan Progresivo de Intervención en el Corredor de la Vida”, para los municipios de La Jagua de Ibirico, Agustín Codazzi, El Paso, Becerril y Chiriguaná (Cesar), del cual hace parte el “Pacto por el Corredor de la Vida del Cesar”.
- Acompañamiento y apoyo al MME en los “Encuentros Participativos para la consolidación del Pacto por el Corredor de la Vida del Cesar”, realizados en los municipios de Becerril y El Paso, el 9 y 10 de agosto de 2024.
- Acompañamiento y apoyo al MME en la Rueda de Negocios “Horizontes Energéticos en la Minería”, realizada en Sogamoso (Boyacá), el 24 de julio de 2024, como parte de la iniciativa de los DMEDP en la Zona Andina (Boyacá y Cundinamarca).
- Acompañamiento y apoyo al MME en el “Taller sobre diversificación productiva”, realizado en Cucunubá (Cundinamarca), el 24 de agosto de 2024, igualmente como parte de la iniciativa de los DMEDP en la Zona Andina (Boyacá y Cundinamarca).
- Consolidación, organización y remisión al MME de la información sobre la actividad minera en los Departamentos del Cesar, Boyacá, Cundinamarca, Norte de Santander, La Guajira y Córdoba, para contribuir a la construcción de los diagnósticos requeridos para la delimitación e implementación de los DMEDP en estos territorios, cuyo énfasis es la Transición Energética Justa.
- Acompañamiento al MME en el lanzamiento oficial de la Política Pública de los DMEDP, el 5 de septiembre de 2024, en Bogotá, con los representantes de las entidades territoriales y nacionales relacionadas con los mismos.
- Se realizan las observaciones a los Diagnósticos elaborados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para los DMEDP de Abades (20, 24 y 25 de septiembre) y del Triángulo del Telembí (Nariño) (24 y 25 de septiembre), del Norte del Cauca (20, 24 y 25 de septiembre), del Valle del Cauca (1 de noviembre), del Bajo Cauca Antioqueño – Valdivia (18 de noviembre), del Sur de Córdoba (12 de diciembre), de San Juan – Chocó (13 de diciembre) y del Litoral Pacífico Caucano (17 de diciembre), todos del 2024, del Atrato (10 de febrero de 2025), del Noroccidente Nariñense (20 de febrero de 2025), del Nordeste Antioqueño (11 de marzo de 2025), del Occidente de Caldas (11 de marzo de 2025), de La Guajira (1 de abril de 2025), de Norte de Santander 1 (1 de abril de 2025), de Boyacá Norte





(23 de abril de 2025), del Huila (29 de abril de 2025) y del Bajo Cauca Antioqueño (mayo del 2025).

- Análisis de las acciones en implementación y proyectadas por la ANM y de la información sobre las Zonas de Reserva con Potencial (ZRP) y Áreas de Reserva Especial ARE para los municipios del DMEDP del Bajo Cauca Antioqueño y de los criterios para la delimitación y declaración de Áreas Estratégicas Mineras (AEM), establecidos en el Acuerdo No. 005 de 21 de octubre de 2024 del Consejo Directivo de la ANM, publicado en el Diario Oficial 52.919 del 24 de octubre del mismo año, para el Informe de Planificación Minero-Energético de este Distrito Minero Especial que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) debe elaborar, de conformidad con el artículo 9 de la Resolución No. 40436 del 18 de octubre de 2024 del MME, “Por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva en el Bajo Cauca Antioqueño, denominado Distrito Agrominero y Pesquero de la Subregión del Bajo Cauca Antioqueño”.
- Acompañamiento y apoyo al MME para la realización de las “Jornadas de socialización y formación, por una Minería para la Vida y la Paz – Escuelas de Minería para la Vida y la Paz”, en Jamundí y Dagua (Valle del Cauca), el 23 de septiembre y el 18 de octubre, respectivamente, en Los Andes y Barbacoas (Nariño), el 26 de septiembre y el 18 de octubre, respectivamente, en el Norte del Cauca, el 29 de octubre, en Riosucio (Caldas), el 2 de diciembre (y en Ibagué, el 9 de octubre), todas en 2024, espacios de trabajo conjunto orientados a implementar en el territorio el Plan Único de Legalización y Formalización Minera (PULF), en los que se dio capacitación y asesoría y se resolvieron las inquietudes de los mineros en los temas de competencia de la ANM relacionados con los procesos de formalización, con el fin de seguir avanzando y consolidando los DMEDP en estos territorios.
- Acompañamiento y apoyo al MME en las Jornadas de Socialización del Decreto 0977 de 2024 a las comunidades mineras, autoridades locales y otras partes interesadas del municipio de Paipa (2 de octubre y 8 y 19 de noviembre de 2024).
- Diseño, organización y realización de las “Jornadas de Formalización, Asociatividad y adopción de buenas prácticas mineras” en algunos de los municipios de los DMEDP priorizados por el Ministerio de Minas y Energía (MME) detallados en la siguiente tabla:



Tabla 47. Jornadas de formalización, asociatividad y adopción de buenas prácticas mineras en DMEDP (al 31 diciembre 2024)

No.	NOMBRE DEL EVENTO	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	FECHA REALIZACIÓN	DMEDP
1	Espacio de asistencia técnica no focalizada en el municipio y presentación de la estrategia de asociatividad e identificación de potencial asociativo en la comunidad.	Caucasia	Antioquia	18 y 19/09/2024	Bajo Cauca Antioqueño
2	Espacio de asistencia técnica no focalizada en el municipio y presentación de la estrategia de asociatividad e identificación de potencial asociativo en la comunidad.	El Bagre	Antioquia	26 y 27/09/2024	Bajo Cauca Antioqueño
3	Jornadas de orientación sobre formalización y adopción de buenas prácticas mineras.	Tarazá	Antioquia	1/08/2024	Bajo Cauca Antioqueño
4	Fortalecimiento a los esquemas asociativos de las comunidades mineras para lograr una óptima formalización y gestión asociativa minera para la mejora de capacidades.	Tarazá	Antioquia	3 y 4/09/2024	Bajo Cauca Antioqueño
5	Jornadas de orientación sobre formalización y adopción de buenas prácticas mineras.	Zaragoza	Antioquia	25/09/2024	Bajo Cauca Antioqueño
6	Jornadas de orientación sobre formalización y adopción de buenas prácticas mineras.	Magüí Payán	Nariño	16/10/2024	Triángulo de Telembí
7	Jornadas de orientación sobre formalización y adopción de buenas prácticas mineras.	Roberto Payán	Nariño	17/10/2024	Triángulo de Telembí
8	Jornadas de orientación sobre formalización y adopción de buenas prácticas mineras.	Istmina	Chocó	23/10/2024	San Juan
9	Fortalecimiento a los esquemas asociativos de las comunidades mineras para lograr una óptima formalización y gestión asociativa minera para la mejora de capacidades.	Marmato	Caldas	3 y 4/10/2024	Alto Occidente de Caldas





No.	NOMBRE DEL EVENTO	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	FECHA REALIZACIÓN	DMEDP
10	Jornada de Formalización y Asociatividad Minera	Marmato	Caldas	13 y 14/11/2024	Alto Occidente de Caldas
11	Fortalecimiento a los esquemas asociativos de las comunidades mineras para lograr una óptima formalización y gestión asociativa minera para la mejora de capacidades.	Marmato	Caldas	6/11/2024	Alto Occidente de Caldas
12	Fortalecimiento a los esquemas asociativos de las comunidades mineras para lograr una óptima formalización y gestión asociativa minera para la mejora de capacidades.	Cucunubá	Cundinamarca	23 y 24/07/2024	Cundinamarca – Boyacá
13	Fortalecimiento a los esquemas asociativos de las comunidades mineras para lograr una óptima formalización y gestión asociativa minera para la mejora de capacidades.	Cucunubá	Cundinamarca	11 y 12/09/2024	Cundinamarca – Boyacá
14	Fortalecimiento a los esquemas asociativos de las comunidades mineras para lograr una óptima formalización y gestión asociativa minera para la mejora de capacidades.	Cucunubá	Cundinamarca	24 y 25/10/2024	Cundinamarca – Boyacá
15	Jornadas de orientación sobre formalización y adopción de buenas prácticas mineras.	Socotá	Boyacá	05/10/2024	Valderrama Norte
16	Jornada de formalización y asociatividad minera	Quibdó	Chocó	26 y 27/11/2024	Atrato
17	Jornada de formalización y asociatividad minera	Istmina	Chocó	28/11/2024	San Juan
18	Jornada de Formalización y asociatividad minera	Barbacoas	Nariño	11 y 12/12/2024	Triángulo de Telembí

Fuente: Grupo de Fomento ANM, 2026.





- Diseño e implementación de la Ruta de Formalización por oferta de los mineros que manifestaron su interés en formalizarse en los municipios de los DMEDP del Bajo Cauca Antioqueño, Abades, Triángulo del Telembí, Marmato, Sur de Córdoba y Atrato, entre otros. En términos generales, este programa incluye una metodología e instrumentos (formularios electrónicos y tableros de control) que fueron desarrollados y puestos en producción por la ANM específicamente para este fin.
- Actualización del Plan de Trabajo ANM 2024-2025 para el DMEDP del Bajo Cauca Antioqueño, en los términos del artículo 8 de la Resolución del MME No. 40436 del 18 de octubre de 2024 y se ha realizado el seguimiento mensual a la Ejecución del Plan de Trabajo hasta el mes de mayo del 2025.
- Mesas técnicas intersectoriales con el MME, el Ministerio de Ambiente y de Desarrollo Sostenible (MADS), el Departamento Nacional de Planeación (DNP), el Fondo Paz, entre otras entidades, para avanzar en la implementación de la Ruta de Formalización Minera en el DMEDP del Piedemonte y Cordillera Nariñense – Abades (27 de noviembre, y 13 y 19 de diciembre de 2024), específicamente para evaluar por parte del Ministerio de Ambiente y de Desarrollo Sostenible (MADS) la viabilidad de la sustracción de Ley 2ª de 1959 y para avanzar en la microfocalización territorial para viabilizar alternativas productivas a las economías ilegalizadas (4 de marzo de 2025).
- Revisión y comentarios al proyecto de resolución del MME, por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Litoral Pacífico Caucano (21 de abril de 2025).
- Reuniones de coordinación interinstitucional con el Ministerio de Minas y las Gobernaciones de Nariño y Chocó para la formalización minera en 2025 en los DMEDP priorizados para estos departamentos (29 de enero y 3 de febrero de 2025, respectivamente).
- Acompañamiento y apoyo al MME en las jornadas de socialización del proyecto de resolución, “Por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Valle del Cauca”, a mineros y autoridades locales de los municipios de Dagua (19 de febrero de 2025) y Buenaventura (20 de febrero de 2025).
- Mesa técnica con la Gobernación del Valle del Cauca para avanzar en la elaboración e implementación del Plan de Trabajo Interinstitucional para el fomento de la formalización minera por oferta en el departamento (25 de febrero de 2025)





- Participación en la primera mesa de trabajo Interinstitucional del Distrito Agrominero y Pesquero de la subregión del Bajo Cauca Antioqueño, realizada en el municipio de Caucasia, en la cual la ANM presentó los avances en formalización, seguimiento y control, depuración de catastro, entre otras actividades misionales que se están desarrollando en los municipios del distrito. (26 de enero 2026).
- Participación en la capacitación a las entidades que son miembro de la mesa de trabajo interinstitucional sobre los procesos de consulta previa que deberán llevarse a cabo en el Distrito Agrominero y Pesquero de la subregión del Bajo Cauca Antioqueño (Plan Estratégico de Gestión del Distrito) que fue desarrollada con el acompañamiento de la dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa – DANCP. (19 de febrero 2026).
- Participación en las Mesas Técnicas del sector minas, en el marco de la estrategia del Distrito Agrominero y Pesquero de la subregión del Bajo Cauca, en la cual se construyó y revisó de manera conjunta las acciones que, como sector, se van a incorporar en el Plan Estratégico de Gestión (PEG) del Distrito y que servirán como base para la proyección en los demás Distritos Mineros, garantizando coherencia técnica, viabilidad institucional y alineación con los ejes de transformación definidos, especialmente el eje de transformación minero ambiental (04 de marzo y 21 de abril de 2026).
- En el numeral 2.6.2, del presente documento Áreas de Reserva para la Formalización (ARF), se presentan los avances de una de las acciones de la ANM en el Plan Estratégico de Gestión (PEG) del Distrito Agrominero y Pesquero de la Subregión del Bajo Cauca.
- Diseño, organización y realización de las “Jornadas de Formalización, Asociatividad y adopción de buenas prácticas mineras” en algunos de los municipios de los DMEDP priorizados por el Ministerio de Minas y Energía (MME) detallados en la siguiente tabla:

Tabla 48. Jornadas de formalización, asociatividad y adopción de buenas prácticas mineras en DMEDP (al 31 diciembre 2025).

No.	Evento	Municipio	Departamento	DMEDP
1	Reunión con Consejos Comunitario del Chocó	Quibdó	Chocó	Atrato





2	Jornada de formalización, asociatividad y buenas prácticas mineras	Quibdó	Chocó	Atrato
3	Jornada de formalización, asociatividad y buenas prácticas mineras	Yolombó	Antioquia	Nordeste Antioqueño
4	Jornada de formalización, asociatividad y buenas prácticas mineras	Condoto	Chocó	San Juan
5	Jornada Asistencia Técnica - CAPACITACIÓN DE SEGURIDAD MINERA EN MINERÍA SUBTERRÁNEA	Marmato	Caldas	Occidente de Caldas
6	Jornada Asistencia Técnica - CAPACITACIÓN DE SEGURIDAD MINERA EN MINERÍA SUBTERRÁNEA	Riosucio	Caldas	Occidente de Caldas
7	Jornada de formalización, asociatividad y buenas prácticas mineras	Mallama	Nariño	Piedemonte y Cordillera Nariñense, Abades
8	Feria estrategias de promoción, innovación y fomento minero	Remedios	Antioquia	Nordeste Antioqueño
9	Fortalecimiento de los esquemas asociativos para las comunidades mineras	Yolombó	Antioquia	Nordeste Antioqueño
10	Fortalecimiento de los esquemas asociativos para las comunidades mineras	Cáceres	Antioquia	Bajo Cauca Antioqueño
11	Fortalecimiento de los esquemas asociativos para las comunidades mineras	Unión Panamericana	Chocó	San Juan
12	Fortalecimiento de los esquemas asociativos para las comunidades mineras	Yolombó	Antioquia	Nordeste Antioqueño
13	Fortalecimiento de los esquemas asociativos para las comunidades mineras	Cáceres	Antioquia	Bajo Cauca Antioqueño
14	Fortalecimiento de los esquemas asociativos para las comunidades mineras	Unión Panamericana	Antioquia	San Juan
15	Fortalecimiento de los esquemas asociativos para las comunidades mineras	Yolombó	Antioquia	Nordeste Antioqueño
16	Fortalecimiento de los esquemas asociativos para las comunidades mineras	Cáceres	Antioquia	Bajo Cauca Antioqueño





17	Fortalecimiento de los esquemas asociativos para las comunidades mineras	Unión Panamericana	Chocó	San Juan
18	Asociatividad + Formalización = Minería con propósito	Quibdó -Unión Panamericana y Lloró	Chocó	Atrato - San Juan
19	Asociatividad + Formalización = Minería con propósito	Cali	Valle del Cauca	Valle del Cauca
20	Asociatividad + Formalización = Minería con propósito	Cúcuta	Norte de Santander	Norte de Santander 1

Fuente: grupo de fomento ANM, 2026.

Ruta de formalización minera. Una estrategia de gobernanza territorial e institucional

La formalización minera constituye una de las principales estrategias del Estado para promover el desarrollo de una actividad minera legal, segura, ambientalmente responsable y articulada con las dinámicas sociales y económicas de los territorios. Más allá del cumplimiento de requisitos normativos, este proceso busca facilitar la integración de los pequeños mineros y mineros de subsistencia al marco institucional, mediante acciones de acompañamiento técnico, fortalecimiento organizativo, articulación interinstitucional y acceso a mecanismos que favorezcan la sostenibilidad de su actividad productiva.

En este contexto, la ruta de formalización minera se configura como una estrategia de gobernanza territorial multinivel y multiactor que articula la participación de diferentes entidades del orden nacional y territorial, así como de las comunidades mineras y demás actores presentes en el territorio. A través de una serie de etapas y procedimientos, esta ruta orienta el tránsito hacia la legalidad, promoviendo condiciones que contribuyan al fortalecimiento productivo, la inclusión social, la sostenibilidad ambiental y la consolidación de una minería compatible con los objetivos de desarrollo de los territorios.

Etapas de la ruta de formalización minera

- Primera etapa: Identificación y validación en campo.

Se realiza la identificación de la actividad minera y la evaluación de su viabilidad técnica, jurídica y ambiental. Cuando procede la formalización, se caracteriza la Unidad de



Producción Minera para definir el mecanismo más adecuado; en caso contrario, se orienta al minero hacia alternativas de reconversión productiva.

- Segunda etapa: Asesoría técnica y jurídica.

Se brinda acompañamiento para identificar el instrumento de formalización aplicable y verificar el cumplimiento de los requisitos necesarios para la presentación de la solicitud ante la autoridad minera competente. Cuando la actividad se desarrolla en áreas tituladas, se promueven espacios de diálogo y mediación entre los actores involucrados.

- Tercera etapa: Radicación y trámite administrativo ante la Agencia Nacional de Minería.

La solicitud es presentada ante la Agencia Nacional de Minería, entidad encargada de adelantar la evaluación técnica y jurídica correspondiente. De acuerdo con el resultado del trámite, el proceso continúa hacia la formalización o hacia alternativas de reconversión productiva.

- Cuarta etapa: Fomento a la minería formal.

Una vez obtenido el mecanismo de formalización, se desarrollan acciones de fortalecimiento técnico, organizativo, empresarial y ambiental, promoviendo la asociatividad, la inclusión financiera y el acceso a instrumentos de fomento productivo.

- Quinta etapa: Presentación y aprobación de instrumentos técnicos y ambientales.

Corresponde a la elaboración y aprobación de los instrumentos técnicos y ambientales requeridos para el desarrollo formal de la actividad minera, garantizando su ejecución bajo criterios de legalidad, sostenibilidad ambiental y seguridad minera.

Imagen 16. Ruta de Formalización Minera.



Fuente: elaboración propia, 2026.



Gobernanza territorial e institucional para la formalización minera

La formalización minera se ha consolidado como una estrategia de gobernanza territorial que articula entidades nacionales y territoriales, organizaciones comunitarias, actores del sector minero y demás grupos de interés, con el propósito de promover la legalidad, el fortalecimiento productivo y el desarrollo sostenible de los territorios.

En este marco, la dirección de Formalización Minera impulsó espacios de diálogo, concertación y participación a través de los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva, fortaleciendo la articulación institucional y la construcción de acciones acordes con las necesidades de las comunidades mineras.

Este Gobierno le apostó al fortalecimiento de la formalización minera de pequeña escala, reconociendo la tradicionalidad y ancestralidad de las comunidades que históricamente han desarrollado esta actividad. En este sentido, con corte al 24 de abril de 2026, el Gobierno del Cambio alcanzó un total de 893 procesos de formalización minera, lo que representa un incremento del 45% frente a los resultados obtenidos durante el gobierno anterior. Asimismo, se logró beneficiar a 30.429 mineros y mineras, cifra que supera en un 70% los resultados del período precedente.

Como parte de esta gestión, durante el cuatrienio 2022–2026 la Dirección de Formalización Minera brindó acompañamiento técnico a 1.892 procesos de formalización con corte del 30 de junio. Adicionalmente, se adelantaron 482 procesos de mediación entre titulares mineros y solicitantes de formalización, permitiendo avanzar en la regularización de las actividades mineras desarrolladas en los territorios.

Estos resultados han sido posibles gracias al fortalecimiento de los espacios de diálogo y concertación territorial, durante el periodo de gobierno, el Ministerio fortaleció los mecanismos de participación ciudadana para la construcción e implementación de la política de formalización minera, consolidando 12 mesas de participación en diferentes territorios del país.

Incrementando en un 100% los espacios de diálogo minero en las regiones, pues creamos 6 nuevos espacios para un total de 12 mesas y espacios de diálogo minero en





funcionamiento con 274 compromisos. De los cuales se han cumplido 164 y quedan en gestión 110 compromisos en todo el país.

Estos espacios creados e instalados durante el Gobierno 2022–2026, ampliaron los escenarios de diálogo con comunidades mineras y actores territoriales y permitieron promover la construcción de acuerdos, atender las necesidades de las comunidades mineras y facilitar la implementación de los instrumentos de formalización.

Adicionalmente, en atención a las solicitudes presentadas por entidades públicas, autoridades territoriales y comunidades mineras, se avanzó en la construcción y expedición de lineamientos orientados a fortalecer la implementación de los instrumentos de formalización minera, brindar mayor claridad en su aplicación y facilitar el acceso de los pequeños mineros y mineros de subsistencia a los mecanismos establecidos por la normatividad vigente.

Como parte de las acciones impulsadas por el Gobierno del Cambio para fortalecer la formalización minera en Colombia y en atención a las solicitudes por parte de las entidades y las comunidades mineras, el Ministerio de Minas y Energía adelantó el trámite para la expedición de los Lineamientos de Formalización y Fomento Minero, cuya adopción se encuentra prevista para el mes de julio de 2026.

En el marco de estos lineamientos, se desarrolló la Herramienta de Información para la Formalización Minera, un instrumento diseñado para centralizar, organizar, analizar y visualizar la información relacionada con los procesos de formalización minera en todo el territorio nacional.

Esta herramienta constituye un avance significativo en la modernización de la gestión pública minera, al permitir el seguimiento de los trámites de formalización, la consulta de información consolidada de los procesos, la generación de estadísticas territoriales y el análisis geoespacial de variables asociadas a la formalización minera, tales como departamentos, municipios, minerales, mecanismos de formalización y estado de avance de los trámites.





Asimismo, la Herramienta de Información para la Formalización Minera se consolida como un mecanismo de transparencia, acceso a la información y fortalecimiento del control social, al poner a disposición de la ciudadanía, las comunidades mineras, las organizaciones sociales, la academia y demás grupos de interés información actualizada sobre el estado de los procesos de formalización minera. De esta manera, contribuye al fortalecimiento de la confianza institucional, la participación ciudadana y el seguimiento a la gestión pública en materia de formalización minera.

Con esta iniciativa, el Gobierno del Cambio avanza en la consolidación de una política de formalización minera más eficiente, transparente, participativa y orientada al desarrollo territorial sostenible. Como primer resultado de este ejercicio, se publicó el informe denominado “Estado de la Formalización de la Pequeña Minería en Colombia 2018–2026”, el cual presenta un balance de los avances alcanzados en materia de formalización minera y se encuentra disponible para consulta en:

Como resultado de toda esta estrategia de fortalecimiento a la política pública de formalización de la pequeña minería, el 7 de abril de 2026 se realizó en Cali el primer Encuentro Nacional de Formalización Minera y Comercialización del Oro, con la participación de más de 1.500 asistentes provenientes de diferentes regiones del país. El evento permitió socializar los avances de la política de formalización minera, presentar la oferta institucional del sector y fortalecer el diálogo entre el Gobierno Nacional, las organizaciones mineras y los mineros artesanales y de subsistencia.

Instrumentos para la transformación productiva y el fortalecimiento de la pequeña minería

La consolidación de los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva requirió la implementación de un conjunto de instrumentos orientados a promover la formalización, entendiéndola no solo como el otorgamiento de un título, sino que esta también implica una gestión integral del sector, donde el Estado promueve, regula y acompaña la actividad minera en todas sus fases.

Con el propósito de fortalecer las capacidades productivas de las comunidades mineras y promover el desarrollo sostenible de los territorios, el Ministerio de Minas y Energía implementó acciones de fomento dirigidas a la pequeña minería y la minería de





subsistencia, así como estrategias de reconversión productiva y laboral y de fortalecimiento de la seguridad minera. Estas acciones contribuyeron al mejoramiento de las condiciones de la actividad minera, promoviendo una minería más segura, competitiva, sostenible e incluyente.

Estas líneas de intervención fueron desarrolladas de manera articulada en los territorios priorizados, incorporando enfoques diferenciales, fortalecimiento organizativo, asistencia técnica, transferencia de conocimiento, innovación, desarrollo empresarial y construcción de capacidades locales. Su implementación contribuyó al mejoramiento de las condiciones socioeconómicas de las comunidades mineras y al fortalecimiento de los procesos de formalización y diversificación productiva impulsados por el Gobierno nacional.

Estrategia de Fomento Minero para el Fortalecimiento Productivo y la Formalización

En el cuatrienio se impulsó una estrategia integral de fomento minero orientada al fortalecimiento productivo, empresarial, tecnológico y organizacional de la pequeña minería y de los mineros en proceso de formalización, mediante la consolidación de infraestructura especializada, el fortalecimiento de capacidades, la transferencia de conocimiento, la innovación y la inclusión financiera.

Como punto de partida, en 2022 el Ministerio de Minas y Energía estableció la metodología de la convocatoria pública y competitiva para el fomento minero, destinada a promover proyectos estratégicos financiados con recursos provenientes de regalías por comercialización de mineral sin identificación de origen. Esta iniciativa permitió acompañar técnicamente a entidades territoriales en la formulación, revisión y ajuste de proyectos orientados a la construcción y dotación de Centros de Desarrollo Minero (CDM), infraestructura tecnológica para el fortalecimiento de capacidades, laboratorios para análisis de minerales, centros de entrenamiento en seguridad minera y proyectos de innovación y reconversión tecnológica.

Como resultado de esta estrategia, durante el cuatrienio se consolidó la Red Nacional de Centros de Desarrollo Minero, concebidos como infraestructuras especializadas para la prestación de servicios técnicos dirigidos al fortalecimiento integral de las





operaciones mineras de pequeña escala. A través de la gestión de recursos del Sistema General de Regalías se destinaron más de \$100.000 millones para la construcción y dotación de diez (10) Centros de Desarrollo Minero en diferentes regiones del país, con un alcance potencial superior a 500.000 beneficiarios vinculados a los entornos productivos mineros.

Durante la vigencia 2025 se consolidó la operación de seis (6) Centros de Desarrollo Minero y se gestionaron aproximadamente \$42.000 millones del Sistema General de Regalías para la construcción de cuatro (4) nuevos centros y la dotación de dos (2) ya existentes, ampliando la capacidad institucional para la prestación de servicios.

En materia de innovación y transferencia tecnológica, se desarrollaron espacios de promoción de tecnologías limpias para el beneficio de oro, destacándose la Segunda Feria de Fomento Minero, Innovación y Tecnologías Limpias realizada en el Centro de Desarrollo Minero de Santa Rosa del Sur (Bolívar), fortaleciendo la difusión de buenas prácticas productivas y ambientales para la minería de pequeña escala.

De manera complementaria, el Ministerio fortaleció el Centro de Aprendizaje Minero (CAM) como estrategia nacional de gestión del conocimiento orientada a ampliar el acceso a procesos de formación especializada para pequeños mineros y mineros de subsistencia. A través de esta plataforma se consolidó una oferta superior a ciento treinta y cinco (135) programas de formación y más de cincuenta (50) materiales técnicos y jurídicos especializados disponibles en la biblioteca minera, mediante la articulación de más de diez (10) aliados estratégicos. Los contenidos abordaron temáticas relacionadas con asistencia técnica minera, gestión ambiental y social, seguridad minera, formalización, gestión empresarial e inclusión financiera.

En 2023, como parte del fortalecimiento de los instrumentos técnicos para la formalización minera, el Ministerio suscribió el convenio interadministrativo GGC-1047-2023 con la Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín, con una inversión superior a \$1.900 millones para la actualización de las Guías minero-ambientales. Como resultado se actualizaron las guías para las etapas de exploración, explotación, beneficio y transformación, así como una guía especializada para formalización y pequeña minería y una cartilla pedagógica de apoyo. Asimismo, se desarrolló el curso virtual “Minería para la Vida”, incorporado al Centro de Aprendizaje Minero,





fortaleciendo el acceso al conocimiento y la apropiación de buenas prácticas minero-ambientales por parte de los mineros en proceso de formalización.

Durante 2024, las acciones de fortalecimiento productivo se complementaron con la implementación de consultorios técnico-jurídicos, el acompañamiento a proyectos mineros de pequeña escala y el desarrollo de asistencia técnica, jurídica, ambiental y empresarial en los Distritos Mineros para la Vida y la Paz. Igualmente, se avanzó en la implementación del Plan de Acción Nacional para la Minería Artesanal y de Pequeña Escala de Oro (PAN MAPE-Hg), mediante actividades de caracterización de relaves, monitoreo de mercurio e identificación de oportunidades para el aprovechamiento secundario de materiales mineros, promoviendo tecnologías limpias y prácticas productivas sostenibles.

Finalmente, durante 2025 se fortaleció el Modelo Estratégico de Desarrollo Empresarial Minero (MEDEM), mediante el cual se fortalecieron diez (10) organizaciones mineras y se promovió la creación de cinco (5) nuevas asociaciones comunitarias en Antioquia, Chocó y Nariño. Asimismo, se facilitó el acceso a productos financieros para noventa y cinco (95) mineros artesanales, se realizaron jornadas de bancarización que beneficiaron a ciento noventa y ocho (198) pequeños mineros y se desarrollaron cinco (5) talleres de inclusión financiera con la participación de ciento veinticuatro (124) mineros formalizados. De igual manera, se logró la bancarización de dos (2) títulos mineros que agrupan a treinta y cuatro (34) mineros y se inició el proceso de vinculación financiera de una cooperativa con potencial de beneficiar a doscientos sesenta (260) mineros.

En conjunto, estas acciones consolidaron una estrategia integral de fortalecimiento productivo para la pequeña minería y la minería en proceso de formalización basada en infraestructura especializada, transferencia tecnológica, formación, innovación, asociatividad e inclusión financiera, contribuyendo al desarrollo de capacidades locales, al incremento de la productividad y competitividad del sector y a la construcción de una minería más segura, sostenible y articulada con los procesos de formalización minera en los territorios priorizados por el Ministerio de Minas y Energía.





Fondo de Fomento Minero: un instrumento para el fortalecimiento de la pequeña minería

Uno de los avances institucionales más relevantes del cuatrienio corresponde al proceso de reglamentación del Fondo de Fomento Minero, creado mediante el artículo 8 de la Ley 2250 de 2022 como un organismo adscrito al Ministerio de Minas y Energía con más de 13 mil millones de pesos aprobados para el financiamiento de los pequeños mineros.

Este instrumento fue concebido para apoyar a la minería legal y en proceso de formalización mediante la financiación de actividades relacionadas con asistencia técnica y financiera, investigación, transferencia tecnológica, desarrollo empresarial, fortalecimiento productivo, mejoramiento de las condiciones sociales y económicas de la minería de subsistencia, pequeña y mediana minería, así como iniciativas orientadas a la sostenibilidad ambiental.

En desarrollo de este mandato legal, el Ministerio adelantó las acciones requeridas para la estructuración normativa e institucional del Fondo, sentando las bases para su entrada en operación como un mecanismo permanente de apoyo a los procesos de formalización minera, innovación tecnológica, seguridad minera, desarrollo empresarial y diversificación productiva en los territorios mineros del país.

Reducción del uso de mercurio y promoción de tecnologías limpias

La reducción del uso de mercurio en la actividad minera constituye una de las principales apuestas del país para avanzar hacia una minería más segura, sostenible y compatible con la protección de la salud humana y el medio ambiente. En este contexto, el Ministerio de Minas y Energía fortaleció las acciones orientadas a promover la adopción de tecnologías limpias, la asistencia técnica especializada y la implementación de buenas prácticas minero-ambientales, especialmente en actividades de minería artesanal y de pequeña escala.

Durante el cuatrienio se avanzó en la implementación del Plan de Acción Nacional sobre Mercurio en la Minería Artesanal y de Pequeña Escala de Oro (PAN MAPE-Hg), mediante acciones de fortalecimiento técnico, transferencia de conocimiento y





promoción de alternativas tecnológicas orientadas a disminuir la dependencia de este contaminante en los procesos de beneficio de minerales. Estas acciones se han complementado con la elaboración y divulgación de guías minero-ambientales y el desarrollo de espacios de capacitación dirigidos a mineros, organizaciones comunitarias y demás actores vinculados al sector.

Como resultado de estas intervenciones, Colombia logró evitar el uso de más de ocho (8) toneladas de mercurio en actividades mineras, contribuyendo de manera significativa a la protección de la salud de los trabajadores mineros, las comunidades y los ecosistemas estratégicos del país. Adicionalmente, más de 400 personas participaron en procesos de formación relacionados con prevención de riesgos, tecnologías limpias y prácticas sostenibles, fortaleciendo las capacidades territoriales para la implementación de modelos de producción minera más responsables y ambientalmente sostenibles.

Estas acciones contribuyen al cumplimiento de los compromisos nacionales e internacionales en materia de reducción del uso de mercurio y representan un avance significativo en la transición hacia una minería de pequeña escala más eficiente, competitiva y ambientalmente responsable. Asimismo, consolidan las bases para continuar promoviendo la innovación tecnológica, la sostenibilidad ambiental y el fortalecimiento productivo de las comunidades mineras, en concordancia con los objetivos de formalización, transición energética justa y desarrollo territorial impulsados por el Gobierno nacional.

Fortalecimiento de la minería artesanal y de subsistencia

Durante el cuatrienio 2022-2026, el Ministerio de Minas y Energía consolidó una estrategia de fortalecimiento de la minería artesanal y de subsistencia orientada a mejorar las capacidades organizativas, productivas y empresariales de las comunidades mineras, mediante acciones de asistencia técnica, capacitación, caracterización socioeconómica y articulación institucional.

Como parte de esta estrategia, se promovieron esquemas asociativos, procesos de economía solidaria y espacios de participación comunitaria, en articulación con universidades, organizaciones sociales, autoridades étnicas y organismos de





cooperación. Estas acciones contribuyeron al fortalecimiento del tejido organizativo de los mineros artesanales y de subsistencia y a su vinculación con procesos de desarrollo económico y social en los territorios.

Se contó con presencia institucional en más de 20 departamentos y más de 45 municipios del país, fortaleciendo procesos de minería artesanal y de subsistencia en territorios rurales, étnicos y de especial relevancia minera. Asimismo, más de 5.000 mineros de subsistencia fortalecieron sus capacidades en normatividad minera, legalización, plataforma Génesis, trazabilidad y buenas prácticas minero- ambientales. De igual manera, más de 500 mineros artesanales participaron en procesos de fortalecimiento asociativo, economía solidaria y organización comunitaria, promoviendo modelos colectivos de producción y comercialización para la minería de subsistencia.

Adicionalmente, más de 540 mujeres mineras artesanales participaron en procesos de fortalecimiento de capacidades, liderazgo, generación de valor agregado, prevención de violencias basadas en género y reconocimiento de derechos. Asimismo, 306 participantes se vincularon a cuatro ruedas de negocio regionales orientadas a fortalecer la comercialización formal, la generación de alianzas comerciales y los encadenamientos productivos de la minería artesanal y de subsistencia.

En conjunto, estas acciones permitieron consolidar una estrategia nacional basada en el fortalecimiento de capacidades locales, la asociatividad y la participación comunitaria, contribuyendo a mejorar las condiciones para la formalización y el desarrollo sostenible de la minería artesanal y de subsistencia.

2.1.3.5 Reconversión productiva y generación de oportunidades

Durante el cuatrienio 2022-2026, el Ministerio de Minas y Energía avanzó en la consolidación de una estrategia de reconversión productiva orientada a generar alternativas económicas para comunidades vinculadas a actividades mineras de subsistencia, tradicionales y de pequeña escala, promoviendo oportunidades de generación de ingresos acordes con las características sociales, ambientales y económicas de los territorios.





Uno de los principales avances correspondió a la estructuración del Programa de Reconversión Productiva de Actividades Mineras y al desarrollo de los instrumentos normativos necesarios para su implementación, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 20 de la Ley 2250 de 2022. Este proceso incorporó enfoques territoriales, diferenciales, étnicos y de género, con el propósito de responder a las particularidades de las comunidades mineras del país, además se invirtieron más de 15 mil millones de pesos para desarrollar esta estrategia en alianza con la Cooperación internacional.

Como parte de la estrategia el Ministerio avanzó en la validación territorial del programa mediante ejercicios de caracterización poblacional, análisis socioeconómicos, reconversatorios productivos, diagnósticos territoriales, fortalecimiento asociativo, identificación de oportunidades de empleabilidad y construcción de alternativas productivas. Entre 2024 y 2026, el Programa de Reconversión Productiva adelantó procesos de caracterización poblacional, validación territorial, reconversatorios productivos y análisis socioeconómicos en 77 municipios de 18 departamentos del país, recopilando información de 5.716 personas vinculadas a actividades mineras.

Estos ejercicios permitieron identificar oportunidades de diversificación económica, fortalecer procesos organizativos, construir diagnósticos territoriales y consolidar un banco preliminar cercano a 170 perfiles de proyectos productivos para futuras estrategias de transición económica. Asimismo, se desarrolló la metodología de “Reconversatorios Productivos”, mediante la cual se promovió el diálogo con las comunidades para identificar vocaciones económicas, alternativas de generación de ingresos y oportunidades de emprendimiento.

Estas acciones permitieron consolidar un banco preliminar de perfiles de proyectos productivos asociados a sectores como: agricultura, agroindustria, turismo, acuicultura, pesca, comercio y servicios, constituyéndose en un insumo para la implementación de futuras iniciativas de reconversión y diversificación económica en territorios con vocación minera.

De manera complementaria, se adelantaron ejercicios específicos con comunidades indígenas y territorios de especial importancia ambiental, promoviendo alternativas





productivas compatibles con la protección de los ecosistemas y el fortalecimiento de las capacidades locales.

En conjunto, estas acciones sentaron las bases técnicas, normativas e institucionales para la implementación de una política pública de reconversión productiva orientada a fortalecer la transición económica, la sostenibilidad ambiental y el desarrollo territorial en las regiones mineras del país.

Seguridad minera y fortalecimiento de capacidades para la prevención del riesgo

Durante el cuatrienio 2022-2026, el Ministerio de Minas y Energía promovió acciones orientadas al fortalecimiento de la seguridad minera, la prevención de riesgos y el desarrollo de capacidades técnicas en los territorios mineros, reconociendo la seguridad como un componente fundamental para la sostenibilidad de la actividad minera y la protección de la vida de los trabajadores.

Desde el Ministerio de Minas y Energía trabajamos para proteger la vida de las y los mineros del país. Por eso a través del Decreto 0875 de 2025, reglamentamos el Sistema Nacional de Seguridad Minera (creado por el artículo 4 La Ley 2250 de 2022) como un modelo de gobernanza multinivel con enfoque preventivo, orientado a reducir la accidentalidad y las enfermedades laborales en el sector minero.

Además, hemos impulsado la creación e instalación de 12 Comisiones Regionales de Seguridad Minera en 18 departamentos del país (Antioquia, Chocó, Norte de Santander, Caldas, Quindío, Risaralda, Tolima, Huila, Caquetá, Cesar, Magdalena, La Guajira y Santander. Bolívar, Cundinamarca, Boyacá, Valle del Cauca y Nariño). A la fecha, se han instalado 10 comisiones regionales (se espera en el mes de julio instalar las comisiones de los departamentos de Cundinamarca y de Bolívar para completar las 12 comisiones), de las cuales se ha aprobado 1 Plan De acción en Norte de Santander, y 9 en construcción.

Durante el gobierno logramos disminuir en un 47,2 % las fatalidades en la minería legal, pues entre enero de 2023 y el 30 de mayo de 2026, se registraron 213 fallecidos en minería legal, equivalente a un promedio de 62 muertes por año en comparación a 101 muertes por año en el gobierno anterior.





Además hemos beneficiado a más de 18.619 mineros mediante 812 asistencias técnicas en ventilación, sostenimiento y sistemas de gestión en Seguridad y Salud en el Trabajo, logrando resultados significativos con la implementación del Sistema Nacional de Seguridad Minera. De manera complementaria, estas acciones se articularon con los procesos de formalización minera y fortalecimiento de la minería artesanal y de subsistencia, promoviendo el cumplimiento de estándares de seguridad y salud en el trabajo, así como el desarrollo de operaciones mineras más seguras y sostenibles.

En conjunto, estas intervenciones contribuyeron al fortalecimiento de las capacidades institucionales y comunitarias para la gestión del riesgo, favoreciendo mejores condiciones de seguridad en los territorios mineros y el avance de los procesos de formalización minera.

Avances puntuales en los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva

La implementación de los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva se desarrolla de conformidad con lo establecido en el Decreto 0977 de 2024, a través de una ruta progresiva que busca garantizar la articulación institucional, la participación comunitaria y la construcción de estrategias de desarrollo territorial acordes con las características sociales, económicas, ambientales y culturales de cada territorio.

Una vez expedido el acto administrativo de delimitación, se inicia una etapa de planificación y gestión orientada a la construcción del Plan Estratégico de Gestión, instrumento que se constituye en la principal herramienta de articulación institucional y coordinación de acciones dentro de cada distrito. Este plan integra el análisis de las dinámicas mineras, productivas, ambientales y sociales del territorio, identifica oportunidades para la diversificación productiva y la reconversión económica, y orienta la intervención de las entidades del orden nacional, territorial y local en función de las necesidades priorizadas por las comunidades.

La formulación de los Planes Estratégicos de Gestión se realiza mediante procesos participativos que involucran a las comunidades mineras, organizaciones sociales, autoridades territoriales, entidades públicas y demás actores presentes en el territorio.





Para ello, se conforman las Mesas de Trabajo Interinstitucionales, espacios concebidos para coordinar la oferta institucional, promover la concurrencia de competencias y construir de manera conjunta las acciones requeridas para la implementación de cada distrito.

Asimismo, en aquellos territorios donde existe presencia de pueblos indígenas, comunidades negras, afrocolombianas, raizales, palenqueras u otras comunidades étnicas, el proceso incorpora el desarrollo de la consulta previa, libre e informada, garantizando la participación efectiva de estas poblaciones en la definición de las estrategias de intervención y la incorporación de sus visiones de desarrollo, planes de vida y enfoques de etnodesarrollo dentro de los instrumentos de planificación territorial.

De esta manera, la implementación de los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva trasciende la delimitación geográfica del territorio y se consolida como un proceso de planificación participativa orientado a promover la transformación minero-ambiental, el fortalecimiento social y organizativo, la diversificación productiva, la sostenibilidad ambiental y la transición energética justa en las regiones con vocación minera.

En este contexto, los avances alcanzados durante el período 2022-2026 reflejan el progreso de cada territorio en las diferentes etapas de implementación de los distritos, incluyendo la elaboración de diagnósticos, la expedición de actos administrativos de delimitación, la instalación de Mesas de Trabajo Interinstitucionales, la formulación de Planes Estratégicos de Gestión y el desarrollo de procesos de consulta previa. A continuación, se presentan los principales logros y resultados obtenidos en cada uno de los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva priorizados por el Gobierno Nacional.





Distritos Mineros Especiales

para la Diversificación Productiva

Logros y metas:

- **11** Distritos Mineros delimitados
- **13 diagnósticos** territoriales elaborados y publicados.
- **8 resoluciones** de delimitación expedidas.
- **6 Mesas de Trabajo** Interinstitucional instaladas.
- **1 Preconsulta**
- **5 procesos de preconsulta** entre junio y julio de 2026.

Conformados por 56 municipios en 6 departamentos, que

benefician a **4.109.977** personas.





Distrito Agrominero y Pesquero de la región del Bajo Cauca Antioqueño

Fase 1: Delimitación - Estado: Culminada

En articulación con la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), se desarrolló y publicó el **diagnóstico inicial** para seis municipios (6), con enfoque interseccional analizando cada uno de los criterios establecidos para la delimitación del Distrito Agro-



minero y Pesquero de la Subregión del Bajo Cauca Antioqueño, incluyendo los componentes; minero, ambiental, social, cultural, económico, étnico e institucional. Este fue publicado el 16 de agosto de 2024, dando origen a la delimitación mediante la Resolución 40436 del 18 de octubre de 2024.

Con el fin de robustecer el alcance del territorio, la UPME emitió un segundo análisis técnico el 25 de noviembre de 2024, centrado específicamente en el municipio de Valdivia. Este segundo diagnóstico aportó la caracterización socioeconómica y minera requerida para tramitar la resolución modificatoria que consolidó e integró formalmente a Valdivia dentro de la estructura jurídica definitiva del Distrito del Bajo Cauca.

En cuanto a la delimitación final por acto administrativo para la delimitación, posterior a la publicación para comentarios de la ciudadanía, se expidió la Resolución 40577 del 28 de noviembre de 2025 *“Por la cual se sustituye la Resolución 40436 del 18 de octubre de 2024, que delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva en el Bajo Cauca Antioqueño, denominado Distrito Agrominero y Pesquero de la Subregión del Bajo Cauca Antioqueño y se adoptan otras disposiciones”*

Fase 2: Formulación del Plan de Gestión - Estado: Culminada

En el municipio de Caucasia, Antioquía, el 26 de enero de 2026 se inició con la instalación de la Mesa de Trabajo Interinstitucional y el desarrollo de talleres con todos los actores del territorio, en el que se validó la estructura para la construcción del Plan Estratégico de Gestión a partir de cuatro ejes estratégicos, a saber: Eje de Transformación Minero Ambiental, Eje de Transformación productivo y comercial, Eje de Transformación social territorial y Eje de Transición Energética Justa.

La formulación integral del Plan Estratégico de Gestión del Distrito Agrominero y Pesquero de la Subregión del Bajo Cauca Antioqueño, se llevó a cabo del 10 al 11 de junio de 2026 en el municipio de Caucasia, Antioquia.

Fase 3: Consulta Previa y adopción del Plan Estratégico de Gestión - Estado: Culminado

El 23 de enero de 2026, se dio apertura con la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa DANCP, del proceso de Consulta Previa, libre e informada para las 132 comunidades étnicas identificadas en el área de influencia del Distrito Bajo Cauca, razón





por la cual, el 11 de marzo de 2026 en el municipio de El Bagre, Antioquia, se realizó la jornada de preconsulta con las comunidades étnicas presente en el Distrito.

Se aprobó la ruta metodológica para la formulación y adopción del Plan Estratégico de Gestión del Distrito presentada por el Ministerio de Minas y Energía como secretaria técnica de la Mesa de Trabajo Interinstitucional. Conforme a lo concertado, se avanza en el desarrollo de la agenda de las comunidades para la construcción de la propuesta del anexo étnico para lo cual se acompañaron dos jornadas de trabajo con comunidades indígenas del 29 al 31 de marzo y del 24 al 26 de abril y dos jornadas con consejos comunitarios realizadas del 9 al 10 de abril y del 15 al 16 de mayo.

Atendiendo lo concertado en la preconsulta con comunidades étnicas, y posterior a la jornada de formulación del Plan Estratégico de Gestión del Distrito Agrominero y Pesquero de la Subregión del Bajo Cauca Antioqueño, el 18 y 19 de junio de 2026 en el municipio de Caucasia, Antioquia se realizó la protocolización de acuerdos con las comunidades indígenas para la adopción del Plan Estratégico de Gestión por parte de la Mesa de Trabajo Interinstitucional.

Otras actividades focalizadas en el Distrito Minero:

En el marco de la estrategia de acompañamiento desde el componente técnico minero, ambiental y jurídico a 126 procesos con vocación a la formalización de sus actividades que proyectan 2.296 beneficiarios.

Tabla 5049. Procesos de formalización minera y beneficiarios

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
CACERES	33	473
Área de Reserva Especial	4	73
Contrato de Concesión Diferencial	16	160
Contrato de Concesión Pequeña Minería	1	10
Por definir Mecanismo de Formalización	3	32
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	4	68
Subcontrato de Formalización Minera	5	130
CAUCASIA	25	470
Área de Reserva Especial	5	151
Contrato de Concesión Diferencial	5	50





DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
Por definir Mecanismo de Formalización	4	67
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	3	53
Subcontrato de Formalización Minera	8	149
EL BAGRE	11	189
Por definir Mecanismo de Formalización	8	89
Subcontrato de Formalización Minera	3	100
NECHI	12	344
Área de Reserva Especial	3	46
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	2	30
Subcontrato de Formalización Minera	7	268
TARAZA	10	149
Contrato de Concesión Diferencial	3	30
Contrato de Concesión Pequeña Minería	1	20
Por definir Mecanismo de Formalización	2	38
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	4	61
VALDIVIA	1	70
Por definir Mecanismo de Formalización	1	70
ZARAGOZA	34	601
Contrato de Concesión Diferencial	1	7
Por definir Mecanismo de Formalización	9	179
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	2	30
Subcontrato de Formalización Minera	22	385
Total general	126	2296

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

Así mismo, de estos 126 procesos de formalización acompañados, 45 procesos corresponden a procesos que se adelantan en el marco del protocolo de mediación que benefician a 1032 mineros los cuales se relacionan a continuación:

Tabla 5150. *Procesos acompañados bajo protocolo de mediación*

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
CACERES	5	130
Subcontrato de Formalización Minera	5	130
CAUCASIA	8	149
Subcontrato de Formalización Minera	8	149
EL BAGRE	3	100
Subcontrato de Formalización Minera	3	100
NECHI	7	268





DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
Subcontrato de Formalización Minera	7	268
ZARAGOZA	22	385
Subcontrato de Formalización Minera	22	385
Total general	45	1032

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

En materia de reconversión productiva, el territorio se consolidó como uno de los de mayor nivel de intervención del programa, desarrollándose catorce (14) reconversatorios productivos en los municipios de Cáceres, El Bagre, Nechí, Zaragoza, Tarazá y Caucasia. Estas jornadas estuvieron acompañadas de ejercicios de caracterización poblacional y diagnósticos territoriales orientados a identificar alternativas económicas viables para las comunidades mineras. Como resultado, se estableció una línea base para futuras estrategias de transición económica y se identificaron oportunidades asociadas a actividades agropecuarias, acuícolas, forestales y de turismo rural, fortaleciendo las condiciones para la diversificación productiva y el desarrollo de iniciativas económicas sostenibles.

De manera complementaria, se adelantaron acciones orientadas al fortalecimiento de la minería artesanal y de subsistencia mediante procesos de caracterización, acompañamiento territorial y promoción de esquemas asociativos. Estas intervenciones permitieron identificar las condiciones sociales, productivas y organizativas de los mineros artesanales, facilitando la articulación de la oferta institucional y la construcción de estrategias dirigidas a mejorar sus capacidades productivas, promover la formalización y fortalecer los mecanismos de economía solidaria presentes en el territorio.

Así mismo, en el marco de la implementación de la Política Nacional de Seguridad Minera, en el municipio de Caucasia se desarrolló un Taller de Gestión del Cambio Comportamental con énfasis en seguridad minera, en el que participaron 37 mineros. Esta actividad estuvo orientada a promover una cultura de prevención y autocuidado, fortaleciendo las capacidades de los participantes para la identificación y gestión de riesgos asociados al desarrollo de la actividad minera.





Por otra parte, en materia de fomento minero, el territorio se consolidó como uno de los principales escenarios de implementación de la estrategia de Centros de Desarrollo Minero, con acciones integrales de fortalecimiento orientadas a la formalización minera, el desarrollo empresarial y la inclusión financiera. A través de consultorios técnico-jurídicos implementados en municipios como Caucasia, Cáceres, El Bagre, Nechí, Tarazá y Zaragoza, se brindó acompañamiento técnico, jurídico, ambiental y empresarial a 99 mineros de pequeña escala y en proceso de formalización. Adicionalmente, mediante procesos de cooperación internacional se realizaron 10 jornadas de capacitación y fortalecimiento financiero que beneficiaron a 341 mineros y mineras. De manera complementaria, se fortaleció la operación del Centro de Desarrollo Minero de El Bagre y se promovieron procesos de asociatividad, bancarización e inclusión financiera mediante la implementación del Modelo Estratégico de Desarrollo Empresarial Minero (MEDEM).

Distrito Minero del Nordeste Antioqueño

El Distrito Nordeste Antioqueño comprende los municipios de Amalfi, Anorí, Segovia, Remedios, Vegachí, Yalí, Yolombó, Cisneros, San Roque y Santo Domingo en el departamento de Antioquia. De acuerdo con los datos reportados por el DANE para 2018, los municipios de este Distrito Minero registraron índices de pobreza multidimensional superiores a los niveles departamentales y nacionales, alcanzando hasta 3,4 veces el índice departamental y 2,79 veces el nacional. Dentro del distrito minero, Vegachí presentó el menor índice, mientras que Anorí registró el valor más alto, seguido de Amalfi, Remedios y Segovia.

Fase 1: Delimitación - Estado: En proceso

El 4 de abril fue publicado por la Unidad de Planeación Minero-Energética el Diagnóstico del Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Nordeste Antioqueño, inicialmente conformado por siete municipios: Amalfi, Anorí, Segovia, Remedios, Vegachí, Yalí y Yolombó. Posteriormente, el 13 de agosto de 2025, se publicó una actualización de dicho diagnóstico, mediante la cual se incorporaron los municipios de Cisneros, San Roque y Santo Domingo. Este documento técnico presenta un análisis integral de los componentes minero, ambiental, productivo, social y étnico del territorio. Actualmente, se avanza en la elaboración del acto administrativo para la delimitación del Distrito.





Fase 2 -: Formulación del Plan Estratégico de Gestión - Estado: En proceso

La Fase de Formulación del Plan Estratégico de Gestión se encuentra en etapa de preparación metodológica, identificación y caracterización de actores clave, así como en la programación de los espacios participativos con entidades del orden nacional y territorial, autoridades locales, comunidades y demás actores con incidencia en el territorio. Estos escenarios permitirán orientar la construcción colectiva de las acciones, proyectos y líneas estratégicas que integrarán el Plan Estratégico de Gestión, para garantizar un enfoque participativo, territorial y articulado con las necesidades, capacidades y prioridades identificadas en el Distrito.

Fase 3: Consulta Previa y adopción del Plan Estratégico de Gestión - Estado: En proceso
Frente a esta acción, se avanza en dos frentes principales. En primer lugar, se adelanta la identificación de las comunidades étnicas con presencia en el área del Distrito Minero. En segundo lugar, se proyecta que, una vez expedida la Resolución de Delimitación, se realicen las gestiones institucionales necesarias para dar inicio al proceso de Consulta Previa con las comunidades étnicas identificadas, en coordinación con el Ministerio del Interior y la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa.

Otras acciones en el Distrito Minero:

En el marco de la estrategia de acompañamiento desde el componente técnico minero, ambiental y jurídico a 113 procesos con vocación a la formalización de sus actividades que proyectan 1.985 beneficiarios.

Tabla 5251. Procesos de formalización minera y beneficiarios

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
AMALFI	5	40
Área de Reserva Especial	3	20
Contrato de Concesión Diferencial	2	20
ANORÍ	8	117
Área de Reserva Especial	1	4
Contrato de Concesión Diferencial	3	50
Por definir Mecanismo de Formalización	1	7
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	3	56
REMEDIOS	36	623





DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
Área de Reserva Especial	2	13
Contrato de Concesión Diferencial	2	20
Contrato de Operación	1	20
Por definir Mecanismo de Formalización	22	419
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	4	53
Subcontrato de Formalización Minera	5	98
SAN ROQUE	38	607
Área de Reserva Especial	1	14
Contrato de Concesión Diferencial	3	30
Por definir Mecanismo de Formalización	10	247
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	5	49
Subcontrato de Formalización Minera	19	267
SEGOVIA	10	241
Por definir Mecanismo de Formalización	4	203
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	2	6
Subcontrato de Formalización Minera	4	32
VEGACHÍ	2	55
Por definir Mecanismo de Formalización	2	55
YALÍ	6	129
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	3	85
Subcontrato de Formalización Minera	3	44
YOLOMBÓ	8	173
Área de Reserva Especial	2	19
Por definir Mecanismo de Formalización	2	22
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	2	22
Subcontrato de Formalización Minera	2	110
Total general	113	1985

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

Así mismo, de estos 113 procesos de formalización acompañados, 34 procesos corresponden a procesos que se adelantan en el marco del protocolo de mediación que benefician a 571 mineros los cuales se relacionan a continuación:





Tabla 5352. Procesos acompañados bajo protocolo de mediación

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
REMEDIOS	6	118
Contrato de Operación	1	20
Subcontrato de Formalización Minera	5	98
SAN ROQUE	19	267
Subcontrato de Formalización Minera	19	267
SEGOVIA	4	32
Subcontrato de Formalización Minera	4	32
YALÍ	3	44
Subcontrato de Formalización Minera	3	44
YOLOMBÓ	2	110
Subcontrato de Formalización Minera	2	110
Total general	34	571

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

En el Nordeste Antioqueño se adelantaron acciones orientadas a socializar la oferta institucional en materia de reconversión productiva y acercar alternativas económicas sostenibles a las comunidades mineras. En este marco, se desarrollaron cinco (5) reconversatorios productivos en los municipios de Anorí, Amalfi, Yalí, San Roque y Vegachí, promoviendo espacios de diálogo sobre alternativas económicas para la transición productiva de las comunidades vinculadas a la actividad minera.

De manera complementaria, se realizaron jornadas de sensibilización y formación en asociatividad con enfoque de economía solidaria, especialmente en el municipio de Segovia, con el propósito de fortalecer las capacidades organizativas de los mineros y fomentar esquemas colectivos para el desarrollo de actividades productivas sostenibles.

Así mismo, en materia de seguridad minera, se desarrolló un taller de gestión del cambio comportamental con énfasis en seguridad minera en el municipio de Segovia, en el que participaron 26 mineros. Esta actividad se complementó con jornadas de asistencia técnica y capacitación orientadas a fortalecer la cultura de prevención, la identificación de riesgos y la adopción de buenas prácticas en el desarrollo de la actividad minera.





Por otra parte, en el componente de fomento minero, se acompañó la estructuración de proyectos financiados con recursos del Sistema General de Regalías para el fortalecimiento de capacidades y la implementación de infraestructura tecnológica especializada. Asimismo, se implementó un piloto de consultorio técnico-jurídico en los municipios de Segovia y Remedios, mediante el cual se atendieron 24 mineros y se identificaron las principales barreras técnicas y jurídicas que afectan los procesos de formalización minera, generando insumos para el diseño de estrategias de acompañamiento territorial y fortalecimiento de la pequeña minería.

Distrito Minero del piedemonte y cordillera Nariñense, Abades.

El Distrito Piedemonte y Cordillera Nariñense, Abades, comprende los municipios de Andes Sotomayor, La Llanada, Mallama, Samaniego y Santa Cruz Guachavéz, en el departamento de Nariño. Adicionalmente, este Distrito Minero se constituye como uno de los principales hitos dentro del proceso de co-construcción de paz territorial de Nariño, así como de la mesa de diálogo de paz con la organización denominada Comuneros del Sur liderada por el Alto Comisionado de Paz. A continuación, se presentan los principales avances durante el periodo 2022-2026:

Fase 1: Delimitación - Estado: Culminada

La fase de delimitación del Distrito Minero del Piedemonte y Cordillera Nariñense, Abades, inició del 11 al 13 de abril de 2024 con la Cumbre Minera y Agropecuaria de la Subregión de Abades, “*Una juntanza por la vida y la paz*”, en los municipios de Samaniego, La Llanada y Santacruz, con un registro total de 1.185 participantes. Adicionalmente, se realizaron durante la vigencia 2025, cuatro (4) Encuentros Territoriales por una Minería para la Vida: en los municipios de Samaniego, Los Andes, Mallama y Santacruz, en los que participaron 393 personas.

Se suscribió Memorando de Entendimiento con la Agencia Nacional de Minería y la Gobernación de Nariño, y en articulación con la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), se publicó el diagnóstico para el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Piedemonte y Cordillera Nariñense, Abades, que posteriormente hizo parte integral del proyecto de resolución de delimitación y la memoria justificativa publicada a comentarios de la ciudadanía entre el 12 al 27 de





diciembre de 2025. La delimitación oficial del distrito se materializó mediante la Resolución 40142 de 2026 del 4 de marzo de 2026.

Fase 2: Formulación del Plan de Gestión - Estado: En Ejecución

Se avanza de manera progresiva en este proceso, durante febrero de 2026 se desarrollaron diversos espacios de diálogo, articulación y gestión con la Gobernación de Nariño y su gabinete, las cinco alcaldías municipales que integran el Distrito (Los Andes, La Llanada, Santacruz, Samaniego y Mallama) y los pueblos Guachavéz, El Sande y El Gran Mallama, con el propósito de orientar la formulación de acciones para el Plan Estratégico de Gestión; adicionalmente, se han fortalecido escenarios de coordinación con entidades que coadyuvan al proceso, como Fondo Paz y la Agencia Nacional de Minería.

El 19 de mayo de 2026, se instaló la mesa de trabajo interinstitucional y se aprobó la ruta metodológica para la formulación y consulta previa, así como la estructura para la construcción del Plan Estratégico de Gestión a partir de cuatro ejes estratégicos, a saber: eje de transformación minero ambiental, eje de transformación productivo y comercial, eje de transformación social territorial y eje de transición energética justa.

La formulación integral del Plan Estratégico de Gestión se realizará en el municipio de Barbacoas, Nariño el 16 y 17 de junio de 2026 con una convocatoria abierta para los actores estratégicos del territorio.

Fase 3: Consulta Previa y adopción del Plan Estratégico de Gestión - Estado: En Proceso

El 4 de marzo de 2026 se radicó ante la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP) la solicitud de inicio del trámite de consulta previa, una vez expedida la Resolución de Delimitación; en este componente, además, se cuenta con el mapeo completo de los pueblos étnicos presentes en el Distrito, identificando un total de 8 comunidades, y se ha avanzado en espacios de diálogo con las comunidades ubicadas en el territorio delimitado.

El 22 de Julio de 2026, se realizará la jornada de preconsulta con las comunidades étnicas presente en el Distrito, proyectando realizar la protocolización de acuerdos el



23 y 24 de julio de 2026. Se proyecta que la adopción del Plan Estratégico de Gestión por parte de la Mesa de Trabajo Interinstitucional se realice el 28 de julio de 2026.

Otras actividades focalizadas en el Distrito Minero:

En el marco de la estrategia de acompañamiento desde el componente técnico minero, ambiental y jurídico a 29 procesos con vocación a la formalización de sus actividades que proyectan 1233 beneficiarios.

Tabla 5453. Procesos de formalización minera y beneficiarios

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
ANDES SOTOMAYOR	3	571
Área de Reserva Especial	1	26
Devolución de Áreas para la Formalización Minera	1	320
Subcontrato de Formalización Minera	1	225
LA LLANADA	2	3
Por definir Mecanismo de Formalización	1	2
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	1	1
MALLAMA	9	40
Área de Reserva Especial	1	2
Por definir Mecanismo de Formalización	3	3
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	4	5
Subcontrato de Formalización Minera	1	30
SAMANIEGO	8	330
Área de Reserva Especial	1	4
Devolución de Áreas para la Formalización Minera	1	320
Por definir Mecanismo de Formalización	2	2
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	4	4
SANTA CRUZ DE GUACHAVEZ	7	289
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	6	285
Subcontrato de Formalización Minera	1	4
Total general	29	1233

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

Así mismo, de estos 29 procesos de formalización acompañados, 5 procesos corresponden a procesos que se adelantan en el marco del protocolo de mediación que benefician a 899 mineros los cuales se relacionan a continuación:





Tabla 54. Procesos acompañados bajo protocolo de mediación

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
ANDES SOTOMAYOR	2	545
Devolución de Áreas para la Formalización Minera	1	320
Subcontrato de Formalización Minera	1	225
MALLAMA	1	30
Subcontrato de Formalización Minera	1	30
SAMANIEGO	1	320
Devolución de Áreas para la Formalización Minera	1	320
SANTA CRUZ DE GUACHAVEZ	1	4
Subcontrato de Formalización Minera	1	4
Total general	5	899

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

En el territorio se desarrolló una estrategia de acercamiento a las comunidades mineras mediante la realización de diez (10) reconversatorios productivos en los municipios de Santacruz, Mallama, Los Andes Sotomayor, Samaniego y La Llanada. Estos espacios permitieron socializar alternativas económicas sostenibles y promover procesos de reflexión sobre oportunidades de diversificación productiva para la población vinculada a la actividad minera.

De manera complementaria, se impulsaron acciones de fortalecimiento de la minería artesanal a través de procesos de capacitación y formación comunitaria, destacándose la implementación de la Escuela de Minería para la Paz y la Vida, iniciativa orientada a fortalecer capacidades técnicas, organizativas y sociales de las comunidades mineras, promoviendo prácticas responsables y sostenibles en el ejercicio de la actividad.

Así mismo, en el marco del Plan de Acción Nacional para la Minería Artesanal y de Pequeña Escala de Oro (PAN MAPE-Hg) se realizaron actividades de monitoreo ambiental y caracterización de relaves mineros para identificar oportunidades de aprovechamiento secundario y reducción de la contaminación por mercurio. Adicionalmente, se desarrollaron 11 jornadas de capacitación, fortalecimiento organizativo y promoción de esquemas asociativos que beneficiaron a 307 mineros y mineras, contribuyendo a la inclusión financiera, la generación de encadenamientos productivos y la diversificación económica de los territorios mineros.





Distrito Minero Noroccidente Nariñense.

El Distrito Noroccidente Nariñense corresponde al municipio de Santa Bárbara (Iscuandé) y al municipio del Charco, en el litoral pacífico nariñense. A continuación, se presentan las principales acciones durante el periodo 2022-2026

Fase 1: Delimitación - Estado: Culminada

La fase de delimitación del Distrito Minero del Noroccidente Nariñense inició con la Cumbre Minera del Noroccidente de Nariño, “Distrito para la Vida y la Paz”, realizada los días 14 y 15 de septiembre de 2024 en los municipios de El Charco y Santa Bárbara de Iscuandé respectivamente, con la participación de 395 personas. Adicionalmente, se realizó un Encuentro Territorial por una Minería para la Vida el 9 de octubre de 2025, en el municipio de Santa Bárbara de Iscuandé, con la participación de 125 personas.

Se suscribió el Memorando de Entendimiento con la Agencia Nacional de Minería y la Gobernación de Nariño. El documento técnico correspondiente al Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Noroccidente Nariñense fue publicado el 1 de abril de 2025. Posteriormente, con base en este diagnóstico situacional que incorporó las conclusiones extraídas de los diálogos sociales y cumbres mineras regionales de la subregión, el Ministerio de Minas y Energía publicó a comentarios de la ciudadanía hasta el 28 de febrero de 2026 y culminó el proceso de delimitación mediante la Resolución 40180 del 30 de marzo de 2026.

Fase 2: Formulación del Plan de Gestión - Estado: En Ejecución

El 19 de mayo de 2026, se instaló la Mesa de Trabajo Interinstitucional y se aprobó la ruta metodológica para la formulación y Consulta Previa, así como la estructura para la construcción del Plan Estratégico de Gestión a partir de cuatro ejes estratégicos, a saber: Eje de Transformación Minero Ambiental, Eje de Transformación productivo y comercial, Eje de Transformación social territorial y Eje de Transición Energética Justa.

Durante febrero de 2026 se desarrollaron diversos espacios de diálogo, articulación y gestión con la Gobernación de Nariño y su gabinete, las dos alcaldías municipales que integran el Distrito (El Charco y Santa Bárbara de Iscuandé) y autoridades étnicas de los Consejos Comunitarios, con el propósito de orientar la formulación de acciones para el Plan Estratégico de Gestión; adicionalmente, se han fortalecido escenarios de





coordinación con entidades que coadyuvan al proceso, como Fondo Paz y la Agencia Nacional de Minería.

La formulación integral del Plan Estratégico de Gestión se realizará en el municipio del Charco, Nariño el 25 y 26 de junio de 2026 con una convocatoria abierta para los actores estratégicos del territorio.

Fase 3: Consulta Previa y adopción del Plan Estratégico de Gestión - Estado: En Proceso El 4 de marzo de 2026 se radicó ante la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP) la solicitud de inicio del trámite de consulta previa, una vez expedida la Resolución de Delimitación; en este componente, además, se cuenta con el mapeo completo de los pueblos étnicos presentes en el Distrito, identificando un total de 24 comunidades, y se ha avanzado en espacios de diálogo con las comunidades ubicadas en el territorio delimitado.

Se adelantaron distintas acciones de diálogo, articulación y armonización con comunidades étnicas, así como con las alcaldías municipales de El Charco y Santa Bárbara de Iscuandé. En este marco, se desarrollaron espacios de trabajo con la comunidad Eperara Siapidara y con los consejos comunitarios de la subregión, con el propósito de socializar la estrategia de los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva, presentar el cronograma proyectado para su implementación y explicar el papel de los pueblos étnicos dentro de las instancias de gobernanza definidas en el marco de la estrategia.

El 13 de Julio de 2026, se realizará la jornada de preconsulta con las comunidades étnicas presente en el Distrito, proyectando realizar la protocolización de acuerdos el 14 y 15 de julio de 2026. Se proyecta que la adopción del Plan Estratégico de Gestión por parte de la Mesa de Trabajo Interinstitucional se realice el 28 de julio de 2026.

Otras actividades focalizadas en el Distrito Minero:

En el marco de la estrategia de acompañamiento desde el componente técnico minero, ambiental y jurídico a 2 procesos con vocación a la formalización de sus actividades que proyectan 2. beneficiarios.





Tabla 5655. Procesos de formalización minera y beneficiarios.

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
SANTA BARBARA (Iscuandé)	2	2
Por definir Mecanismo de Formalización	1	1
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	1	1
Total general	2	2

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

De otra parte, las acciones de reconversión productiva en el Distrito del Noroccidente Nariñense estuvieron orientadas a la socialización de la oferta institucional, la caracterización de población minera y la identificación de alternativas económicas complementarias o de transición. Estas actividades permitieron recopilar información sobre las dinámicas productivas del territorio y evidenciar una amplia disposición de las comunidades para participar en procesos de transformación productiva, constituyéndose en un insumo relevante para la estructuración de futuras rutas de reconversión económica.

Distrito Minero Triángulo de Telembí.

El Distrito Triángulo de Telembí se localiza en el departamento de Nariño, en la subregión del Pacífico nariñense, conformado por 3 municipios, a saber, Barbacoas, Magui Payán, Roberto Payán. Esta zona presenta condiciones de extrema vulnerabilidad social y territorial, con presencia de economías ilegales asociadas al narcotráfico que afectan directamente la actividad de la pequeña minería.

Fase 1: Delimitación - Estado: Culminada

Para la fase de delimitación del Distrito Minero del Triángulo del Telembí, entre 2023 y la actualidad, se ha fortalecido el dialogo social directo y la participación ciudadana incidente en los territorios y con ello desde el Ministerio de Minas y Energía se ha consolidado una estrategia de construcción conjunta para los distritos, metodología participativa que comprende la articulación con diferentes expresiones organizativas de los actores y comunidades mineras, lo que incluye organizaciones de pequeños y medianos mineros, mineros artesanales, mineros informales, empresas y titulares mineros, así como la vinculación de otros actores sociales como las organizaciones ambientales, campesinas, étnicas, de derechos humanos y la academia.





El 25 de mayo de 2024, se realizó la Cumbre Minera del Triángulo de Telembí reuniendo 250 personas. Asimismo, se realizó el Encuentro Territorial por una Minería para la Vida en Roberto Payán el 25 de septiembre de 2025 con la participación de 120 personas.

Se suscribió el Memorando de Entendimiento con la Agencia Nacional de Minería y la Gobernación de Nariño con el propósito de coordinar y articular la oferta institucional de dichas entidades, con el fin de consolidar condiciones que permitan la dignificación, organización y planificación de la minería artesanal, tradicional y de pequeña escala; la protección de los ecosistemas y fuentes hídricas; el bienestar y garantía de los derechos de las comunidades locales; así como la diversificación productiva del territorio basada en principios de sostenibilidad ambiental.

En articulación con la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), se publicó el diagnóstico para el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Triángulo de Telembí, posteriormente hizo parte integral del proyecto de resolución de delimitación y la memoria justificativa publicada a comentarios de la ciudadanía entre el 12 al 27 de diciembre de 2025. La delimitación oficial del distrito se materializó mediante la Resolución 40143 de 2026 del 4 de marzo de 2026.

Fase 2: Formulación del Plan de Gestión - Estado: En Ejecución

Se avanza de manera progresiva en este proceso, durante febrero de 2026 se desarrollaron diversos espacios de diálogo, articulación y gestión con la Gobernación de Nariño y su gabinete, las tres alcaldías municipales que integran el Distrito (Magüí Payán, Roberto Payán y Barbacoas) y autoridades étnicas del pueblo Awá y de los Consejos Comunitarios, con el propósito de orientar la formulación de acciones para el Plan Estratégico de Gestión; adicionalmente, se han fortalecido escenarios de coordinación con entidades que coadyuvan al proceso, como Fondo Paz y la Agencia Nacional de Minería.

El 19 de mayo de 2026, se instaló la Mesa de Trabajo Interinstitucional del Distrito Minero del Triángulo de Telembí y se aprobó la ruta metodológica para la formulación y Consulta Previa, así como la estructura para la construcción del Plan Estratégico de





Gestión a partir de cuatro ejes estratégicos, a saber: Eje de Transformación Minero Ambiental, Eje de Transformación productivo y comercial, Eje de Transformación social territorial y Eje de Transición Energética Justa.

La formulación integral del Plan Estratégico de Gestión se realizará en el municipio de Barbacoas, Nariño el 18 y 19 de junio de 2026 con una convocatoria abierta para los actores estratégicos del territorio.

Fase 3: Consulta Previa y adopción del Plan Estratégico de Gestión. - Estado: En Proceso

El 4 de marzo de 2026 se radicó ante la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP) la solicitud de inicio del trámite de consulta previa, una vez expedida la Resolución de Delimitación; en este componente, además, se cuenta con el mapeo completo de los pueblos étnicos presentes en el Distrito, identificando un total de 40 comunidades, y se ha avanzado en espacios de diálogo con las comunidades ubicadas en el territorio delimitado.

El 22 de Julio de 2026, se realizará la jornada de Preconsulta con las comunidades étnicas presente en el Distrito, proyectando realizar la protocolización de acuerdos el 23 y 24 de julio de 2026. Se proyecta que la adopción del Plan Estratégico de Gestión por parte de la Mesa de Trabajo Interinstitucional se realice el 28 de julio de 2026.

Otras actividades focalizadas en el Distrito Minero:

En el marco de la estrategia de acompañamiento desde el componente técnico minero, ambiental y jurídico a 14 procesos con vocación a la formalización de sus actividades que proyectan 45 beneficiarios.

Tabla 56. Procesos de formalización minera y beneficiarios

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
BARBACOAS	14	45
Área de Reserva Especial	1	2
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	13	43
Total general	14	45

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.





Como parte del proceso de consolidación del Distrito Minero del Triángulo de Telembí, el Ministerio desarrolló tres (3) reconversatorios productivos en los municipios de Barbacoas, Magüí Payán y Roberto Payán, mediante los cuales se socializó la oferta institucional en materia de reconversión productiva minera y se promovió el diálogo sobre alternativas económicas sostenibles para las comunidades vinculadas a la actividad minera. Paralelamente, se realizaron ejercicios de caracterización de la población minera y levantamiento de información territorial, generando insumos para la formulación de estrategias de intervención acordes con las dinámicas y necesidades del territorio.

De manera complementaria, se adelantaron acciones de acercamiento territorial y caracterización de los mineros artesanales y de subsistencia, permitiendo identificar las condiciones sociales, productivas y organizativas de la actividad minera en los municipios de Barbacoas, Magüí Payán y Roberto Payán, así como fortalecer la articulación institucional para la atención de esta población.

Así mismo, las intervenciones realizadas en el territorio estuvieron orientadas al fortalecimiento de la formalización minera, la caracterización territorial y la gobernanza minera, contribuyendo a la generación de información estratégica para la toma de decisiones y la construcción de procesos participativos que favorezcan el desarrollo sostenible del sector.

Por otra parte, las acciones de fomento minero implementadas en el Triángulo de Telembí se han fortalecido mediante la aplicación de instrumentos nacionales de transferencia de conocimiento y desarrollo de capacidades, especialmente a través del Centro de Aprendizaje Minero (CAM), ampliando las oportunidades de capacitación y fortalecimiento técnico para los actores vinculados a la actividad minera en la región.

Distrito Minero Litoral Pacífico Caucano.

El Distrito Litoral Pacífico Caucano comprende los municipios de Guapi, López de Micay y Timbiquí, en la costa pacífica del departamento del Cauca. Esta región es habitada





principalmente por comunidades afrocolombianas con territorios colectivos de Consejos Comunitarios.

Fase 1: Delimitación - Estado: Culminada

La fase de delimitación del Distrito Minero del Norte del Cauca inició con la Cumbre Minera del Litoral Pacífico Caucano, “Distrito para la Vida y la Paz”, llevada a cabo el 4 de mayo de 2024 en el municipio de Guapi, Cauca, que contó con la presencia de 200 asistentes, incluyendo delegaciones de los tres municipios involucrado. Posteriormente, dos (2) Encuentros Territoriales por una Minería para la Vida: el 27 de septiembre de 2025 en el municipio de Timbiquí, con la participación de 108 personas, y el 28 de septiembre de 2025 en el municipio de Guapi, con una asistencia de 88 personas.

Se suscribió el Memorando de Entendimiento con la Agencia Nacional de Minería y la Gobernación de Cauca. El diagnóstico correspondiente al Distrito Minero del Litoral Pacífico Caucano fue presentado el 22 de noviembre de 2024, este informe analizó detalladamente las dinámicas socioeconómicas, las coberturas de ecosistemas, los humedales del Pacífico y las cumbres mineras de la subregión. Tras la publicación a comentarios de la ciudadanía, se expidió la Resolución 40188 de 2026 para formalizar la delimitación del Distrito.

Fase 2: Formulación del Plan de Gestión - Estado: En Ejecución

El 15 de mayo de 2026, se instaló la Mesa de Trabajo Interinstitucional y se aprobó la ruta metodológica para la formulación y Consulta Previa, así como la estructura para la construcción del Plan Estratégico de Gestión a partir de cuatro ejes estratégicos, a saber: Eje de Transformación Minero Ambiental, Eje de Transformación productivo y comercial, Eje de Transformación social territorial y Eje de Transición Energética Justa.

La formulación integral del Plan Estratégico de Gestión se realizará en el municipio de Guapi, Cauca del 10 al 12 de junio de 2026 con una convocatoria abierta para los actores estratégicos del territorio.

Fase 3: Consulta Previa y adopción del Plan Estratégico de Gestión - Estado: En Proceso





El 22 de mayo de 2026 se dio inicio al proceso de Consulta Previa, libre e informada con 36 comunidades étnicas. 22 consejos comunitarios; 10 resguardos indígenas y 4 parcialidades presentes en el territorio delimitado. El 7 de Julio de 2026, se realizará la jornada de Preconsulta con las comunidades étnicas presente en el Distrito, proyectando realizar la protocolización de acuerdos el 8 y 9 de julio de 2026. Se proyecta que la adopción del Plan Estratégico de Gestión por parte de la Mesa de Trabajo Interinstitucional se realice el 28 de julio de 2026.

Otras acciones en el Distrito Minero:

En el marco de la estrategia de acompañamiento desde el componente técnico minero, ambiental y jurídico a 15 procesos con vocación a la formalización de sus actividades que proyectan 229 beneficiarios.

Tabla 5857. Procesos de formalización minera y beneficiarios.

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
GUAPI	8	62
Contrato de Concesión Diferencial	6	54
Por definir Mecanismo de Formalización	1	1
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	1	7
LÓPEZ	2	28
Área de Reserva Especial	2	28
TIMBIQUÍ	5	139
Área de Reserva Especial	1	110
Contrato de Concesión Diferencial	1	7
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	2	14
Subcontrato de Formalización Minera	1	8
Total general	15	229

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

Así mismo, de estos 15 procesos de formalización acompañados, 1 procesos corresponden a procesos que se adelantan en el marco del protocolo de mediación que benefician a 8 mineros los cuales se relacionan a continuación:





Tabla 5958. Procesos acompañados bajo protocolo de mediación.

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
TIMBIQUÍ	1	8
Subcontrato de Formalización Minera	1	8
Total general	1	8

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

En el Litoral Pacífico Caucano se implementaron talleres y espacios de orientación dirigidos a la identificación de alternativas de reconversión productiva para las comunidades mineras de los municipios de Guapi, Timbiquí y López de Micay. Estas actividades estuvieron acompañadas de diagnósticos territoriales y análisis de vocaciones productivas, permitiendo identificar oportunidades para la diversificación económica y la promoción de actividades sostenibles acordes con las características y potencialidades del territorio.

De manera complementaria, las acciones desarrolladas incorporaron un enfoque diferencial orientado al fortalecimiento de las comunidades afrodescendientes vinculadas a la minería artesanal, reconociendo sus particularidades sociales, culturales y productivas. Este enfoque contribuyó a fortalecer la participación comunitaria y a promover estrategias acordes con las dinámicas propias de los territorios colectivos.

Así mismo, las acciones desarrolladas en el Distrito Minero para la Vida y la Paz del Litoral Pacífico Caucano estuvieron orientadas al fortalecimiento de capacidades para una minería más sostenible y articulada con el desarrollo territorial. En el marco del PAN MAPE-Hg se adelantaron actividades de caracterización ambiental y monitoreo de mercurio en municipios como Guapi y Timbiquí, generando información técnica para la formulación de estrategias de reducción de contaminación y adopción de tecnologías limpias. De manera complementaria, se promovieron espacios participativos para la construcción de estrategias de encadenamientos productivos y diversificación económica, con la participación de organizaciones comunitarias y actores locales vinculados a la actividad minera.

Distrito Minero Norte del Cauca





El Distrito Norte del Cauca tiene presencia en los municipios de Buenos Aires y Suárez, en el departamento del Cauca. Esta zona ha sido históricamente escenario de conflictos entre comunidades mineras (afrodescendientes e indígenas) y titulares de concesiones de gran minería. A continuación, se presentan las acciones realizadas durante el periodo 2022-2026:

Fase 1: Delimitación - Estado: Culminada

La fase de delimitación del Distrito Minero del Norte del Cauca inició con la Cumbre Minera del Norte del Cauca, “Distrito para la Vida y la Paz”, realizada el 27 de junio de 2024 en el municipio de Suarez, Cauca, con la participación de 200 personas. Asimismo, mesa de trabajo con la delegación de la movilización social del Norte del Cauca del 14 al 16 de febrero de 2026.

Se suscribió EL Memorando de Entendimiento con la Agencia Nacional de Minería y la Gobernación de Cauca. El diagnóstico correspondiente al Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Norte del Cauca elaborado en articulación con la UPME fue publicado el 4 de octubre de 2024. Este estudio sirvió como el insumo técnico y social definitivo para sustentar la posterior delimitación que se materializó formalmente mediante la Resolución 40184 de 2026.

Fase 2: Formulación del Plan de Gestión - Estado: Culminado

El 15 de mayo de 2026, se instaló la Mesa de Trabajo Interinstitucional y se aprobó la ruta metodológica para la formulación y Consulta Previa, así como la estructura para la construcción del Plan Estratégico de Gestión a partir de cuatro ejes estratégicos, a saber: Eje de Transformación Minero Ambiental, Eje de Transformación productivo y comercial, Eje de Transformación social territorial y Eje de Transición Energética Justa.

Adicionalmente, se realizaron 2 espacios de socialización del Distrito Minero del Norte del Cauca con las comunidades en territorio en donde participaron 340 personas que permitieron avanzar hacia la definición de los ejes estratégicos para la estructuración del Plan Estratégico de Gestión, así mismo se han realizado mesas de trabajo con las alcaldías municipales de los dos Distritos y la Gobernación del Cauca en aras de avanzar en el proceso de alistamiento para la etapa de formulación del Plan y la Consulta Previa con comunidades étnicas.





La formulación integral del Plan Estratégico de Gestión se realizó en el municipio de Santander de Quilichao, Cauca del 3 al 5 de junio de 2026 con una convocatoria abierta para los actores estratégicos del territorio.

Fase 3: Consulta Previa y adopción del Plan Estratégico de Gestión - Estado: Culminada El 22 de mayo de 2026 se dio inicio al proceso de Consulta Previa, libre e informada con 22 comunidades étnicas presente en el territorio delimitado. Entre el 17 y 19 de junio de 2026, se realizó la jornada de Preconsulta y protocolización de la consulta con las comunidades étnicas presente en el Distrito. Se proyecta que la adopción del Plan Estratégico de Gestión por parte de la Mesa de Trabajo Interinstitucional se realice el 10 de julio de 2026.

Otras acciones en el Distrito Minero:

En el marco de la estrategia de acompañamiento desde el componente técnico minero, ambiental y jurídico a 8 procesos con vocación a la formalización de sus actividades que proyectan 62 beneficiarios.

Tabla 6059. Procesos de formalización minera y beneficiarios

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
BUENOS AIRES	1	4
Subcontrato de Formalización Minera	1	4
SUÁREZ	7	58
Área de Reserva Especial	1	10
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	6	48
Total general	8	62

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

Así mismo, de estos 8 procesos de formalización acompañados, 1 proceso que corresponde a procesos que se adelantan en el marco del protocolo de mediación que benefician a 4 mineros los cuales se relacionan a continuación:





Tabla 6160. Procesos acompañados bajo protocolo de mediación

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
BUENOS AIRES	1	4
Subcontrato de Formalización Minera	1	4
Total general	1	4

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

En el Norte del Cauca se adelantaron espacios de diálogo y ejercicios de caracterización territorial orientados a identificar oportunidades de reconversión productiva para las comunidades vinculadas a la actividad minera. Estas acciones permitieron reconocer alternativas económicas complementarias, fortalecer el conocimiento sobre las dinámicas productivas presentes en el territorio y generar insumos para la formulación de estrategias que promuevan la diversificación económica y el desarrollo sostenible.

De manera complementaria, se desarrollaron acciones orientadas al fortalecimiento de la minería artesanal y de subsistencia mediante procesos de acercamiento comunitario, identificación de actores mineros y articulación institucional para el acompañamiento de las comunidades. Estas actividades contribuyeron a mejorar el conocimiento sobre las condiciones de la actividad minera en el territorio y a fortalecer los canales de coordinación entre las comunidades y las entidades competentes.

Así mismo, las actividades adelantadas aportaron al fortalecimiento de capacidades territoriales para la promoción de buenas prácticas mineras y la gestión preventiva de los riesgos asociados al desarrollo de la actividad extractiva, fomentando una mayor apropiación de medidas orientadas a la seguridad y sostenibilidad de las operaciones mineras.

Por otra parte, a través de la implementación del Plan de Acción Nacional para la Minería Artesanal y de Pequeña Escala de Oro (PAN MAPE-Hg) se realizaron actividades de caracterización de relaves y monitoreo de mercurio en el municipio de Buenos Aires, generando información técnica para la formulación de estrategias de aprovechamiento de materiales mineros residuales y la promoción de tecnologías limpias que contribuyan a la reducción de impactos ambientales asociados a la actividad minera.





Distrito Minero Atrato.

El Distrito de Atrato comprende los municipios de Atrato, Bagadó, Medio Atrato, Quibdó y Río Quito, en el departamento del Chocó. El río Atrato, principal arteria fluvial del Chocó, es el eje ordenador de la actividad minera en esta subregión. La declaratoria del Atrato como sujeto de derechos (Sentencia T-622 de 2016) ha generado un marco de especial para la atención integral de las conflictividades socio ambientales en la subregión.

Fase 1: Delimitación - Estado: En proceso

En esta fase, el 3 de julio de 2024, se realizó la Cumbre Minero Energética del Chocó en la ciudad de Quibdó con una participación de 270 personas, en la que a partir de una metodología participativa que comprende la articulación con diferentes expresiones organizativas de los actores y comunidades mineras, así como la vinculación de otros actores sociales como las organizaciones ambientales, campesinas, étnicas, de derechos humanos y la academia, se logró desarrollar un mapeo estratégico de necesidades y oportunidades en el territorio. Posteriormente, dos (2) Encuentros Territoriales por una Minería para la Vida: el 27 de septiembre de 2025 en el municipio de Atrato, con la participación de 108 personas, y el 28 de septiembre de 2025 en la ciudad de Quibdó, con una asistencia de 88 personas.

El 1 de abril de 2025, se publicó el diagnóstico para la delimitación del Distrito, en el que se realizó un análisis de los componentes minero, ambiental, productiva, social y étnico. El proyecto de acto administrativo se encuentra en trámite para su publicación a comentarios de la ciudadanía en mayo de 2026.

Fase 2: Formulación del Plan Estratégico de Gestión - Estado: En proceso

Se avanza en el desarrollo de espacios de trabajo con actores estratégicos del territorio, reunión con Alcaldías municipales que conforman el Distrito y espacios de alistamiento con la Gobernación del Chocó conforme al memorando de entendimiento firmado entre las dos entidades para, entre otros, impulsar la estrategia en territorio. De igual manera, se avanza en el diálogo con comunidades mineras, étnicas, así como el mapeo de la oferta institucional territorial.

Fase 3: Consulta Previa y adopción del Plan Estratégico de Gestión - Estado: En proceso





Se avanza en la identificación de comunidades étnicas presentes en el Distrito Se adelantarán las gestiones institucionales necesarias para dar inicio al proceso de Consulta Previa con las comunidades étnicas presentes en el área del Distrito, en coordinación con el Ministerio del Interior.

Otras acciones en el Distrito Minero:

En el marco de la estrategia de acompañamiento desde el componente técnico minero, ambiental y jurídico a 62 procesos con vocación a la formalización de sus actividades que proyectan 379 beneficiarios.

Tabla 6261. Procesos de formalización minera y beneficiarios

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
ATRATO	7	19
Área de Reserva Especial	6	12
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	1	7
BAGADO	1	7
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	1	7
MEDIO ATRATO	19	162
Área de Reserva Especial	16	144
Por definir Mecanismo de Formalización	1	9
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	1	7
Subcontrato de Formalización Minera	1	2
QUIBDÓ	32	180
Área de Reserva Especial	22	25
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	2	14
Subcontrato de Formalización Minera	8	141
RIO QUITO	3	11
Área de Reserva Especial	2	4
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	1	7
Total general	62	379

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

Así mismo, de estos 62 procesos de formalización acompañados, 9 procesos corresponden a procesos que se adelantan en el marco del protocolo de mediación que benefician a 143 mineros los cuales se relacionan a continuación:





Tabla 6362. Procesos acompañados bajo protocolo de mediación

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
MEDIO ATRATO	1	2
Subcontrato de Formalización Minera	1	2
QUIBDÓ	8	141
Subcontrato de Formalización Minera	8	141
Total general	9	143

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

Así mismo, se desarrollaron acciones de fortalecimiento técnico, ambiental, organizativo y empresarial para los pequeños mineros del Distrito de Atrato. Se adelantaron actividades de caracterización ambiental y monitoreo de mercurio en relaves mineros, orientadas a identificar oportunidades para la recuperación de minerales y la implementación de tecnologías limpias. Adicionalmente, mediante alianzas con la Universidad Tecnológica del Chocó se realizó acompañamiento técnico-jurídico a proyectos mineros en Atrato, Cértegui y Unión Panamericana, fortaleciendo capacidades para la formalización y la gestión sostenible de la actividad minera. En materia de desarrollo empresarial e inclusión financiera, se ejecutaron jornadas de capacitación y fortalecimiento organizativo dirigidas a mineros y organizaciones comunitarias del territorio.

Distrito Minero San Juan

El Distrito de San Juan abarca los municipios de Cértegui, Condoto, El Cantón del San Pablo, Istmina, Medio San Juan, Sipí, Tadó y Unión Panamericana, en el departamento del Chocó. La cuenca del río San Juan es uno de los territorios con mayor potencial aurífero del país, y concentra tanto grandes operaciones de pequeña minería organizada como numerosas explotaciones artesanales dispersas.

Fase 1: Delimitación - Estado: Culminada

La fase de delimitación del Distrito Minero del Norte del Cauca inició con la Cumbre Minero-Energética realizada el 3 de julio de 2024 en la ciudad de Quibdó, Chocó, que contó con la presencia de 270 asistentes. Se suscribió el Memorando de Entendimiento con la Agencia Nacional de Minería y la Gobernación de Cauca.





La entrega y publicación del *Diagnóstico del Distrito Minero para la Diversificación Productiva del San Juan* por parte de la UPME, se realizó el 22 de noviembre de 2024. Este documento recopiló las particularidades socioambientales, los consejos comunitarios y el potencial de desarrollo de la cuenca del San Juan, sirviendo de base técnica indispensable para la expedición de la Resolución 40187 de 2026 que delimita formalmente el Distrito.

Fase 2: Formulación del Plan de Gestión - Estado: En Ejecución

Se encuentra en etapa de preparación metodológica. Se avanza en el desarrollo de espacios de trabajo con actores estratégicos del territorio, reunión con alcaldías municipales que conforman el Distrito y espacios de alistamiento con la Gobernación del Chocó conforme al memorando de entendimiento firmado entre las dos entidades para, entre otros, impulsar la estrategia en territorio. De igual manera, se avanza en el diálogo con comunidades mineras, étnicas, así como el mapeo de la oferta institucional territorial.

La instalación de la Mesa de Trabajo Interinstitucional se proyecta para el 20 de agosto de 2026 y la formulación integral del Plan Estratégico de Gestión, se realizará en el municipio de Istmina durante el mes de septiembre de 2026 con una convocatoria abierta para los actores estratégicos del territorio.

Fase 3: Consulta Previa y adopción del Plan Estratégico de Gestión - Estado: En Proceso

El 26 de mayo de 2026 se dio inicio al proceso de Consulta Previa, libre e informada con la reunión de coordinación y preparación entre el Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP), en la que se aprobó la ruta metodológica para la Consulta Previa y la adopción del Plan Estratégico de Gestión proyectada para el segundo semestre de 2026.

Otras acciones del Distrito Minero:

En el marco de la estrategia de acompañamiento desde el componente técnico minero, ambiental y jurídico a 81 procesos con vocación a la formalización de sus actividades que proyectan 2.248 beneficiarios.





Tabla 6463. Procesos de formalización minera y beneficiarios

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
CÉRTEGUI	3	39
Área de Reserva Especial	3	39
CONDOTO	23	1375
Área de Reserva Especial	7	32
Contrato de Concesión Pequeña Minería	4	1200
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	1	7
Subcontrato de Formalización Minera	11	136
EL CANTÓN DEL SAN PABLO	1	7
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	1	7
ISTMINA	8	14
Área de Reserva Especial	6	6
Contrato de Concesión Pequeña Minería	1	1
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	1	7
MEDIO SAN JUAN	5	30
Área de Reserva Especial	4	23
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	1	7
SIPI	5	89
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	1	7
Subcontrato de Formalización Minera	4	82
TADO	20	400
Área de Reserva Especial	15	383
Contrato de Concesión Diferencial	1	1
Contrato de Concesión Pequeña Minería	1	1
Por definir Mecanismo de Formalización	1	1
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	2	14
UNION PANAMERICANA	16	294
Área de Reserva Especial	3	88
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	2	14
Subcontrato de Formalización Minera	11	192
Total general	81	2248

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.





Así mismo, de estos 81 procesos de formalización acompañados, 26 procesos corresponden a procesos que se adelantan en el marco del protocolo de mediación que benefician a 410 mineros los cuales se relacionan a continuación:

Tabla 6564. Procesos acompañados bajo protocolo de mediación

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
CONDOTO	11	136
Subcontrato de Formalización Minera	11	136
SIPI	4	82
Subcontrato de Formalización Minera	4	82
UNION PANAMERICANA	11	192
Subcontrato de Formalización Minera	11	192
Total general	26	410

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

En el Distrito Minero del San Juan se desarrollaron actividades orientadas a la identificación de alternativas económicas sostenibles para las comunidades vinculadas a la actividad minera, complementadas con ejercicios de caracterización territorial y socialización de la oferta institucional en materia de reconversión productiva. Estas acciones permitieron generar información relevante sobre las dinámicas económicas locales y promover opciones que contribuyan a la diversificación productiva y al desarrollo sostenible del territorio.

De manera complementaria, las intervenciones realizadas permitieron fortalecer el conocimiento sobre las condiciones de la minería artesanal y de subsistencia presentes en el distrito, facilitando la articulación de estrategias de acompañamiento institucional y fortalecimiento organizativo. Lo anterior contribuyó a mejorar la comprensión de las necesidades y particularidades de las comunidades mineras, favoreciendo la implementación de acciones acordes con su realidad territorial.

Así mismo, las actividades desarrolladas promovieron la incorporación gradual de buenas prácticas mineras y el fortalecimiento de capacidades para la prevención y gestión de riesgos, en articulación con los procesos de formalización y asistencia técnica adelantados en el distrito. Estas acciones buscan contribuir a una actividad minera más segura y sostenible para las comunidades involucradas.





Por otra parte, el distrito participó en iniciativas de fortalecimiento productivo, transferencia de conocimiento y acceso a programas de formación impulsados por el Ministerio para apoyar el desarrollo de la pequeña minería. Estas estrategias contribuyeron al fortalecimiento de capacidades técnicas y organizativas de los actores mineros, promoviendo mejores condiciones para el desarrollo de la actividad en el territorio.

Se implementaron acciones dirigidas al fortalecimiento de la pequeña minería mediante asistencia técnica, jurídica, ambiental y empresarial. Estas intervenciones incluyeron jornadas de sensibilización en educación ambiental, acompañamiento a proyectos mineros priorizados y actividades de articulación entre la academia y las comunidades mineras. De igual manera, se desarrollaron procesos de capacitación, fortalecimiento organizativo e inclusión financiera que beneficiaron a 260 participantes de los municipios de Istmina, Tadó y Nóvita, contribuyendo al fortalecimiento de capacidades productivas, asociativas y empresariales de las organizaciones mineras del territorio.

Distrito Minero Valle del Cauca

El Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Valle del Cauca tiene cobertura en los municipios de Buenaventura, Cali, Dagua y Jamundí. Su particularidad radica en la diversidad de contextos mineros que convergen en el territorio, entre ellos, la minería de oro en el litoral Pacífico, especialmente en Buenaventura, así como la minería de materiales de construcción y de metales preciosos en zonas de piedemonte, principalmente en Dagua y Jamundí.

Fase 1: Delimitación - Estado: Culminada

La Unidad de Planeación Minero-Energética publicó el Diagnóstico del Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Valle del Cauca el 26 de diciembre de 2024. Este documento técnico recopiló y analizó las particularidades mineras, socioambientales, productivas, económicas, territoriales y étnicas del área de influencia, incluyendo la identificación de consejos comunitarios, resguardos indígenas y demás actores relevantes del territorio. Su contenido sirvió como base técnica fundamental y





memoria justificativa para la expedición de la Resolución 40236 del 15 de mayo de 2026, mediante la cual se delimitó formalmente el Distrito Minero.

Fase 2: Formulación del Plan de Gestión - Estado: En Ejecución

El proceso se encuentra en etapa de preparación metodológica. En esta fase se avanza en el desarrollo de espacios de trabajo con actores estratégicos del territorio, reuniones con las alcaldías municipales que conforman el Distrito y escenarios de alistamiento institucional con la Gobernación del Valle del Cauca, en el marco del memorando de entendimiento suscrito entre ambas entidades para impulsar la estrategia. De igual manera, se adelantan diálogos con comunidades mineras y étnicas, así como el mapeo de la oferta institucional territorial, con el propósito de identificar capacidades, necesidades y posibles líneas de acción que orienten la construcción participativa del Plan Estratégico de Gestión.

Fase 3: Consulta Previa y adopción del Plan Estratégico de Gestión. - Estado: En Proceso

Se avanza en la identificación de las comunidades étnicas con presencia en los municipios que han sido identificados, priorizados y delimitados en el marco del Distrito Minero, como parte de las acciones de alistamiento institucional y caracterización territorial. A partir de esta identificación, se adelantarán las gestiones necesarias para dar inicio al proceso de Consulta Previa con las comunidades étnicas que correspondan, en coordinación con el Ministerio del Interior y la dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa, conforme a las competencias y procedimientos establecidos para este tipo de procesos.

Otras acciones del Distrito Minero:

En el marco de la estrategia de acompañamiento desde el componente técnico minero, ambiental y jurídico a 23 procesos con vocación a la formalización de sus actividades que proyectan 162 beneficiarios.

Tabla 65. Procesos de formalización minera y beneficiarios

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
BUENAVENTURA	3	53
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	3	53
CALI	2	4
Área de Reserva Especial	1	3





DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
Devolución de Áreas para la Formalización Minera	1	1
DAGUA	1	21
Área de Reserva Especial	1	21
JAMUNDÍ	17	84
Área de Reserva Especial	5	7
Contrato de Concesión Diferencial	1	1
Contrato de Operación	1	2
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	10	74
Total general	23	162

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

Así mismo, de estos 23 procesos de formalización acompañados, 2 procesos corresponden a procesos que se adelantan en el marco del protocolo de mediación que benefician a 3 mineros los cuales se relacionan a continuación:

Tabla 67. Procesos acompañados bajo protocolo de mediación

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
CALI	1	1
Devolución de Áreas para la Formalización Minera	1	1
JAMUNDÍ	1	2
Contrato de Operación	1	2
Total general	2	3

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

En el Distrito Minero del Valle del Cauca se adelantaron acciones orientadas a la identificación de oportunidades de diversificación económica y reconversión productiva, mediante actividades de caracterización territorial y acercamiento con las comunidades vinculadas a la actividad minera. Estas intervenciones permitieron reconocer potencialidades productivas y generar insumos para la construcción de estrategias que promuevan alternativas económicas sostenibles en el territorio.

De manera complementaria, se promovieron procesos de reconocimiento y fortalecimiento de la minería artesanal y de subsistencia, facilitando la articulación institucional y la identificación de necesidades prioritarias para el acompañamiento de los mineros. Estas acciones contribuyeron a mejorar el conocimiento sobre las





condiciones de la actividad minera y a fortalecer los mecanismos de coordinación para la atención de las comunidades mineras.

Así mismo, las actividades desarrolladas aportaron al fortalecimiento de capacidades para la gestión del riesgo y la promoción de prácticas seguras en el desarrollo de la actividad minera, favoreciendo la adopción de medidas preventivas y el mejoramiento de las condiciones de seguridad en el ejercicio de la actividad extractiva.

Por otra parte, las comunidades mineras del distrito accedieron a herramientas de fortalecimiento productivo, capacitación y transferencia de conocimiento orientadas a mejorar sus capacidades técnicas y organizativas. Estas estrategias contribuyeron al fortalecimiento de la pequeña minería y al desarrollo de competencias que favorecen una actividad minera más sostenible y competitiva en el territorio.

Distrito Minero Occidente de Caldas.

El Distrito Occidente de Caldas abarca los municipios de Marmato, Río Sucio y Supía, en el departamento de Caldas. Marmato es uno de los municipios mineros más emblemáticos de Colombia: tiene más de 500 años de historia extractiva y es conocido internacionalmente como el «Cerro de Oro». Por otra parte, de acuerdo con la información consultada en el Sistema de Información Minero Colombiano (SIMCO) con corte a 13 de febrero de 2025, los minerales que han sido explotados en Distrito Minero del Occidente de Caldas en el período 2013 a 2023, corresponden a metales preciosos: oro, plata y platino, materiales de construcción y, arcillas.

Fase 1: Delimitación - Estado: En proceso

El 4 de abril de 2025 fue publicado el Diagnóstico para la Delimitación del Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Occidente de Caldas. Para su elaboración, la Unidad de Planeación Minero-Energética desarrolló una metodología orientada al reconocimiento de brechas territoriales, mediante el análisis de indicadores asociados a los componentes minero, ambiental, productivo, social y étnico, así como a la identificación de áreas de influencia directa e indirecta. Este ejercicio permitió establecer elementos técnicos para la posible delimitación del Distrito. A la fecha, el proyecto de acto administrativo se encuentra en elaboración, conforme a las coordenadas de delimitación definidas, para su posterior remisión a la Oficina Asesora





Jurídica, instancia encargada de adelantar la revisión correspondiente y continuar con el trámite para su expedición.

Fase 2: Formulación del Plan Estratégico de Gestión - Estado: En proceso

El proceso se encuentra en etapa de preparación metodológica. En esta fase se avanza en el desarrollo de espacios de trabajo con actores estratégicos del territorio, reuniones con las alcaldías municipales que conforman el Distrito y escenarios de alistamiento institucional con la Gobernación de Caldas. De igual manera, se adelantan diálogos con comunidades mineras y étnicas, así como el mapeo de la oferta institucional territorial, con el propósito de identificar capacidades, necesidades, prioridades locales y posibles líneas de acción que orienten la construcción participativa del Plan Estratégico de Gestión.

Fase 3: Consulta Previa y adopción del Plan Estratégico de Gestión - Estado: En proceso

Se avanza en la identificación de las comunidades étnicas con presencia en los municipios que han sido identificados, priorizados y delimitados en el marco del Distrito Minero del Occidente de Caldas, como parte de las acciones de alistamiento institucional y caracterización territorial. A partir de esta identificación, se adelantarán las gestiones necesarias para dar inicio al proceso de Consulta Previa con las comunidades étnicas que correspondan, en coordinación con el Ministerio del Interior y la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa, conforme a las competencias y procedimientos establecidos para este tipo de procesos.

Otras acciones en el Distrito Minero:

En el marco de la estrategia de acompañamiento desde el componente técnico minero, ambiental y jurídico a 18 procesos con vocación a la formalización de sus actividades que proyectan 865 beneficiarios.

Tabla 68. Procesos de formalización minera y beneficiarios

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
MARMATO	8	636
Contrato de Operación	1	256
Por definir Mecanismo de Formalización	2	2
Subcontrato de Formalización Minera	5	378
RÍO SUCIO	8	109





DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
Por definir Mecanismo de Formalización	1	1
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	2	72
Subcontrato de Formalización Minera	5	36
SUPÍA	2	120
Solicitud de Formalización de Minería Tradicional	1	20
Subcontrato de Formalización Minera	1	100
Total general	18	865

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

Así mismo, de estos 18 procesos de formalización acompañados, 12 procesos corresponden a procesos que se adelantan en el marco del protocolo de mediación que benefician a 770 mineros los cuales se relacionan a continuación:

Tabla 69.66 Procesos acompañados bajo protocolo de mediación

DISTRITOS / DEPARTAMENTO / MUNICIPIOS	N PROCESOS	N MINEROS
MARMATO	6	634
Contrato de Operación	1	256
Subcontrato de Formalización Minera	5	378
RÍO SUCIO	5	36
Subcontrato de Formalización Minera	5	36
SUPÍA	1	100
Subcontrato de Formalización Minera	1	100
Total general	12	770

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

En el Distrito Minero del Occidente de Caldas se adelantaron acciones de diagnóstico y caracterización territorial orientadas a comprender la vocación minera de los territorios indígenas y los conflictos socioambientales asociados a la actividad extractiva. Estos ejercicios, desarrollados en articulación con el Consejo Regional Indígena de Caldas (CRIDEC), constituyen una base fundamental para la formulación de estrategias de reconversión productiva y fortalecimiento territorial, orientadas a generar alternativas económicas sostenibles para las comunidades vinculadas a la actividad minera.

De manera complementaria, se avanzó en procesos de diagnóstico y caracterización de comunidades indígenas vinculadas a actividades mineras tradicionales, lo que permitió identificar las dinámicas productivas del territorio, así como los principales retos y oportunidades asociados al desarrollo de la actividad minera. Estos ejercicios generaron insumos para el diseño de estrategias de fortalecimiento organizativo, acompañamiento





institucional y protección de las prácticas productivas desarrolladas por las comunidades locales.

Por otra parte, las acciones adelantadas estuvieron orientadas al fortalecimiento de las capacidades institucionales y a la generación de información estratégica para la planificación del desarrollo minero sostenible. La articulación con actores territoriales y los ejercicios de diagnóstico realizados constituyen una base importante para futuras intervenciones relacionadas con el fortalecimiento productivo, la asistencia técnica y la implementación de instrumentos de fomento minero que contribuyan al desarrollo integral de las comunidades del territorio.

Se consolidó la operación del Centro de Desarrollo Minero de Marmato como un nodo estratégico para la formación, la asistencia técnica, la innovación y la transferencia tecnológica al servicio de los pequeños productores mineros. Este espacio fortaleció las capacidades técnicas y empresariales del sector, promoviendo mejores condiciones de productividad, competitividad y sostenibilidad para la actividad minera desarrollada en el Distrito Minero para la Vida y la Paz de Caldas.

Legados y proyección 2026-2030

Los avances alcanzados durante el período 2022-2026 permitieron sentar las bases para una nueva visión de la pequeña minería en Colombia, fundamentada en la formalización, la diversificación productiva, el fortalecimiento institucional y la construcción de capacidades territoriales. La consolidación de los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva, la implementación de la ruta de formalización minera, el fortalecimiento de la minería artesanal y de subsistencia, la estructuración del Programa de Reconversión Productiva, la promoción de la seguridad minera, el desarrollo de los Centros de Desarrollo Minero y la reglamentación del Fondo de Fomento Minero constituyen hitos que fortalecen la presencia institucional en los territorios y generan condiciones para una minería más sostenible, incluyente y competitiva.

De igual manera, los procesos de articulación interinstitucional, participación comunitaria y construcción colectiva desarrollados en los territorios permitieron consolidar instrumentos de planificación y gestión orientados a promover la





transformación productiva, la sostenibilidad ambiental y la generación de oportunidades para las comunidades mineras. Estos avances representan un legado institucional que trasciende el período de gobierno y constituye una base sólida para la continuidad de las políticas de fortalecimiento de la pequeña minería y de la minería de subsistencia.

No obstante, el sector minero colombiano continúa enfrentando desafíos estructurales, especialmente en materia de formalización, productividad, inclusión financiera, sostenibilidad ambiental, fortalecimiento organizativo y condiciones de seguridad minera. Estas brechas se presentan con mayor intensidad en territorios caracterizados por altos niveles de pobreza, dispersión geográfica y limitada presencia institucional, donde la actividad minera continúa siendo una de las principales fuentes de ingreso y sustento para miles de familias.

En este contexto, resulta prioritario dar continuidad a las estrategias orientadas al fortalecimiento empresarial, social y productivo de la pequeña minería y de la minería de subsistencia, promoviendo mecanismos que faciliten el acceso a instrumentos de financiación, asistencia técnica, transferencia tecnológica y fortalecimiento organizativo. Asimismo, será necesario consolidar la implementación de los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva como instrumentos de planificación territorial, profundizando los procesos de formalización minera, reconversión productiva, diversificación económica y fortalecimiento de las economías locales.

De igual forma, la seguridad minera continuará representando uno de los principales retos sectoriales, particularmente en actividades de pequeña escala, por lo que será necesario fortalecer las acciones de prevención, asistencia técnica, formación especializada, gestión del riesgo y adopción de buenas prácticas. A ello se suma la importancia de continuar promoviendo la transición hacia tecnologías limpias y procesos productivos más sostenibles, contribuyendo a la reducción de impactos ambientales, la protección de la salud de las comunidades y el mejoramiento de la competitividad del sector.

En perspectiva, la consolidación de instrumentos como el Fondo de Fomento Minero, los Centros de Desarrollo Minero, el Centro de Aprendizaje Minero, el Programa de





Reconversión Productiva y los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva permitirá fortalecer las capacidades productivas de los territorios, ampliar las oportunidades de generación de ingresos y avanzar hacia una minería formal, segura, sostenible y articulada con los objetivos de desarrollo territorial y transición energética justa del país.

En consecuencia, la incorporación y fortalecimiento de estas líneas estratégicas en el próximo Plan Nacional de Desarrollo 2026-2030 permitirá dar continuidad a los avances alcanzados durante el presente cuatrienio, contribuyendo al desarrollo sostenible, la reducción de brechas sociales y económicas, la protección ambiental y la construcción de condiciones de bienestar para las comunidades mineras del país.

2.2. Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva (DME)

Los Distritos mineros constituyen una estrategia liderada por la Dirección de Minería Empresarial del Ministerio de Minas y Energía, orientada al ordenamiento de la actividad minera a gran escala, la mitigación de sus impactos ambientales, el fomento de la diversificación productiva y la promoción de procesos de reconversión laboral en territorios con alta dependencia de la extracción de carbón y oro. La escogencia de los Distritos Mineros Especiales para la Transición Energética se realizó de la siguiente forma:

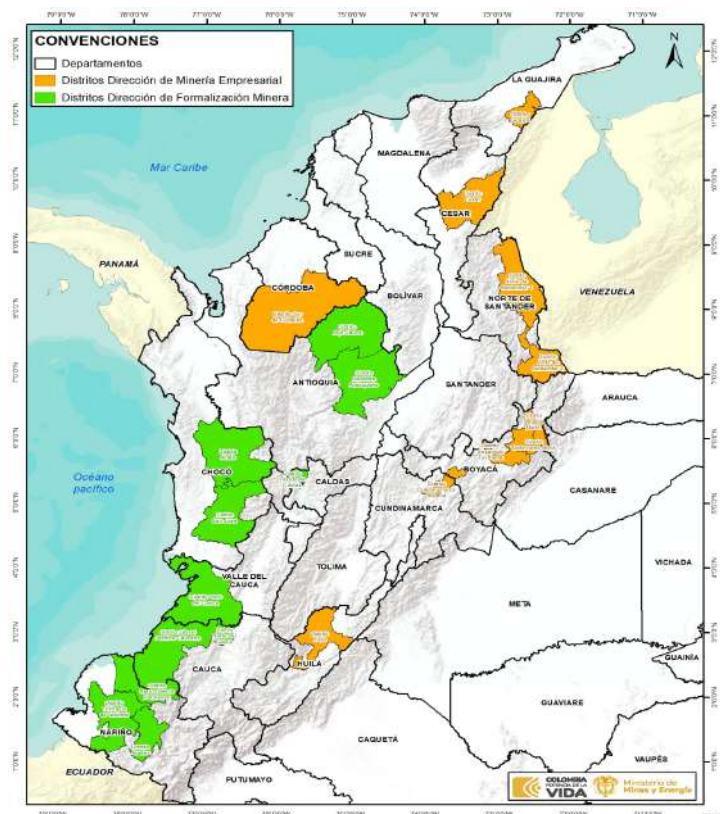
- Se identificaron diez (10) Distritos Mineros TEJ priorizados para su delimitación, localizados en los departamentos de Cesar, La Guajira, Cundinamarca, Boyacá, Huila, Córdoba y Norte de Santander (en las subregiones Sur y Catatumbo).
- Esta selección se fundamentó en criterios como la relevancia minera, el grado de dependencia económica del sector extractivo y el potencial de transición hacia actividades productivas alternativas.
- Se avanzó en la elaboración de diagnósticos territoriales, memorias justificativas, procesos de socialización, delimitación y formulación de instrumentos de planificación para los distritos priorizados.
- Se consolidaron los insumos técnicos, sociales, ambientales y jurídicos requeridos para la estructuración de los diez (10) distritos priorizados, así como la articulación institucional y territorial necesaria para la formulación de sus Planes Estratégicos de Gestión.





- Se logró la delimitación del Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva Sugamuxi–Tundama mediante la Resolución 40251 de 2026.
- Los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva de Huila y Norte de Santander Catatumbo y Área Metropolitana culminaron la fase de publicación para comentarios de la ciudadanía, avanzando en la ruta para su adopción, mientras que los demás distritos continúan su proceso de revisión y consolidación técnica, jurídica e institucional.
- Se espera que durante la presente vigencia se logre la delimitación de al menos cinco (5) Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva, consolidando una estrategia territorial orientada a la diversificación productiva, la reindustrialización, la reconversión laboral y la transición energética justa en las regiones mineras del país.

Tabla 70. Mapa Distritos Mineros Especiales para la Transición Energética



Fuente: Ministerio de Minas y Energía





Corredor de Vida del Cesar

Comprende los municipios de Agustín Codazzi, Becerril, Chiriguaná, El Paso y La Jagua de Ibirico, territorios históricamente dependientes de la explotación de carbón térmico a gran escala y afectados por el cierre anticipado de operaciones mineras, situación que generó la pérdida estimada de más de 13.000 empleos directos e indirectos. En respuesta a este escenario, el Gobierno nacional avanzó en la consolidación del Distrito como instrumento para promover la transición energética justa, la reconversión laboral, la diversificación productiva y la reindustrialización regional.

En el marco de la planificación territorial y del proceso de cierre minero, se declaró un área temporal de protección ambiental en zonas de Becerril, El Paso y La Jagua de Ibirico, sobre las cuales se adelantan estudios geoquímicos, hidrogeológicos y geofísicos liderados por el Servicio Geológico Colombiano, así como estudios de uso posminero y análisis territorial con apoyo del Banco Mundial. De manera complementaria, avanzan los procesos de evaluación de los planes de cierre minero de las operaciones de Prodeco y de la mina La Francia, incluyendo alternativas de reconversión de áreas intervenidas para usos productivos y ambientales.

Durante el periodo se consolidó el diagnóstico territorial del Distrito, la memoria justificativa, el proyecto de resolución de delimitación y la construcción del Plan Estratégico de Gestión, incorporando componentes sociales, ambientales, económicos, institucionales y productivos, así como ejercicios de participación ciudadana y articulación interinstitucional para la definición de las prioridades de intervención en el territorio.

Como parte de la estrategia de Transición Energética Justa, se implementó un programa de reconversión laboral dirigido a trabajadores y extrabajadores afectados por el cierre de las minas de Calenturitas y La Jagua. A través de ocho cursos de formación en montaje y mantenimiento de sistemas solares fotovoltaicos se beneficiaron 216 participantes, complementados con actividades de capacitación técnica, certificación y fortalecimiento de competencias para su vinculación a nuevas actividades productivas.

En paralelo, se avanzó en la estructuración de iniciativas de diversificación productiva asociadas a las cadenas del fique, la piscicultura, la apicultura y la producción ovina y caprina, orientadas a generar alternativas sostenibles de empleo e ingresos para las comunidades del territorio. Asimismo, se identificó la cadena de valor de las arenas





silíceas como proyecto ancla de reindustrialización, con potencial para la producción de silicio y otros insumos estratégicos asociados a las industrias solar, tecnológica y de transición energética.

Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva — La Guajira

El Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva de La Guajira comprende los municipios de Albania, Barrancas y Hatonuevo, con un área de influencia asociada a la cuenca del río Ranchería y a la dinámica minero-energética regional. Estos territorios concentran cerca de cinco décadas de actividad minera asociada principalmente a la explotación de carbón y constituye uno de los principales escenarios de implementación de la transición energética justa en el país.

La delimitación propuesta incorpora variables mineras, ambientales, productivas y socioeconómicas, reconociendo la importancia estratégica del territorio para la diversificación económica y la transformación productiva. El distrito cuenta con una importante presencia de recursos minerales, particularmente carbón y cobre, así como áreas con potencial para el desarrollo de minerales estratégicos.

Desde el punto de vista ambiental y social, estos territorios se caracterizan por la presencia de ecosistemas de bosque seco tropical, áreas protegidas del Sistema Nacional de Áreas Protegidas y una significativa diversidad étnica representada en 17 resguardos indígenas y 2 consejos comunitarios, elementos que constituyen un eje fundamental para la gobernanza territorial y la construcción de la transición energética justa.

La minería genera actualmente alrededor de 13.000 empleos directos e indirectos en el territorio, por lo que el Distrito se proyecta como un instrumento para promover procesos de reconversión laboral, fortalecimiento de capacidades y generación de nuevas oportunidades económicas para las comunidades locales.

El diagnóstico territorial identificó oportunidades para el fortalecimiento de actividades agropecuarias, negocios verdes, economía circular, turismo cultural y comunitario, bioeconomía, emprendimientos locales y procesos de agregación de valor a los recursos minerales. Asimismo, La Guajira se consolida como uno de los territorios con mayor potencial para el desarrollo de fuentes no convencionales de energía renovable, particularmente energía solar y eólica, así como para la implementación de





comunidades energéticas y nuevas cadenas productivas asociadas a la transición energética.

Distritos Minero para la Diversificación Productiva- Cundinamarca Boyacá

Comprende los municipios de Ubaté, Tausa, Sutatausa, Lenguaque, Guachetá y Cucunubá, en Cundinamarca, así como Ráquira y Samacá, en Boyacá, con una extensión de 119.113 hectáreas. A diferencia de otros distritos, su eje estratégico se centra en la reindustrialización y el fortalecimiento de la cadena productiva del carbón metalúrgico y el coque, insumos fundamentales para la industria del acero y el desarrollo de infraestructura asociada a la transición energética.

Durante el período se avanzó en la estructuración técnica, social y jurídica del Distrito mediante procesos de socialización del Decreto 0977 de 2024 y de la propuesta de delimitación territorial. En este marco se realizaron 31 jornadas de participación con la asistencia de 554 personas, fortaleciendo la construcción colectiva de la iniciativa y la articulación con actores territoriales.

Asimismo, se avanzó en la consolidación del diagnóstico territorial, la memoria justificativa y el proyecto de resolución de delimitación, así como en la formulación de una estrategia de reindustrialización orientada al fortalecimiento integral de la cadena productiva y asociativa del carbón metalúrgico y el coque, con el propósito de incrementar la generación de valor agregado y fortalecer la competitividad regional.

En desarrollo del proceso de estructuración del Distrito, la Autoridad Nacional de Consulta Previa determinó la necesidad de adelantar consulta previa con la Comunidad Indígena Muisca Sieguaque Suesca, ubicada en el municipio de Cucunubá. En consecuencia, se adelantan las acciones de coordinación institucional necesarias para definir la ruta de participación correspondiente, en el marco de la formulación e implementación del Plan Estratégico de Gestión del Distrito.

Distrito Minero Especial Sugamuxi-Tundama, Boyacá

Comprende los municipios de Sogamoso, Tópaga, Tibasosa, Paipa, Nobsa, Firavitoba, Corrales, Gámeza, Monguí y Mongua, con una población de 235.681 habitantes y una extensión de 141.637 hectáreas. Estos territorios se caracterizan por una importante





actividad de explotación de carbón térmico a pequeña escala, así como por altos niveles de informalidad minera y vulnerabilidad frente a los procesos de transición energética.

Desde el punto de vista ambiental, el distrito presenta una alta presencia de ecosistemas estratégicos y áreas de páramo, lo que demanda procesos de planificación compatibles con la protección ambiental y el desarrollo sostenible del territorio.

Durante el periodo se avanzó en la estructuración técnica y jurídica del Distrito, culminando con la expedición de la Resolución 40251 del 28 de mayo de 2026, mediante la cual se delimitó oficialmente el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva Sugamuxi–Tundama, constituyéndose en uno de los primeros distritos formalmente adoptados en el país.

El Distrito tiene como propósito promover la agregación de valor, los encadenamientos productivos y la reindustrialización de minerales estratégicos, así como fortalecer la asociatividad, la formalización minera, la seguridad minera y la adopción de buenas prácticas para avanzar hacia un modelo de minería sostenible. Con corte al 31 de mayo de 2026, se adelantaban las actividades preparatorias para la instalación de la mesa de trabajo interinstitucional y el inicio de la fase de implementación del Plan Estratégico de Gestión.

Distrito Minero Especial Valderrama Norte, Boyacá

Comprende los municipios de Jericó, Socotá, Socha, Tasco, Sativanorte, Sativasur, Paz de Río y Betétiva, con una población de 36.663 habitantes y una extensión de 153.262 hectáreas. Estos territorios se caracterizan por la presencia de actividades asociadas al carbón metalúrgico y térmico, hierro y materiales de construcción, así como por altos niveles de informalidad minera.

Desde el punto de vista ambiental, el distrito presenta una importante interacción con ecosistemas estratégicos, particularmente con los páramos de Pisba y Guantiva–La Rusia, así como con otras áreas protegidas, lo que exige procesos de planificación que armonicen el desarrollo productivo con la conservación ambiental.





Durante el período se culminó la actualización del diagnóstico territorial, la memoria justificativa y la delimitación cartográfica del Distrito, así como los insumos técnicos requeridos para su estructuración. Con corte al 31 de mayo de 2026, el proyecto de resolución de delimitación se encontraba en revisión y evaluación por parte de la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía, como paso previo a su adopción formal.

Distrito Minero Especial Boyacá Norte, Boyacá

Comprende los municipios de Boavita, La Uvita, Chita y San Mateo, con una población de 20.814 habitantes y una extensión de 110.560 hectáreas. Estos territorios cuentan con una importante vocación minera asociada principalmente al carbón metalúrgico, así como a minerales industriales y estratégicos como fosfatos, calizas, arcillas y materiales de construcción.

Desde el punto de vista ambiental, el distrito presenta interacción con ecosistemas estratégicos y áreas protegidas, entre ellas el Parque Nacional Natural El Cocuy, los complejos de páramo de la Sierra Nevada de El Cocuy y Pisba, así como bosques secos del Chicamocha, condiciones que requieren procesos de planificación compatibles con la protección ambiental y el aprovechamiento sostenible de los recursos minerales.

Durante el período se culminó la actualización del diagnóstico territorial, la memoria justificativa y la delimitación cartográfica del Distrito, consolidando los insumos técnicos requeridos para su estructuración. Asimismo, se avanzó en la actualización de la información minera y en la construcción del proyecto de resolución para su delimitación formal.

El Distrito busca promover el aprovechamiento sostenible de los recursos minerales del territorio, fortalecer los encadenamientos productivos asociados al carbón metalúrgico y los fosfatos, e impulsar oportunidades de agregación de valor que contribuyan al desarrollo económico regional y a la reindustrialización de sectores estratégicos como la producción de fertilizantes y la agroindustria.

Distrito Minero Especial para la Diversificación productiva, Huila





Comprende los municipios de Aipe, Neiva, Tesalia, Yaguará, Santa María y Palermo, con una extensión de 398.752 hectáreas. Estos territorios cuentan con una importante riqueza mineral asociada a calcáreos, dolomitas, oro, cobre y roca fosfórica, destacándose esta última por su relevancia estratégica para la producción nacional de fertilizantes y el fortalecimiento de la agroindustria.

Durante el período se culminó la actualización del diagnóstico territorial, el ajuste de límites y la memoria justificativa requerida para la estructuración del Distrito. Como resultado de estos avances, los documentos técnicos y el proyecto de acto administrativo fueron publicados para comentarios de la ciudadanía, constituyendo un paso fundamental para su consolidación y futura adopción.

Asimismo, se avanzó en la identificación de actores estratégicos, la consolidación de oportunidades territoriales y la priorización de proyectos orientados al aprovechamiento sostenible de los recursos minerales, la agregación de valor y la diversificación productiva. De manera paralela, se inició la estructuración de la cartera de proyectos y las actividades de validación territorial requeridas para el desarrollo de estudios de prefactibilidad y la puesta en marcha de iniciativas priorizadas.

El Distrito busca consolidarse como un territorio estratégico para fortalecer las cadenas productivas asociadas a los fertilizantes y la agroindustria, promoviendo el aprovechamiento sostenible de la roca fosfórica y contribuyendo a la seguridad alimentaria, la reindustrialización y el desarrollo económico regional.

Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva — Norte de Santander 1 (Catatumbo y Área Metropolitana)

Comprende los municipios de Cúcuta, El Zulia, San Cayetano, Sardinata y Tibú, con una extensión de 591.472 hectáreas. Estos territorios cuentan con una importante vocación minero-energética e industrial, sustentada en la explotación de carbón, materiales de construcción y minerales utilizados en procesos productivos.

Durante el período se culminó la actualización del diagnóstico territorial, el ajuste de límites y la actualización de los documentos técnicos requeridos para la estructuración del Distrito. Como resultado de estos avances, el diagnóstico, la memoria justificativa





y el proyecto de acto administrativo fueron publicados para comentarios de la ciudadanía, constituyendo un paso fundamental para su consolidación y futura adopción.

Asimismo, se avanzó en la identificación de actores estratégicos, la definición de líneas de trabajo y la consolidación de una cartera preliminar de proyectos orientados a promover la diversificación productiva, el fortalecimiento de encadenamientos económicos y el aprovechamiento sostenible de los recursos minerales.

El Distrito busca consolidarse como un instrumento para impulsar el desarrollo económico regional, fortalecer la actividad minero-industrial del territorio y promover nuevas oportunidades productivas en el Catatumbo y el Área Metropolitana de Cúcuta, en articulación con los procesos de transformación territorial y desarrollo sostenible de la región.

Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva — Norte de Santander 2 (Sur)

Comprende los municipios de Chitagá, Labateca, Pamplonita, Bochalema y Toledo, con una extensión de 327.774 hectáreas. Estos territorios cuentan con una importante diversidad de recursos minerales, entre ellos carbón en sus variedades antracita, metalúrgico y térmico, materiales de construcción y arenas industriales y silíceas, que representan oportunidades para el fortalecimiento de cadenas productivas asociadas a los sectores siderúrgico, energético e industrial.

Durante el período se culminó la actualización del diagnóstico territorial, el ajuste de límites y la actualización de los documentos técnicos requeridos para la estructuración del Distrito. Como resultado de estos avances, el diagnóstico, la memoria justificativa y el proyecto de acto administrativo fueron publicados para comentarios de la ciudadanía, avanzando en la ruta para su adopción formal.

Asimismo, se avanzó en la identificación de actores estratégicos, la consolidación de la oferta institucional y la definición de líneas de trabajo orientadas a promover la diversificación productiva y el aprovechamiento sostenible de los recursos minerales.





De manera complementaria, se inició la estructuración de una cartera preliminar de proyectos enfocada en el fortalecimiento de las capacidades productivas y la generación de valor agregado en el territorio.

El Distrito busca consolidarse como un instrumento para impulsar el desarrollo económico regional, promover la transformación productiva asociada a los recursos minerales del territorio y fortalecer nuevas oportunidades de inversión y empleo en el sur de Norte de Santander.

Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva — Sur de Córdoba

El Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva Sur de Córdoba comprende los municipios de Ayapel, Buenavista, La Apartada, Montelíbano, Planeta Rica, Pueblo Nuevo, Puerto Libertador, San José de Uré, Tierralta y Valencia, con una extensión de 1.465.535 hectáreas. Estos territorios poseen un importante potencial en cobre y oro, minerales estratégicos para la transición energética, la electrificación de la economía y el desarrollo industrial del país, lo que lo posiciona como uno de los distritos con mayor relevancia dentro de la estrategia nacional de diversificación productiva.

Durante el período se culminó la actualización del diagnóstico territorial, el ajuste de límites y la actualización de los documentos técnicos requeridos para la estructuración del Distrito. Asimismo, se avanzó en la identificación de actores estratégicos, la definición de líneas de trabajo y la consolidación de oportunidades de desarrollo asociadas al aprovechamiento sostenible de los recursos minerales del territorio.

De manera complementaria, se desarrollaron actividades de socialización territorial, levantamiento de información y articulación institucional con actores locales y comunidades, como base para la construcción del Plan Estratégico de Gestión y la definición de proyectos orientados a fortalecer el desarrollo económico regional.

El Distrito busca consolidarse como un instrumento para promover la agregación de valor, la generación de encadenamientos productivos y el aprovechamiento responsable de minerales estratégicos, contribuyendo al desarrollo territorial, la transición energética y la reindustrialización del país.



2.3. Empresa pública para el sector minero

Comercializadora estatal de oro

Durante el período, el Ministerio de Minas y Energía adelantó acciones orientadas al fortalecimiento institucional, financiero y operativo de estas empresas, incluyendo medidas de saneamiento fiscal, evaluación independiente de su situación financiera y jurídica, dentro de los logros se puede tener en cuenta:

- Su creación constituye una de las principales apuestas del Gobierno nacional para fortalecer la formalización minera, mejorar la gobernanza de la cadena aurífera y aumentar la participación del Estado en la comercialización de minerales estratégicos.
- Esta iniciativa retoma elementos de la propuesta de Ecominerales, orientada a promover la organización de la minería de pequeña escala, la generación de valor agregado, la trazabilidad de la producción y el fortalecimiento de los encadenamientos productivos asociados al sector minero.
- El Gobierno nacional incorporó en el Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026 la posibilidad de transferir activos estratégicos administrados por la Sociedad de Activos Especiales (SAE) a entidades públicas, mecanismo posteriormente reglamentado mediante el Decreto 888 de 2025.
- El Ministerio de Minas y Energía recibió la transferencia de las acciones de CIJ Gutiérrez S.A.S. y Meprecol S.A., consolidando dos comercializadoras de oro bajo control estatal y garantizando condiciones de seguridad jurídica, continuidad operativa y fortalecimiento de la transparencia en la comercialización del mineral.
- El Ministerio de Minas y Energía adelantó acciones orientadas al fortalecimiento institucional, financiero y operativo de estas empresas, incluyendo medidas de saneamiento fiscal, evaluación independiente de su situación financiera y jurídica, articulación con la SAE para la transferencia efectiva de activos y estructuración de alternativas para su integración operativa y comercial. Estas acciones buscan consolidar una plataforma pública de comercialización que contribuya a la formalización de la producción aurífera y al fortalecimiento de las economías locales.





Estrategia de Ecodorado

Para complementar el trabajo de las comercializadoras se realizó el lanzamiento de la estrategia ECODORADO y el Pacto por el Oro, en abril 2026, concebidos como una intervención integral para transformar la cadena productiva aurífera mediante la articulación de instrumentos como los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva, el Fondo de Fomento Minero (FONMIN), los programas de formalización minera y la oferta institucional de entidades públicas y financieras, para ello se han adelantado estas acciones:

- La estrategia se fundamenta en los principios de transparencia, trazabilidad, corresponsabilidad y debida diligencia, con el propósito de consolidar una cadena aurífera legal, sostenible, competitiva y generadora de valor para los territorios productores.
- Esta estrategia surge como respuesta a los desafíos estructurales que enfrenta la minería aurífera en Colombia, entre ellos la informalidad, las dificultades de acceso a mercados formales, las limitaciones de financiamiento para pequeños productores, la baja agregación de valor y la presencia de economías ilegales en algunos territorios.
- Busca fortalecer a los pequeños productores, mineros de subsistencia, organizaciones asociativas y cooperativas mineras mediante mecanismos de comercialización responsable, inclusión productiva y fortalecimiento empresarial.
- Se contempla la compra directa de oro proveniente de pequeños mineros formalizados, mineros de subsistencia, barequeros y organizaciones asociativas que cumplan los requisitos legales, bajo condiciones de precio justo, transparencia y trazabilidad.
- Se busca reducir la intermediación ilegal, fortalecer la comercialización formal y garantizar que una mayor proporción de los beneficios generados por la actividad minera permanezcan en los territorios productores.
- ECODORADO articula acciones de fortalecimiento de la asociatividad minera, inclusión financiera, desarrollo empresarial y comercialización responsable mediante el trabajo conjunto con entidades como Bancóldex, Banco Agrario, INNpulsa Colombia, la Superintendencia de Economía Solidaria y Artesanías de





Colombia. Lo que permite ampliar el acceso a crédito, fortalecer capacidades productivas, promover esquemas cooperativos y generar oportunidades de agregación de valor para los productores auríferos.

- Incorpora los principios de “Minería para la Vida”, promoviendo buenas prácticas ambientales, reducción del uso de sustancias contaminantes, protección de fuentes hídricas, recuperación de áreas intervenidas y fortalecimiento de la sostenibilidad de la actividad minera; avanzando desde la simple extracción hacia la consolidación de cadenas productivas con mayor valor agregado, impulsando procesos de formación, transformación productiva y reindustrialización asociados al oro.
- La operación de las comercializadoras tiene presencia en territorios estratégicos como Chocó, Antioquia, Sur de Bolívar y Caldas, y proyecta su expansión hacia departamentos como Nariño y Valle del Cauca. Se estima que esta estrategia puede beneficiar a cerca de 5.000 mineros de subsistencia organizados en cooperativas, promoviendo su inclusión en mercados formales, el acceso a precios justos y el fortalecimiento de prácticas responsables de producción y comercialización.
- La empresa pública minera y la estrategia ECODORADO se consolidan como instrumentos para fortalecer la formalización minera, incrementar la trazabilidad de la producción aurífera, promover el desarrollo territorial y aumentar progresivamente la participación de la producción legal dentro de la cadena del oro, contribuyendo al recaudo público, la generación de valor agregado y la construcción de condiciones de desarrollo sostenible y paz en los territorios mineros.
- Para materializar los objetivos de ECODORADO y el Pacto por el Oro, el Ministerio de Minas y Energía ha estructurado una serie de alianzas estratégicas orientadas a fortalecer el acceso a financiamiento, el desarrollo empresarial, los encadenamientos productivos, la generación de valor agregado y la diversificación económica en los territorios mineros.
- Para esto se han realizado las siguientes alianzas:
 - Bancóldex – Convenio GGC-1279-2024: A través del programa de crédito Minería Sostenible, el Ministerio de Minas y Energía ha apalancado la colocación de más de \$37.381 millones, beneficiando a 82 MiPymes del sector minero y su cadena de suministro, de las cuales el 77 % corresponden





a empresas proveedoras y el 23 % a empresas mineras. La iniciativa ha generado impactos en departamentos como Antioquia, Nariño, Norte de Santander, Atlántico, Boyacá y Valle del Cauca, promoviendo la adopción de tecnologías limpias, la eficiencia energética y el fortalecimiento de encadenamientos productivos. Como resultado de su desempeño, el Ministerio destinó \$2.036 millones adicionales para una segunda fase orientada a profundizar la sostenibilidad, la reconversión productiva y la competitividad empresarial del sector.

- iNNpulsa Colombia – Convenio GGC-2115-2025: Con una inversión de \$2.088 millones, este convenio impulsa la competitividad y la innovación en el sector minero mediante el fortalecimiento de cadenas de proveeduría asociadas a cuatro minerales estratégicos priorizados. Actualmente avanza en la selección de cuatro empresas ancla y el acompañamiento de 50 MiPymes y unidades productivas, a través de la metodología Encadena: mejores proveedores, con el propósito de fortalecer capacidades empresariales, mejorar estándares de calidad, facilitar el acceso a mercados y consolidar encadenamientos productivos que contribuyan a la reindustrialización y al desarrollo económico territorial.
- Artesanías de Colombia – Convenio GGC-1432-2026: Con recursos por \$917 millones, esta iniciativa promueve la diversificación productiva y la generación de valor agregado en siete territorios priorizados, fortaleciendo la actividad artesanal vinculada a minerales estratégicos. El convenio avanza en procesos de caracterización social y territorial, formación, innovación, diseño y comercialización, orientados a consolidar encadenamientos productivos sostenibles, mejorar los ingresos de las comunidades mineras artesanales y generar nuevas oportunidades económicas asociadas a la transformación local de los recursos minerales.

Estrategia Oro

Como parte de la estrategia de ECODORADO, el Ministerio de Minas y Energía avanzó en la estructuración de una estrategia integral para fortalecer la cadena productiva del oro en el Bajo Cauca antioqueño. Esta iniciativa busca promover la formalización, la competitividad, la trazabilidad y la sostenibilidad de la actividad minera, mediante el fortalecimiento de capacidades productivas, empresariales y organizacionales de los actores del territorio. Para ello se espera realizar:





- Estructuración de un modelo integral para la cadena productiva del oro en el Bajo Cauca antioqueño, orientado a fortalecer la competitividad y sostenibilidad de la actividad minera.
- Fortalecimiento de la pequeña y mediana minería, mediante asistencia técnica, fortalecimiento empresarial y adopción de mejores prácticas productivas para unidades de producción minera y organizaciones asociativas de mineros de subsistencia.
- Beneficio proyectado para hasta diez (10) unidades de producción minera y dos (2) asociaciones o cooperativas, promoviendo la modernización operativa y el fortalecimiento de capacidades organizacionales y empresariales.
- Facilitación del acceso a mercados de oro trazable y responsable, mediante el cierre de brechas técnicas, ambientales, sociales y empresariales que limitan la participación en cadenas de valor con altos estándares de sostenibilidad y trazabilidad.
- Implementación de diagnósticos especializados y asistencia técnica integral en gestión ambiental, seguridad y salud en el trabajo, formalización empresarial, relacionamiento comunitario y cumplimiento normativo.
- Fortalecimiento de criterios ambientales, sociales y de gobernanza (ASG), contribuyendo a elevar los estándares operativos y la sostenibilidad de las organizaciones participantes.
- Diseño de un esquema de certificación y reconocimiento de buenas prácticas, orientado a visibilizar experiencias exitosas, incentivar la mejora continua y promover modelos de minería responsable.
- Desarrollo de un piloto de alcance nacional, con potencial de réplica en otros territorios y cadenas mineras estratégicas, contribuyendo a consolidar una minería más competitiva, responsable y generadora de valor agregado para las comunidades y los territorios productores.

Frente al Nuevo Marco Regulatorio de Minera se presenta el reporte de los proyectos normativos a cargo de la Dirección de Formalización Minera, desagregado en dos acápite, i.) Aquellos que ya fueron objeto de reglamentación; y ii.) Aquellos que se encuentran en trámite de reglamentación.





Así las cosas, se relaciona la norma de carácter superior que requiere ser reglamentada y el instrumento normativo a través del cual se surte su reglamentación, así:

Disposiciones Normativas Reglamentadas

- **Ley 2250 De 2022 “Por Medio Del Cual Se Establece Un Marco Jurídico Especial En Materia De Legalización Y Formalización Minera, Así Como Para Su Financiamiento, Comercialización Y Se Establece Una Normatividad Especial En Materia Ambiental”.**

En el marco de la Ley 2250 de 2022, le corresponde a la Dirección de Formalización Minera del Ministerio de Minas y Energía liderar y/o participar en el proceso de reglamentación de los artículos 4, 5, 8, 12, 15, 20 y 24, de los cuales, a la fecha se encuentran reglamentados los artículos 4, 5, 15 y 24, como se procede a señalar:

Artículo 4. Ruta para la Legalización y Formalización Minera, Parágrafo 2, Áreas de Reserva Especial

Este artículo fue reglamentado mediante la expedición de la Resolución No. 40005 del 11 de enero de 2024 “Por medio del cual se reglamenta el artículo 4 de la Ley 2250 de 2022”. Asimismo, desde la Dirección de Formalización Minera se elaboró el proyecto de Resolución “Por la cual se adoptan lineamientos para la formalización y el fomento minero”, acto que se encuentra en trámite para su expedición en el segundo semestre de 2026.

Artículo 5. Plan Único de Legalización y Formalización Minera

De acuerdo con lo dispuesto en el articulado de la Ley, se elaboró el denominado Plan Único de Legalización y Formalización Minera “PULF” de manera conjunta con la Agencia Nacional de Minería y como resultado, documento que se publicó el 18 de abril de 2023.

Artículo 15. Trazabilidad de minerales.

Este artículo fue reglamentado mediante el Decreto No. 2234 de 2023: “Por el cual se adiciona el Decreto No. 1073 de 2015, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, en relación con los mecanismos necesarios para determinar la





procedencia y trazabilidad de los minerales, registrar las transacciones mineras y establecer las herramientas de control necesarias para su aplicación".

Artículo 24. Sistema Nacional de Seguridad Minera.

Fue recientemente expedido el Decreto No. 0875 del 31 de julio de 2025 *"Por el cual se adiciona la Sección 6 al Capítulo 1, Título V, Parte 2, Libro 2 del Decreto 1073 de 2015 Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, en relación con la creación del Sistema Nacional de Seguridad Minera - SNSM contenido en el artículo 24 de la Ley 2250 de 2022"*.

- **Ley 70 De 1973 "Por la cual se desarrolla el artículo transitorio 55 de la Constitución Política"**

Conforme al objeto de la ley que reconoce las comunidades negras que han venido ocupando tierras baldías en las zonas rurales ribereñas de los ríos de la Cuenca del Pacífico, de acuerdo con sus prácticas tradicionales de producción, el derecho a la propiedad colectiva y establece mecanismos para la protección de la identidad cultural y de los derechos de las comunidades negras de Colombia como grupo étnico, se procedió a reglamentar lo dispuesto en su artículo V relacionado con "recursos mineros".

Capítulo V. Recursos Mineros. Decreto No. 1396 de 2023.

Fue reglamentado a través del Decreto No. 1396 de 2023: *"Por el cual se reglamenta el Capítulo V de la Ley 70 de 1993, se adoptan mecanismos especiales para el fomento y desarrollo de las actividades mineras en los territorios colectivos de las comunidades negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras, se dictan otras disposiciones, y se adiciona el Capítulo 11 al Título V de la Parte 2 del Libro 2 del Decreto 1073 de 2015 - Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía"*.

- **Ley 2294 De 2023 – Plan Nacional De Desarrollo "Colombia, Potencia Mundial De La Vida"**

El Plan Nacional de Desarrollo 2022 - 2026 *"Colombia Potencia Mundial de la Vida"* creo en el artículo 231 los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva, como un instrumento de planificación socioambiental, gestión y articulación





institucional para alcanzar la sustentabilidad de las regiones donde se desarrollan operaciones y proyectos mineros, promover la asociatividad entre mineros y mineras de pequeña escala, así como la industrialización a partir de minerales estratégicos, entregando a Ministerio de Minas y Energía la facultad reglamentaria respecto a este aspecto.

Artículo 231. Distritos Mineros para la Diversificación Productiva. Decreto No. 0977 de 2023.

Fue reglamentado a través de la expedición del Decreto 0977 de 2023: *“Por el cual se reglamenta el artículo 231 de la Ley 2294 de 2023 y se adiciona el Capítulo 12, al Título V, de la Parte 2, del Libro 2 del Decreto 1073 de 2015, en relación con la identificación, priorización, delimitación e implementación de los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva”*.

En cumplimiento de lo dispuesto en el decreto previamente identificado, fueron expedidas las siguientes resoluciones:

- i. "Por la cual se modifica la Resolución 40436 del 18 de octubre de 2024, por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva en el Bajo Cauca Antioqueño, denominado Distrito Agrominero y Pesquero de la Subregión del Bajo Cauca Antioqueño"
- ii. "Por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Piedemonte y la Cordillera Nariñense, Abades"
- iii. "Por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva de San Juan – Chocó"
- iv. "Por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Norte del Cauca."
- v. "Por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Triángulo de Telembí."
- vi. "Por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Valle del Cauca."
- vii. "Por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Litoral Pacífico Caucano"
- viii. "Por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Litoral Pacífico Noroccidente Nariñense"





Adicionalmente, se tienen proyectados en la agenda regulatoria de la Dirección de Formalización Minera y se encuentran en trámite los siguientes proyectos de resolución de delimitación:

- ix. “Por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del alto Occidente de Caldas”.
- x. “Por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva del Nordeste Antioqueño”.
- xi. “Por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva de Atrato – Chocó”.

2.4.1.4. Otras Disposiciones Reglamentarias

Adicionalmente, en ejercicio de las funciones de la Dirección se identificó la necesidad de la expedición de otros actos administrativos en el marco de la facultad regulatoria del sector minero:

- **Resolución No. 40141 de 2025 “Por medio de la cual se establecen lineamientos para adoptar criterios de diferenciación de los mineros informales de pequeña escala con vocación de formalización y en tránsito a la formalización y mecanismos para el tratamiento diferencial para la formalización y la titulación minera.”**

En desarrollo de los artículos 4 y 5 de la Ley 2250 de 2022, fue expedida la Resolución No. 40141 de 2025 *“Por medio de la cual se establecen lineamientos para adoptar criterios de diferenciación de los mineros informales de pequeña escala con vocación de formalización y en tránsito a la formalización y mecanismos para el tratamiento diferencial para la formalización y la titulación minera”*, como parte de la estrategia para el reconocimiento de la diferencialidad de los mineros y mineras informales de pequeña escala para efectos del tratamiento diferencial por parte de las autoridades del Estado.

- **Resolución No. 40081 de 2025 “Por la cual se crea la Mesa Social y Minera del Nordeste Antioqueño”**

Fue expedida la Resolución No. 40081 de 2025 *“Por la cual se crea la Mesa Social y Minera del Nordeste Antioqueño”*, como instancia de diálogo y articulación entre los





diferentes sectores para el fortalecimiento de la actividad minera en el nordeste antioqueño.

- **Reglamentación especial para la formalización en cotas en el Cerro Marmato, en el municipio de Marmato, Caldas. Decreto No. 1153 del 31 de octubre 2025**

Se expidió el Decreto No. 1153 del 31 de octubre 2025 *“Por medio del cual se adiciona la Subsección 1.6 “Formalización Minera en el Cerro Marmato del Municipio de Marmato, Departamento de Caldas” a la Sección 1 “Definiciones y condiciones Generales, al Capítulo 4 “Formalización Minera”, del Título V de la Parte 2 del Libro 2 del Decreto Único Reglamentario No. 1073 de 2015”, con el objeto de implementar un enfoque diferencial en los trámites y procesos de registro para la aplicación de las figuras de formalización minera en el Cerro Marmato o Cerro el Burro del municipio de Marmato, departamento de Caldas, con fundamento en el artículo 5 de la Ley 2250 de 2022.*

Proyectos Reglamentarios en Trámite

- **Ley 2250 De 2022 “Por Medio Del Cual Se Establece Un Marco Jurídico Especial En Materia De Legalización Y Formalización Minera, Así Como Para Su Financiamiento, Comercialización Y Se Establece Una Normatividad Especial En Materia Ambiental”.**

En lo que respecta a los artículos 8, 12 y 20 de la Ley 2250 de 2022, a la fecha, la Dirección de Formalización Minera del Ministerio de Minas y Energía -MME- se encuentra liderando y/o acompañando la expedición de los decretos reglamentarios respectivos, la cual se encuentra en un avance muy significativo, tal como se procede a señalar:

Artículo 8. Fondo de Fomento Minero

El proyecto de decreto reglamentario del Fondo de Fomento Minero – FONMIN de que tratan los artículos 8 y 9 de la Ley 2250 de 2022 fue elaborado por la Dirección de Formalización Minera del Ministerio de Minas y Energía -MME- tras sendas mesas de trabajo realizadas durante las vigencias 2024 y 2025 con el Departamento Administrativo de la Función Pública -DAFP- y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público -MHCP-.





Una vez acordado y consolidado el texto del proyecto reglamentario, el mismo fue publicado en dos ocasiones para comentarios ciudadanos en el portal web del Ministerio de Minas y Energía, así: entre el 7 y el 22 de febrero de 2025; y entre el 10 y el 15 de octubre de 2025, garantizando con ello una amplia participación de todos los interesados con un total de 31 observaciones. Una vez recibidas las observaciones, sugerencias y observaciones, se procedió a dar respuesta.

Posteriormente, una vez ajustado el proyecto de decreto y conforme a lo dispuesto en el artículo 2.1.2.5.1.7. del Decreto 385 del 7 de abril de 2026, se procedió a publicar desde el 28 de abril al 05 de mayo de 2026, con el objetivo de recibir comentarios de la ciudadanía y grupos de interés.

Es así como, surtido el trámite de expedición, el Decreto *“Por el cual se reglamenta el Fondo de Fomento Minero – FONMIN de que tratan los artículos 8 y 9 de la Ley 2250 de 2022, y se dictan otras disposiciones”*, fue suscrito por el Ministro de Minas y Energía -MME- y por el Ministro de Hacienda y Crédito Público -MHCP-. Se procederá a la remisión del texto suscrito por las carteras ministeriales al Departamento Administrativo Presidencia de la República – DAPRE- para la suscripción del Presidente de la República.

Artículo 20. Reconversión de actividades mineras

La Dirección de Formalización Minera del Ministerio de Minas y Energía elaboró el Proyecto de Decreto y fue socializado con la Agencia Nacional de Minería -ANM-, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible -MADS- y el Ministerio del Trabajo – MT-. Posteriormente, fue publicado para comentarios de la ciudadanía en el portal web del Ministerio de Minas y Energía -MME- en dos oportunidades: entre el 14 y el 29 de abril de 2025; y entre el 6 y el 21 de abril de 2026, resolviendo un total de 224 comentarios. Se resolvió la matriz de comentarios ciudadanos en sesiones conjuntas con la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía –MME-, para seguir con su trámite de expedición ante la Presidencia de la República.

Es así como el Decreto *“Por el cual se adiciona el Capítulo 13 al Título V de la Parte 2 del Libro 2 del Decreto 1073 de 2015, Único Reglamentario del Sector Minas y*





Energía para dictar los lineamientos del Programa de Reconversión Productiva de actividades mineras, de que trata el artículo 20 de la Ley 2250 de 2022”, fue suscrito por el Ministro de Minas y Energía -MME-. Se procederá a la remisión del texto suscrito al Departamento Administrativo Presidencia de la República – DAPRE- para la suscripción del Presidente de la República.

Artículo 12. Economía circular para el sector minero.

El proyecto de reglamentación del artículo 12 de la Ley 2250 de 2022 se encuentra actualmente incluido en la agenda regulatoria de la Dirección de Formalización del Ministerio de Minas y Energía.

Ahora bien, es de tener en cuenta que el artículo 12 en el parágrafo 3 determina: “El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el Ministerio de Minas y Energía reglamentarán dentro del año siguiente a la expedición de esta Ley los permisos y el instrumento de seguimiento y control, así como las demás condiciones para el desarrollo de procesos de economía circular para el sector minero, y su implementación teniendo en cuenta los parámetros establecidos en el presente artículo”. Por lo anterior, este ministerio ha realizado un trabajo conjunto con la cartera de ambiente, trabajo que ha sido desarrollado desde los años anteriores a través de mesas de trabajo donde se han debatido temas técnicos, jurídicos, sociales y ambientales, con el fin de construir un proyecto normativo que permita atender, en el marco de lo dispuesto en el artículo 12 de la Ley 2250 de 2022, los temas de economía circular para el sector minero.

Actualmente, este proyecto normativo se encuentra en su fase final de construcción y fue publicado el texto para comentarios de la ciudadanía en el primer semestre 2026, dando cumplimiento así al numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011.

Actualmente se da trámite a las consideraciones allegadas por la ciudadanía, al finalizar este proceso, en el mes de junio se socializará el proyecto de acto, tanto con las corporaciones ambientales como con la autoridad minera. Surtido lo anterior se iniciarán los procesos internos correspondientes en los 2 Ministerios para la promulgación de la reglamentación requerida.





Otras Disposiciones Reglamentarias en Trámite

Decreto 1949 de 2017 “Banco de Áreas y Títulos Mineros para la Formalización

Identificada la necesidad de modificación del Decreto 1949 de 2017 para reglamentar el “*Banco de Áreas y Títulos Mineros para la Formalización*”, la Dirección de Formalización Minera del Ministerio de Minas y Energía -MME- elaboró el proyecto de decreto el cual publicado para comentarios de la ciudadanía entre el 11 y el 26 de abril de 2025. Para el ajuste a la matriz de comentarios ciudadanos, fue revisado de forma conjunta con la Autoridad Minera, y se procedió a la segunda publicación para comentarios de la ciudadanía en el portal web del Ministerio de Minas y Energía -MME- del 25 de abril al 10 de mayo 2026, garantizando una amplia participación ciudadana, conforme a lo dispuesto en el artículo 2.1.2.5.1.4 del Decreto Nacional 385 de 2026. En total, se recibieron 110 comentarios de la ciudadanía.

Una vez recepcionadas las observaciones, sugerencias y observaciones, se resolvió la matriz de comentarios ajustando el texto del proyecto de decreto, así como la memoria justificativa del mismo. Se espera expedir este acto reglamentario en el segundo semestre de la vigencia 2026.

Reglamentación Minera- Dirección de Formalización Minera

Como parte de la transformación del sector minero y en cumplimiento de los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026, se han realizado:

- **Ley Minera para la Transición Energética Justa, la Reindustrialización Nacional y la Minería para la Vida**

El Gobierno Nacional radicó el 1 de octubre de 2025 ante el Congreso de la República el Proyecto de Ley No. 282 de 2025 Senado, denominado “Ley Minera para la Transición Energética Justa, la Reindustrialización Nacional y la Minería para la Vida”, iniciativa orientada a establecer un nuevo modelo minero para el país que permita organizar, planificar, regular y fomentar el aprovechamiento sustentable de los recursos minerales, en armonía con principios ambientales, sociales, culturales y de desarrollo territorial. Dentro de las acciones se tiene:

- La propuesta normativa es el resultado de un proceso de construcción colectiva y busca armonizar el aprovechamiento de los minerales para la reindustrialización





del país con el desarrollo sustentable de los territorios y el ordenamiento territorial alrededor del agua. Asimismo, incorpora un capítulo de principios que orientan la interpretación de la ley y fortalecen los mecanismos para la resolución de conflictos asociados a la actividad minera.

- Entre sus principales logros se encuentra el reconocimiento y protección de las formas tradicionales e históricas de hacer minería, especialmente en territorios con vocación minera, mediante mecanismos diferenciales que promueven la formalización, fortalecen la sostenibilidad de la actividad y preservan los conocimientos y prácticas de las comunidades mineras tradicionales y ancestrales.
- El proyecto define de manera integral el ciclo minero, estableciendo con mayor claridad sus diferentes fases e incorporando instrumentos para la prevención y gestión de impactos sociales, económicos y ambientales.
- Fortalece la planificación del cierre minero mediante la incorporación de medidas orientadas a la transición socioeconómica de los territorios y a la gestión diferenciada de los distintos tipos de cierre de operaciones mineras.
- El Proyecto de Ley fue incorporado a la agenda de la Comisión Quinta Constitucional Permanente del Senado de la República, constituyéndose en una de las principales apuestas normativas del Gobierno Nacional para fortalecer la gobernanza minera, la formalización, la transición energética justa, la reindustrialización y el desarrollo territorial.

- **CONPES de Minerales Estratégicos y Críticos**

Por primera vez en la historia del país se construyó de manera colectiva y participativa los lineamientos de la Política Nacional de Minerales Estratégicos y Críticos. Dentro de esto se plantea la formulación de un documento CONPES con las siguientes características:

- Representa una visión integral del subsuelo colombiano, reconociéndolo no solo como un activo fundamental para la transición energética global, sino también como un elemento estratégico para fortalecer la soberanía nacional, la seguridad alimentaria, el desarrollo industrial y la gestión sostenible de los recursos minerales.
- Su formulación responde a las dinámicas de los mercados internacionales y establece una hoja de ruta para la exploración, explotación, transformación y





aprovechamiento responsable de los minerales estratégicos y críticos, en armonía con los territorios y las comunidades.

- Cuenta con cinco líneas estratégicas orientadas al fortalecimiento del conocimiento científico integral sobre los minerales estratégicos y críticos; la consolidación del ordenamiento territorial-ambiental y la gobernanza institucional para la gestión integral de los recursos mineros; la promoción de la innovación, los encadenamientos productivos y la generación de valor agregado; el desarrollo humano integral en la actividad minera; y el fortalecimiento de la soberanía, la trazabilidad y la seguridad nacional en las cadenas de valor asociadas a estos minerales.
- Se realizó un proceso participativo liderado por la Dirección de Minería Empresarial mediante talleres territoriales desarrollados en Cali, Barranquilla, Medellín, Zipaquirá y Muzo, con la intervención de comunidades, mineros, academia, autoridades territoriales e instituciones públicas, apuntándole a que la política incorpore las realidades, necesidades y oportunidades de los territorios donde se localizan estos recursos estratégicos.

Otros instrumentos normativos

Durante el período 2024–2026 se expidieron instrumentos regulatorios orientados a fortalecer la planificación minera, la gobernanza territorial, la transición energética justa, el acceso a financiación y el desarrollo sostenible del sector:

- Resolución 40472 del 6 de noviembre de 2024 *"Por medio de la cual se establecen lineamientos para el ejercicio de las actividades de conocimiento y cartografía geológica del subsuelo colombiano y se adoptan otras disposiciones"*: Esta resolución fortaleció el marco técnico para la generación, articulación y uso de información geocientífica, contribuyendo a la planificación y gestión sostenible de los recursos minerales y del subsuelo colombiano.
- Resolución 40508 de 2024 *"Por la cual se dictan los lineamientos para la viabilización de financiación de proyectos para la infraestructura para el desarrollo sostenible de las regiones en el sector energético, subsector minería, mediante el beneficio de la línea de redescuento con tasa compensada de la Financiera de Desarrollo Territorial – FINDETER S.A."*: Este instrumento





- estableció mecanismos para facilitar el acceso a financiación de proyectos estratégicos de infraestructura y desarrollo regional asociados al sector minero.
- Resolución 0220 de 2025 (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – Ministerio de Minas y Energía) *"Por medio de la cual se declara reservada un área de carácter temporal como zona de protección y desarrollo de los recursos naturales renovables y del medio ambiente, en áreas de los municipios de Becerril, El Paso y La Jagua de Ibirico del departamento del Cesar"*: La resolución permitió establecer medidas de protección y planificación territorial en el marco de los procesos de cierre minero y transición productiva adelantados en el Corredor de Vida del Cesar.
 - Resolución 40223 de 2025 *"Por la cual se fijan las reglas para la convocatoria y elección de los representantes de los sectores empresarial minero, social minero y académico del Consejo Asesor de Política Minera, de acuerdo con lo señalado en el parágrafo del artículo 343 de la Ley 685 de 2001"*. Esta resolución fortaleció los mecanismos de participación y gobernanza del sector minero mediante la conformación y funcionamiento del Consejo Asesor de Política Minera.
 - Resolución 40324 de 2025 (Ministerio del Trabajo – Ministerio de Minas y Energía) *"Por la cual se crea la Mesa de Diálogo Social para la garantía de condiciones de trabajo digno y decente en la transición justa de las y los trabajadores pertenecientes a las empresas del sector carbón"*: A través de esta resolución se institucionalizó un espacio de concertación y diálogo social para acompañar los procesos de transición energética justa y transformación productiva en los territorios carboníferos.
 - Resolución 40046 de 2026 *"Por la cual se adopta e integra el Plan Nacional de Desarrollo Minero 2024–2035 y se dictan otras disposiciones"*: Mediante este acto administrativo se adoptó el principal instrumento de planeación sectorial de mediano y largo plazo, orientado a promover la transición energética justa, la formalización minera, la sostenibilidad, la agregación de valor, la reindustrialización y el desarrollo territorial.





De manera complementaria, el Ministerio de Minas y Energía avanzó en la formulación, ajuste y adopción de instrumentos regulatorios y de política pública orientados a fortalecer la sostenibilidad, gobernanza y competitividad del sector minero:

- Resolución "Por medio de la cual se actualizan los Lineamientos de Fiscalización Minera": Esta iniciativa busca actualizar los criterios y lineamientos técnicos para el ejercicio de la fiscalización minera, fortaleciendo los mecanismos de seguimiento y control de las actividades mineras en el territorio nacional. El proyecto normativo fue publicado para comentarios de la ciudadanía entre enero y febrero de 2026 y actualmente se encuentra en revisión de observaciones adicionales presentadas por la Agencia Nacional de Minería
- Decreto "Por el cual se adopta el Plan Nacional de Conocimiento Geocientífico": Este instrumento tiene como propósito dar cumplimiento al artículo 229 de la Ley 2294 de 2023, mediante la adopción de una hoja de ruta nacional para la generación, articulación y aprovechamiento del conocimiento geocientífico del país. Su formulación se desarrolla orientado a fortalecer la planificación territorial, la gestión del recurso hídrico, el monitoreo de amenazas geológicas y la identificación de minerales estratégicos para la transición energética y la reindustrialización.
- Decreto "Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario No. 1073 de 2015, en relación con los aspectos técnicos, sociales y financieros del Plan de Cierre y Abandono de Minas": El proyecto busca establecer el marco regulatorio para la planeación, ejecución y seguimiento de los procesos de cierre minero en Colombia, incorporando criterios técnicos, ambientales, sociales y financieros que permitan garantizar la estabilidad de los territorios y facilitar procesos de reconversión socioeconómica. El texto fue publicado para comentarios de la ciudadanía durante 2026 y actualmente se encuentra en etapa de análisis y respuesta a las observaciones recibidas.
- Resolución "Por la cual se adopta la Política Minera de Colombia": La Política Minera de Colombia busca consolidar una visión de largo plazo para el sector, incorporando criterios de transición energética justa, sostenibilidad ambiental, derechos humanos, enfoque de género, participación ciudadana, agregación de valor y desarrollo territorial.





- Resolución "Por la cual se adoptan las Guías Minero-Ambientales y se adoptan otras disposiciones": Esta iniciativa busca actualizar y fortalecer las herramientas técnicas que orientan la gestión ambiental de los proyectos mineros, promoviendo mejores prácticas para la prevención, mitigación y manejo de impactos ambientales asociados a la actividad minera. Durante el período se elaboraron los documentos técnicos requeridos para su expedición y actualmente se encuentra en trámite de revisión jurídica.

2.4. Plan Nacional de Conocimiento Geocientífico

El Ministerio de Minas y Energía y el Servicio Geológico Colombiano adelantaron la formulación del Plan Nacional de Conocimiento Geocientífico, en el marco del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 “Colombia Potencia Mundial de la Vida, concebido como un instrumento orientado a fortalecer la generación, articulación y gestión de información geocientífica para la planificación del uso del suelo y del subsuelo, la gestión del recurso hídrico, el monitoreo de amenazas geológicas y la identificación de minerales estratégicos para el desarrollo productivo del país. Para la consolidación de este instrumento de planificación se adelantaron las siguientes acciones:

- Se avanzó en la construcción técnica, la consolidación de diagnósticos, la definición de líneas estratégicas de largo plazo y la articulación interinstitucional requerida para su estructuración.
- Se desarrollaron espacios de participación y análisis técnico, orientados a fortalecer los insumos para la toma de decisiones en materia de conocimiento geocientífico, áreas de reserva estratégica minera y aprovechamiento sostenible de los recursos minerales.
- El Plan se encuentra en proceso de ajuste y fortalecimiento técnico, con el apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), como parte de la ruta definida para su consolidación y posterior adopción.

Avances en la formulación del instrumento

Durante el período 2022–2026 se avanzó en la construcción conceptual, técnica y metodológica del PNCG, incluyendo la definición de sus objetivos, alcance, líneas estratégicas y mecanismos de articulación institucional.





Como parte de este proceso se desarrollaron ejercicios de diagnóstico sobre las capacidades institucionales existentes, la disponibilidad de información geocientífica, los mecanismos de interoperabilidad y las necesidades de fortalecimiento para la gestión del conocimiento geocientífico en el país. Asimismo, se estructuró una propuesta inicial de componentes estratégicos orientados al fortalecimiento de la gobernanza de la información geocientífica, la planeación del subsuelo, la gestión del agua, el monitoreo de amenazas geológicas y la identificación de minerales estratégicos.

De manera paralela, se avanzó en la construcción de documentos técnicos, metodológicos y normativos que servirán como base para el proceso de adopción e implementación del instrumento

Articulación institucional y cooperación internacional

La formulación del PNCG ha contado con la participación de entidades del sector minero-energético, organismos técnicos especializados, entidades territoriales, academia y otros actores estratégicos vinculados a la generación y uso de información geocientífica.

Con el propósito de fortalecer esta construcción, en 2025 se suscribió el Convenio GGC-2152-2025 entre el Ministerio de Minas y Energía y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), mediante el cual se brinda apoyo técnico y metodológico para la consolidación del instrumento, la validación de sus componentes estratégicos y la construcción de la hoja de ruta requerida para su implementación.

En este marco se adelanta la definición del modelo de gobernanza, la construcción del Plan de Acción, la articulación con entidades nacionales y territoriales y la consolidación del expediente técnico y normativo requerido para la adopción del instrumento.

Estado actual del proceso

Con corte al 30 de junio de 2026, el Plan Nacional de Conocimiento Geocientífico se encuentra en proceso de formulación y validación técnica e institucional. Durante esta etapa se adelantan actividades de revisión conceptual, fortalecimiento metodológico,





articulación interinstitucional y consolidación de los instrumentos técnicos y jurídicos necesarios para su adopción.

De manera complementaria, se avanza en la definición de mecanismos de implementación, seguimiento y coordinación institucional, orientados a garantizar que el instrumento responda a las necesidades de planificación territorial, gestión ambiental, desarrollo minero sostenible y transición energética justa.

Retos y próximos pasos

Los principales retos para la consolidación del PNCG se relacionan con el fortalecimiento de la interoperabilidad de la información geocientífica, la articulación entre entidades competentes, la reducción de brechas regionales de información y la consolidación de mecanismos de gobernanza que permitan una gestión integrada del conocimiento geocientífico.

En este sentido, durante 2026 se continuará avanzando en la validación técnica e institucional del instrumento, la construcción participativa del Plan de Acción, la consolidación de su esquema de gobernanza y la estructuración del expediente técnico y jurídico requerido para su adopción mediante decreto.

2.5. Minerales estratégicos

Los minerales estratégicos constituyen uno de los pilares de la política minera del Gobierno Nacional, al ser fundamentales para garantizar el abastecimiento de la demanda interna, fortalecer la asociatividad, impulsar la transición energética justa, contribuir al desarrollo agrícola, apoyar la construcción de infraestructura pública y promover la reindustrialización del país. Dadas sus propiedades y aplicaciones industriales avanzadas, estos recursos representan una oportunidad para transformar la riqueza geológica nacional en desarrollo económico, generación de valor agregado y fortalecimiento de las capacidades productivas regionales.

La facultad para determinar los minerales estratégicos del país fue otorgada a la Autoridad Minera Nacional mediante el artículo 108 de la Ley 1450 de 2011. Con base en esta disposición, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 18 0102 de 2012, que definió un primer listado de minerales estratégicos y orientó durante más de





una década la generación de conocimiento geocientífico y las actividades de promoción minera.

Sin embargo, los cambios ocurridos en el contexto internacional, la creciente demanda de minerales requeridos para la transición energética, los nuevos retos asociados a la seguridad de las cadenas de suministro y la apuesta del Gobierno Nacional por la reindustrialización y el aprovechamiento integral de los recursos minerales hicieron necesaria la actualización de esta política.

En este contexto, la Agencia Nacional de Minería, en coordinación con el Servicio Geológico Colombiano y la Unidad de Planeación Minero-Energética, lideró un proceso técnico y participativo para redefinir los minerales estratégicos del país. Como resultado, mediante el Acuerdo 01 de 2023 se adoptaron los lineamientos para su determinación, incorporando criterios asociados a la soberanía sobre los recursos minerales, el potencial geológico, la transición energética, la seguridad alimentaria, el desarrollo industrial y de infraestructura, el autoabastecimiento y el fortalecimiento de la asociatividad minera.

Posteriormente, mediante la Resolución 1006 del 30 de noviembre de 2023, la Agencia Nacional de Minería derogó la Resolución 18 0102 de 2012 y estableció el listado vigente de diecisiete (17) grupos de minerales estratégicos para Colombia. Este proceso permitió superar un rezago institucional de más de diez años y consolidar un marco técnico, participativo y jurídicamente robusto para orientar las acciones de promoción, investigación, planeación y desarrollo productivo del sector minero.

La actualización de los minerales estratégicos constituye uno de los principales avances del cuatrienio en materia de política minera, al reconocer el papel que estos recursos desempeñan en cuatro grandes transformaciones nacionales: la transición energética justa, la reindustrialización de la economía, la seguridad alimentaria y el desarrollo de infraestructura estratégica para el país.

Actualmente, la Agencia Nacional de Minería adelanta una nueva evaluación de los lineamientos adoptados en 2023, tomando como referencia la experiencia de veinte países y de la Unión Europea en materia de minerales críticos y estratégicos. Esta revisión busca fortalecer criterios relacionados con la seguridad de las cadenas de





suministro, la importancia económica y comercial de los minerales, la inserción en cadenas globales de valor, la soberanía nacional, el potencial geológico y los determinantes ambientales, con el propósito de mantener actualizada la política minera frente a las dinámicas internacionales y las necesidades del país.

De manera complementaria, la Agencia Nacional de Minería ha continuado desarrollando acciones para la identificación y asignación de nuevas áreas destinadas al aprovechamiento de minerales estratégicos, en el marco del indicador sectorial "Nuevas áreas asignadas para el aprovechamiento de minerales estratégicos", fortaleciendo así las condiciones para la exploración, el desarrollo productivo y la generación de nuevas oportunidades de inversión en el sector minero colombiano.

La actualización del listado de minerales estratégicos permitió además consolidar la visión de "Minería para la Vida", orientando la gestión institucional hacia el aprovechamiento sostenible de recursos fundamentales para el desarrollo industrial del país, entre ellos los fosfatos, las arenas silíceas, el carbón metalúrgico, el cobre y otros minerales esenciales para la transición energética, la agroindustria y la manufactura avanzada. Sobre esta base, el Ministerio de Minas y Energía impulsó estrategias orientadas a fortalecer los encadenamientos productivos, la agregación de valor y la reindustrialización asociada a los recursos minerales estratégicos del país.

Como parte de la estrategia de aprovechamiento y transformación de minerales estratégicos, el Ministerio de Minas y Energía articuló tres líneas de acción orientadas a fortalecer la reindustrialización, la competitividad regional y la generación de valor agregado en los territorios mineros.

La primera línea estuvo enfocada en el fortalecimiento de la proveeduría minera y el desarrollo empresarial local. En alianza con Colombia Productiva —hoy iNNpulsa Colombia— mediante una inversión de \$2.450 millones, se fortalecieron 50 MiPymes vinculadas a ocho empresas ancla relacionadas con el sector minero. Esta intervención incluyó más de 2.600 horas de asistencia técnica especializada en modelos de negocio, seguridad y salud en el trabajo, fortalecimiento técnico y sostenibilidad ambiental. Como resultado, se consolidó la primera Guía de Buenas Prácticas para la Proveeduría Minera, instrumento orientado a fortalecer la competitividad y estandarización de proveedores del sector.





La segunda línea estuvo dirigida a promover la asociatividad y la innovación regional mediante la consolidación de los primeros clústeres mineros del país. En alianza con Colombia Productiva se brindó asistencia técnica para la estructuración de seis iniciativas clúster enfocadas en minerales estratégicos como arenas y gravas, arcillas, calizas, carbón metalúrgico, arenas silíceas, fosfatos y silicatos de magnesio. Esta estrategia tuvo impacto directo en Antioquia, Boyacá, Cesar, Cundinamarca, Huila y Norte de Santander, permitiendo además la identificación de dieciocho proyectos de alto impacto relacionados con sostenibilidad, transformación digital, economía circular, eficiencia energética, aprovechamiento de subproductos y acceso a nuevos mercados.

La tercera línea se orientó al fortalecimiento de los encadenamientos productivos mediante la generación de conocimiento técnico y científico para la toma de decisiones. En este marco se desarrollaron estudios para las cadenas de valor de los minerales estratégicos, analizando integralmente los procesos de explotación, beneficio, transformación y comercialización, así como las oportunidades de intervención para la reindustrialización de cada mineral. Como resultado de este esfuerzo se publicó el estudio “Arenas silíceas en la transición energética en Colombia: retos y oportunidades”, documento que identifica el potencial del país para el desarrollo de silicio de grado metalúrgico y vidrio de grado solar, insumos fundamentales para las industrias asociadas a la transición energética y la manufactura avanzada.

Para garantizar que los procesos de diversificación productiva, reindustrialización y agregación de valor asociados a los minerales estratégicos cuenten con soporte científico, tecnológico y empresarial, el Ministerio de Minas y Energía consolidó una red de alianzas con universidades, organismos de cooperación internacional, entidades públicas y programas de desarrollo productivo. Estas iniciativas están orientadas a fortalecer la innovación, la competitividad, la transferencia tecnológica y el desarrollo territorial del sector minero colombiano. Entre las principales alianzas estratégicas se destacan:

- **Universidad Industrial de Santander (UIS) – Convenio GGC-1928-2025:** Orientado a la validación técnica, agronómica y económica de pilotos para la producción de insumos agroindustriales derivados de minerales estratégicos. Actualmente se adelantan estudios de caracterización fisicoquímica y mineralógica, análisis de mercado y estudios de prefactibilidad que permitan





establecer modelos de comercialización y estructuras organizacionales para su futuro escalamiento industrial, contribuyendo al fortalecimiento de la soberanía alimentaria y la diversificación productiva del país.

- **Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia (UPTC) – Convenio GGC-1914-2025:** Enfocado en el desarrollo de un piloto para la producción de Silicio de Grado Metalúrgico (MG-Si), considerado un eslabón estratégico para la cadena de valor de las arenas silíceas. El proyecto avanza en estudios de mercado, viabilidad económico-financiera y pruebas técnicas orientadas a obtener concentraciones superiores al 99% de silicio, sentando las bases para el aprovechamiento industrial de este mineral estratégico y el fortalecimiento de los clústeres asociados.
- **Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia (UPTC) – Convenio GGC-2162-2025:** Orientado a la reindustrialización del sector aurífero y a la valorización de minerales estratégicos mediante el desarrollo de materiales nanoestructurados de alto valor agregado. El convenio adelanta investigaciones aplicadas para la transformación de minerales como níquel, aluminio y materiales carbonosos en nanomateriales con potencial uso en tecnologías energéticas avanzadas, así como estudios para fortalecer las cadenas de valor del oro y promover procesos de diversificación productiva y reconversión laboral en territorios mineros.

Estas alianzas reflejan la apuesta del Gobierno Nacional por avanzar hacia una minería que genere conocimiento, innovación, desarrollo tecnológico y valor agregado en el territorio, fortaleciendo la transición energética justa, la reindustrialización nacional y la competitividad de las cadenas productivas asociadas a los minerales estratégicos.

Durante este cuatrienio, el Gobierno Nacional transformó profundamente la concepción de la riqueza del subsuelo colombiano, superando décadas de rezago institucional para consolidar la visión de una «Minería para la vida». Pasando de un modelo netamente extractivista a estructurar una política pública robusta, respaldada por la actualización histórica del listado de minerales estratégicos (Acuerdo 01 y Resolución 1006 de 2023) y la inyección de recursos para el fortalecimiento de MiPymes y la creación de los primeros seis clústeres mineros del país.





Hoy, el país cuenta con un sector minero enfocado en el desarrollo territorial y preparándose para los retos del futuro, lo que convertirá a nuestros minerales estratégicos en el verdadero catalizador de la Transición Energética Justa, la soberanía alimentaria y la reindustrialización de Colombia.

Estrategia para Minerales para la Seguridad Alimentaria

Durante la gestión del último año del Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Minas y Energía consolidó una estrategia conjunta con el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural para fortalecer la producción nacional de fertilizantes a partir del aprovechamiento de minerales estratégicos como roca fosfórica, calizas, dolomitas, yeso y silicatos de magnesio, contribuyendo a la soberanía alimentaria, la reindustrialización y la reducción de la dependencia de insumos importados. Para ello ha realizado las siguientes acciones:

- La Dirección de Minería Empresarial promovió espacios de articulación institucional para posicionar minerales como la roca fosfórica, las calizas, las dolomitas, el yeso y los silicatos de magnesio como insumos fundamentales para la producción nacional de fertilizantes y enmiendas agrícolas.
- Se estructuró un modelo de negocio orientado a reactivar y fortalecer la industria nacional de fertilizantes, articulando actores estratégicos como Fosfatos del Huila, Ferticol, Ecopetrol y Monómeros en una cadena integrada de producción, transformación, logística y comercialización.
- Se adelantaron gestiones para identificar fuentes de financiación, incluyendo la presentación de una propuesta a Ecopetrol por cerca de un billón de pesos, así como el aprovechamiento del corredor logístico del río Magdalena para conectar los principales nodos productivos del país.
- La estrategia parte de reconocer que Colombia importa aproximadamente el 90% de los fertilizantes que consume, lo que evidencia la necesidad de fortalecer capacidades nacionales de producción y transformación a partir de materias primas minerales disponibles en el territorio.
- Se impulsaron acciones complementarias orientadas al fortalecimiento de Fosfatos del Huila S.A., empresa de economía mixta con participación accionaria del Ministerio de Minas y Energía, evaluando alternativas para ampliar su capacidad de beneficio y transformación mineral, modernizar infraestructura





- productiva y consolidar su papel como actor estratégico dentro de la cadena nacional de fertilizantes.
- Se analizaron esquemas de articulación con empresas del sector, particularmente Monómeros, con el fin de incorporar materias primas minerales nacionales a procesos industriales de mayor escala y fortalecer los encadenamientos productivos asociados a la producción de fertilizantes e insumos agroindustriales.
 - Se desarrollaron mesas de trabajo con el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, Ecopetrol, GECELCA y Monómeros para evaluar alternativas institucionales y empresariales, orientadas a fortalecer la participación del Estado en la cadena de fertilizantes y avanzar en la estructuración de una estrategia nacional de largo plazo. Los análisis realizados contemplaron tanto el fortalecimiento de las capacidades de abastecimiento, comercialización y distribución, como el desarrollo de una capacidad nacional de producción basada en el aprovechamiento de minerales estratégicos presentes en el territorio colombiano.
 - Lo anterior, ha permitido consolidar una visión integral para el desarrollo de la industria nacional de fertilizantes, orientada a fortalecer la seguridad alimentaria, reducir la vulnerabilidad frente a las fluctuaciones de los mercados internacionales y generar nuevas oportunidades de agregación de valor para los productores de minerales estratégicos del país.

Estudios técnicos

En articulación con la Agencia Nacional de Minería, el Servicio Geológico Colombiano (SGC) adelantó durante el cuatrienio estudios técnicos orientados a la evaluación del potencial mineral en Zonas de Reserva con Potencial (ZRP), con el propósito de fortalecer la generación de conocimiento geocientífico y apoyar la identificación de áreas con potencial para el desarrollo de proyectos asociados a minerales estratégicos.

Durante este periodo se avanzó en la evaluación de potencial mineral de veinte (20) áreas localizadas principalmente en los departamentos de Antioquia, Caldas, Santander y Tolima, incluyendo zonas de interés estratégico como Chaparral, Planadas-Rioblanco, Marmato, Maceo, Bajo Cauca, Buriticá, Segovia, Zaragoza, Rovira e Ibagué. Estas actividades incluyeron levantamiento de información geológica,





campañas de muestreo en campo y análisis geoquímicos orientados a la caracterización del potencial mineral de los territorios evaluados.

Como parte de estos trabajos, el SGC realizó actividades de cartografía geológica y muestreo de rocas, sedimentos activos y concentrados de batea. En los distritos de Chaparral y Marmato se recolectaron más de 300 muestras geológicas y geoquímicas, cuyos resultados fueron incorporados a las bases de datos institucionales y utilizados para el análisis e interpretación técnica del potencial mineral de las áreas estudiadas.

De manera complementaria, se adelantaron estudios prospectivos en distritos mineros de Antioquia y Tolima, así como diagnósticos de información geológica para futuras evaluaciones de potencial en zonas como Santurbán, Bajo Cauca, Marmato y El Roble. Asimismo, se desarrollaron actividades de prospección para minerales estratégicos como fosfatos en la región Dolores–Neiva (Tolima y Huila) y potasio en la Mesa de los Santos (Santander), recursos considerados fundamentales para la seguridad alimentaria y la producción nacional de fertilizantes.

Dentro de los productos técnicos desarrollados durante el periodo se destacan la actualización del Mapa Metalogénico de Colombia a escala 1:1.500.000, la adquisición de nueva información metalogénica en distintas regiones del país, la elaboración de estudios prospectivos para minerales estratégicos asociados a la transición energética justa y la seguridad alimentaria, así como investigaciones relacionadas con materiales de construcción, gas metano asociado al carbón y otras fuentes minerales de interés para el desarrollo productivo nacional.

Adicionalmente, el Servicio Geológico Colombiano elaboró un informe técnico sobre zonas geológicamente favorables para la exploración y aprovechamiento de minerales estratégicos como fosfatos, cobre, hierro, litio, tierras raras, uranio, magnesio, níquel, grafito, cobalto y aluminio, aportando insumos fundamentales para la planificación minera y la formulación de políticas orientadas a la transición energética y la reindustrialización del país.

Por su parte, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) desarrolló estudios especializados relacionados con las dinámicas de oferta, demanda e intermediación del oro en Colombia, el análisis social, ambiental y económico de los principales proyectos de cobre del país y el diagnóstico de tendencias de mercado para materiales de construcción y minerales no metálicos. Estos estudios constituyen herramientas





estratégicas para la toma de decisiones y la definición de acciones orientadas al fortalecimiento de los minerales estratégicos y sus cadenas de valor.

Rondas Mineras

Como parte de la estrategia para promover la exploración y aprovechamiento de minerales estratégicos, la Agencia Nacional de Minería fortaleció los mecanismos de adjudicación de Áreas Estratégicas Mineras (AEM) mediante la actualización de los criterios de habilitación para los participantes en los procesos de selección objetiva. A través de la Resolución 695 del 8 de octubre de 2024 se ajustaron los criterios de evaluación jurídica, técnica, financiera, ambiental y de desarrollo social empresarial, permitiendo ampliar la participación y fortalecer la transparencia en las rondas mineras. A corte del 31 de mayo de 2026, trece (13) empresas se encontraban habilitadas para presentar ofertas dentro de estos procesos.

En desarrollo de esta estrategia, la Agencia Nacional de Minería lanzó la Ronda de Fosfatos y Minerales Asociados, orientada a promover proyectos vinculados a minerales fundamentales para la seguridad alimentaria y la producción nacional de fertilizantes. La ronda ofertó cuatro bloques de Áreas Estratégicas Mineras ubicados en los municipios de Paicol, La Plata y Yaguará, en el departamento del Huila. Posteriormente, mediante las Adendas 2 y 3 expedidas durante 2025 y 2026, se ajustaron los términos de referencia con el fin de fortalecer las condiciones de participación y adjudicación.

Como resultado de este proceso, la sociedad Minerales y Procesados del Huila S.A.S. presentó oferta para el Bloque 11 y, mediante Resolución 370 del 3 de febrero de 2026, la Agencia Nacional de Minería adjudicó dicha área ubicada en el municipio de Yaguará (Huila). A corte del periodo reportado permanecían disponibles tres bloques adicionales para la recepción de ofertas y el desarrollo de nuevos proyectos asociados a la producción de fosfatos y minerales estratégicos para la agroindustria nacional.

De manera complementaria, en diciembre de 2025 la Agencia Nacional de Minería lanzó la Ronda de Cobre, Oro y Polimetálicos, integrada por catorce áreas con alto potencial geológico para minerales estratégicos ubicadas en los departamentos de Antioquia, Cesar, La Guajira y Tolima. Estas áreas fueron estructuradas bajo criterios técnicos, ambientales y sociales que garantizan la no superposición con determinantes ambientales y sociales, incorporando además incentivos a la inversión privada,





contraprestaciones económicas adicionales y la implementación de planes de cierre minero, promoviendo una explotación más sostenible y responsable de los recursos minerales.

Finalmente, la Agencia Nacional de Minería avanzó en la estructuración de una estrategia de socialización dirigida a pequeños y medianos mineros, con el propósito de ampliar el conocimiento sobre las rondas mineras, fortalecer los procesos de habilitación y promover una participación más amplia y diversa en la adjudicación de Áreas Estratégicas Mineras. Esta estrategia busca incrementar el número de participantes, fortalecer la competencia en los procesos de selección objetiva y consolidar las rondas mineras como un instrumento para el desarrollo de proyectos asociados a minerales estratégicos para la transición energética, la reindustrialización y la seguridad alimentaria del país.

Áreas de Reserva para la Formalización (ARF)

En desarrollo de lo dispuesto en el parágrafo primero del artículo 5 de la Ley 2250 de 2022, la Agencia Nacional de Minería estructuró e implementó el procedimiento para la delimitación y declaración de Áreas de Reserva para la Formalización (ARF), mecanismo orientado a garantizar el acceso de mineros tradicionales y pequeños mineros a procesos de formalización mediante contratos de concesión con requisitos diferenciales, en concordancia con los lineamientos del Plan Único de Legalización Minera.

Como resultado de este proceso, durante el periodo 2025-2026 se declararon las primeras Áreas de Reserva para la Formalización del país en el departamento de Antioquia. Mediante la Resolución 1301 del 12 de mayo de 2025 se delimitaron y declararon tres (3) ARF en el municipio de Buriticá, sobre las cuales ya fueron suscritos contratos de concesión con requisitos diferenciales. Posteriormente, mediante la Resolución 3255 del 9 de diciembre de 2025 se declararon dos (2) ARF adicionales en el municipio de Caracolí, consolidando así la implementación de este instrumento como una herramienta efectiva para avanzar en la formalización minera.

De manera complementaria, la Agencia Nacional de Minería impulsó una estrategia de formalización focalizada en el Distrito Minero Agrominero y Pesquero del Bajo Cauca antioqueño, territorio que cuenta con catorce (14) Zonas de Reserva para la Formalización que abarcan aproximadamente 7.000 hectáreas. En el marco de esta





estrategia se desarrollaron actividades de divulgación sobre la figura de las ARF y se realizaron visitas técnicas a once (11) Unidades de Producción Minera, con el propósito de evaluar la viabilidad para la delimitación y declaración de nuevas áreas de reserva para la formalización.

Estas acciones hacen parte del plan de acción del distrito minero y contribuyen al cumplimiento de los compromisos suscritos entre el Gobierno Nacional y la Mesa Minera del Bajo Cauca, Valdivia y Sur de Córdoba el 27 de marzo de 2026, orientados a fortalecer los procesos de formalización, mejorar las condiciones de legalidad de la actividad minera y promover alternativas de desarrollo productivo para los pequeños mineros del territorio.

Delimitación y declaración de Áreas Estratégicas Mineras (AEM)

Como parte de la estrategia para promover el aprovechamiento sostenible de los minerales estratégicos y fortalecer la planificación minera del país, durante el periodo 2022–2026 la Agencia Nacional de Minería adelantó la identificación, delimitación y reserva de áreas con potencial geológico para el desarrollo de futuros proyectos mineros.

En este marco, se establecieron Zonas de Reserva con Potencial (ZRP) para distintos minerales estratégicos en los departamentos de Antioquia, Caldas, Valle del Cauca, Santander, Boyacá, Cundinamarca, Huila, Tolima, Norte de Santander, Meta, Córdoba, Cauca y La Guajira. Estas áreas tienen como propósito proteger sectores con potencial mineral mientras se adelantan estudios geológicos, técnicos, ambientales, sociales, económicos, de infraestructura y de ordenamiento territorial que permitan evaluar su viabilidad para futuros procesos de asignación minera.

Como resultado de este proceso, durante el cuatrienio se reservaron ciento diecinueve (119) bloques de Zonas de Reserva con Potencial, que abarcan una superficie total de 130.881,15 hectáreas, constituyéndose en una de las principales herramientas de planificación para el desarrollo de proyectos asociados a minerales estratégicos en el país.

De manera complementaria, la Agencia Nacional de Minería avanzó en la delimitación y declaración de Áreas Estratégicas Mineras (AEM), mecanismo orientado a promover la exploración y explotación de minerales estratégicos bajo procesos de selección





objetiva que garanticen las mejores condiciones técnicas, económicas, sociales y ambientales para el aprovechamiento de los recursos minerales.

A corte del 31 de mayo de 2026, se habían delimitado y declarado veintiún (21) bloques de Áreas Estratégicas Mineras, con una extensión total de 10.957,6 hectáreas, concentradas principalmente en departamentos con alto potencial para minerales estratégicos como Antioquia, Huila, Tolima y La Guajira. Estas áreas constituyen la base para el desarrollo de futuras rondas mineras orientadas a minerales fundamentales para la transición energética, la seguridad alimentaria, la reindustrialización y el desarrollo productivo del país.

Áreas de Reserva Especial Declaradas

La Resolución No. 40005 del 11 de enero de 2024, emitida por el Ministerio de Minas y Energía, reglamentó los trámites de las Áreas de Reserva Especial (ARE) radicadas a partir del 11 de julio de 2022, en cumplimiento del artículo 4° de la Ley 2250 de 2022. La ANM complementó esta reglamentación con la Resolución No. 201 del 22 de marzo de 2024, estableciendo el procedimiento administrativo para declarar y delimitar ARE en áreas libres. La Resolución 266 de 2020 sigue vigente para trámites radicados antes del 11 de julio de 2022, según lo dispuesto en el artículo 2 de la Resolución 40005.

Tabla 71. ARE Declaradas

Año declaración	Placa	Departamento	Municipio
2024	ARE-509118	Nariño	Mallama
	ARE-508223	Nariño	Mallama
2025	ARE-507432	Norte de Santander	Toledo
	ARE-510395	Córdoba	Ayapel
2026	ARE-510394	Córdoba	Ayapel
	ARE-510880	Nariño	Samaniego
	ARE-511654	Nariño	Samaniego

Fuente: Grupo de Fomento ANM

Durante el 2025, la Agencia Nacional de Minería brindó acompañamiento y prestó servicios directos a la comunidad en el marco de los “Encuentros Territoriales por una Minería para la Vida”. Entre las acciones desarrolladas por la ANM se incluyó la atención personalizada sobre el estado de trámites mineros, la orientación frente a requisitos de formalización y el suministro de información técnica y normativa relacionada con la





actividad minera en la zona. Asimismo, la entidad acompañó la identificación de posibles áreas para procesos de formalización y canalizó inquietudes hacia las dependencias competentes.

Cumplimiento fallo Consejo de Estado Sentencia Acción popular

Desde la entrada en vigencia de la orden temporal 1.3.1 ordinal tercero de la decisión de segunda instancia, frente al medio de control de Protección de los derechos e intereses colectivos, bajo la radicación 25000234100020130245901; donde dispuso que la Agencia Nacional de Minería debía exigir a los proponentes que aporten certificación ambiental, la cual indicará si el proyecto se superpone o no con alguno de los ecosistemas protegidos e indicó el paso a seguir en caso de no existir certeza para conceder el área en titulación, para el cumplimiento de esta, concedió el término de tres (03) meses contados a partir de la ejecutoria de la sentencia.

En cumplimiento de lo ordenado por el Consejo de Estado, durante las vigencias 2023, 2024 y 2025, así como en lo corrido del año 2026, se han radicado un total de tres mil doscientos ochenta (3.280) solicitudes de propuestas de contrato de concesión (PCC) y propuestas de contrato de concesión con requisitos diferenciales (PCCD). Asimismo, se han expedido setenta y ocho (78) autos de requerimiento masivo, mediante los cuales se instó a los proponentes a aportar la correspondiente certificación ambiental o, en su defecto, a acreditar la solicitud de esta mediante la respectiva constancia.

En virtud de lo anterior, a través de los referidos autos se han requerido cinco mil cuarenta y siete (5.047) propuestas de contrato de concesión (PCC) y propuestas de contrato de concesión con requisitos diferenciales (PCCD). Lo anterior configura un universo de siete mil quinientos cincuenta (7.550) actuaciones administrativas, tanto de las solicitudes radicadas como de las propuestas objeto de requerimiento.

En desarrollo de lo expuesto, esta Autoridad Minera adelantó la verificación de la información, encontrando que se han radicado cuatro mil setecientos noventa y seis (4.796) certificaciones ambientales, de las cuales han sido evaluadas cuatro mil cuatrocientas cincuenta (4.450). Los resultados de dichas evaluaciones son las siguientes:





- El 61 % (2.715) de los certificados ambientales aportados acreditan viabilidad ambiental, razón por la cual resulta procedente continuar con el respectivo trámite minero.
- El 7 % (313) de las certificaciones ambientales evaluadas determina la incompatibilidad del área para el desarrollo de actividades mineras, lo que impide continuar con la solicitud correspondiente.
- El 32 % (1.422) de las certificaciones aportadas refleja que esta Autoridad Minera no cuenta con los elementos de certeza suficientes para establecer la compatibilidad o incompatibilidad de la actividad minera en el área de interés. En consecuencia, la ANM se abstiene de resolver de fondo, en los términos ordenados por el Consejo de Estado.
- El 7 % (352) corresponde a propuestas que se encuentran pendientes de evaluación, ya sea por estar a la espera del cargue del certificado ambiental en el sistema o por encontrarse en proceso de asignación al evaluador competente.

2.6. Política Pública Minera

En el marco del Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026 “Colombia Potencia Mundial de la Vida”, el Ministerio de Minas y Energía avanzó en la formulación de una nueva Política Pública Minera orientada a consolidar un modelo de minería para la vida, alineado con la transición energética justa, la reindustrialización, la sostenibilidad ambiental y el desarrollo territorial. Esta política busca fortalecer la planificación y gobernanza del sector minero, incorporando nuevos enfoques de ordenamiento territorial, participación ciudadana, agregación de valor y aprovechamiento sostenible de los recursos minerales. Entre los principales avances se destacan:

- Inicio del proceso de formulación de una nueva Política Pública Minera como instrumento orientador de la gestión minera nacional para la próxima década.
- Incorporación de los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026 y de los principios asociados a la transición energética justa, la reindustrialización y la minería para la vida.
- Atención a los lineamientos establecidos por el Consejo de Estado mediante la sentencia del 4 de agosto de 2023 (“Ventanilla Minera”), fortaleciendo el papel del Estado en la planificación, regulación y seguimiento de la actividad minera.





- Definición de un enfoque orientado a superar el modelo extractivo tradicional, promoviendo el aprovechamiento sostenible de los recursos minerales, el fortalecimiento de cadenas productivas, la generación de empleo y la agregación de valor.
- Incorporación de ejes estratégicos relacionados con el ordenamiento territorial minero-ambiental, la transición energética justa, la formalización minera, la sostenibilidad ambiental, la participación ciudadana, la articulación institucional y el fortalecimiento de la gobernanza sectorial.
- Inclusión de enfoques diferenciales, de género y de derechos humanos, así como lineamientos asociados al cumplimiento de compromisos internacionales, entre ellos los derivados del Acuerdo de Escazú.
- Articulación institucional entre el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Minería, la Unidad de Planeación Minero-Energética, el Servicio Geológico Colombiano, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales y el Departamento Nacional de Planeación para la construcción de una visión integral del sector.
- Incorporación, mediante el Convenio GGC-2152-2025 suscrito con el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), de asistencia técnica y metodológica para fortalecer la formulación de la política, incluyendo componentes de transición energética justa, participación territorial, enfoque de género y fortalecimiento de la participación de las mujeres vinculadas a la actividad minera.
- Avance en los procesos de formulación, concertación y validación técnica e institucional requeridos para la adopción de la política como instrumento estratégico para el desarrollo del sector minero colombiano.

Buenas prácticas mineras y economía

En el marco de la estrategia de sostenibilidad, reindustrialización y transición energética justa, el Ministerio de Minas y Energía avanzó durante el período 2022–2026 en el diseño e implementación de instrumentos orientados a promover la economía circular, la eficiencia en el uso de recursos y la adopción de buenas prácticas en la actividad minera. Entre los principales avances se destacan:

- Elaboración y socialización de lineamientos técnicos para la gestión de presas





de relaves, drenajes ácidos de mina, manejo de estériles, economía circular aplicada a la minería y buenas prácticas asociadas a la explotación de cobre y otros minerales estratégicos.

- Publicación de estos instrumentos a través del Centro de Aprendizaje Minero (CAM), fortaleciendo la disponibilidad de herramientas técnicas para la implementación de estándares ambientales y productivos en el sector minero.
- Implementación de la Hoja de Ruta para la Economía Circular en Minería, construida a partir del estudio “Economía Circular en el Sector Minero Colombiano: una oportunidad para la productividad de la minería”, orientada a identificar brechas y promover el aprovechamiento eficiente de materiales, la reducción de residuos y la valorización de subproductos mineros.
- Desarrollo de jornadas de divulgación y capacitación en los departamentos de Norte de Santander, Cundinamarca, Tolima y Antioquia, así como espacios de articulación con el SENA, gremios, empresas y entidades territoriales para promover la adopción de principios de economía circular.
- Acompañamiento a ejercicios piloto de implementación de estrategias de economía circular en operaciones de pequeña y mediana minería desarrolladas por las empresas UNIMINAS y PROMINCARGA en el municipio de Guachetá (Cundinamarca), permitiendo validar metodologías y herramientas para su futura replicabilidad.
- Diseño e implementación, con el apoyo de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia (UPTC), de un programa nacional de divulgación de buenas prácticas mineras, mejores técnicas disponibles y economía circular, desarrollado mediante encuentros presenciales en veinte (20) municipios del país.
- Avance en la incorporación de contenidos de economía circular en los programas de formación asociados a la actividad minera, en articulación con el Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA).
- Estructuración del Sistema de Economía Circular Minera para la Reindustrialización y Generación de Valor Agregado, concebido como un mecanismo para fortalecer iniciativas de economía circular en los Distritos Mineros Especiales mediante asistencia técnica especializada, fortalecimiento empresarial, articulación de cadenas de valor e implementación de activos estratégicos.





- Definición de dos líneas estratégicas de intervención: i) valorización y aprovechamiento de materiales y subproductos mineros; y ii) optimización y circularidad de procesos productivos mineros.
- Diseño de los principales instrumentos metodológicos y operativos para la implementación del Sistema, incluyendo el Manual Operativo, el Índice de Madurez Circular Minera (IMCM), criterios de elegibilidad y priorización, metodologías de seguimiento y evaluación, indicadores de resultado e impacto y procedimientos para la entrega y seguimiento de activos estratégicos.
- Estructuración de un modelo orientado a fortalecer diez (10) iniciativas de economía circular minera e implementar integralmente dos (2) proyectos piloto con potencial de escalamiento y replicabilidad en otros territorios del país.
- Consolidación de los estudios de mercado, especificaciones técnicas y documentos soporte requeridos para la implementación del Sistema, con una inversión estimada de \$1.344.888.325.
- Avance de la estrategia hacia su fase de implementación, constituyéndose en una de las principales apuestas institucionales para promover la generación de valor agregado, la sostenibilidad y la reindustrialización del sector minero colombiano.

2.7. Expominerales

El Ministerio de Minas y Energía avanzó en la estructuración de Expominerales 2026, una estrategia concebida como el principal espacio nacional de encuentro, articulación y promoción del sector minero colombiano. Con ello se pretende:

- La iniciativa busca posicionar la minería como un motor de desarrollo productivo, innovación, reindustrialización y generación de valor agregado, fortaleciendo la conexión entre los diferentes actores de la cadena minera y acercando a la ciudadanía a una visión moderna, sostenible e incluyente de la actividad.
- Fue concebida como una plataforma para visibilizar el potencial minero del país, promover oportunidades de inversión, innovación y transformación productiva, así como divulgar los principales avances de la política pública minera impulsada por el Gobierno Nacional.
- Su enfoque busca transformar la percepción tradicional de la minería, destacando su contribución a la transición energética justa, la seguridad





alimentaria, la infraestructura pública y la generación de bienestar en los territorios.

- Uno de los principales objetivos es materializar el encuentro entre los distintos eslabones de la cadena de valor minera, integrando a pequeños mineros, organizaciones comunitarias, empresas, academia, entidades públicas, inversionistas y compradores nacionales e internacionales. Bajo esta visión, la minería se presenta no solo como una actividad extractiva, sino como un sistema productivo capaz de generar encadenamientos, empleo, innovación y desarrollo local.
- La agenda temática contempla espacios especializados para la divulgación de los avances en Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva, minerales estratégicos, economía circular, transición energética justa, formalización minera, agregación de valor y reindustrialización. De igual manera, incluirá escenarios académicos, ruedas de negocio, muestras comerciales, espacios de innovación y mecanismos de conexión entre productores, transformadores e inversionistas.
- Como elemento diferenciador se incorporará experiencias inmersivas y pedagógicas orientadas a acercar la minería a la ciudadanía, incluyendo muestras interactivas sobre los minerales estratégicos del país, exhibiciones tecnológicas, espacios culturales y actividades de divulgación científica que permitan comprender el papel de la minería en la vida cotidiana y en los desafíos asociados al desarrollo sostenible.
- Busca posicionar al país como un referente regional en el aprovechamiento responsable de minerales estratégicos y en la construcción de una minería alineada con los principios de la transición energética justa, la reindustrialización y el desarrollo territorial.

2.8 Sistemas de Transición Productiva y Laboral Minera-STPLM

En el marco de la transición energética justa, la reindustrialización y la diversificación productiva de los territorios mineros, el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Dirección de Minería Empresarial, estructuró el Sistema de Transición Productiva y Laboral Minera (STPLM), concebido como una herramienta integral para acompañar los





procesos de transformación económica de las comunidades mineras del país. Con este sistema se pretende:

- Se han desarrollado los principales instrumentos técnicos, metodológicos y operativos requeridos para su implementación, incluyendo el modelo conceptual, la arquitectura institucional, los mecanismos de gobernanza, las metodologías de cierre de brechas, los instrumentos de focalización, las rutas de intervención y los sistemas de seguimiento y evaluación. Como resultado, se estructuró una primera fase de implementación con una inversión estimada de \$9.000 millones, focalizada en los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva y el Corredor de la Vida del Cesar.
- La estrategia contempla recursos por hasta \$4.050 millones para reconversión laboral y diversificación productiva, orientados al fortalecimiento de capacidades, certificación de competencias y generación de oportunidades de empleo; \$4.500 millones para procesos de reindustrialización minera, innovación y fortalecimiento empresarial; y \$450 millones para acciones de reconversión territorial, gobernanza, asociatividad y fortalecimiento de capacidades locales.
- En su fase inicial, el sistema proyecta beneficiar aproximadamente 700 personas mediante procesos de formación y reconversión laboral, acompañar 300 rutas de empleabilidad, fortalecer 200 unidades productivas, intervenir 120 empresas y organizaciones mineras e impulsar acciones de fortalecimiento territorial en ocho (8) Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva y 30 organizaciones territoriales, consolidándose como una de las principales apuestas institucionales para transformar los desafíos de la transición energética en oportunidades de desarrollo, productividad y bienestar para las comunidades mineras del país.

2.9. Plan Cero Mercurio

Durante la vigencia 2025, la ANM impulsó la iniciativa Plan Cero Mercurio, orientada a transformar la pequeña minería de oro mediante la promoción de tecnologías limpias, actualización tecnológica y eliminación del mercurio en los procesos metalúrgicos.





- La iniciativa se enfocó en pequeña minería con título minero, así como en mineros en proceso de formalización y/o legalización que cuentan con prerrogativa de explotación.
- Se adelantó la revisión del estado del arte, mediante la recolección y análisis de información relacionada con la gestión, uso y eliminación del mercurio en el sector minero colombiano.
- Se realizó la revisión de la caracterización geológica, mineralógica y metalúrgica contenida en las 13 Guías Metodológicas para el Beneficio del Oro sin Uso de Mercurio del Servicio Geológico Colombiano.
- Se efectuó la caracterización tecnológica de alternativas para el beneficio de oro sin mercurio, incluyendo el análisis de rutas metalúrgicas recomendadas por el Servicio Geológico Colombiano (SGC).
- Se identificó oferta tecnológica disponible, a partir de 49 oferentes inscritos en la convocatoria pública “Tecnologías Limpias para la Extracción de Oro”.
- Se publicó en la página web de la ANM un folleto con información sobre oferentes de tecnología y servicios para el beneficio de oro.
- Se elaboró un estudio de mercado para identificar equipos, valores y tecnologías disponibles en el mercado nacional.
- Se formularon tres (3) proyectos piloto Cero Mercurio para el beneficio de oro con tecnologías limpias en los departamentos de Risaralda, Bolívar y Nariño.
- Se adelantaron gestiones con cooperantes internacionales para consolidar alianzas estratégicas en materia de transferencia y reconversión tecnológica, asistencia técnica, capacitación y fortalecimiento de capacidades.
- Se realizaron reuniones con las embajadas de China, Reino Unido y Suiza, orientadas a explorar mecanismos de cooperación para la implementación del Plan Cero Mercurio.
- Se participó en jornadas territoriales de asociatividad, formalización y buenas prácticas mineras lideradas por el Grupo de Fomento.
- En dichos espacios se realizaron capacitaciones a comunidades mineras sobre eliminación del uso de mercurio, adopción de nuevas tecnologías y sensibilización frente a los impactos del mercurio en la salud y el ambiente.

A continuación, se relacionan los eventos en los que se participó con la oferta institucional de Cero Mercurio:





Tabla 672. Eventos de oferta institucional de Cero Mercurio

Municipio	Departamento	Fecha	No. Asistentes
Quibdó	Chocó	05/09/2025	28
Yolombo	Antioquia	26/09/2025	156
Marmato	Caldas	15/10/2025	57
Riosucio	Caldas	16/10/2025	28
Condoto	Chocó	17/10/2025	33
Mallama	Nariño	30/10/2025	50
Andes	Antioquia	8/11/2025	159

Fuente: Grupo de Fomento ANM, 31 de diciembre de 2025

2.10. Resultados en contratación y titulación minera

Gestión y evolución de solicitudes mineras

Al inicio del periodo (7 de agosto de 2022), la VCT registraba un total de 6.513 solicitudes vigentes en trámite. Con corte a 30 de abril de 2026, dicho inventario se redujo a 4.807 solicitudes activas, lo que evidencia una reducción neta del 26,2 % y refleja la eficiencia administrativa en la resolución y depuración del cúmulo histórico de trámites pendientes.

Tabla 73. Comparativo de solicitudes mineras vigentes – ago 2022 vs. may 2026

Modalidad	08/08/2022	30/04/2026
Propuesta de Contrato de Concesión (PCC)	6.362	4.789
Autorizaciones Temporales	131	9
Licencias de exploración	20	9
TOTAL	6.513	4.807

Fuente: Reporte AnnA Minería – Gerencia de Catastro y Registro Minero (2026)

La reducción en el número de autorizaciones temporales (de 131 a 9) y de licencias de exploración (de 20 a 9) evidencia la gestión resolutoria de trámites históricos acumulados, a la vez que la estabilización de las propuestas de contrato de concesión (PCC) a 4.789 refleja la dinámica natural del sector minero, donde nuevas solicitudes se incorporan continuamente al sistema de tramitación.

Contratos de concesión suscritos e inscritos





Como resultado de la gestión integral de las solicitudes mineras entre el 7 de agosto de 2022 y el 30 de abril de 2026, se suscribieron e inscribieron en el Registro Minero Nacional (RMN) un total de 283 títulos mineros: 282 minutas de contratos de concesión y 1 licencia de exploración. Esta cifra representa la materialización del proceso de evaluación técnica, jurídica, financiera y ambiental de las solicitudes, así como el resultado directo del nuevo procedimiento de Audiencia Pública Minera.

Tabla 74. Títulos mineros otorgados por modalidad – agosto 2022 a mayo 2026

Modalidad	Contratos Otorgados (ago. 2022 – abr. 2026)
Licencias de exploración	1
Contrato de Concesión – Pequeña Minería	174
Contrato de Concesión – Mediana Minería	105
Contrato de Concesión – Gran Minería	3
TOTAL TÍTULOS OTORGADOS	283

Fuente: Grupo de Trabajo Contratación Minera, VCT – ANM (2026)

Es destacable que el 82,27 % de los contratos suscritos (232 de 283) fueron producto de la implementación del nuevo procedimiento de Audiencia Pública Minera, establecido mediante la Resolución 1099 de 2023, lo que demuestra la eficacia del nuevo modelo de gobernanza minera participativa. La distribución por escala productiva —174 contratos para pequeña minería (61,5 %), 105 para mediana minería (37,2 %) y 3 para gran minería (1,3 %)— es coherente con el enfoque del Gobierno en favor de los mineros artesanales y pequeños.

Viabilización de solicitudes para Audiencia Pública Minera

A corte del 30 de abril de 2026, se han viabilizado 1.109 solicitudes para avanzar hacia el proceso de Audiencia Pública Minera (1.107 PCC y 2 licencias de exploración). Adicionalmente, existen 51 solicitudes en proceso de análisis para derecho de prelación en el marco del Decreto 1396 de 2023. Estas cifras proyectan una actividad sostenida de titulación para el siguiente periodo de gobierno, garantizando la continuidad de la gestión misional.

Autorizaciones temporales





Entre el 7 de agosto de 2022 y el 30 de abril de 2026 se adoptaron decisiones de fondo sobre 607 solicitudes de autorizaciones temporales reguladas por el artículo 116 de la Ley 685 de 2001: 309 concedidas (50,9 %) y 298 rechazadas (49,1 %). Estas autorizaciones habilitaron a entidades territoriales y contratistas de obra pública para el aprovechamiento temporal de materiales de construcción destinados a proyectos de infraestructura de transporte, contribuyendo directamente al desarrollo territorial de las regiones del país.

Gestión de trámites y fortalecimiento institucional

Grupo de Evaluación y Modificación a Títulos Mineros (GEMT), es el área de la VCT encargada de garantizar la seguridad jurídica, actualización y trazabilidad de los títulos mineros vigentes en Colombia. Su gestión comprende la evaluación técnica y jurídica de solicitudes de cesión de derechos, cesión de área, devolución de área, cambio de modalidad, integraciones, prórrogas, subrogaciones, renunciaciones parciales, revocatorias directas, recursos de reposición y trámites de oficio.

Entre el 7 de agosto de 2022 y el 30 de abril de 2026, el GEMT profirió 3.208 resoluciones de fondo, consolidando adicionalmente 114 minutas u otrosí, para un total de 3.322 actuaciones administrativas. El año 2023 concentró el mayor volumen de actuaciones con 1.257 resoluciones (39,2 % del total), resultado explicado en gran medida por el proceso de reasunción de la delegación minera de Antioquia y la necesidad de gestionar el cúmulo de expedientes recibidos.

Tabla 75. Trámites de modificación a títulos mineros resueltos por el GEMT

Tipo de trámite	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Cambio de modalidad	7	2	28	7	0	44
Cesión de área	3	18	36	26	0	83
Cesión de derechos	43	411	361	184	84	1.083
Prórrogas	6	31	61	17	0	115
Subrogaciones / derecho preferencia	7	117	112	56	4	296
Trámites de oficio	8	393	239	98	22	760
Otros trámites	40	285	209	247	56	837





TOTAL GENERAL	114	1.257	1.046	625	166	3.208
----------------------	------------	--------------	--------------	------------	------------	--------------

Fuente: Grupo de Trabajo de Evaluación y Modificación a Títulos Mineros – VCT/ANM (2026)

Los trámites de cesión de derechos (1.083 — 33,7 % del total) y los trámites de oficio (760 — 23,7 %) constituyeron las actuaciones más frecuentes, seguidas de las modificaciones en el Registro Minero Nacional (416 — 13 %) y las subrogaciones o derechos de preferencia por causa de muerte (296 — 9,2 %). Estos resultados reflejan la dinámica viva del mercado minero colombiano y la demanda permanente de actualización del catastro minero.

Cumplimiento de la Sentencia del Consejo de Estado – Ventanilla Minera

En acatamiento de la Sentencia del Consejo de Estado (radicado 25000234100020130245901 — Acción Popular), que ordenó exigir certificación ambiental previa para las solicitudes de titulación, la VCT adelantó una gestión masiva y sistemática durante 2023-2026. Se radicaron 3.280 solicitudes con certificación y se emitieron 78 autos de requerimiento masivo que cobijaron 5.047 propuestas adicionales, configurando un universo total de 7.550 actuaciones administrativas.

De las 4.796 certificaciones ambientales radicadas, se evaluaron 4.450 (92,8 % de avance), con los siguientes resultados: 61 % (2.715) con viabilidad ambiental confirmada; 7 % (313) con incompatibilidad ambiental declarada; 32 % (1.422) sin certeza suficiente para determinar compatibilidad; y 7 % (352) pendientes de evaluación. Esta gestión garantizó la coherencia entre el aprovechamiento minero y la protección de ecosistemas estratégicos, articulando la actividad de la VCT con los principios de sostenibilidad ambiental del PND.

Procedimiento de Audiencia Pública Minera

La implementación del procedimiento de APM, fortalecido mediante la Resolución 1099 de 2023 (modificada por la Resolución 558 de 2024 y actualizada por la Resolución 1242 de 2026), transformó estructuralmente el modelo de gobernanza minera en Colombia. Este procedimiento, en cumplimiento de la Sentencia SU-095 de 2018 y la Circular 6 de 2023 de la Procuraduría General, garantiza la participación efectiva de las comunidades, los entes territoriales y los proponentes antes del otorgamiento de cualquier título minero.



Tabla 76. Actividades de Audiencia Pública Minera – 2024 a abril 2026

Actividad	2023*	2024	2025	2026 (ene–may)
Coordinación y concurrencia con alcaldías	—	49	45	10
Espacios de diálogo con comunidades	—	321	533	606
Audiencias Públicas Mineras	—	22	37	3
Participantes en audiencias	—	5.941	2.995	207

Fuente: Grupo de Trabajo Contratación Minera – Equipo APM/ANM (2026)

En total, durante el cuatrienio se realizaron 62 Audiencias Públicas Mineras con 9.143 participantes, 104 reuniones de coordinación y concurrencia con entes territoriales, y 1.460 espacios de diálogo con comunidades, proponentes e interesados. Los municipios que participaron incluyen Gachalá, Ubalá, Sotará, Santander de Quilichao, Socha, Sogamoso, Tierralta, Tasco, Gámeza, Planeta Rica, Cúcuta, Marmato, Condoto, Nóvita, entre más de 90 municipios de 15 departamentos del país. La tendencia creciente en los espacios de diálogo (321 en 2024, 533 en 2025 y 606 en solo los cuatro primeros meses de 2026) evidencia la consolidación y apropiación territorial del nuevo modelo participativo.

Avances en formalización minera y seguridad jurídica

- Programa de formalización de minería tradicional

En virtud del artículo 325 de la Ley 1955 de 2019, la VCT implementó el Programa de Formalización de Minería Tradicional, que brinda mecanismos jurídicos, técnicos y administrativos para la legalización de actividades mineras sin título. Al inicio del periodo (agosto de 2022) existían 1.018 solicitudes pendientes. Con corte al 30 de abril de 2026, se han resuelto 774 solicitudes (76 %), quedando 243 en diversas etapas de trámite. Se otorgaron 81 títulos mineros bajo este programa, con un alcance de impacto de 5.373 personas (2.300 beneficiarios directos y 3.073 indirectos).

- Legalización de minería de hecho

El programa de Legalización de Minería de Hecho, fundamentado en el artículo 165 de la Ley 685 de 2001 y el Decreto 2390 de 2002, permitió regularizar situaciones de mineros que venían ejerciendo actividades antes del 31 de enero de 2001 en áreas de





propiedad estatal sin título. De las 31 solicitudes pendientes al inicio del periodo, se otorgaron 17 títulos mineros (54,8 %), con 13 expedientes aún en evaluación y 1 suspendido judicialmente.

Las trece (13) solicitudes de minería de hecho radicadas al amparo de la Ley 685 de 2001 evidencian una permanencia en trámite asociada principalmente a factores de naturaleza ambiental, jurídica y de articulación interinstitucional. La causa de mayor incidencia corresponde a los seis (6) expedientes que se encuentran en trámite de evaluación para la imposición o el rechazo del Plan de Manejo Ambiental, gestión que depende de las corporaciones autónomas regionales competentes (entre ellas C.D.M.B., C.A.R., C.V.C., CORPOCALDAS y CORPOGUAJIRA), lo que constituye un factor externo determinante en la prolongación de los tiempos del trámite. A ello se suman limitantes asociadas al pronunciamiento de la autoridad judicial sobre expedientes suspendidos y a la gestión de consulta previa, así como solicitudes pendientes de resolver desistimiento y cuatro expedientes en evaluación técnico-jurídica, factores de orden interno que requieren depuración documental y sustantiva. Frente a estos cuellos de botella, la entidad ha adelantado acciones de seguimiento permanente a cada expediente, fortaleciendo la articulación con las corporaciones ambientales y las autoridades judiciales para agilizar los pronunciamientos pendientes, y ha implementado jornadas de capacitación y orientación dirigidas a los solicitantes con el propósito de apoyar la subsanación oportuna de requerimientos y brindar acompañamiento técnico durante el trámite. Estas estrategias han permitido avanzar en la evaluación de los expedientes, optimizar los flujos de información interinstitucional y consolidar una gestión orientada a resultados que propende por la culminación efectiva de los procesos.

- Subcontratos de formalización

El mecanismo de subcontratos de formalización, regulado por el Decreto 1949 de 2017, permite a un titular minero acordar con particulares el ejercicio de actividades mineras bajo su título, sujeto a la autorización de la autoridad minera. Durante el cuatrienio se aprobaron 174 subcontratos, con una tendencia creciente que alcanzó su pico en 2024 (56 aprobaciones) y se mantiene activa en 2026 (10 en los primeros cuatro meses). A corte 31 de mayo de 2026, 92 solicitudes se encuentran en trámite activo de evaluación.

Programa de comunidades NARP – Decreto 1396 de 2023





La implementación del Decreto 1396 de 2023 constituye uno de los avances normativos más significativos del cuatrienio en materia de justicia étnica. La VCT lideró las siguientes acciones: participación en mesas interinstitucionales con la Vicepresidencia de la República; elaboración del procedimiento de solicitud del Contrato Especial de Concesión; diseño de formularios estandarizados; elaboración de guías técnicas para el Programa Mínimo de Exploración y Explotación; realización de 48 mesas de capacitación comunitaria; y asistencia técnica a 81 solicitudes de comunidades NARP. Se suscribió el primer contrato especial de concesión minera para una comunidad NARP, un logro sin precedentes en la historia de la formalización minera del país, hito que marca un avance decisivo en la gobernanza minera étnica de Colombia. Este resultado, fruto del trabajo articulado y sostenido con el Consejo Comunitario Renacer Negro de Timbiquí (Cauca), permitió legalizar un proyecto de minería de oro que beneficia de manera directa a 8.130 personas, cuya economía ha dependido históricamente de la actividad minera y que hoy transita hacia un modelo de explotación legal, técnicamente ordenado y con mayores oportunidades de desarrollo para el territorio.

Este mecanismo materializa beneficios concretos para la comunidad: acompañamiento técnico integral para proyectos de pequeña escala, fiscalización diferencial acorde con la naturaleza de la operación, aplicación de un instrumento ambiental diferencial, la posibilidad de asociarse con terceros bajo condiciones que implican la cesión de algunas prerrogativas, el acceso a un programa de fomento para proyectos de pequeña, mediana y gran escala (con pérdida de prerrogativas en las dos últimas categorías), la facultad de solicitar explotación anticipada sobre parte del área concesionada y el ejercicio del derecho de prelación reconocido a la comunidad étnica.

Para garantizar la sostenibilidad del logro, la entidad implementó mecanismos de seguimiento que comprenden el monitoreo periódico al cumplimiento de las obligaciones contractuales, técnicas y ambientales, visitas de fiscalización diferencial y acompañamiento permanente al Consejo Comunitario. Como resultados preliminares se destacan la formalización efectiva de la actividad minera en el territorio, el fortalecimiento de la capacidad organizativa y de gobernanza de la comunidad, y la consolidación de un modelo pionero y replicable de formalización con enfoque étnico-diferencial, que sienta un precedente institucional de alto valor para futuros procesos de concesión minera a favor de comunidades NARP en todo el país.





En total, durante el periodo se suscribieron 49 contratos en el marco de la formalización diferencial (22 contratos de titular minero, 22 devoluciones de área con beneficiario directo, 1 proveniente del banco de áreas para formalización, 1 contrato NARP y 3 en el marco de Áreas de Reserva Estratégica Minera).

Tabla 77. Consolidado de formalización minera por mecanismo – 2022-2026

Mecanismo	Contratos/Resoluciones	Beneficiarios Directos	Beneficiarios Indirectos
Formalización Minería Tradicional (Art. 325 – Ley 1955/2019)	81	2.300	3.073
Subcontratos de Formalización (Decreto 1949/2017)	174	—	—
Legalización Minería de Hecho (Art. 165 – Ley 685/2001)	17	—	—
Contratos Especiales NARP (Decreto 1396/2023)	49	—	—

Fuente: VCT – ANM. Grupos de Contratación Minera y Contratación Minera Diferencial (2026)

Resultados en el registro minero nacional

Anotaciones e inscripciones en el RMN

El Registro Minero Nacional (RMN) constituye el instrumento público oficial mediante el cual se da publicidad, validez y seguridad jurídica a los actos relacionados con los títulos mineros en Colombia. Durante el periodo comprendido entre el 7 de agosto de 2022 y el 25 de mayo de 2026, el Grupo inscribió en el RMN un total de 10.711 resoluciones, correspondientes a decisiones de contratación, modificación, terminación y otros actos administrativos de la autoridad minera.

Adicionalmente, se inscribieron 2.201 actuaciones administrativas de terminación de títulos mineros (Del 07 de agosto de 2022 al 31 de mayo de 2026), lo que significa la actualización formal del catastro con la consecuente liberación de áreas para su disponibilidad futura. Estas terminaciones obedecen a diversas causales: vencimiento del plazo contractual, renuncia del titular, caducidad y revocatoria directa, entre otras.

Liberación de polígonos en el SIGM





En articulación con los actos administrativos de terminación registrados, el Grupo realizó la liberación en la base gráfica del SIGM AnnA Minería de los polígonos correspondientes a 9.376 expedientes. Este proceso, que se adelanta con base en los actos administrativos remitidos por el Grupo de Gestión Documental y Notificaciones y los Puntos de Atención Regional (PAR), garantiza la coherencia entre el RMN jurídico y la representación cartográfica del catastro minero, elemento fundamental para la radicación y evaluación de nuevas solicitudes.

Gestión Documental y Atención de Solicitudes Sistema de Gestión Documental (SGD)

El Grupo de Catastro y Registro Minero administra el canal de atención de solicitudes de información del Sistema de Gestión Documental (SGD), recibiendo y tramitando requerimientos ciudadanos, de entidades públicas, de operadores mineros y de la ciudadanía en general relacionados con el catastro y registro minero. Durante el periodo del informe, se gestionaron 26.754 solicitudes, alcanzando los resultados que se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 78. Gestión de solicitudes de información – SGD, periodo 2022-2026

Estado de trámite	Cantidad
Solicitudes ingresadas al SGD	26.754
Con respuesta de fondo	19.464
Remitidas por competencia a otras dependencias	6.557
En curso	484
Requerimientos restitución de tierras – recibidos	5.342
Requerimientos restitución de tierras – atendidos	5.290
Requerimientos restitución de tierras – en curso	52

Fuente: Grupo de Catastro y Registro Minero – Sistema de Gestión Documental, ANM (2026)

La tasa de resolución de fondo del 72,8 % (19.464 respuestas sobre 26.754 solicitudes ingresadas) es coherente con la complejidad técnica y jurídica de las consultas recibidas y con el volumen inusualmente alto de requerimientos derivado de la reasunción de la delegación minera de Antioquia. Las 6.557 solicitudes remitidas por competencia a otras dependencias reflejan la adecuada articulación interinstitucional del Grupo dentro de la ANM





Requerimientos de restitución de tierras

En el marco de la política de justicia transicional y la implementación de la Ley de Víctimas y Restitución de Tierras (Ley 1448 de 2011), el Grupo atendió 5.342 requerimientos de información formulados por la Unidad de Restitución de Tierras y los juzgados de restitución, relacionados con la existencia y estado de títulos mineros en predios objeto de restitución. Se atendieron efectivamente 5.290 requerimientos (99 % de tasa de atención), con 52 en curso a la fecha de corte. Este desempeño evidencia el compromiso institucional con el proceso de reparación de víctimas del conflicto armado.

Avances en la actualización de determinantes ambientales en el Sistema Integral de Gestión Minera (SIGM – AnnA Minería) en cumplimiento de la Sentencia "Ventanilla Minera"

En cumplimiento del fallo de acción popular proferido por el Consejo de Estado mediante sentencia del 4 de agosto de 2022, dentro del expediente No. 25000234100020130245901, conocida como Sentencia "Ventanilla Minera", el Grupo de Catastro y Registro Minero ha adelantado de manera continua y sistemática la actualización de la información geoespacial relacionada con las determinantes ambientales incorporada en el Sistema Integral de Gestión Minera – SIGM AnnA Minería. Las acciones desarrolladas se han orientado a la revisión, análisis, validación e incorporación de la información cartográfica y normativa remitida por las autoridades ambientales del orden nacional y regional, con el propósito de fortalecer la identificación y clasificación de las áreas ambientales excluibles, restringidas e informativas para la actividad minera.

En el marco de esta gestión, el Grupo de Catastro y Registro Minero ha requerido formalmente a las autoridades ambientales para que definan de manera expresa la zonificación ambiental y el régimen de usos aplicable a la actividad minera dentro de áreas protegidas, ecosistemas estratégicos, áreas de especial importancia ecosistémica y demás figuras ambientales presentes en sus jurisdicciones, precisando si dicha actividad se encuentra permitida, condicionada o prohibida.

Los resultados alcanzados evidencian un avance en la depuración y actualización de la información ambiental del sistema. Se remitieron 247 requerimientos oficiales a las autoridades ambientales, solicitando información geoespacial y actos administrativos





relacionados con áreas de interés ambiental y ecosistemas estratégicos. Asimismo, se desarrollaron 177 mesas técnicas con autoridades ambientales en el marco de 22 convenios interadministrativos vigentes, encaminadas a definir mecanismos de intercambio de información y criterios de actualización cartográfica. Como resultado de estas acciones, se actualizaron 11.046 polígonos ambientales (incorporados, archivados o modificados) en el SIGM AnnA Minería, distribuidos en 21 capas geográficas.

Del total de polígonos actualizados, 1.518 (13,7 %) corresponden a áreas ambientales excluibles de la minería; 142 (1,3 %) a áreas ambientales con carácter restringido; y 9.386 (85,0 %) a áreas informativas relacionadas con las determinantes ambientales aplicables a la actividad minera. Estos resultados reflejan el compromiso institucional con el cumplimiento del fallo judicial, así como su gestión orientada a garantizar la confiabilidad, trazabilidad y actualización permanente de la información ambiental que soporta la toma de decisiones en el otorgamiento y administración de los títulos mineros.

Imagen 18. Indicadores de actualización de polígonos ambientales



Fuente: elaboración propia Grupo Catastro y Registro Minero

Resultados seguimiento, control y seguridad minera





En el marco del compromiso institucional de la Agencia Nacional de Minería (ANM) por consolidar una minería para la vida, legal, segura y en armonía con el territorio, la Vicepresidencia de Seguimiento, Control y Seguridad Minera (VSCSM) se erige como la autoridad fundamental para garantizar el cumplimiento de las obligaciones técnico-mineras, ambientales, económicas y sociales por parte de los titulares mineros en el país durante el periodo 2022-2026, que se encuentra enmarcado dentro de las funciones asignadas a través las leyes 685 de 2001, 2056 de 2020 y 2250 de 2022, así como las resoluciones 40008 de 2021 y 40182 de 2022.

Esta Vicepresidencia tiene bajo su responsabilidad la ejecución de una política de fiscalización integral e incluyente, migrando de un enfoque punitivo hacia un modelo de acompañamiento preventivo y de fomento a la legalidad. A través de sus dos pilares misionales —el seguimiento y control de los títulos mineros y la gestión de la seguridad minera— la VSCSM ha orientado sus esfuerzos durante este cuatrienio a asegurar que la explotación de los recursos minerales de la Nación se realice bajo los más altos estándares técnicos y de protección de la vida humana, a partir de importantes avances en materia de transformación digital y fortalecimiento técnico, mediante la consolidación de la plataforma ZETA, la implementación del Banco de Información Minera (BIM), el fortalecimiento de los sistemas de información de recursos y reservas minerales y la elaboración de guías y lineamientos técnicos alineados con estándares internacionales, contribuyendo a una fiscalización más eficiente, transparente y basada en información confiable.

En materia de Seguimiento y Control, la gestión se ha centrado en optimizar los procesos de fiscalización de manera oportuna, verificando el correcto aprovechamiento del recurso, el cumplimiento de los Planes de Trabajos y Obras (PTO), el pago estricto de contraprestaciones económicas (regalías y cánones superficiales) y la articulación con las autoridades ambientales para el respeto de los ecosistemas.

La VSCSM en cumplimiento de lo establecido en las resoluciones 40008 de 2021 y 40182 de 2022, mediante las cuales se establecen los lineamientos para la fiscalización ha venido ejecutando una estrategia para el fortalecimiento de la Evaluación Documental entendida como, la parte de la fiscalización que permite el seguimiento al cumplimiento de las obligaciones legales y contractuales a través de la verificación y evaluación de los documentos obrantes en el expediente contentivo del título minero o en las plataformas tecnológicas dispuestas por la ANM.





En este sentido para cada anualidad del cuatrienio 2022 – 2026, se establecieron metas que buscaban la evaluación documental de las obligaciones contractuales y legales en porcentajes que oscilaron entre el 90 y el 100% de los títulos mineros vigentes. De igual manera y de conformidad con lo establecido en la Ley 2056 de 2020 se realizó la evaluación documental en los temas de control a la producción y seguridad e higiene minera para las figuras que cuentan con prerrogativas de explotación. Los resultados consolidados de esta gestión se indica a continuación.

Se destaca de esta gestión el fortalecimiento que se le dio al enfoque integral de las evaluaciones documentales, ello permitió que para cada título minero evaluado se estableciera el estado de cumplimiento de las obligaciones técnicas, económicas, jurídicas, administrativas, sociales y ambientales, realizando los requerimientos e iniciando los procesos sancionatorios a que hubiere lugar.

Como complemento a las evaluaciones realizadas y con el propósito de optimizar la gestión se desarrolló un seguimiento continuo y sistemático respecto de la depuración de los títulos que se encuentran inscritos en el Registro Minero Nacional, títulos que se encuentran terminados y en proceso de desanotación.

Las cifras que se reportan a la fecha son las siguientes:

- Total evaluaciones documentales Integrales realizados 24.400, correspondientes a 7.428 títulos
- Total evaluaciones documentales Integrales realizados 546, correspondientes a 251 subcontratos de formalización
- Total evaluaciones documentales Integrales realizados 526, correspondientes a 356 Prerrogativas de explotación minera

La Autoridad Minera ha fortalecido de manera significativa las acciones de fiscalización, consolidando estrategias orientadas a la mejora de las condiciones de seguridad, el cumplimiento normativo y la articulación interinstitucional en el sector minero.

En el año 2023 se destacó la ejecución del “Plan de Choque de Carbón”, una iniciativa clave orientada a la reducción de la accidentalidad en la minería subterránea. A través de este plan, se logró el registro sistemático de medidas en la herramienta de fiscalización, así como el levantamiento oportuno de aquellas que cumplían con los requisitos establecidos. De igual manera, se garantizó el cumplimiento de los





procedimientos administrativos mediante la comunicación efectiva a las autoridades territoriales sobre las decisiones de cierre de minas.

Paralelamente, en el marco del Plan Nacional de Desarrollo, se avanzó en la implementación de acciones de fiscalización en la región amazónica. Este proceso se desarrolló mediante un enfoque articulado con autoridades ambientales y comunidades indígenas, permitiendo el seguimiento permanente a los compromisos adquiridos y el reporte sistemático de avances al Ministerio a través de la plataforma SINERGIA.

En relación con la Sabana de Bogotá, se dio cumplimiento oportuno a los requerimientos judiciales mediante la elaboración y remisión periódica de informes al Ministerio de Minas y Energía, en los cuales se evidenció la gestión de fiscalización sobre títulos mineros en áreas superpuestas. Esta labor también fortaleció la coordinación interna con los equipos jurídicos, garantizando una respuesta institucional integral.

Asimismo, la entidad ha consolidado una sólida estrategia de articulación interinstitucional a través de la suscripción de 21 convenios con Corporaciones Autónomas Regionales. Estos convenios han permitido optimizar la gestión mediante la realización de visitas conjuntas, el desarrollo de mesas técnicas y la generación de espacios de coordinación para la toma de decisiones, fortaleciendo así la eficiencia y el alcance de las acciones de fiscalización.

De manera complementaria, durante el periodo objeto de análisis, se realizó de forma continua visitas de fiscalización a los títulos mineros a nivel nacional, lo que permitió verificar en campo el cumplimiento de las obligaciones contractuales, técnicas, ambientales y de seguridad.

Finalmente, como parte de la proyección estratégica, se estructuró un programa de inspecciones conjuntas para el año 2025, enfocado en la fiscalización integral de títulos con antecedentes de accidentalidad en minería subterránea de carbón. Esta iniciativa prioriza aquellos casos de mayor complejidad, con el objetivo de continuar avanzando en la mejora de las condiciones de seguridad minera y la prevención de riesgos. En conjunto, estas acciones reflejan un avance en el fortalecimiento de la fiscalización minera en el país, evidenciando una gestión orientada a resultados, la protección de la vida y la consolidación de un modelo de trabajo articulado y eficiente.





Para este cuatrienio las inspecciones de fiscalización programadas son las siguientes:

- 10.404 inspecciones de campo programadas a títulos mineros, correspondiente a un total de 4.853 títulos
- 351 inspecciones de campo programadas a subcontratos de formalización, correspondiente a un total de 246 subcontratos
- 836 inspecciones de campo programadas a prerrogativas de explotación (ARE, formalización, legalización), correspondiente a un total de 497 prerrogativas.

Ahora de las inspecciones ejecutadas en el periodo agosto 2022 a mayo 2026:

- 9.184 inspecciones de campo realizadas a títulos mineros, correspondiente a un total de 4.464 títulos
- 313 inspecciones de campo realizadas a subcontratos de formalización, correspondiente a un total de 230 subcontratos
- 675 inspecciones de campo realizadas a prerrogativas de explotación (ARE, formalización, legalización), correspondiente a un total de 428 prerrogativas

Así mismo se presenta las visitas canceladas o fallidas, principalmente por temas de orden público o falta de condiciones para el ingreso al área, a saber:

- 1.220 inspecciones de campo canceladas o fallidas a títulos mineros, correspondiente a un total de 1.021 títulos
- 38 inspecciones de campo canceladas o fallidas a subcontratos de formalización, correspondiente a un total de 36 subcontratos
- 161 inspecciones de campo canceladas o fallidas a prerrogativas de explotación (ARE, formalización, legalización), correspondiente a un total de 118 prerrogativas.

Por otro lado, la gestión que a continuación se relaciona corresponde a actuaciones complementarias que se generan en el marco de las actividades de fiscalización minera, tales como; Amparos Administrativos, Recibos de Área, Investigación de Accidentes Mineros, se presenta:

- 1.327 inspecciones programadas a títulos mineros, correspondiente a un total de 1.049 títulos
- 1.263 inspecciones realizadas a títulos mineros, correspondiente a un total de 1.016 títulos



- 64 inspecciones canceladas o fallidas a títulos mineros, correspondiente a un total de 61 títulos

Por su parte, la Seguridad Minera ha sido la prioridad absoluta de la gestión, bajo la premisa de que "ninguna tonelada de mineral vale la vida de un trabajador". La VSCSM ha fortalecido las acciones de prevención, capacitación, rescate y salvamento minero a nivel nacional, modernizando las Estaciones de Salvamento Minero (ESM) y los Puntos de Apoyo de Salvamento Minero (PASM), y liderando la atención oportuna y técnica de las emergencias en el territorio.

Seguridad y Salvamento Minero

Durante el periodo 2022-2026, la Gerencia de Seguridad y Salvamento Minero desarrolló acciones orientadas al fortalecimiento técnico, operativo y formativo del Sistema Nacional de Seguridad Minera, con el propósito de contribuir a la reducción de la accidentalidad y fortalecer la capacidad de respuesta ante emergencias en el sector minero.

A continuación, se presenta un análisis estadístico basado en los reportes y la atención de emergencias mineras registrados en el país.

Gráfica 16. Análisis estadístico basado en reportes y atención de emergencias mineras registradas en el país



Fuente: Agencia Nacional de Minería, 2026





Al comparar el primer periodo de la serie analizada (agosto de 2022 – julio de 2023) con la vigencia en curso (agosto de 2025 – Mayo de 2026), se observa una reducción de 46 emergencias mineras, pasando de 129 a 83 eventos, equivalente a una disminución del 35,66 %. De igual forma, las fatalidades pasaron de 148 a 118, lo que representa una reducción de 30 fallecidos (-20,27 %).

Los resultados evidencian una tendencia favorable en la reducción de la ocurrencia de emergencias mineras; sin embargo, la disminución de las fatalidades ha sido menor, especialmente durante las dos últimas vigencias. Esta situación refleja que, aunque se presentan menos emergencias, los eventos que continúan ocurriendo mantienen una alta severidad y siguen generando importantes consecuencias humanas.

En este contexto, persiste el reto de fortalecer las estrategias de prevención, control y gestión de los riesgos críticos presentes en la actividad minera, particularmente aquellos asociados a fallas geomecánicas, atmósferas peligrosas y explosivas en minería subterránea, que históricamente han concentrado el mayor número de fatalidades en el país

Entre los principales resultados alcanzados durante el periodo 2022-2026 se destaca la certificación de 8.124 personas en programas de formación especializados en seguridad y salvamento minero, distribuidas en las modalidades de Socorredor Minero, Actualización de Socorredores, Coordinador Logístico y Promotor en Seguridad y Salvamento Minero.

De igual forma, entre 2023 y 2026 participaron 4.852 personas en jornadas de gestión de riesgos mineros orientadas a la divulgación, sensibilización y fortalecimiento de la cultura de prevención en las diferentes regiones del país.

Adicionalmente, 493 personas fueron capacitadas mediante cursos especializados en gestión de riesgos mineros desarrollados con el apoyo de instituciones académicas con experiencia y competencias técnicas en la materia, fortaleciendo las capacidades para la identificación, evaluación y control de riesgos asociados a la actividad minera.

Asimismo, durante el mismo periodo se conformaron y fortalecieron 551 brigadas de rescate minero a nivel nacional, contribuyendo al fortalecimiento de la capacidad de respuesta ante emergencias y al mejoramiento de las condiciones de seguridad en las operaciones mineras.





Tabla 79. Resultados alcanzados durante el periodo 2022-2026

Resultado	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Personas certificadas en Seguridad y Salvamento Minero	1.127	1.729	2.335	2.327	606	8.124
Participantes en jornadas de gestión de riesgos mineros	-	1.545	1.443	1.335	529	4.852
Personas capacitadas en cursos especializados de gestión de riesgos mineros	-	88	154	251	0	493
Brigadas de rescate minero formadas/fortalecidas	-	139	142	238	32	551

Fuente: Agencia Nacional de Minería, 2026

De igual forma, la Agencia Nacional de Minería fortaleció la gestión del conocimiento y la prevención de riesgos en el sector mediante la elaboración y divulgación de herramientas técnicas orientadas a la reducción de la accidentalidad, la gestión integral del riesgo y la promoción de buenas prácticas en las operaciones mineras.

En este marco, se desarrollaron las siguientes guías técnicas especializadas:

- Guía técnica para el diseño de planes de prevención y mitigación de explosiones por metano y polvo de carbón en minas subterráneas de Colombia.
- Guía técnica para la gestión de los riesgos mineros causados por fallas geomecánicas.
- Guía técnica para la gestión de los riesgos mineros causados por atmósferas contaminadas o viciadas.

Estos documentos proporcionan lineamientos técnicos para la identificación de peligros, la evaluación y gestión de riesgos, la implementación de medidas de control y el fortalecimiento de las condiciones de seguridad en las explotaciones mineras, contribuyendo a la prevención de emergencias y accidentes.

De manera complementaria, la Entidad elaboró y divulgó el *Decálogo de Ventilación en Labores Subterráneas en Colombia* y el *Decálogo para la Prevención de Accidentes Mineros por Causas Geomecánicas en Excavaciones Mineras*, herramientas prácticas que recopilan recomendaciones esenciales para el control de dos de los principales factores asociados a la ocurrencia de accidentes en minería subterránea.

Asimismo, los resultados de las investigaciones de accidentes mineros adelantadas por la Agencia han servido como insumo para la generación de lecciones aprendidas, recomendaciones preventivas y acciones de mejora dirigidas al sector. Estas





herramientas han sido socializadas a través de jornadas de capacitación, asistencia técnica y espacios de fortalecimiento de capacidades, y se encuentran disponibles para consulta pública en el portal web de la Entidad, promoviendo la apropiación del conocimiento, el aprendizaje sectorial y el fortalecimiento de la cultura de prevención y gestión del riesgo en la actividad minera

En materia de fortalecimiento institucional y operativo, se avanzó en la adecuación y modernización de torres de entrenamiento, así como en la adquisición de equipos estratégicos especializados para la atención de emergencias y labores de rescate.

La Agencia Nacional de Minería (ANM) forma parte oficialmente del International Mines Rescue Body (IMRB) desde el año 2017, hecho que ha permitido consolidar la participación de Colombia en los principales escenarios internacionales relacionados con la seguridad y el rescate minero.

En el marco de esta membresía, durante el periodo 2022-2026 la ANM participó activamente en los espacios de cooperación e intercambio técnico promovidos por el IMRB, entre ellos la International Mine Rescue Competition (IMRC) y las reuniones de su Comité Ejecutivo.

En 2022, Colombia participó en la International Mine Rescue Competition (IMRC) realizada en Estados Unidos, fortaleciendo el intercambio de conocimientos, experiencias y buenas prácticas en materia de seguridad y rescate minero.

Posteriormente, en 2023, la ANM participó en la reunión del Comité Ejecutivo del IMRB realizada en Sudáfrica, contribuyendo a la definición de lineamientos estratégicos, al fortalecimiento de la cooperación internacional y a la promoción de estándares de excelencia en rescate minero.

Como reconocimiento a su liderazgo y trayectoria en la materia, Colombia fue seleccionada como sede de la International Mine Rescue Competition (IMRC) en 2024, evento que reunió delegaciones, equipos de rescate y especialistas de diferentes países, consolidando al país como un referente regional en seguridad y salvamento minero.

En 2025, la ANM participó en la reunión del Comité Ejecutivo del IMRB realizada en Austria, continuando su aporte a la construcción de estrategias internacionales para el fortalecimiento de las capacidades de rescate minero.





Finalmente, en 2026, Colombia participó en la International Mine Rescue Competition (IMRC) desarrollada en Zambia con dos equipos de rescate minero. Adicionalmente, expertos en seguridad y rescate minero de la ANM integraron el cuerpo de jueces encargado de evaluar las diferentes pruebas de la competencia, ratificando el reconocimiento técnico internacional alcanzado por el país y su compromiso con el fortalecimiento de capacidades, el intercambio técnico y la adopción de buenas prácticas en seguridad y rescate minero.

Las acciones desarrolladas en materia de seguridad y salvamento minero contribuyeron al fortalecimiento de la capacidad institucional para la atención de emergencias mineras en el territorio nacional. Durante el periodo 2022-2026 se gestionaron 274 emergencias mineras con estado jurídico legal, logrando el rescate con vida de 187 personas mediante la intervención de los equipos especializados de seguridad y salvamento minero.

Tabla 80. Acciones en materia de seguridad y salvamento minero

Año	Emergencias	Rescatados	Fallecidos
2022	67	32	92
2023	65	48	87
2024	61	31	58
2025	66	61	56
2026*	15	15	25
Total	274	187	318

Fuente: Agencia Nacional de Minería, 2026

Asimismo, los registros institucionales muestran una reducción de las fatalidades asociadas a emergencias mineras, pasando de 92 personas fallecidas en 2022 a 56 en 2025, lo que representa una disminución del 39,1 %. Para la vigencia 2026, con corte al 18 de junio, se registran 25 personas fallecidas asociadas a emergencias minera.

Regalías y Contraprestaciones Económicas

En cumplimiento de lo dispuesto en el literal b) del numeral 4 del artículo 7 de la Ley 2056 de 2020, la Agencia Nacional de Minería determina e informa las asignaciones directas entre los beneficiarios del Sistema General de Regalías+ (SGR), conforme a la periodicidad de liquidación y a la normativa vigente. En el marco de esta competencia,





la Agencia adelanta las actividades de recaudo, distribución y transferencia de las regalías derivadas de la explotación de recursos minerales.

Para el bienio 2023-2024, la Ley 2279 de 2022 estableció un presupuesto de ingresos por concepto de regalías por explotación de minerales de \$7,2 billones. Como resultado de la gestión adelantada, durante este periodo se alcanzó un recaudo de \$13,23 billones, equivalente al 182,5% del presupuesto establecido.

Para el bienio 2025-2026, la Ley 2441 de 2024 estableció un presupuesto bienal de ingresos por \$8,29 billones por concepto de regalías por explotación de minerales. Con corte al 30 de abril de 2026, el recaudo acumulado asciende a \$4,9 billones de recursos corrientes, equivalente a un avance del 59% frente al presupuesto bienal. Adicionalmente, se han distribuido \$582 mil millones de pesos de recursos liquidados de bienios anteriores, los cuales han sido incorporados a los beneficiarios, en cumplimiento del parágrafo del artículo 13 de la Ley 2441 de 2024.

Tabla 81. Recaudo de regalías y compensaciones generadas por explotación de Minerales (Valores en millones de pesos)

Año 2022 4to Trim.	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026 1er Cuatrimestre
\$ 2.225.369	\$ 9.189.360	\$ 4.042.122	\$ 4.136.677	\$ 918.783

Fuente: Vicepresidencia de Seguimiento y Control, 2026.

Nota: La información corresponde al recaudo distribuido en los informes de distribución reportados desde el 28 de septiembre de 2022 hasta el 30 de abril de 2026.

Canon Superficial y Otras Contraprestaciones Económicas

El canon superficial es una contraprestación económica a cargo de los titulares de concesiones mineras, calculada sobre la totalidad del área otorgada en los contratos que contemplan etapas de exploración, construcción y montaje.

Adicionalmente, en los contratos suscritos por la Agencia Nacional de Minería se han establecido obligaciones económicas distintas a las regalías y compensaciones. Estas corresponden a otras contraprestaciones económicas, las cuales constituyen recursos propios de la entidad.



Tabla 82. Recaudo de Canon Superficial y Otras Contraprestaciones Económicas
(cifras en millones de pesos)

Concepto	Año 2022 4to Trim.	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026 1er Cuatrimestre
Canon Superficial	2.524,80	7.518,14	13.979,14	12.097,89	4.691,15
Contraprestaciones Económicas	222.775,10	98.241,86	359.327,67	47.916,22	32.912,49
Total	225.299,90	105.760,00	373.306,81	60.014,11	37.603,64

Fuente: Vicepresidencia de Seguimiento y Control

Nota: La información de recaudo corresponde al recaudo reportado desde el 28 de septiembre de 2022 hasta el 30 de abril de 2026.

En materia de gestión, se han implementado avances técnicos y tecnológicos para mejorar el seguimiento y recaudo de estas contraprestaciones. Para el canon superficial, se desarrolló la interoperabilidad con ANNA Minería, lo que permite la proyección automatizada de los títulos otorgados. En cuanto a las otras contraprestaciones económicas, se realizó el diagnóstico de las cláusulas contractuales y se desarrolló un módulo tecnológico para su liquidación y recaudo.

Plataforma de Trazabilidad de Minerales – PTM

La trazabilidad de minerales consiste en el registro en línea de las transacciones de comercialización, lo que permite identificar su origen, verificar su legalidad, realizar su seguimiento y controlar su venta en el territorio nacional. Su propósito es fortalecer el control de la actividad minera, prevenir la comercialización ilegal y asegurar el pago de regalías e impuestos.

A corte 31 de mayo de 2026, hay siete (7) empresas privadas habilitadas como Operadores Tecnológicos de Trazabilidad de Minerales (OTTM). Adicionalmente, mediante la Circular No. 002 de 2026 se abrió una nueva convocatoria, cuyos





participantes se encuentran en proceso de subsanación de requisitos para su habilitación.

En el marco normativo, el Decreto 2234 de 2023 establece la obligación para la ANM de implementar estos mecanismos. En desarrollo de esta disposición, la Resolución 759 de 2024 crea la PTM y define su uso por parte de los actores del sector, mientras que la Resolución 3824 de 2025 ajustó los plazos para su entrada en operación.

A corte 31 de mayo de 2026, ya inició la etapa de transición no obligatoria para el registro de las transacciones de comercialización de minerales, la cual comenzó el 19 de mayo de 2026. Posteriormente, la plataforma iniciará su operación obligatoria a partir del 19 de noviembre de 2026, con el propósito de fortalecer el control, seguimiento y trazabilidad de la comercialización de minerales en el país. Para su divulgación, se han utilizado redes sociales, un micrositio, eventos y jornadas de capacitación virtuales y presenciales en varios municipios, con la participación total de más de 600 personas.

Control a la Producción

Entre agosto de 2022 y mayo de 2026, la Agencia Nacional de Minería (ANM) consolidó la implementación del modelo de Control a la Producción, fortaleciendo los procesos de fiscalización minera mediante herramientas tecnológicas, interoperabilidad, automatización y analítica de datos para el seguimiento y control de la producción minera nacional.

Durante este período se desarrolló e implementó un sistema integral para la captura, validación, seguimiento y análisis de la información reportada por los titulares mineros, fortaleciendo los componentes normativos, tecnológicos y operativos asociados a la fiscalización minera.

Como parte de este proceso, se expidió la Resolución 371 de 2024, mediante la cual se establecieron las condiciones y periodicidad para el reporte de información de producción minera a través de la Plataforma de Control a la Producción. Posteriormente, la Resolución 3749 de 2025 ajustó los cronogramas y condiciones de implementación, atendiendo las particularidades operativas de los diferentes segmentos de minería.





Asimismo, se puso en operación la Plataforma de Control a la Producción, integrando formularios web, servicios de interoperabilidad, validaciones automáticas y mecanismos tecnológicos para la recolección, seguimiento y control de la información minera, fortaleciendo la disponibilidad, calidad y confiabilidad de los datos utilizados en los procesos de fiscalización.

La estrategia incorporó componentes de analítica de negocio, automatización de procesos y monitoreo permanente de la información reportada por los titulares mineros, permitiendo fortalecer los mecanismos de seguimiento y control mediante el desarrollo de herramientas de inteligencia de negocios, evaluación de reportes y acompañamiento técnico especializado.

Entre las principales capacidades implementadas se destacan:

- Centralización de la información de producción minera en una plataforma institucional única.
- Validación automática de la calidad, consistencia e integridad de la información reportada.
- Integración e interoperabilidad con sistemas institucionales como ANNA Minería, WebSAFI, Plataforma de Trazabilidad Minera (PTM) y ZETA.
- Automatización de procesos mediante reglas de negocio y flujos de validación.
- Generación de alertas e insumos para los procesos de fiscalización minera.
- Seguimiento permanente al cumplimiento de las obligaciones de reporte por parte de los titulares mineros.
- Disponibilidad de información estructurada para análisis, generación de reportes y toma de decisiones institucionales.
- La consolidación de la plataforma permitió avanzar significativamente en la interoperabilidad entre sistemas institucionales y en la construcción de un ecosistema digital para la gestión de información estratégica del sector minero.
- En materia de acompañamiento y apropiación tecnológica, la Agencia fortaleció las estrategias de capacitación y asistencia técnica dirigidas a titulares mineros y demás usuarios de la plataforma. Con corte a mayo de 2026 se registraron los siguientes resultados:
 - Atención de 599 solicitudes a través de la mesa de ayuda especializada.
 - Resolución del 100 % de las solicitudes recibidas, con un tiempo promedio de





atención de 12,72 días y una oportunidad de respuesta del 90,98 %.

- Identificación de que el 64 % de las solicitudes estuvieron relacionadas con el diligenciamiento de los Formatos de Registro de Información (FRI), permitiendo orientar acciones de mejora y capacitación.
- Realización de 265 jornadas de capacitación (160 presenciales y 105 virtuales), con 5.336 asistencias registradas entre usuarios internos y externos.
- Desarrollo de 81 mesas técnicas especializadas con titulares mineros, con la participación de 357 usuarios.

Estas acciones permitieron fortalecer las capacidades de los titulares mineros para el cumplimiento de las obligaciones de reporte, mejorar la calidad de la información suministrada y facilitar la apropiación de las herramientas tecnológicas implementadas por la Agencia.

La implementación del modelo de Control a la Producción constituye uno de los principales avances institucionales en materia de transformación digital de la fiscalización minera, al consolidar un esquema de gestión basado en datos, interoperabilidad y automatización, fortaleciendo la capacidad de la Agencia Nacional de Minería para realizar seguimiento y control oportuno de la producción minera nacional y apoyar la toma de decisiones estratégicas del sector.

Grupo Nacional de Estudios Técnicos

En desarrollo de las acciones orientadas al fortalecimiento técnico, regulatorio y tecnológico del sector minero, la Agencia Nacional de Minería, a través del Grupo Nacional de Estudios Técnicos (GNET), avanzó en la consolidación de instrumentos para la estandarización de la información minera, la gestión de recursos y reservas minerales y la modernización de los procesos de evaluación técnica, en concordancia con los estándares internacionales de reporte alineados con CRIRSCO.

Estandarización técnica y fortalecimiento de la información de recursos y reservas

Durante el período 2022–2026 se culminó la elaboración de la Guía de Buenas Prácticas para la Exploración y Estimación de Recursos para Depósitos Polimetálicos y se publicó la Guía de Buenas Prácticas para la Exploración y Estimación de Recursos y Reservas Minerales para Carbón, fortaleciendo la aplicación de criterios técnicos estandarizados para la estimación y reporte de recursos y reservas minerales.





De manera complementaria, el Grupo Nacional de Estudios Técnicos continuó fortaleciendo los procesos de consolidación, administración y divulgación de la información de recursos y reservas minerales, integrando información proveniente de documentos técnicos aprobados, formularios de reconciliación, reportes públicos y Formatos Básicos Mineros. Asimismo, se suministró información periódica para el tablero de recursos y reservas minerales dispuesto en la plataforma Intégrame del Ministerio de Minas y Energía, contribuyendo a la generación de información estratégica para la toma de decisiones sectoriales.

Banco de Información Minera (BIM)

En articulación con el Servicio Geológico Colombiano, la Agencia Nacional de Minería participó en el diseño, implementación y puesta en operación del Banco de Información Minera (BIM), consolidado como el repositorio oficial de la información geológica y minera generada durante las actividades de exploración en el país.

Como parte de este proceso, se establecieron mecanismos de intercambio de información entre ambas entidades y se expidió la Resolución VSC No. 000002 del 3 de mayo de 2023, mediante la cual se adoptó el protocolo para la entrega de información geológica por parte de titulares mineros y propietarios de minas al Banco de Información Minera.

Gracias al fortalecimiento de los procedimientos para la recepción, administración y preservación de información geológica, el BIM ha consolidado progresivamente su operación desde su entrada en funcionamiento. Como resultado, con corte al 31 de diciembre de 2025 se registraron 762 autos generados para el Banco de Información Minera, fortaleciendo la disponibilidad y gestión de información estratégica para el conocimiento geológico y el desarrollo sostenible del sector minero colombiano.

Transformación digital de la fiscalización minera – Plataforma ZETA

En el marco de la estrategia de transformación digital de la Agencia Nacional de Minería, el Grupo Nacional de Estudios Técnicos, en articulación con la Oficina de Tecnologías de la Información y demás dependencias involucradas, lideró el diseño, desarrollo e implementación de la plataforma ZETA – Gestión de la Fiscalización





Minera, herramienta tecnológica orientada a optimizar la radicación, gestión, seguimiento y evaluación de documentos técnicos mineros.

Mediante la Circular No. 000007 del 10 de abril de 2025 se realizó el lanzamiento oficial y entrada en producción de la plataforma, marcando un hito en la digitalización de trámites asociados a instrumentos técnicos como PTO, PTOC, PTI, ILME, PTE y PUEE, entre otros, presentados por titulares mineros y beneficiarios de Áreas de Reserva Especial.

La implementación de ZETA permitió:

- Centralizar la información técnica minera en una única plataforma institucional.
- Estandarizar la estructura de presentación documental conforme a los términos de referencia vigentes.
- Optimizar y automatizar los procesos de evaluación técnica mediante herramientas tecnológicas e integración de componentes de inteligencia artificial.
- Fortalecer la trazabilidad, confiabilidad, autenticidad e integridad de la información técnica minera.
- Mejorar la eficiencia de los procesos asociados a la fiscalización minera y la gestión documental técnica.

Posteriormente, se adelantó un proceso de transición y apropiación tecnológica mediante jornadas de capacitación dirigidas a titulares mineros, autoridades regionales y demás actores del sector.

Como resultado de su implementación, la plataforma registró 571 documentos técnicos radicados con corte al 31 de diciembre de 2025. Para abril de 2026, esta cifra ascendió a 992 documentos técnicos radicados, evidenciando una adopción creciente por parte de los usuarios y consolidando a ZETA como uno de los principales avances tecnológicos implementados por la Agencia Nacional de Minería para fortalecer la gestión de la fiscalización minera.

Grupo Nacional de Seguimiento y Control

La Vicepresidencia de Seguimiento, Control y Seguridad Minera (VSCSM), a través del Grupo Nacional de Seguimiento y Control, ha venido implementando la estrategia de fortalecimiento del seguimiento y control a plantas de beneficio de mineral aurífero, en





cumplimiento de los compromisos derivados del Convenio de Minamata, la Ley 1658 de 2013 y las acciones orientadas a prevenir el uso de mercurio en la actividad minera.

Durante el período 2022–2026 se adelantaron las siguientes acciones:

- En articulación con la organización PURE EARTH, se desarrollaron procesos de capacitación teórica y práctica dirigidos a profesionales de la Agencia Nacional de Minería y de las Corporaciones Autónomas Regionales con las que se mantienen esquemas de cooperación institucional, fortaleciendo capacidades para la identificación de metales pesados y el uso de equipos especializados para la detección de mercurio en plantas de beneficio de oro.
- Más de 120 profesionales fueron capacitados en el uso de equipos portátiles de fluorescencia de rayos X (FRX), fortaleciendo las capacidades técnicas para las labores de inspección, vigilancia y control asociadas a la actividad minera aurífera.
- Se desarrollaron acciones de divulgación institucional para visibilizar la estrategia de mitigación del uso de mercurio en la minería de oro y promover el conocimiento de las medidas adoptadas por la Agencia Nacional de Minería para fortalecer los procesos de seguimiento y control.
- En abril de 2026 se adquirieron tres (3) equipos portátiles de fluorescencia de rayos X (FRX), destinados a fortalecer las actividades de fiscalización minera. Posteriormente, se realizaron jornadas de entrenamiento para funcionarios y profesionales de los Puntos de Atención Regional de Bucaramanga, Medellín, Cali y Bogotá D.C., con el fin de garantizar su adecuada operación en campo.
- Como resultado del proceso de caracterización y preparación técnica, se identificaron 430 títulos mineros de pequeña minería asociados a la explotación de oro, de los cuales 108 cuentan con plantas de beneficio activas. Este inventario constituye la base para la priorización de futuras actividades de seguimiento y control.
- Se avanzó en la formulación de un protocolo técnico para el monitoreo del uso de mercurio mediante equipos de medición especializados en plantas de beneficio de mineral aurífero. El documento contempla lineamientos para la toma de mediciones en campo, la identificación de posibles fuentes de contaminación y la estandarización de procedimientos de inspección. A la fecha, el protocolo se encuentra en proceso de revisión y validación técnica.





- En desarrollo de los convenios interadministrativos suscritos con las Corporaciones Autónomas Regionales, se fortalecieron los mecanismos de articulación institucional mediante el intercambio de información ambiental, la coordinación de visitas conjuntas de seguimiento y control y la realización de actividades de capacitación práctica para el uso de equipos especializados de detección de metales pesados.
- Asimismo, la Agencia Nacional de Minería participó en espacios de diálogo y asistencia técnica orientados a promover alternativas para la sustitución del mercurio en la minería de oro, incluyendo el acompañamiento a la Mesa Técnica sobre Alternativas de Sustitución del Mercurio para los municipios de Suárez y Buenos Aires (Cauca), desarrollada en articulación con entidades territoriales, comunidades mineras y expertos técnicos, con el propósito de avanzar hacia modelos de producción más limpios, sostenibles y compatibles con la normativa ambiental vigente.

Estas acciones han permitido fortalecer las capacidades institucionales para el seguimiento y control de plantas de beneficio de mineral aurífero, consolidando herramientas técnicas, capacidades operativas y mecanismos de coordinación interinstitucional que contribuirán a mejorar la fiscalización minera y la prevención del uso de mercurio en el territorio nacional.





Energía



CAPÍTULO 3

PIVOTE DE HIDROCARBUROS





CAPÍTULO 3. PIVOTE DE HIDROCARBUROS

La Transición Energética Justa implica una gestión planeada, racional y rigurosa de los hidrocarburos y de los combustibles fósiles en general, encaminada hacia su sustitución gradual por energías limpias y economías verdes. En ese sentido, el Ministerio de Minas y Energía, junto con sus entidades adscritas y como cabeza del sector, ha implementado instrumentos de planeación, medidas regulatorias y de política pública, además del desarrollo de proyectos relacionados con gas natural y combustibles líquidos, que han sido sinónimo de seguridad energética y visión de futuro, aunado al impulso de nuevos energéticos como el hidrógeno, la geotermia y la energía eólica costa afuera.

Esta cartera ha adoptado el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN) 2023-2038, que propone 12 proyectos de infraestructura clave y retoma 2 de versiones anteriores del Plan. En este Gobierno se han finalizado 3 proyectos de transmisión de gas, lo cual es significativo, en tanto es la primera vez que se finalizan proyectos desde que existen dichos planes. También se creó el Comité Asesor de Planeación de Gas Natural, que busca integrar criterios, estrategias, metodologías e información para la expansión de la infraestructura de suministro y transporte de gas natural en el país.

Asimismo, hemos cumplido, en materia de subsidios de gas natural por redes, con el 100 % de las metas en varios años, y los municipios por los que transita infraestructura de transporte de hidrocarburos han recibido un total de 1,23 billones de pesos, mejorando los recursos del fisco.

Otro elemento para destacar es la formulación del primer Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Licuado de Petróleo (GLP). Esta herramienta brinda información rigurosa a futuro y un camino claro en materia de política pública para gestionar este energético. Además, esta cartera ministerial está otorgando subsidios al consumo de GLP en cilindros en el marco del Plan Nacional de Sustitución de Leña (PNSL), que ha beneficiado a 9.343 hogares en los departamentos del Cauca y Córdoba, mejorando la calidad de vida y la salud de los usuarios.

En materia de combustibles líquidos, ha habido un manejo juicioso del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC), pasando de una liquidación de 19,86 billones de pesos a una de 1,56 billones durante el cuatrienio. Es un logro





sustancial, en tanto muestra un manejo responsable de los recursos fiscales del Estado. También hemos hecho modernizaciones regulatorias en materia de determinación de precios de combustibles fósiles y biocombustibles, así como en el desarrollo de combustibles avanzados. Asimismo, hemos impulsado el combustible sostenible de aviación (SAF, por sus siglas en inglés), logrando la primera producción de combustible JET sintético por Ecopetrol y la estructuración de la Hoja de Ruta SAF.

Otro avance para destacar es la construcción de un marco legal y regulatorio para el hidrógeno en el país, que habilita e incentiva la producción de este energético. Hay identificados 28 proyectos privados con una capacidad instalada de electrólisis de unos 12,8 GW en varias regiones del país. En materia de energía eólica costa afuera, se logró la estructuración de la Primera Ronda para la asignación de Permisos de Ocupación Temporal sobre áreas marítimas para proyectos de este tipo de energético.

En temas de geotermia, se han logrado identificar 21 áreas geotérmicas, asociadas a sistemas volcánicos e hidrotermales, distribuidas en cinco bloques estratégicos en el país. Hay un potencial de 1,19 GW de capacidad instalada y se han emitido permisos de exploración para la producción geotérmica en el país.

En biogás se ha estimado que el potencial de producción de energía en el país con este energético sería de 100.000 TJ/año. Sin embargo, se logró formular el Plan Indicativo de Bioenergía (PIBE) Pacífico; el potencial técnico en la zona es de 174.679 TJ/año, mostrando las inmensas oportunidades que tiene este energético en el país.

Todo lo anterior se complementa con un importante impulso hacia una nueva forma de entender la energía, pasando a fuentes renovables limpias y a un mayor protagonismo del Estado colombiano en el sector energético. El ingreso de Colombia a la Agencia Internacional de Energía (AIE) le da al país más herramientas de cooperación internacional y capacidad de liderazgo en materia energética.

En el presente capítulo se evidencia la gestión realizada en materia de hidrocarburos, así como los avances y las oportunidades en nuevos energéticos de cara a futuros gobiernos.





3.1. Garantizar el abastecimiento de gas natural combustible en el país

En el marco normativo colombiano, se define el gas combustible como cualquier gas que pertenezca a una de las tres familias principales (gas natural, gases manufacturados y gas licuado de petróleo - GLP) y cuyas características técnicas permitan su empleo seguro en artefactos a gas. En tal sentido, en esta sección se presentará la información más relevante en materia de contexto normativo, planeación indicativa y avances alcanzados en infraestructura de suministro, transporte y almacenamiento estratégico, concerniente al gas natural y al gas licuado de petróleo (GLP), energéticos empleados a nivel nacional para el servicio público domiciliario y en diferentes procesos y sectores de demanda.

En lo referente al gas natural, de acuerdo con el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, se establece que: “(...) Con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un plan de abastecimiento de gas natural para un periodo de diez (10) años (...)”.

A su vez, el artículo 1.º de la Resolución MME 40052 de 2016, por la cual se desarrolla el artículo de referencia, establece que, para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (en adelante, PAGN), el Ministerio de Minas y Energía tendrá en cuenta el estudio técnico que deberá elaborar la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Además, señala los elementos mínimos que debe contener dicho estudio técnico, a saber: i) descripción de los proyectos recomendados para ser incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural; ii) identificación de los beneficiarios de cada proyecto, entre otros.

En desarrollo de las funciones descritas, la UPME adelanta la elaboración del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (en adelante, ETPAGN), el cual tiene por objeto identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, a ser considerados en el PAGN en materia de infraestructura de transporte y suministro para el Sistema Nacional de Transporte (SNT), el cual no se publicaba desde el año 2020.

Si bien el ETPAGN y el PAGN buscan asegurar que las obras requeridas para garantizar la confiabilidad y la seguridad de abastecimiento se ejecuten y entren en operación de manera oportuna, estos no restringen la libertad que tienen los agentes de la cadena





para realizar ampliaciones o expansiones en el sistema, previo cumplimiento de la normatividad vigente.

Por su parte, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (en adelante, CREG), a través de la Resolución 102 008 de 2022, modificada por la Resolución 102 012 de 2024, establece los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, en cumplimiento del artículo 5 del Decreto 2345 de 2015, que, a su vez, modificó el artículo 2.2.2.2.29 del Decreto 1073 de 2015. Estas normas delegaron en dicha entidad la expedición de la regulación aplicable a los proyectos adoptados en el PAGN, incluyendo: (i) la definición de los mecanismos necesarios para el desarrollo de los proyectos por los transportadores o mediante mecanismos abiertos y competitivos; (ii) la metodología de remuneración; y (iii) las obligaciones de los agentes en la ejecución de proyectos.

Esta normatividad establece que los mecanismos centralizados mediante los cuales se debe adelantar la ejecución de los proyectos del PAGN adoptado por el MME se desarrollan a través de inversiones en proyectos prioritarios del Plan de Abastecimiento de Gas Natural en un sistema de transporte existente (proyecto IPAT) o mediante procesos de selección por convocatoria abierta, en condiciones de libre concurrencia, con base en lo establecido en la regulación y en los documentos de selección, en los que los proponentes presentan ofertas para la ejecución y operación de un proyecto y se selecciona un adjudicatario. Para efectos regulatorios, los proyectos IPAT corresponden únicamente a gasoductos *loops*, estaciones de compresión y/o adecuaciones de la infraestructura existente de la actividad de transporte de hidrocarburos y de sus mezclas o derivados, incluida la de transporte de gas natural, que contribuyan a garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio¹.

Sumado a esto, la misma Resolución CREG 102 012 de 2024 dispuso, a cargo de la UPME, la función de verificar y validar las características técnicas y el cumplimiento de las condiciones de prestación del servicio de los proyectos adoptados por el MME en el PAGN que prevean ejecutar los transportadores incumbentes, tal como se indica en el literal a) del artículo 4.º de esta resolución.

Con base en este contexto normativo, la UPME, en cumplimiento de sus funciones, elaboró el ETPAGN 2023-2038, el cual fue publicado para comentarios mediante la Circular 009 de enero de 2024 y cuya versión definitiva se publicó mediante las circulares 045 de 2024 y 008 de enero de 2025². En el período 2022-2026 se





publicaron tres (3) documentos con la actualización de los análisis de oferta, demanda y balances regionales, sectoriales y nacionales, los cuales impulsaron la adopción de acciones interinstitucionales necesarias para la asignación y puesta en operación de proyectos de infraestructura nacional que habían sido adoptados en períodos anteriores por el MME, así como de nuevos proyectos de suministro y transporte para actualizar y ampliar la capacidad y la confiabilidad del Sistema Nacional de Transporte.

Por su parte, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40031 de 2025, «Por la cual se adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032 (en adelante, PAGN 2023-2032) y se establecen otras disposiciones», con base en el citado estudio.

En el PAGN 2023-2032, se incluyeron catorce (14) proyectos de infraestructura, entre los cuales se encuentran doce (12) proyectos recomendados en el ETPAGN 2023-2038 por la UPME, y se retoman dos (2) proyectos previamente adoptados mediante la Resolución MME 40304 de 2020, de acuerdo con los análisis técnicos presentados por la entidad.

En lo referente a los avances relacionados con los procesos que adelanta la Subdirección para proyectos de infraestructura para el sector de hidrocarburos, de acuerdo con el marco normativo desarrollado a la fecha, se adelantó la elaboración y publicación de la Resolución UPME 680 de 2025: “Por la cual se establece el procedimiento, metodología y criterios de evaluación técnica, para dar cumplimiento a lo dispuesto en el literal a) del artículo 4º de la Resolución CREG 102 008 de 2022, modificada por la Resolución CREG 102 012 de 2024”. Mediante este instrumento se establece el proceso a seguir para la emisión de conceptos técnicos en torno a proyectos de infraestructura adoptados en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural – PAGN por el Ministerio de Minas y Energía, sobre los cuales los agentes incumbentes del sector declaren interés de desarrollo a través de mejoras en la infraestructura existente (IPAT).

Adicionalmente, se dio inicio al proceso durante el 4T de 2025, recibiendo diez (10) propuestas por parte de agentes del sector para desarrollar diez (10) proyectos de infraestructura diferentes, de un total de 14 proyectos adoptados mediante la Resolución MME 40031 de 2025. Actualmente se finalizó la etapa de revisión de completitud de información de todas las propuestas remitidas, dando paso a la fase de evaluación técnica de cada proyecto.



Tabla 83. Proyectos de gas natural adoptados en el PAGN 2023-2032 – Resolución MME 40031 de 2025.

No.	Proyecto	Alcance	Estado
1	Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Guando - Fusagasugá	Prestación del servicio de transporte de una capacidad adicional de 1,6 Millones de Pies Cúbicos Día (en adelante MPCD) en el tramo Guando - Fusagasugá.	Propuesta presentada por agente incumbente en el marco de la Resolución CREG 102 008 de 2022 y la Resolución UPME 680 de 2025. En etapa de evaluación. Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: 58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto.
2	Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Centauros - Granada	Prestación del servicio de transporte de una capacidad adicional de 1,1 Millones de Pies Cúbicos Día (en adelante MPCD) en el tramo Centauros - Granada.	Propuesta presentada por agente incumbente en el marco de la Resolución CREG 102 008 de 2022 y la Resolución UPME 680 de 2025. En etapa de evaluación. Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: 58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto.
3	Gasoducto para conectar VIM - Interior en Magdalena Medio a través de la Conexión Jobo-Vasconia.	Diseño, adecuación, montaje y puesta en operación del gasoducto para garantizar la conexión entre el VIM y el interior del país, entre los nodos Jobo y Vasconia del Sistema Nacional de Transporte (en adelante SNT); con una capacidad de transporte de 400 MPCD.	Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: Primer Trimestre de 2030. Fecha anticipada de entrada en operación parcial: Cuarto Trimestre de 2027, con una capacidad de transporte no inferior a 100 MPCD.





No.	Proyecto	Alcance	Estado
4	Gasoducto para conectar Bogotá al SNT Magdalena Medio	Diseño, construcción, montaje y puesta en operación del gasoducto para garantizar la conexión entre Bogotá y el Magdalena Medio, entre el tramo Mariquita - Vasconia hasta un punto de entrega al SNT ubicado en el tramo Gasoducto de la Sabana; con una capacidad de transporte de 215 MPCD	Propuesta presentada por agente incumbente en el marco de la Resolución CREG 102 008 de 2022 y la Resolución UPME 680 de 2025. En etapa de evaluación. Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: Primer Trimestre de 2030.
5	Gasoducto para conectar Cúcuta al SNT Magdalena Medio	Diseño, construcción, montaje y puesta en operación del gasoducto para garantizar la conexión entre Cúcuta y el Magdalena Medio, entre la sección Aguachica/ San Alberto del tramo Ballena – Barrancabermeja, hasta un punto de entrega del SNT ubicado en el límite geopolítico de la ciudad de Cúcuta; con una capacidad de transporte de 8 MPCD.	Propuesta presentada por agente incumbente en el marco de la Resolución CREG 102 008 de 2022 y la Resolución UPME 680 de 2025. En etapa de evaluación. Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: Primer Trimestre de 2030.
6	Infraestructura de almacenamiento y regasificación de GNL en La Guajira con conexión al SNT.	Planta de Regasificación de La Guajira con conexión al punto de entrega al SNT ubicado en el nodo Ballena con los siguientes servicios asociados: a) Capacidad de regasificación de 250 MPCD; b) Capacidad de almacenamiento de 120.000 m3 de gas natural licuado (GNL);	Propuesta presentada por agente incumbente en el marco de la Resolución CREG 102 008 de 2022 y la Resolución UPME 680 de 2025. En etapa de evaluación. Fecha de puesta en operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: 58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto.





No.	Proyecto	Alcance	Estado
7	Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - Mariquita (Ampliación de capacidad hacia Vasconia).	Prestación del servicio de transporte de una capacidad adicional de 192 MPCD en el sentido Mariquita - Vasconia.	Propuesta presentada por agente incumbente en el marco de la Resolución CREG 102 008 de 2022 y la Resolución UPME 680 de 2025. En etapa de evaluación. Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: 58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto al que se refiere el inciso vii) del numeral 1.2. del artículo 1o de la Resolución MME 40304 de 2020.
8	Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - La Belleza (Ampliación de capacidad hacia La Belleza).	Prestación del servicio de transporte de una capacidad adicional de 200 MPCD en el sentido Vasconia - La Belleza.	Propuesta presentada por agente incumbente en el marco de la Resolución CREG 102 008 de 2022 y la Resolución UPME 680 de 2025. En etapa de evaluación. Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: Primer Trimestre del 2030.
9	Ampliación de capacidad de transporte en dirección La Belleza - El Porvenir - Cusiana (con conexión al tramo Cusiana - Apiay)	Prestación del servicio de transporte de una capacidad adicional de 120 MPCD en el tramo La Belleza - El Porvenir - Cusiana.	Propuesta presentada por agente incumbente en el marco de la Resolución CREG 102 008 de 2022 y la Resolución UPME 680 de 2025. En etapa de evaluación. Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: Primer Trimestre del 2030.
10	Gasoducto Aguazul - Yopal	Diseño, construcción, montaje y puesta en operación del gasoducto necesario para garantizar la conexión entre Aguazul y Yopal, con conexión a los tramos Yopal-Floreña, Yopal-Morichal y Cusiana-El Porvenir; con una	Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: 58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto. - Fecha anticipada de entrada en operación: Cuarto Trimestre de 2026.





No.	Proyecto	Alcance	Estado
		capacidad de transporte de 13,9 MPCD en Yopal.	
11	Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Gualanday - Neiva	Prestación del servicio de transporte de una capacidad adicional de 17 MPCD en el tramo Gualanday - Neiva.	Propuesta presentada por agente incumbente en el marco de la Resolución CREG 102 008 de 2022 y la Resolución UPME 680 de 2025. En etapa de evaluación. Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: 58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto. - Fecha anticipada de entrada en operación: Cuarto Trimestre de 2026.
12	Gasoductos para la conexión de Ramales Aislados (Santander, Sur de Bolívar, Antioquia) a SNT Magdalena Medio	Diseño, construcción, montaje y puesta en operación de los gasoductos necesarios para garantizar la conexión de ramales aislados de las zonas de Santander, Sur de Bolívar y Antioquia en el Magdalena Medio al SNT, de acuerdo con las características específicas de cada ramal declaradas por el transportador incumbente para establecer la ubicación de las conexiones; con una capacidad de transporte agregada de 3,5 MPCD. Incluye la conexión de los siguientes ramales:	Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: 58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto.





No.	Proyecto	Alcance	Estado
		a) Yariguíes – Puente Sogamoso, b) Yariguíes –Puerto Wilches, c) Cantagallo – Cantagallo, d) Cantagallo – San Pablo, e) Corregimiento Brisas de Bolívar, f) San Vicente de Chucurí y Galán – Casabe – Yondó.	
13	Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita	Adecuación y montaje de infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Yumbo - Mariquita de 250 MPCD en Mariquita. - La ejecución de este proyecto está condicionado a la selección del Inversionista por parte de la UPME para la ejecución del proyecto de Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico que se menciona en el inciso vii) del presente artículo.	Propuesta presentada por agente incumbente en el marco de la Resolución CREG 102 008 de 2022 y la Resolución UPME 680 de 2025. En etapa de evaluación. Fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: 58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto al que se refiere el inciso vii) de la presente resolución. Lo anterior sin perjuicio de la fecha que se establezca como fecha anticipada de entrada en operación, la cual debe ser el Primer Trimestre de 2030.



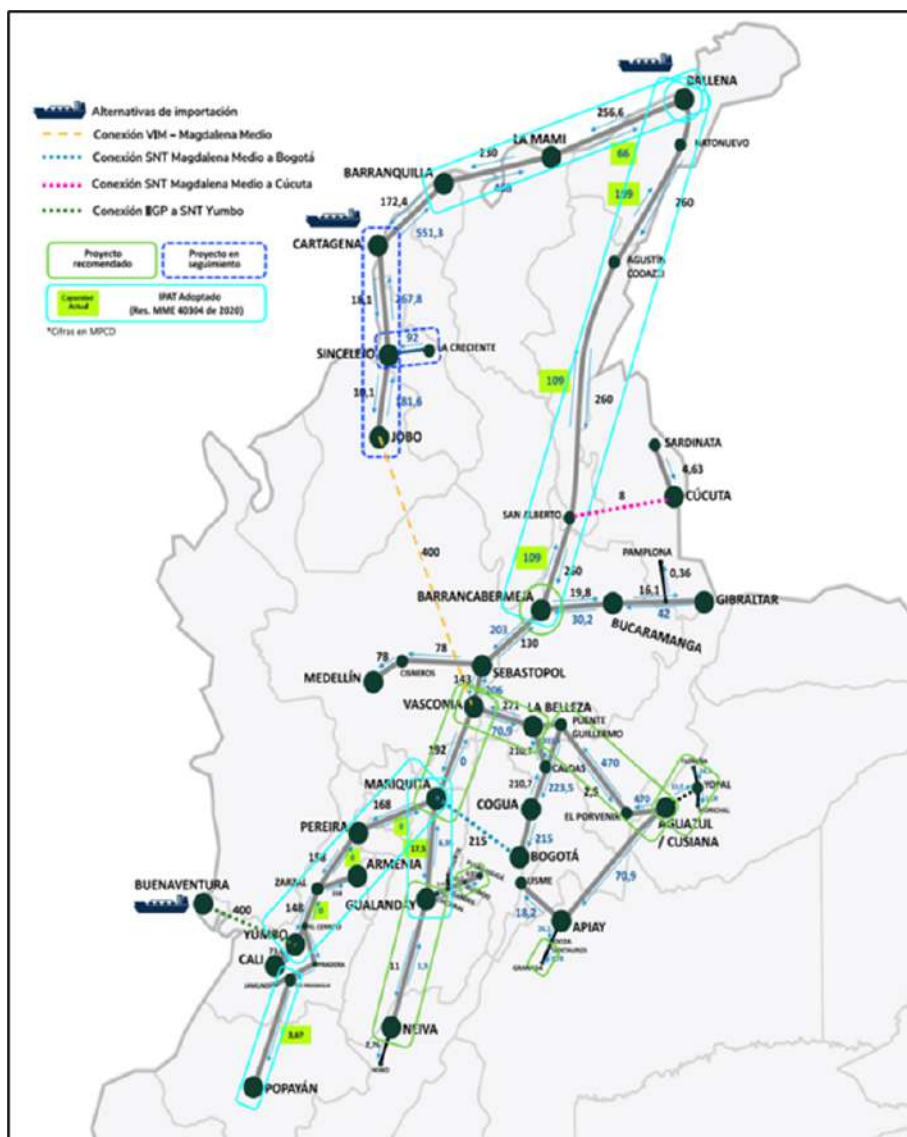


No.	Proyecto	Alcance	Estado
14	Infraestructura de importación de gas del Pacífico (IIGP).	Incluye: - Planta de Regasificación del Pacífico ubicada en la Bahía de Buenaventura - Valle del Cauca con los siguientes servicios asociados: a) Capacidad de regasificación de 400 MPCD; b) Capacidad de almacenamiento de 170.000 m3 de gas natural licuado (GNL); - Gasoducto desde la Planta de Regasificación ubicada en la Bahía de Buenaventura, hasta un punto de entrega al Sistema Nacional de Transporte ubicado en el límite geopolítico del municipio de Yumbo - Valle del Cauca. - Capacidad de transporte no menor a 400 MPCD en un punto de entrega al Sistema Nacional de Transporte ubicado en el límite geopolítica del municipio de Yumbo – Valle del Cauca.	Fecha de puesta en operación: 58 meses contados a partir de la selección del Inversionista de este proyecto. Lo anterior sin perjuicio de la fecha que se establezca como fecha anticipada de entrada en operación la cual debe ser el Cuarto Trimestre de 2029 para la planta de regasificación y el primer trimestre de 2030 para el gasoducto.

Fuente: Resolución MME 40031 de 2025



Gráfica 17. Infraestructura de gas natural adoptada, recomendada y en seguimiento según ETPAGN 2023-2038.



Fuente: UPME. ETPAGN 2023-2038

Sumado a lo anterior, en el párrafo del artículo 4.º de la Resolución 40031 de 2025, el MME señaló que la UPME debía definir la documentación que deberán presentar, para cada proyecto, los transportadores incumbentes interesados en ejecutar proyectos relacionados con IPAT. Este párrafo fue modificado mediante la Resolución MME 40302 de 2025, la cual estableció un plazo de 30 días, contados a partir de su entrada



en vigor, para que la UPME expidiera el acto administrativo que definiera la documentación y el procedimiento necesarios, precisando las condiciones que deben cumplirse para que se dé aplicación al literal a) del artículo 4.º de la Resolución CREG 102 008 de 2022.

En cumplimiento del plazo otorgado por el MME y atendiendo lo dispuesto previamente por la CREG, la UPME expidió la Resolución 680 de 2025, «Por la cual se establece el procedimiento, la metodología y los criterios de evaluación técnica para dar cumplimiento a lo dispuesto en el literal a) del artículo 4.º de la Resolución CREG 102 008 de 2022, modificada por la Resolución CREG 102 012 de 2024», la cual fue publicada en el Diario Oficial n.º 53.212 del 14 de agosto de 2025¹.

A partir de la fecha de publicación de la Resolución UPME 680 de 2025, los transportadores incumbentes contaron con un plazo de tres (3) meses para presentar sus declaraciones de interés en ejecutar proyectos adoptados en el PAGN (hasta el 18 de noviembre de 2025). Este plazo no aplicaba para las declaraciones de interés sobre proyectos que contemplan el criterio de construcción «adecuaciones de la infraestructura existente de transporte de hidrocarburos y de sus mezclas o derivados», es decir, reconversión de oleoductos, poliductos u otros para el servicio de gas natural. En estos casos, el plazo para la declaración de interés comenzó a contarse a partir de la expedición, por parte de la CREG, de la Resolución 102 023 de 2026, publicada el 13 de abril de 2026, mediante la cual se definió la metodología tarifaria para la remuneración de este tipo de proyectos.

Finalizada la etapa de declaración de interés mencionada para los catorce (14) proyectos adoptados en el PAGN 2023-2032, fueron remitidas a la UPME un total de diez (10) propuestas para el desarrollo de diez (10) proyectos diferentes por parte de agentes interesados, situación que fue informada al público en general mediante la Circular Externa n.º 104 de 2025².

Considerando aspectos como la priorización de necesidades nacionales y/o regionales para el suministro de gas natural, la fecha de puesta en operación, la fecha anticipada de entrada en operación parcial o total, la interrelación o dependencia entre proyectos, y procurando dar cumplimiento a los análisis y recomendaciones establecidos en el





ETPAGN y a lo adoptado en el PAGN, la UPME definió el siguiente orden de revisión y evaluación técnica de las propuestas presentadas:

Tabla 868. Orden de revisión y evaluación técnica de propuestas recibidas para asignación y ejecución como IPAT de gas natural

Orden de priorización	Proyectos PAGN con propuesta IPAT remitida para evaluación por agentes como incumbentes
1	Infraestructura de almacenamiento y regasificación de GNL en La Guajira con conexión al SNT.
2	Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Centauros – Granada.
	Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Guando – Fusagasugá.
	Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Gualanday – Neiva.
3	Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - La Belleza (Ampliación de capacidad hacia La Belleza).
	Ampliación de capacidad de transporte en dirección La Belleza - El Porvenir - Cusiana (con conexión al tramo Cusiana – Apiay).
	Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - Mariquita (Ampliación de capacidad hacia Vasconia).
4	Gasoducto para conectar Cúcuta al SNT Magdalena Medio.
5	Gasoducto para conectar Bogotá al SNT Magdalena Medio.
	Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita.

Fuente: UPME, 2026.

En relación con las propuestas remitidas para el desarrollo de proyectos adoptados bajo el mecanismo de IPAT, la UPME continúa con la ejecución de las etapas establecidas en el artículo 6.º de la Resolución 680 de 2025, orientadas específicamente a la evaluación técnica, hasta la elaboración y el envío del informe respectivo a la CREG.

Si bien la UPME recomienda infraestructura de suministro y transporte de gas natural, considerando las necesidades de abastecimiento y confiabilidad identificadas en sus análisis técnicos y publicados en el ETPAGN, escapa al alcance de la competencia funcional de esta Unidad determinar específicamente los diseños y mecanismos de ejecución que se puedan implementar para atender estas necesidades. El planteamiento de las alternativas presentadas corresponde a los agentes de la cadena de gas natural y demás interesados, quienes, en ejercicio de sus derechos de libertad económica, comercial y autonomía empresarial, aplicando su experticia técnica y





operativa, así como el potencial uso de la infraestructura que operen como parte del sistema, pueden determinar las condiciones que consideren más adecuadas, pertinentes y eficientes, orientadas a satisfacer las necesidades identificadas, considerando el marco regulatorio aplicable. De acuerdo con lo anterior, ni la UPME, al momento de estructurar el ETPAGN, ni el MME, al momento de adoptar el PAGN, determinan específicamente el criterio de construcción bajo el cual se deben ejecutar los proyectos identificados.

Por otra parte, tanto para los proyectos mencionados anteriormente como para aquellos frente a los cuales no se recibió propuesta como IPAT, aún se encuentra abierta la alternativa de que algún interesado declare manifestación de interés bajo el criterio de construcción de «adecuaciones de la infraestructura existente de transporte de hidrocarburos y de sus mezclas o derivados», en los términos previstos en las resoluciones MME 40302 de 2025, UPME 680 de 2025 y CREG 102 023 de 2026.

De conformidad con la regulación aplicable expedida por la CREG y el MME, la ejecución de las acciones tendientes a realizar procesos abiertos y competitivos para la selección de un inversionista que desarrolle la infraestructura adoptada dependerá de que se hayan agotado, en su totalidad, las posibilidades para que estos proyectos se ejecuten a través de un transportador incumbente, en primera instancia. De lo anterior se exceptúa, particularmente, el proyecto “Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico – IIGP”, que incluye la construcción de una planta de regasificación y almacenamiento de GNL en Buenaventura, así como un gasoducto con capacidad de transporte de 400 MPCD desde la planta hasta un punto de entrega al SNT en Yumbo, ya que para este proyecto aplica específicamente el mecanismo de convocatoria pública, dados los términos en que fue adoptado en el PAGN mediante la Resolución MME 40304 de 2020 (modificada por la Resolución MME 40031 de 2025) y conforme a lo señalado en la Resolución CREG 102 009 de 2022, “Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural”.

En cumplimiento de este marco normativo, desde la UPME se han adelantado a la fecha dos (2) procesos de convocatoria pública para la asignación del proyecto Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico – IIGP, los cuales, una vez cumplidos los términos de referencia establecidos en cada caso, se han declarado desiertas, la primera hacia





octubre de 2021 y la segunda en agosto de 2023. Toda la información relacionada con estos procesos se encuentra disponible para consulta abierta en el sitio web: <https://www.upme.gov.co/home/convocatorias/convocatorias-de-gas/>

De otra parte, en lo relacionado con los avances de los proyectos de infraestructura de gas natural adoptados previamente mediante la Resolución MME 40304 de 2020, estos solo iniciaron su asignación y ejecución en el 3T de 2024, una vez se brindaron las señales técnicas y de política pública por el Gobierno nacional. Sobre los cinco (5) proyectos que fueron asignados a empresas transportadoras por la CREG, la UPME adelanta el seguimiento de las auditorías correspondientes, contando a la fecha con la exitosa entrada en operación de tres (3) proyectos a lo largo del período (siendo los primeros proyectos en entrar en operación a través del mecanismo del Plan de Abastecimiento de Gas Natural en la historia del país, política pública reglamentada desde 2016). Asimismo, se adelanta el seguimiento a otros dos (2) en ejecución, los cuales avanzan de acuerdo con los cronogramas y la curva S establecidos por los operadores seleccionados por la CREG, como se muestra a continuación:

Tabla 85. Seguimiento de avance a proyectos de gas natural adoptados mediante Resolución MME 40304 de 2020.

No.	Proyecto	Alcance	Estado
1	Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena.	Diseño, adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Barrancabermeja - Ballena de 100 MPCD en Ballena. Estratégico para posibilitar los intercambios de gas entre el interior del país y la costa atlántica	Finalizado en 2024. En operación
2	Ampliación de Capacidad de Transporte Ramal Jamundí – Valle del Cauca	Construcción, montaje y operación de una nueva estación de compresión de gas con una potencia mínima de 550 HP. Permite ampliar la capacidad y oferta de gas natural hacia municipios del	Finalizado en 2025. En operación





No.	Proyecto	Alcance	Estado
		suroccidente de país (Valle del Cauca, Cauca)	
3	Capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday	Construcción, montaje y operación de una nueva estación de compresión de gas de al menos 1.138 HP Permite ampliar la capacidad de transporte de gas natural para municipios de Tolima, Huila y Cundinamarca.	Finalizado en 2025. En operación
4	Interconexión Barranquilla - Ballena con Ballena - Barrancabermeja	Construcción, montaje y operación de las obras de la Interconexión Barranquilla - Ballena con Ballena - Barranca. Estratégico para posibilitar los intercambios de gas entre la costa atlántica y el interior del país	En ejecución. Avance > 57% a febrero de 2026. FPO para julio de 2027
5	Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena	Diseño, adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Barranquilla - Ballena de 170 MPCD en Ballena. Estratégico para posibilitar los intercambios de gas natural entre la costa atlántica y el interior del país.	En ejecución. Avance > 71% a mayo de 2026. FPO para agosto de 2027
6	Planta de regasificación del Pacífico - Gaseoducto Buenaventura - Yumbo	-Planta de Almacenamiento (170 mil m3) y Regasificación (400 MPCD). -Gasoducto Buenaventura /Yumbo con una capacidad de transporte de 400 MPCD.	Se ejecutaron dos convocatorias, ambas declaradas desiertas. Adoptado nuevamente mediante Res. MME 40031 de 2025.
7	Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita	Adecuación y montaje de infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de	No asignado debido a su asociación con la selección de inversionista de IIGP.





No.	Proyecto	Alcance	Estado
		transporte bidireccional en el tramo Yumbo – Mariquita de 250 MPCD.	Adoptado nuevamente mediante Res. MME 40031 de 2025.

Fuente: UPME, 2026.

Aunado a todo lo anterior, en el ETPAGN 2023-2038, la UPME recomendó la creación del Comité Asesor de Planeación de Gas Natural (CAPGN), con el objetivo de integrar criterios, estrategias, metodologías e información para la expansión de la infraestructura de suministro y transporte de gas natural en el país. Frente a esto, el MME, mediante la Resolución No. 40540 del 12 de noviembre de 2025, creó el Comité, el cual entró en operación en 2026. A través de este Comité se contemplan los siguientes objetivos estratégicos:

- Asesorar en la estructuración y elaboración del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.
- La identificación temprana de necesidades de infraestructura para suministro y transporte de gas natural.
- El seguimiento a la implementación de los proyectos adoptados en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.
- La optimización de los mecanismos de ejecución de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural.
- La consolidación de la información necesaria y suficiente para la estructuración de los proyectos.

La UPME adelanta actualmente varios frentes de trabajo en torno a las necesidades de gas natural del país, a saber:

- Actualización del ETPAGN hacia el tercer trimestre de 2026, con los análisis correspondientes a las nuevas proyecciones de oferta y demanda de gas natural, así como los avances alcanzados en el desarrollo de infraestructura de suministro y transporte por agentes de la cadena, entre otros.
- Seguimiento a la auditoría asignada sobre la ejecución de dos (2) proyectos de infraestructura de gas natural adoptados mediante la Res. MME 40304 de 2020 y asignados por la CREG a agentes transportadores.





- Revisión técnica de diez (10) propuestas recibidas sobre diez (10) proyectos adoptados mediante la Res. MME 40031 de 2025, remitidas por los agentes interesados de acuerdo con los criterios establecidos en la Res. UPME 680 de 2025. Este proceso se encuentra en la fase de evaluación hasta el 2T de 2026.
- Diseño de Documentos de Selección de Inversionistas y términos de referencia de selección de Auditorías sobre procesos de convocatoria pública que se requieran adelantar a proyectos adoptados en el PAGN 2023-2032, que no sean susceptibles de ser desarrollados por agentes incumbentes.

Declaración de producción de gas natural

Desde el proceso de Declaración de Gas Natural se implementaron acciones buscando garantizar que toda molécula de gas disponible fuera puesta a disposición del mercado a la mayor brevedad. Como resultado de esto, durante el periodo de Gobierno se realizaron 25 modificaciones, las cuales se pueden observar en la tabla.

Tabla 86. Declaración de producción de gas

Año	Actualización de Declaración de Producción
2022	10
2023	3
2024	3
2025	9
2026	3 (A julio de 2026)

Fuente: Elaboración propia del grupo de gas combustible de la DH.

Con estas acciones, acompañadas de iniciativas regulatorias que permiten la comercialización dentro de cada periodo estándar de negociación, fue fundamental mitigar los riesgos de desabastecimiento y fortalecer la seguridad energética del país.

La declaración de producción nos permitió consolidar información actualizada, precisa y acertada respecto a la disponibilidad de moléculas y al panorama general del sector de gas natural. Esta visibilidad es una herramienta invaluable para la toma de decisiones estratégicas, permitiendo a los agentes del mercado disponer de las moléculas con mayor agilidad.

Se realizó la actualización del formato de declaración incluyendo las siguientes categorías:

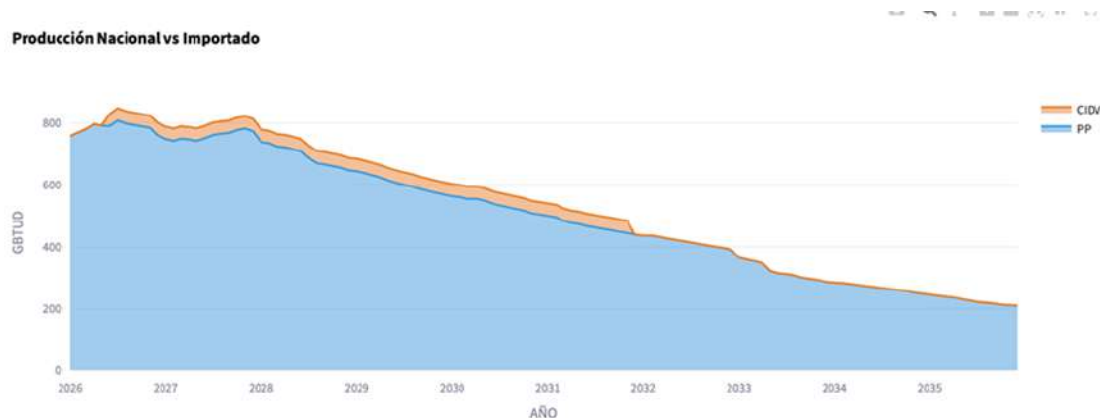


Potencial de Gas Importado (PI): Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un Agente Importador estima tendrá disponibles ya sea con contratación en firme a través de contratos de suministro como en Cantidades Importadas disponibles para la venta para consumo interno de Colombia, en un período determinado.

Cantidades Importadas con contratos de Suministro (CIC): se refiere a la Producción comprometida de un Agente Importador, cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un Agente Importador tiene comprometidas para la venta mediante contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza, para cada campo o en un punto de entrada al SNT.

CIDV- Cantidades importadas disponibles para la venta: Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un Agente Importador estima tendrá disponibles para la venta para consumo interno de Colombia, en un período determinado, a través de contratos de suministro. <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-natural/>

Gráfica 18. Declaración de producción gas nacional vs importado 2026-2035.



Fuente: Elaboración propia del grupo de gas combustible de la DH.

Declaración de GLP

Buscando una diversificación de las fuentes de suministro, el GLP ha venido aumentando su participación en el mercado industrial y residencial, siendo necesaria la implementación de la declaración de Gas Licuado de Petróleo (GLP), usado en diferentes sectores de consumo. Por tal motivo, esta declaración se ha venido realizando de manera anual y, durante los dos últimos años, de manera semestral.





Para la vigencia del año 2026 se publicó bajo Resolución No. 01060 del 23 de junio de 2026. Dispuesta en el siguiente link junto con sus soportes para análisis. <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-licuado-de-petr%C3%B3leo/>

Este combustible ha venido desempeñando un papel estratégico en el sistema energético de Colombia en los últimos años debido a su versatilidad, facilidad de transporte, mejores indicadores en costos e impacto ambiental frente a otros energéticos, particularmente los combustibles líquidos, carbón, leña, entre otros. Este recurso, ampliamente utilizado en todo el país en el servicio público domiciliario para cocción doméstica de alimentos, es particularmente vital en zonas rurales y de difícil acceso, donde otras fuentes de energía presentan mayores limitaciones logísticas, operativas y/o financieras para su implementación, y contribuye significativamente a la meta de generar progresivamente menos emisiones de gases de efecto invernadero en reemplazo de combustibles más contaminantes.

En lo concerniente al marco de referencia de política pública para la planeación sectorial asociada a este energético, mediante el Decreto 1617 de 2013, se le otorga al Ministerio de Minas y Energía - MME, la función de “adelantar las gestiones necesarias para dar continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural, combustibles derivados y biocombustibles”. A su vez, en el PND 2014-2018, adoptado mediante Ley 1753 de 2015, se asignó al MME la función de expedir la reglamentación de “(...) las condiciones de priorización en la utilización del GLP en situaciones de escasez, y en general la política energética aplicable al GLP en todo el territorio nacional”, sumado esto, a la necesidad de definir lineamientos particulares en relación con el abastecimiento de GLP a través del Decreto 2251 de 2015, donde se da la directriz a la UPME de identificar la infraestructura necesaria para garantizar la seguridad de abastecimiento del GLP en articulación con el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos - PIACL. Adicionalmente, mediante el documento base del PND 2018-2022, adoptado a través de la Ley 1955 de 2019, se estableció que “La UPME, con base en los lineamientos del MME, realizará cada dos años el balance de oferta y demanda del GLP y combustibles líquidos con un horizonte de planeación de 10 años e identificará proyectos de infraestructura necesarios para garantizar la seguridad de su abastecimiento y confiabilidad”.





Por lo anterior, para el año 2020, mediante el Decreto 1281 se desarrollaron las disposiciones generales aplicables al PIACL, estableciendo que, a partir de los proyectos recomendados por la UPME, el MME podría expedir el Plan de Continuidad, así como el Plan de Expansión de la Red de Poliductos en materia de combustibles líquidos derivados del petróleo y sus mezclas con biocombustibles (incluyendo el GLP).

La dinámica de la evolución normativa presentada a nivel de planeación para el GLP se dio entonces de manera complementaria con los combustibles líquidos, en ocasión a que las actividades de suministro, producción, almacenamiento y distribución se efectúan igualmente en estado líquido, aunque el GLP se conciba como un servicio perteneciente a la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible, toda vez que el GLP se consume en estado gaseoso bajo condiciones atmosféricas estándar.

Esta asimilación de GLP como gas combustible, fue reforzada a su vez por medio de la expedición de la Ley 2128 de 2021 en donde se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura del gas combustible en el país, y en términos de su desarrollo, establece a través de los artículos 3 y 4, directrices hacia el MME y entidades adscritas, para garantizar el abastecimiento y la confiabilidad en su suministro, así como la adopción de una política pública que establezca las condiciones para promover la masificación del uso de gas combustible como eje de la transición energética.

Si bien la planeación del sector de GLP se adelantó previamente a través de estudios y análisis que hacían parte de los combustibles líquidos, es través del Decreto 1310 de 2024, como parte de la política pública de este gobierno, donde se sustraen indicaciones hacia la formulación de un análisis y desarrollo propio, el cual se termina concretando a través de la elaboración y publicación del Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP – PIAGLP 2025-2034, realizada por la UPME mediante las Circulares 035 y 083 de 2025.

Este es el primer documento de planeación indicativa que presenta un análisis profundo sobre las diversas variables que afectan específicamente al sector del GLP con el objetivo de brindar recomendaciones de infraestructura al Ministerio de Minas y Energía - MME, en función del fortalecimiento del abastecimiento y la confiabilidad de este energético, en el mediano y largo plazo, teniendo en cuenta la participación de las autoridades y de los agentes involucrados en la cadena de valor.





A partir del análisis realizado sobre diversos escenarios de oferta/demanda en un horizonte de 10 años, se determinan las ubicaciones y capacidades requeridas de almacenamientos estratégicos de confiabilidad para garantizar la estabilidad del sistema ante eventuales restricciones insalvables de la oferta y de la operación logística. Este análisis indicativo busca a su vez, ser un insumo que fundamente la toma de decisiones y la formulación de política pública relacionada a este energético clave en el marco de la transición energética nacional.

En el período 2022-2026 se publicaron en total dos (2) documentos específicos para la planeación de sector de GLP (el análisis anterior era de 2019). Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Licuado de Petróleo: <https://www.upme.gov.co/simec/hidrocarburos/glp/>

En lo concerniente a la infraestructura recomendada para el abastecimiento y la confiabilidad del GLP, a partir de los documentos de planeación indicativa citados, se recomendaron diez proyectos de infraestructura a nivel de almacenamientos estratégicos de confiabilidad, los cuales, de acuerdo con el marco normativo vigente, deberán ser revisados y adoptados por el MME para dar paso a los procesos de asignación y ejecución a agentes incumbentes y/o a través de convocatorias públicas, de acuerdo con los procedimientos que establezca la CREG para tal fin.

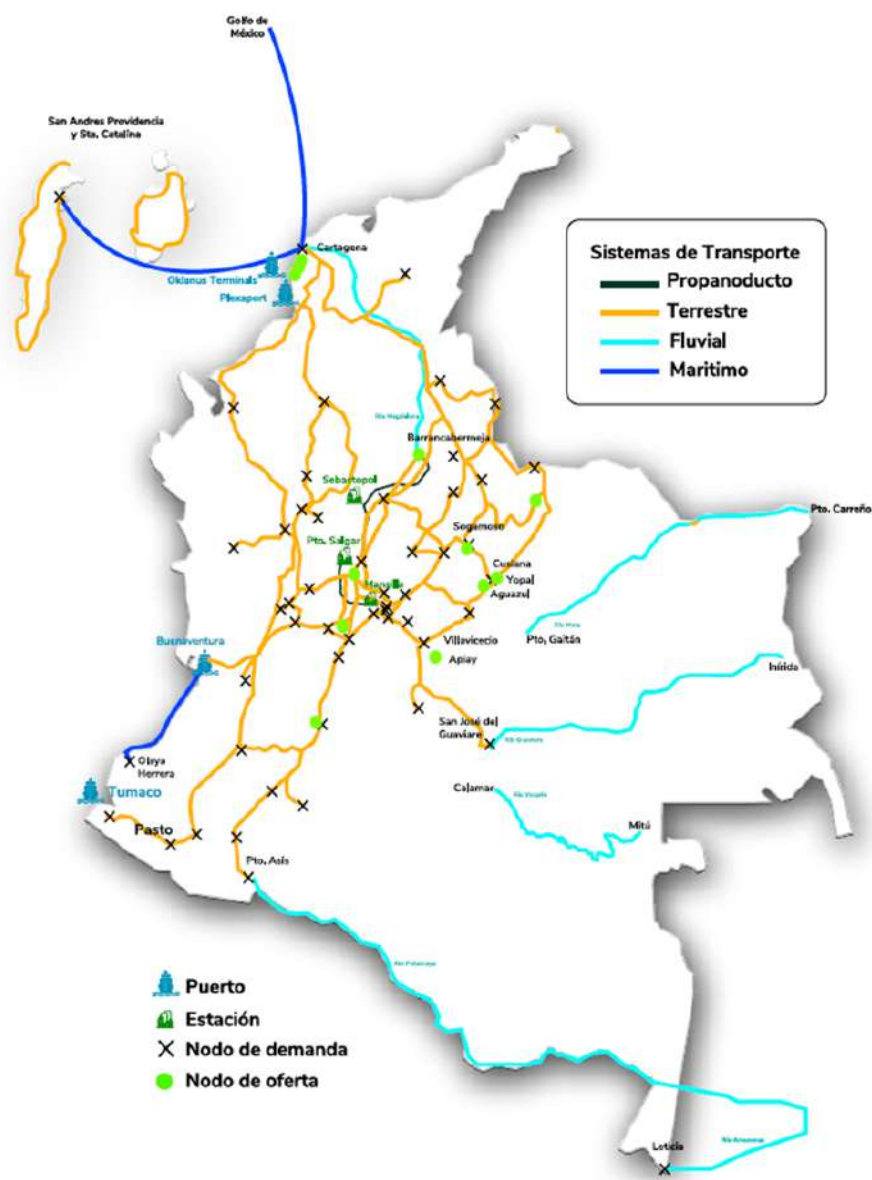
Tabla 87. Infraestructura de Almacenamiento Estratégico de GLP recomendada por la UPME en el PIAGLP 2025-2034.

No.	Región	Ciudad	Vol.(bbl)	Días de inventario estimados
1	Centro	Soacha	42.301	9
2	Norte	Bosconia	39.282	16
3	Nororient	Girón	23.508	9
4	Noroccidente	Bello	41.967	9
5	Sur	Neiva	41.929	13
6	Suroccidente	Yumbo	45.147	11
7	SAI	San Andrés	14.695	19
8	EE Oriente	Villavicencio	15.920	9
9	EE Nariño	Pasto	52.412	24
10	EE Amazonas	Leticia	5.994	30

Fuente: UPME, 2026.



Imagen 19. Modelo del sistema de suministro y transporte de GLP en Colombia



Fuente: UPME, 2026.

El MME, la CREG y la UPME vienen trabajando conjuntamente en la definición de los instrumentos y mecanismos necesarios para la adopción, operación y ejecución de los proyectos de infraestructura recomendados para el sector. En tal sentido, se publicaron para comentarios, durante el último año, los siguientes actos administrativos:





- Proyecto de Resolución MME para crear el Comité de Operación y Abastecimiento de Gas Licuado de Petróleo (GLP), Comité COA-GLP, publicado en diciembre de 2025¹.
- Proyecto de Resolución CREG 703 004 de 2026, por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar los proyectos del Plan de Continuidad en materia de Gas Licuado de Petróleo- GLP, publicado en mayo de 2026².
- Proyecto de Resolución CREG 703 003 de 2026, por la cual se establecen disposiciones transitorias para la implementación de un proyecto piloto de intercambiabilidad de cilindros de GLP y se dictan otras disposiciones³.

Planificación de infraestructura y transporte

El Ministerio adoptó formalmente el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032 (mediante la Resolución 40031 de 2025), el cual viabiliza y prioriza proyectos críticos de infraestructura para conectar las zonas de producción con los centros de consumo.

Adicionalmente, se realizaron esfuerzos para la asignación de cargos de remuneración aprobados en 2024 para los proyectos adoptados, dando un gran paso hacia la construcción de la infraestructura de abastecimiento de gas natural del país, tal como lo muestra la siguiente tabla.

Tabla 88. Proyecto adoptado con solicitudes de cargos agosto 2022

Proyecto adoptado con solicitudes de cargos agosto 2022	Resolución de cargos aprobada	Estado
Capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday	2024	Finalizado - En operación
Capacidad de transporte ramal Jamundí - Valle del Cauca		

1 Disponible para consulta en: <https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/crear-el-comite-de-operacion-y-abastecimiento-de-gas-licuado-de-petroleo-glp-comite-coa-glp/>

2 Disponible para consulta en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_703-4_2026.htm

3 Disponible para consulta en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_CREG_703_003_2026/





Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena		
Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena		En construcción - 62%
Interconexión Barranquilla Ballena con Ballena - Barrancabermeja		En gestión de materiales - 57%

Tabla 2. Fuente: Elaboración propia del grupo de gas combustible de la DH.

Costos de racionamiento de Gas natural

La UPME viene adelantando un estudio de actualización de costos de racionamiento de gas natural. Este tiene como propósito estimar los costos que tendría para los diversos sectores productivos y regiones del país no disponer de este combustible. En consecuencia, se diseñarán medidas de política pública que minimicen el riesgo de racionamiento.

La base de este estudio es información proveniente directamente de los usuarios del servicio, obtenida mediante visitas técnicas en el propio lugar de consumo. Para esto, le solicitamos, de la manera más comedida, que nos permita realizar dicha visita a su empresa, nos exponga los procesos asociados al consumo de gas natural y nos comparta datos característicos sobre su consumo de gas natural y energéticos asociados.

Creciente demanda de gas y balance en la oferta de gas

Desde el Ministerio de Minas y Energía se han venido liderando espacios técnicos y de diálogo con las entidades adscritas y los agentes del sector para la flexibilización de los modelos de contratación de gas, así como de sus diferentes modalidades que garantizan firmeza. Gracias a estas acciones, hoy se cuenta con un mercado regulado que dispone de diversas alternativas de comercialización, orientadas a asegurar el suministro confiable tanto de la demanda esencial como de la no esencial.

Adicionalmente, la implementación de políticas de seguimiento a la producción, exploración y comercialización de gas combustible ha impulsado a las empresas operadoras a optimizar sus procesos productivos y a dar estricto cumplimiento a los contratos vigentes de exploración y producción (E&P). Con estas estrategias, el Ministerio articula los esfuerzos sectoriales para asegurar el abastecimiento oportuno y pleno de la oferta de gas combustible en el país, abarcando tanto el Gas Natural como el Gas Licuado de Petróleo (GLP).

Veinte acciones para la seguridad energética





El Ministerio socializó un paquete de 20 medidas concretas diseñadas para ordenar el mercado mayorista, combatir la especulación de precios y asegurar que el sector residencial, vehicular (GNV/Flotas de Servicio Público) e industrial cuenten con suministro y abastecimiento de manera continua:

- En conjunto con la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), se trabaja en liberar las capacidades de transporte de contratos interrumpibles y tramos críticos para maximizar la eficiencia y flujo de gas en el país.
- Emisión de lineamientos para obligar a los productores a presentar sus ofertas comerciales en trimestres estándar de negociación, evitando vacíos de oferta o incertidumbre en el mercado secundario.
- Monitoreo estricto del mercado con el apoyo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) para frenar incrementos de tarifas desmedidos.

Priorización regulatoria de la demanda esencial

A través de normativas específicas (como la Resolución 40563 de 2025), el Ministerio establece las reglas de juego en caso de un balance ajustado entre oferta y demanda. La regulación exige dar prioridad absoluta en la nominación y contratos de suministro a la "Demanda Esencial" que abarca los hogares, el comercio de barrio, las estaciones de Gas Natural Vehicular (GNV).

Proyecciones de demanda de gas natural

La Proyección de Demanda de Gas Natural 2026-2042 incluye la demanda esperada para los usuarios finales del país a escala sectorial y regional.

La metodología de proyección está basada en la determinación de relaciones de la demanda de cada sector de la demanda con variables económicas nacionales. Posteriormente, se realiza una desagregación a escala regional y nodal que sigue las tendencias históricas registradas. Para cada sector se genera una banda de proyección que incluye tres escenarios (alto, medio y bajo).

En el agregado nacional de la demanda de gas natural, excluyendo al sector eléctrico, y en el escenario medio, se prevé para el periodo 2025-2042 una tasa de crecimiento media anual proyectada de 0,3%, inferior a la del periodo 2009-2025 de 1,2%. En este escenario medio se pasaría de una demanda 750 GBTUD en el año 2025 a 779 GBTUD en el 2032 y 789 GBTUD en 2042. Para el mismo periodo 2025-42 se tiene un crecimiento medio anual de los sectores residencial, industrial, terciario y vehicular del 0.3%, mientras el sector petrolero lo haría a una tasa de -0.1%.





Para el sector termoeléctrico se proyecta una demanda decreciente asociada a la entrada en operación de capacidad instalada de generación con fuente primaria no convencional. En condiciones hidrológicas neutras el consumo termoeléctrico se reduciría de magnitudes cercanas a 200 GBTUD recientes a 150 GBTUD hacia comienzos de los años 30 y en ausencia de anomalías hidrológicas. No obstante, en condiciones de bajos aportes hidrológicos, la demanda tendría magnitudes cercanas a 600 GBTUD, semejantes a las del pasado durante los Fenómenos de El Niño.

Planes de contingencia ante mantenimientos críticos

Cuando las plantas clave del país entran en periodos técnicos de mantenimiento, como es el caso de SPEC, planta de importación de gas que suministra al parque térmico de la costa Caribe, el Ministerio activa comités de contingencia inmediatos.

- Ante los mantenimientos programados en la terminal de regasificación SPEC en Cartagena (que cubre cerca del 40% de la demanda nacional), el Ministerio expide resoluciones de contingencia operativa para obligar a las empresas térmicas y agentes a adelantar compras de reservas.
- Se coordinan acciones directas entre el sector de gas y el sector eléctrico para evitar desabastecimientos cruzados en regiones críticas como el Caribe. Vinculado al Comité Nacional de Operación de Gas (CNOG) y Comité Asesor de Comercialización del Consejo Oficial de Contratación del Sector Eléctrico (CACCSE).

Gasoducto del Ariari

El Ministerio de Minas y Energía y la Gobernación del Meta son copropietarios del denominado gasoducto del Ariari. Actualmente, en virtud de un contrato especial de aporte, TGI es la empresa transportadora que opera la infraestructura.

El contrato especial de aporte antes mencionado está vigente hasta el 31 de enero de 2027, por lo que resulta imperativo seleccionar y suscribir un nuevo contrato especial de aporte con la empresa transportadora que se determine antes de esa fecha, con el fin de evitar desabastecimiento en la región del Meta ante la inoperabilidad de la infraestructura por la ausencia de un transportador que la opere.

Caso Canacol Energy

El Ministerio de Minas y Energía ha realizado el seguimiento al proceso de reestructuración de Canacol, gestionando mesas de trabajo con las entidades adscritas y las partes contratantes del suministro de gas entregado por Canacol. Producto de estas mesas de trabajo, se ha instaurado una junta de seguimiento en cada una de las





empresas para analizar las particularidades de sus contratos y los posibles efectos de una reestructuración o renegociación de contratos, anticipándose a cualquier decisión tomada por el tribunal en Canadá. El reto es garantizar el abastecimiento de gas para las operaciones de empresas e industrias que poseen contrato de suministro del producto.

3.2 Subsidios de gas (GLP cilindros y gas combustible por redes)

En el marco de la política a la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible, se destacan tres esquemas de subsidios que garantizan el acceso de los hogares más vulnerables: i) los subsidios otorgados a través del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), orientados al servicio de gas combustible por redes; ii) los subsidios de GLP en cilindros financiados con recursos del Presupuesto General de la Nación (PGN); y iii) los subsidios de GLP en cilindros asociados a la sustitución de leña, dirigidos a promover la transición energética en zonas rurales. Estos mecanismos constituyen instrumentos complementarios para ampliar la cobertura, reducir brechas sociales y asegurar condiciones de equidad en el acceso a energéticos limpios y seguros.

Subsidio al consumo GLP distribuido en cilindros

De acuerdo con lo contemplado en la Resolución MME No. 40720 de 2016 y en lo descrito en el artículo 2.º del Decreto 2195 de 2013, por el cual se establece el otorgamiento de subsidios al consumo de Gas licuado de petróleo (GLP) distribuido por cilindros, se estableció que: “El Ministerio de Minas y Energía podrá otorgar subsidios al consumo de Gas licuado de petróleo (GLP) distribuido mediante cilindros a usuarios conforme con lo establecido en la ley”, resaltando que este beneficio ha sido entregado satisfactoriamente a la ciudadanía a través de empresas de servicio público domiciliario durante el periodo comprendido entre 2022 y 2026.

Dicho subsidio de cilindros de Gas licuado de petróleo (GLP) ha permitido cubrir las necesidades energéticas en diversas regiones del país donde la infraestructura de distribución de gas por red aún no está completamente desarrollada. En este sentido, es importante destacar que un gran número de hogares se ha beneficiado en los departamentos de Putumayo, Nariño, Cauca, Caquetá, Amazonas y San Andrés y Providencia.

Subsidio al consumo Gas licuado de petróleo (GLP) distribuido en Cilindros (programa de sustitución de leña)





Conforme a lo establecido en el artículo 7 de la Ley 2128 de 2021 y la Resolución MME. 40165 de 2024, esta cartera ministerial se encuentra otorgando subsidios al consumo de Gas licuado de petróleo (GLP) en cilindros a los beneficiarios de los proyectos ejecutados junto a las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios.

En particular, en el marco de ejecución del programa en cuestión, se han visto beneficiados 9.343 hogares en los departamentos de Cauca y Córdoba, mejorando la calidad de vida y previniendo enfermedades de los usuarios beneficiados.

Fondo de solidaridad (subsidio al consumo de gas combustible distribuido por redes)

De acuerdo con la regulación establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Ley 142 de 1994 que busca garantizar el acceso del gas combustible a los hogares estrato 1 y 2 del país, promoviendo así mejorar la calidad de vida, bienestar social y el acceso a los servicios públicos básicos.

Discriminación de aportes de la Nación al otorgamiento de subsidios al consumo de gas combustible

A continuación, en las siguientes tablas se describen los subsidios de los años 2022-2026 de gas combustible por redes, cilindro GLP y subsidio GLP para sustitución de leña, respectivamente, con corte al 31 de marzo de 2026.

Tabla 89. Subsidios gas combustible, cilindros GLP y sustitución de leña 2022

Denominación	Descripción	Estado		Valor asignado
		Ejecutado	% de ejecución	
	VIGENCIA FISCAL 2022			
FSSRI (Gas Combustible Redes)	Pago de Subsidios	\$1.047.750.000.000	100%	\$1.047.750.000.000
Subsidios GLP Cilindros (PGN)	Pago de Subsidios	\$56.900.469.100	91,26%	\$62.347.051.590

Fuente: MME – Grupo Gas Combustible, 2026.

Tabla 90. Subsidios gas combustible, cilindros GLP y sustitución de leña 2023

Denominación	Descripción	Estado		Valor asignado
		Ejecutado	% de ejecución	
	VIGENCIA FISCAL 2023			



FSSRI (Gas Combustible Redes)	Pago de Subsidios	\$1.290.673.000.000	100%	\$1.290.673.000.000
Subsidios GLP Cilindros (PGN)	Pago de Subsidios	\$47.707.305.600	79,83%	\$59.761.711.907
Subsidios GLP Cilindros (Leña)	Pago de Subsidios	\$326.943.000,00	32,83%	\$995.872.867

Fuente: MME – Grupo Gas Combustible.

Tabla 91. Subsidios gas combustible, cilindros GLP y sustitución de leña 2024

Denominación	Descripción	Estado		Valor asignado
		Ejecutado	% de ejecución	
	VIGENCIA FISCAL 2024			
FSSRI (Gas Combustible Redes)	Pago de Subsidios	\$ 922.299.825.092	100%	\$ 922.299.825.092
Subsidios GLP Cilindros (PGN)	Pago de Subsidios	\$ 91.617.342.600	91,32%	\$ 100.321.869.096
Subsidios GLP Cilindros (Leña)	Pago de Subsidios	\$ 554.714.900	23,56%	\$ 2.354.714.900

Fuente: MME – Grupo Gas Combustible.

Tabla 92. Subsidios gas combustible, cilindros GLP y sustitución de leña 2025

Denominación	Descripción	Estado		Valor asignado
		Ejecutado	% de ejecución	
	VIGENCIA FISCAL 2025			
FSSRI (Gas Combustible Redes)	Pago de Subsidios	\$839.055.404.505	100%	\$839.055.404.505
Subsidios GLP Cilindros (PGN)	Pago de Subsidios	\$110.210.131.700	99,92%	\$110.300.373.941
Subsidios GLP Cilindros (Leña)	Pago de Subsidios	\$2.264.281.100	73,46%	\$3.081.928.100

Fuente: MME – Grupo Gas Combustible.

Tabla 93. Subsidios gas combustible, cilindros GLP y sustitución de leña 2026





Denominación	Descripción	Estado		Valor asignado
		Ejecutado	% de ejecución	
	VIGENCIA FISCAL 2026			
FSSRI (Gas Combustible Redes)	Pago de Subsidios	\$719.379.993.697	48,00%	\$1.510.000.000.000
Subsidios GLP Cilindros (PGN)	Pago de Subsidios	\$27.785.151.200	24,82%	\$111.956.988.298
Subsidios GLP Cilindros (Leña)	Pago de Subsidios	\$0	0%	\$3.186.712.800

Fuente: MME – Grupo Gas Combustible.

En relación con los subsidios de Gas licuado de petróleo (GLP) en cilindros, se ha avanzado en la emisión de los siguientes actos administrativos a través de los cuales se reconoce y ordena el pago por concepto de subsidios otorgados a usuarios por consumo de GLP:

- Resolución No. 00570 del 5 de mayo de 2026, correspondiente al pago de subsidio para los meses de enero y febrero respectivamente
- Resolución 01133 del 30 de junio de 2026, para el pago de los subsidios correspondiente al mes de marzo
- Resolución 01134 del 30 de junio de 2026, para el pago de subsidios correspondiente al mes de abril, los recursos aún no han sido girados. Por su parte, respecto a los subsidios de gas combustible por redes, en mayo de 2026 se expidieron la Resolución No. 000663 del 20 de mayo de 2026 y la Resolución No. 000657 del 15 de mayo de 2026, correspondientes al pago del segundo al cuarto trimestre de 2025, así como al pago parcial del cuarto trimestre de 2025. A la fecha, los recursos tampoco han sido girados.

Deudas asociadas a subsidios

- Subsidio gas por red

Con el presupuesto asignado para el pago de subsidios al consumo de gas combustible por redes para la vigencia 2026, se proyecta cubrir hasta un pago parcial del segundo trimestre de 2026, quedando un rezago de \$997.335.643.187.





Lo anterior obedece al déficit presupuestal de la vigencia 2025, respecto al pago de subsidios al consumo de gas combustible por redes.

De conformidad con lo anterior, en el marco del ejercicio de planeación presupuestal del proyecto de inversión identificado con código BPIN 2018011000650; para el año 2027, se realizó una proyección presupuestal por valor de 2.1 billones en aras de cubrir el pago de dicho rezago y también, de lo correspondiente a la vigencia 2027.

- Subsidio GLP cilindros

Con el presupuesto asignado para el pago de subsidios al consumo de GLP en cilindros para la vigencia 2026, se proyecta cubrir el pago hasta octubre 2026, quedando un rezago de \$28.334.013.613.

Lo anterior obedece al faltante del último trimestre del 2025 más la vigencia 2026, respecto al pago de subsidios al consumo de GLP en cilindros.

De conformidad con lo anterior, en el marco del ejercicio de planeación presupuestal del proyecto de inversión identificado con código BPIN 2018011000763; para el año 2027, se realizó una proyección presupuestal por valor de \$133.912.641.521 en aras de cubrir el pago de dicho rezago y también, de lo correspondiente a la vigencia 2027.

3.3 Combustibles Líquidos

Con el objetivo de garantizar el abastecimiento y la confiabilidad en materia de combustibles líquidos derivados del petróleo y sus mezclas con biocombustibles a nivel nacional, el Ministerio de Minas y Energía estableció, mediante el Decreto 1281 de 2020, "Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, respecto del sector de los combustibles líquidos y se dictan otras disposiciones", que dicha cartera tendría a su cargo la expedición del Plan de Expansión de la Red de Poliductos - PERP y del Plan de Continuidad - PC en materia de combustibles líquidos derivados del petróleo y sus mezclas con biocombustibles, con base en el análisis técnico realizado por la UPME, plasmado en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos - PIACL.

A partir de los proyectos identificados en el "Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos 2021. Tema Abastecimiento", el MME, mediante la expedición de la Resolución 40408 de 2021, adoptó las obras para el Plan de Expansión de la Red





de Poliductos (PERP). Posteriormente, mediante la expedición de la Resolución MME 40224 de 2022, se expidió el Plan de Continuidad (PC) de combustibles líquidos derivados del petróleo y GLP, y se adoptaron unos proyectos, con base en la versión final del “Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos de la UPME 2022. Tema Confiabilidad”. Si bien estos planes fueron adoptados por el MME, es importante precisar que los proyectos no fueron asignados a un agente incumbente ni salieron a convocatoria pública, debido a que, a lo largo de este período, no se contaba con el marco regulatorio relacionado con los procedimientos que se deben seguir para ejecutar los proyectos ni con su metodología de remuneración.

Como avances alcanzados a nivel de planeación sectorial a lo largo del período 2022-2026, se presenta la publicación del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos – PIACL 2025-2040, publicado mediante las Circulares Externas 035 y 118 de 2025 y 028 de 2026 (los análisis anteriores correspondían a 2021). A través de este plan se establecen los proyectos de infraestructura de transporte y almacenamiento estratégico, así como las recomendaciones técnicas para la planificación del sector de combustibles líquidos en Colombia a 2040, enfocándose en la continuidad y confiabilidad del suministro y transporte.

El PIACL es un estudio que busca asegurar el abastecimiento confiable de combustibles líquidos derivados del petróleo (gasolina, diésel, Jet-A y sus mezclas con biocombustibles) en todas las regiones del país. Su objetivo es determinar con anticipación la infraestructura necesaria –fuentes de suministro, poliductos, almacenamientos estratégicos, etc.– para garantizar el abastecimiento de la demanda nacional de combustibles líquidos de forma continua, incluso en situaciones de contingencia en la oferta. Para ello, el plan compara las proyecciones de demanda de combustibles con la capacidad de suministro nacional, modelando la operación técnico-económica de toda la cadena de abastecimiento y confiabilidad. Esto incluye analizar el potencial de producción nacional de petróleo, la infraestructura de transporte (oleoductos), la capacidad de refinación e importación de combustibles, el transporte y la distribución mayorista (poliductos, carrotanques) hasta las plantas de abastecimiento, la mezcla de biocombustibles y el almacenamiento estratégico.

En las siguientes tablas se presentan las recomendaciones dadas a nivel de infraestructura de transporte y almacenamiento estratégico en el PIACL 2025-2040 en función de los resultados obtenidos en el escenario de análisis de referencia, para los



cuales se plantea como acciones a seguir su adopción por abastecimiento y confiabilidad.

Tabla 694. Infraestructura de Transporte de combustibles líquidos recomendada en el PIACL 2025-2040.

Proyecto Recomendado	Capacidad	FPO sugerida
Necesidad de transporte adicional entre Galán y Sebastopol	No inferior a	127 KBPD - 2032
	161 KBPD	161 KBPD - 2040
Necesidad de transporte adicional entre Sebastopol y Puerto Salgar	No inferior a	49 KBPD - 2032
	101 KBPD	101 KBPD - 2040
Necesidad de transporte adicional entre Puerto Salgar y Mansilla	No inferior a	30 KBPD - 2032
	51 KBPD	51 KBPD - 2040
Necesidad de transporte adicional entre Puerto Salgar y Cartago	No inferior a	26 KBPD - 2032
	55 KBPD	55 KBPD - 2040
Necesidad de transporte adicional entre la Costa Atlántica y Galán	No inferior a 150 KBPD	107 KBPD-2032
		150 KBPD-2040

Fuente: UPME, 2026.

Tabla 70. Infraestructura de Almacenamiento Estratégico de combustibles líquidos recomendada el PIACL 2025-2040.

Proyecto Recomendado	Capacidad	FPO sugerida
Almacenamiento Estratégico Nodo El Dorado	Gasolina 0 KB	A la mayor brevedad posible
	ACPM 0 KB	
	Jet 310 KB	
Almacenamiento Estratégico Nodo Toncancipá	Gasolina 49 KB	A la mayor brevedad posible
	ACPM 43 KB	
	Jet 0 KB	
Almacenamiento Estratégico Nodo Mansilla	Gasolina 342 KB	A la mayor brevedad posible
	ACPM 317 KB	
	Jet 2 KB	
Almacenamiento Estratégico Nodo Apiay	Gasolina 37 KB	A la mayor brevedad posible
	ACPM 35 KB	
	Jet 4 KB	
Almacenamiento Estratégico Nodo Arauca	Gasolina 17 KB	A la mayor brevedad posible
	ACPM 14 KB	
	Jet 1 KB	



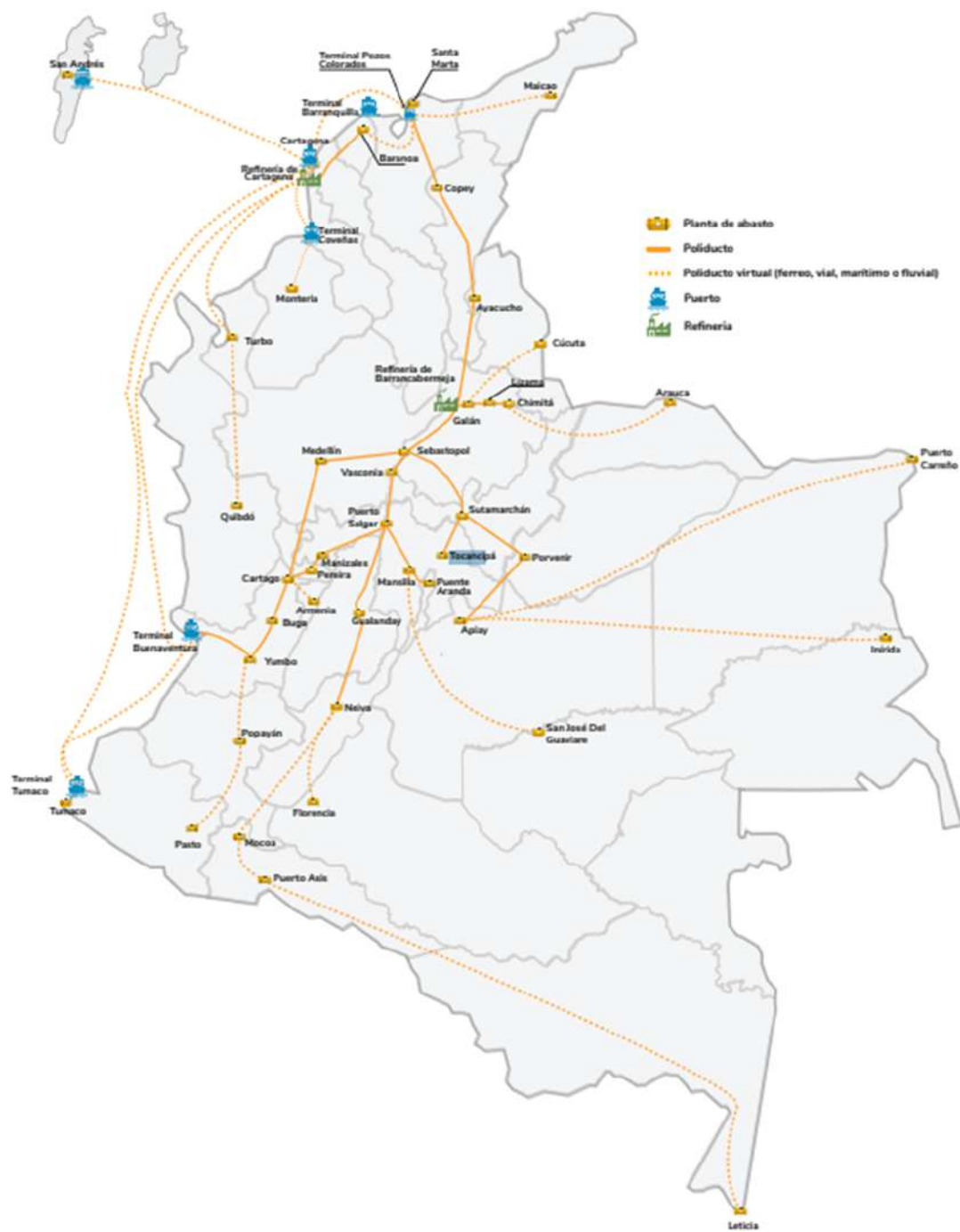


Almacenamiento Estratégico Nodo Puerto Carreño	Gasolina 5 KB	A la mayor brevedad posible
	ACPM 6 KB	
	Jet 1 KB	
Almacenamiento Estratégico Nodo Baranoa	Gasolina 76 KB	A la mayor brevedad posible
	ACPM 59 KB	
	Jet 32 KB	
Almacenamiento Estratégico Nodo Cartagena	Gasolina 135 KB	A la mayor brevedad posible
	ACPM 196 KB	
	Jet 38 KB	
Almacenamiento Estratégico Nodo Turbo	Gasolina 13 KB	A la mayor brevedad posible
	ACPM 10 KB	
	Jet 0 KB	
Almacenamiento Estratégico Nodo San Andrés	Gasolina 6 KB	A la mayor brevedad posible
	ACPM 20 KB	
	Jet 11 KB	
Almacenamiento Estratégico Nodo Cartago	Gasolina 105 KB	A la mayor brevedad posible
	ACPM 66 KB	
	Jet 4 KB	
Almacenamiento Estratégico Nodo Sebastopol	Gasolina 185 KB	A la mayor brevedad posible
	ACPM 244 KB	
	Jet 6 KB	
Almacenamiento Estratégico Nodo Ayacucho	Gasolina 118 KB	A la mayor brevedad posible
	ACPM 127 KB	
	Jet 12 KB	
Almacenamiento Estratégico Nodo Medellín	Gasolina 214 KB	A la mayor brevedad posible
	ACPM 149 KB	
	Jet 63 KB	
Almacenamiento Estratégico Nodo Yumbo	Gasolina 386 KB	A la mayor brevedad posible
	ACPM 341 KB	
	Jet 18 KB	
Almacenamiento Estratégico Nodo Pasto	Gasolina 13 KB	A la mayor brevedad posible
	ACPM 30 KB	
	Jet 1 KB	
Almacenamiento Estratégico Nodo Neiva	Gasolina 212 KB	A la mayor brevedad posible
	ACPM 135 KB	
	Jet 2 KB	
Almacenamiento Estratégico Nodo Leticia	Gasolina 11 KB	A la mayor brevedad posible
	ACPM 6 KB	
	Jet 5 KB	

Fuente: UPME, 2026.



Imagen 20. Modelo del sistema de suministro y transporte de Combustibles Líquidos en Colombia



Fuente: UPME, 2026.



A partir de las señales y recomendaciones dadas por la UPME en la versión definitiva del PIACL, publicada en diciembre de 2025, la CREG y el MME, en el marco de sus competencias, adelantaron la expedición de los actos administrativos necesarios para la adopción y ejecución de los proyectos de infraestructura recomendados, en los siguientes términos:

- Resolución CREG 104 002 de 2026, por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar los proyectos del Plan de Continuidad y del Plan de Expansión de la Red de Poliductos adoptados por el Ministerio de Minas y Energía en materia de combustibles líquidos derivados del petróleo y sus mezclas con biocombustibles⁴.

Proyecto de Resolución MME para Expedir el Plan de Continuidad de combustibles líquidos derivados del petróleo y se adoptan unos proyectos con base en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos de la UPME, publicada a comentarios del público en mayo de 2026⁵.

Proyecciones de demanda de combustibles líquidos

La Proyección de Demanda de Combustibles Líquidos y GLP 2026-2040 incluye la demanda esperada para los usuarios finales del país de derivados del petróleo como gasolina corriente y gasolina extra, combustible diésel (ACPM), Jet Fuel (motores de aviación jet) y gas licuado de petróleo (GLP).

La metodología de proyección está basada en la determinación de relaciones de la demanda de cada uno de estos combustibles con variables macroeconómicas nacionales. Posteriormente, se realiza una desagregación a escala regional y nodal que sigue las tendencias históricas registradas. Para cada combustible se genera una banda de proyección que incluye tres escenarios (alto, medio y bajo). Adicionalmente, se presenta, para gasolina corriente y extra, combustible diésel y GLP, un escenario alternativo de transición asociado a la sustitución energética que se describe al interior

⁴ Disponible para consulta en:

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_104-2_2026.htm

⁵ Disponible para consulta en: • Ver: <https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/expide-el-plan-de-continuidad-de-combustibles-liquidos-derivados-del-petroleo-y-se-adoptan-unos-proyectos-con-base-en-el-plan-indicativo-de-abastecimiento-de-combustibles-liquidos-de-la-upme/>





de este documento. Este último escenario discurre entre la banda de proyección antes mencionada.

En el conjunto de los combustibles líquidos aquí tratados, se tiene para el escenario medio una reducción en la tasa de crecimiento media anual proyectada 2025-2040 de 1,2 % respecto del histórico 2010-2025 de 3,4 %. En el escenario de transición, el crecimiento de la demanda agregada 2025-2040 es de 0,2 %.

Para la gasolina corriente se tiene en el escenario medio una tasa de crecimiento media anual proyectada 2025-2040 de 1,5% respecto del histórico 2010-2025 de 3.4%. En el escenario transición, el crecimiento para el periodo 2025-40 sería nulo.

Para el ACPM (combustible diésel) se tiene en el escenario medio una tasa de crecimiento media anual proyectada 2025-2040 de 0.8% respecto del histórico 2010 - 2025 de 2.7 %. En el escenario transición, el crecimiento para el periodo 2025-40 sería -0.3%. Se reconoce, en el escenario bajo, que un incremento en su precio que lo lleve a los valores cercanos a los de la gasolina corriente podría reducir su consumo en cerca de 11%, de manera análoga a como ocurrió con la gasolina entre los años 2022-24.

Para el GLP se tiene en el escenario medio una tasa de crecimiento media anual proyectada 2024-2040 de 1.8% respecto del histórico 2010-2023 de 1,6%. En el escenario transición, el crecimiento para el periodo 2025-40 sería 2.2%. Aquí es notable que, en el largo plazo, la demanda doméstica de GLP (cilindros y redes) se mantendría casi invariable, mientras la demanda de GLP para usos no domésticos (en tanques estacionarios y cilindros de 100 lb, consumo de los sectores productivos) sería creciente.

Para el Jet Fuel se tiene en el escenario medio la tasa de crecimiento media anual proyectada 2025-2040 de 2.5% respecto del histórico 2010-2025 de 5.2%.

Para el ACPM asociado a la producción/exportación de carbón mineral, se proyecta que continúe reducción progresiva de su demanda en la medida que el consumo global de tal mineral y las exportaciones colombianas también declinen.

Precios de los combustibles

Durante el cuatrienio 2022-2026, la gestión en materia de combustibles líquidos se articuló en torno a tres ejes estratégicos: la sostenibilidad fiscal del Fondo de





Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC), la actualización del marco regulatorio de precios, y el avance en la política de biocombustibles.

- Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC)

Al inicio del periodo de gobierno, el FEPC registraba un desahorro a los importadores y refinadores, que durante el segundo semestre de 2022 alcanzó una cuenta por pagar, de \$19,86. Este pago reflejaba la diferencia acumulada entre los precios internacionales de referencia y los precios internos de la gasolina motor corriente (GMC) y ACPM, en un contexto de alta volatilidad en los mercados energéticos globales.

Desde octubre de 2022, el Gobierno Nacional implementó una estrategia sostenida de incrementos progresivos en los precios de los combustibles líquidos, reduciendo gradualmente el diferencial de compensación del FEPC. Esta política produjo una reducción constante en las liquidaciones trimestrales a lo largo del periodo de Gobierno.

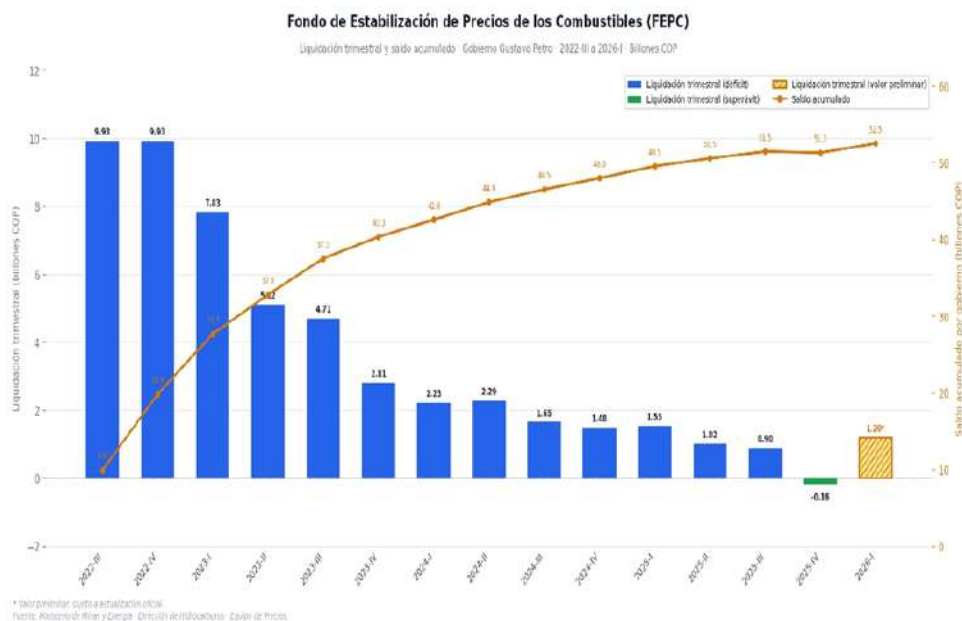
De lo anterior, durante la vigencia 2023 se desahorro \$20,51 billones, donde \$15,16 billones correspondieron ACPM y \$5,35 billones a GMC. En la vigencia 2024 el costo neto del Fondo se redujo a \$7,66 billones, resultado de \$10,62 billones liquidados por ACPM y financiados parcialmente por un ahorro de la GMC de \$2,96 billones. Para 2025, la liquidación total disminuyó a los \$3,42 billones, de los cuales 8,1 billones correspondieron a ACPM y un ahorro de 4,69 billones por GMC. La liquidación total del FEPC durante el periodo de octubre 2022 al corte del primer trimestre de 2026 ascendió a \$52,6 billones de pesos.

En resumen y tal como se puede observar en la gráfica 19, a partir de 2023 las liquidaciones trimestrales del FEPC empezaron a disminuir, explicados principalmente por el incremento del precio nacional de los combustibles; la exclusión de distintos agentes dentro del FEPC; La revaluación del peso colombiano frente al dólar y la caída de los precios internacionales de referencia. Esto conllevó a que para el cuarto trimestre de 2025 se presentará el primer ahorro a favor del fondo de unos 0,16 billones.





Gráfica 19. Liquidaciones Trimestrales del FEPC



Fuente: MME – Grupo Combustibles Líquidos.

Es importante precisar que a corte del segundo semestre de 2026 se encuentran pendiente de pago las liquidaciones del tercer y cuarto trimestre de 2025, las cuales llegan a un total de 0,68 billones, mientras que para el primer trimestre de 2026 se tiene un valor preliminar de 1.2 billones, explicados principalmente por la escalada de las tensiones en medio oriente y el cierre temporal del estrecho de Ormuz.

- Actualización del marco regulatorio de precios

En el marco de la reglamentación del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 (Ley 2294 de 2023), el Ministerio de Minas y Energía expidió un conjunto de instrumentos normativos orientados a mejorar la focalización del subsidio implícito en el FEPC y a modernizar la metodología de precios de los combustibles líquidos.

El Decreto 763 de 2024 estableció un mecanismo diferencial de precios para grandes consumidores de combustibles líquidos, definidos como aquellos agentes que consumen en promedio más de 20.000 galones mensuales. A través de este instrumento, dichos agentes adquieren los combustibles a precio de paridad internacional, reduciendo la presión fiscal sobre el FEPC y focalizando el beneficio en la población que realmente lo requiere. Los ahorros estimados para el Fondo, derivados





de esta medida ascendieron a \$113 mil millones en 2024 y a \$299 mil millones en 2025.

El Decreto 268 de 2026 complementó esta política al prohibir la estabilización a través del FEPC del ingreso al productor de los combustibles líquidos que se utilicen como materia prima para la producción de otros combustibles, incluyendo los destinados al uso en quemadores industriales en cementeras, hornos, buques y generadores de energía, entre otros. Este instrumento corrigió una distorsión identificada en el sistema, dado que el uso de combustibles subsidiados como insumo industrial en ese segmento generó un impacto estimado de \$131 mil millones entre enero y abril de 2025.

Biocombustibles

Durante el cuatrienio 2022-2026, la gestión en materia de biocombustibles se orientó al fortalecimiento de la política pública, la actualización regulatoria, la promoción de la investigación y el desarrollo de biocombustibles avanzados, así como al aseguramiento de cadenas de suministro eficientes que permitieran mantener la disponibilidad de los energéticos en el territorio nacional.

En este periodo se adelantaron acciones regulatorias relevantes para garantizar la continuidad del abastecimiento, promover el uso de mezclas con biocombustibles y avanzar en la transición energética justa. A continuación, se presentan los principales hitos:

Regulación sobre mezclas obligatorias de biocombustibles

Mediante la Resolución 40447 del 31 de agosto de 2022, “por la cual se establece el contenido máximo de mezcla de alcohol carburante con gasolina motor corriente y extra, y de biocombustibles —biodiésel— en la mezcla de diésel fósil”, se definieron los porcentajes de mezcla obligatoria aplicables en el territorio nacional.

En virtud de esta disposición, se estableció la mezcla obligatoria de diésel fósil con biodiésel al 10%, a partir del 1 de enero de 2023. Para el caso de las gasolinas, se dispuso la mezcla obligatoria con etanol anhidro combustible, iniciando con un porcentaje del 4% desde el 1 de noviembre de 2022, con una senda progresiva hasta alcanzar el 10% a partir de 2024.





Durante el periodo de gobierno se dio cumplimiento a lo establecido en dicha resolución. No obstante, durante los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2024, debido a condiciones logísticas y de abastecimiento, fue necesario establecer una excepción temporal a la mezcla de biodiésel, reduciéndola al 8%. Esta medida fue adoptada mediante la Resolución 40431 del 17 de octubre de 2024, con el propósito de garantizar la continuidad del abastecimiento de combustibles en el país.

Actualización del reglamento técnico de calidad de combustibles

Asimismo, se expidió la Resolución 40444 del 30 de junio de 2023, mediante la cual se establecieron los parámetros de calidad que deben cumplir las gasolinas básicas, las gasolinas oxigenadas, el combustible diésel en mezcla con biocombustibles, así como los biocombustibles biodiésel y diésel renovable.

Este reglamento técnico derogó las Resoluciones 40103 y 40433 de 2021, consolidando un marco actualizado para la regulación de la calidad de los combustibles líquidos y sus mezclas con biocombustibles.

Durante el periodo de Gobierno se dio cumplimiento a lo dispuesto en esta resolución. Sin embargo, mediante la Resolución 40192 del 5 de mayo de 2025, se expidió un Reglamento Técnico de Emergencia que exceptuó temporalmente el cumplimiento del parámetro de calidad asociado al contenido de azufre establecido en la Resolución 40444 de 2023, aplicable a las gasolinas básicas y a las gasolinas oxigenadas con etanol anhidro combustible despachadas desde la Refinería de Barrancabermeja de Ecopetrol.

Esta medida tuvo como finalidad garantizar la continuidad y seguridad del abastecimiento de combustibles en el territorio nacional, evitando afectaciones en la disponibilidad del energético.

Avances en mezclas voluntarias de biodiésel B20

En materia de biodiésel, a partir de la expedición de la Resolución 40178 de 2020, se habilitó la posibilidad de desarrollar planes piloto con mezclas voluntarias de biodiésel al 20% (B20).





Esta normativa sirvió como base para el diseño de nuevas iniciativas orientadas a evaluar la viabilidad técnica, operativa y logística de la implementación de mezclas B20 de manera más amplia en el territorio nacional.

En línea con lo anterior, durante el periodo de Gobierno se expidieron tres actos administrativos clave que autorizaron la realización de planes piloto para el uso de mezclas voluntarias B20:

- Resolución 00402 de 2023 expedida por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía.
- Resolución 00120 de 2025 expedida por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía.
- Resolución 00462 de 2025 expedida por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía.

Estas autorizaciones permitieron la operación de un total de 361 vehículos con mezclas compuestas por 20% de biodiésel y 80% de diésel fósil. Este avance constituye un hito relevante para el escalamiento progresivo de mezclas con mayor contenido de biocombustibles en la movilidad del país, así como para el cumplimiento de los compromisos asociados a la reducción de emisiones y a la transición energética justa.

Combustibles de Aviación Sostenible (SAF)

- Contexto General

Durante el periodo reportado, el Ministerio de Minas y Energía consolidó avances significativos para el desarrollo de los Combustibles Sostenibles de Aviación (SAF, por sus siglas en inglés) en Colombia, posicionando al país como uno de los líderes regionales en la construcción de un marco regulatorio y de mercado para este nuevo energético.

La gestión adelantada se enmarcó en los compromisos nacionales de transición energética, acción climática y reindustrialización, alineados con el Acuerdo de París, la Ley de Acción Climática 2169 de 2021, la Ley 2099 de 2021 y la Política Nacional de Reindustrialización.

- Principales logros alcanzados





Primera producción de JET sintético por parte de Ecopetrol (2024), con piloto de coprocesamiento de 32.000 barriles aprobado por el Ministerio de Minas y Energía.

Se logró el primer vuelo comercial en Colombia (2025), realizado por LATAM utilizando combustible de aviación. El combustible utilizado fue producido en la Refinería de Cartagena mediante el coprocesamiento de aceite de palma y aceite de cocina usado, cumpliendo con los estándares internacionales ASTM D7566 y ASTM D1655, y validando la compatibilidad de estos combustibles con la infraestructura aeroportuaria, los sistemas de abastecimiento y las aeronaves existentes, sin requerir modificaciones técnicas adicionales.

- Desarrollo de la Hoja de Ruta SAF

El Ministerio de Minas y Energía participo en las mesas técnicas desarrolladas entre 2023 y 2024, con participación de entidades del Gobierno Nacional, industria, academia y organismos internacionales, y lidera por la Aeronáutica Civil se estructuró y lanzó la Hoja de Ruta SAF de Colombia: Cielos limpios Aviación para la vida.

La Hoja de Ruta se organizó alrededor de cinco ejes estratégicos: (1) Habilitadores jurídicos y regulatorios, (2) Instrumentos y señales para la oferta y demanda nacional de SAF, (3) Desarrollo de la cadena de suministro, (4) Innovación e investigación y (5) Financiamiento e inversiones.

El Ministerio de Minas y Energía apoya con la gobernanza de la hoja de ruta y lidera el eje (1) Habilitadores jurídicos y regulatorios desde la Dirección de Hidrocarburos.

- Avances Regulatorios

Durante el periodo se avanzó en la construcción de varios proyectos normativos necesaria para habilitar la producción, importación, distribución y uso de SAF en el país.

En este sentido, se inició el desarrollo de tres proyectos regulatorios:

- Reglamento Técnico de Calidad del SAF.
- Resolución de actores de la cadena SAF.
- Resolución para mezclas voluntarias de SAF.

Respecto al Reglamento Técnico de Calidad: “Por la cual se expide el reglamento técnico que establece los requisitos y parámetros de calidad de los combustibles de aviación semisintéticos, coprocesados y/o componentes sintéticos de mezcla (SBC) para





uso en motores tipo turbina”, y se dictan otras disposiciones, se adelantó el correspondiente Análisis de Impacto Normativo (AIN), el cual fue publicado para comentarios ciudadanos y recibió más de 170 observaciones, además del concepto técnico emitido por el Departamento Nacional de Planeación. Como resultado, se inició la construcción del proyecto regulatorio que definirá las especificaciones técnicas y los requisitos de calidad para el combustible sostenible de aviación en Colombia.

Para la resolución de actores: “Por la cual se adoptan los requisitos y lineamientos para la autorización y el registro de productores y/o importadores de componentes sintéticos de mezcla (SBC), combustibles de aviación semisintéticos coprocesados y/o mezclados para uso en motores de aviación tipo turbina, y se adoptan otras disposiciones”, se cuenta con concepto de la SIC y se trabaja en los ajustes finales para dejar la resolución en firme durante el primer semestre de 2025.

Finalmente, la resolución del programa de mezclas: Por la cual se establece el programa de mezcla de componentes sintéticos de mezcla (SBC) con combustibles de aviación semisintéticos coprocesados o mezclados y/o combustible de aviación de origen fósil para motores tipo turbina, y se adoptan otras disposiciones, el cual se encuentra en proceso de revisión de comentarios de la ciudadanía.

- Gobernanza y Articulación Interinstitucional

Se creó, a partir de las mesas técnicas realizadas entre 2023-2024, el Ecosistema de SAF nacional, conformado actualmente por más de 180 actores entre entidades públicas, productores, comercializadores, aerolíneas, academia, centros de investigación y organismos internacionales, generando capacidades institucionales y técnicas para el desarrollo futuro del mercado SAF en Colombia.

Igualmente, se promovió la inclusión de pequeños productores y recolectores dentro de las futuras cadenas de suministro del SAF, buscando generar oportunidades de desarrollo rural y fortalecimiento de economías locales asociadas al aprovechamiento sostenible de biomasa y residuos.

Por otra parte, en el CONPES de Hidrógeno de Bajas Emisiones se incorporaron acciones específicas para el desarrollo de los Combustibles Sostenibles de Aviación (SAF) dentro de la Política Nacional de Hidrógeno de Bajas Emisiones liderada por el DNP y el Ministerio de Minas y Energía. Estas acciones buscan fortalecer el marco





regulatorio, promover inversiones, desarrollar infraestructura y consolidar cadenas de suministro.

- Estudios Técnicos y Cooperación Internacional

Durante el periodo se desarrolló el estudio técnico “Caracterización y evaluación de materias primas y cadenas de valor en Colombia para la producción de Combustible Sostenible de Aviación (SAF)”, con el apoyo de la Estrategia Global Gateway de la Unión Europea.

El estudio permitió identificar oportunidades de aprovechamiento de materias primas nacionales, analizar potenciales cadenas de suministro y generar insumos para la construcción de instrumentos regulatorios y de política pública.

La socialización de los resultados contó con la participación de más de 80 representantes del sector público, privado, académico y organismos de cooperación internacional.

Abastecimiento de combustibles líquidos

En materia de los combustibles líquidos que se gestionaron a través de los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo (CLDP) — Productores, Refinadores, Importadores, Distribuidores Mayoristas, Almacenadores, Grandes Consumidores y Distribuidores Minoristas que operan estaciones de servicio marítimas y de aviación— durante el cuatrienio 2022–2026, se materializaron acciones que potenciaron la garantía del servicio público orientado a la distribución de los CLDP y fortalecieron la seguridad energética del país.

Plan de Continuidad del Abastecimiento de Combustibles Líquidos

Con el propósito de fortalecer la capacidad de respuesta del país frente a eventos que puedan afectar la cadena de suministro de combustibles líquidos, el Ministerio de Minas y Energía avanzó en la estructuración del Plan de Continuidad del Abastecimiento de Combustibles Líquidos. Este instrumento busca identificar riesgos asociados a la infraestructura logística, internación para el almacenamiento y suministro de combustibles, así como establecer mecanismos de coordinación institucional y medidas de respuesta orientadas a garantizar la continuidad del abastecimiento en situaciones de contingencia.





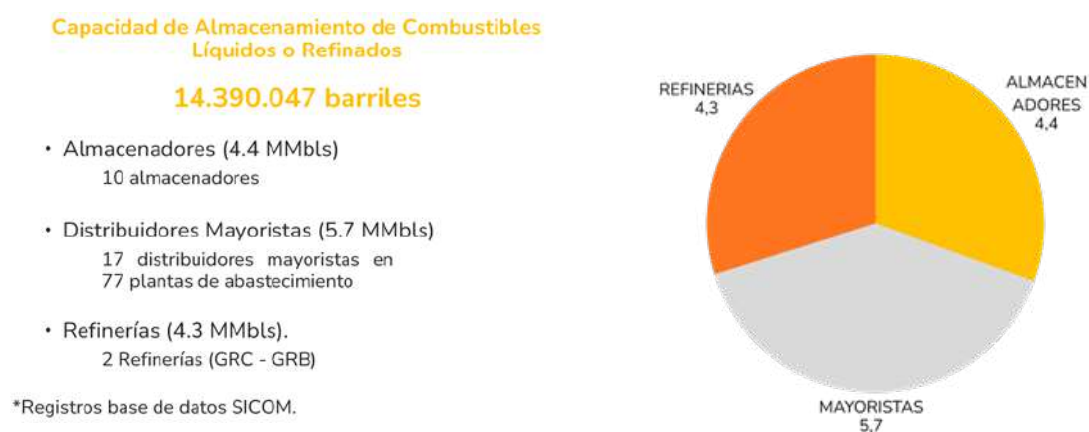
El plan incorpora herramientas para la evaluación de escenarios de riesgo, definición de medidas preventivas y coordinación entre entidades públicas y agentes de la cadena de distribución, fortaleciendo la resiliencia del sistema nacional de abastecimiento.

Almacenamientos estratégicos de combustibles líquidos

En desarrollo del Decreto 1310 de 2024, el Ministerio de Minas y Energía avanzó en la reglamentación de los almacenamientos estratégicos de combustibles líquidos, como mecanismo orientado a fortalecer la seguridad energética y la capacidad de respuesta ante eventos que puedan comprometer el abastecimiento nacional.

De manera complementaria, se adelantó la articulación técnica con la UPME para el desarrollo del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos (PIACL), instrumento de planeación que permitirá identificar necesidades de infraestructura, almacenamiento y expansión logística en el mediano y largo plazo. Asimismo, se trabajó con la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en los aspectos regulatorios relacionados con los mecanismos de remuneración de los almacenamientos estratégicos. Como parte de este proceso, se realizó un diagnóstico de la infraestructura existente de almacenamiento de combustibles líquidos refinados en el país (ver figura 1), identificándose la siguiente capacidad instalada aproximada:

Gráfica 20. Capacidad de almacenamiento de Combustibles



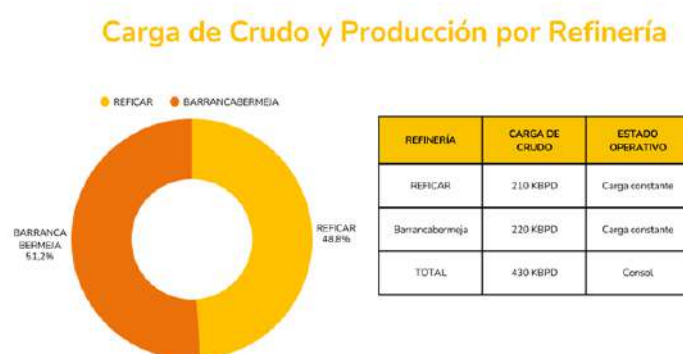
Fuente: MME – Grupo Combustibles Líquidos.





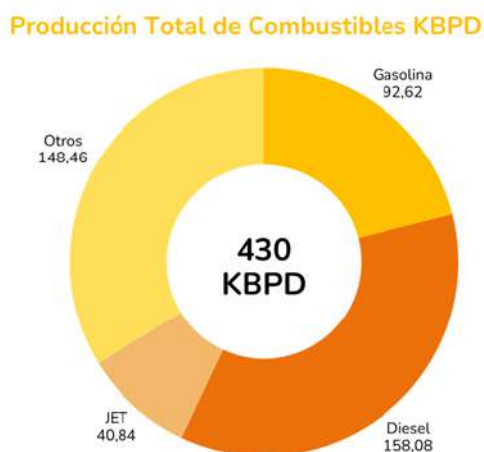
Se ha identificado que la capacidad de abastecimiento CLDP depende principalmente de la operación de las refinerías nacionales (Ver figura 2), las cuales constituyen el eje central de la cadena de suministro de hidrocarburos. En este contexto, la carga de crudo procesada en las refinerías determina la disponibilidad de productos refinados (Ver figura 3) destinados al consumo nacional de la siguiente manera, según datos del PIACL 2025-2040:

Gráfica 21. Carga de crudo y producción por refinería



Fuente: Elaborado MME - Grupo Combustibles Líquidos - Tomado del PIACL 2025-2040

Gráfica 22. Producción Total de Combustibles KBPD

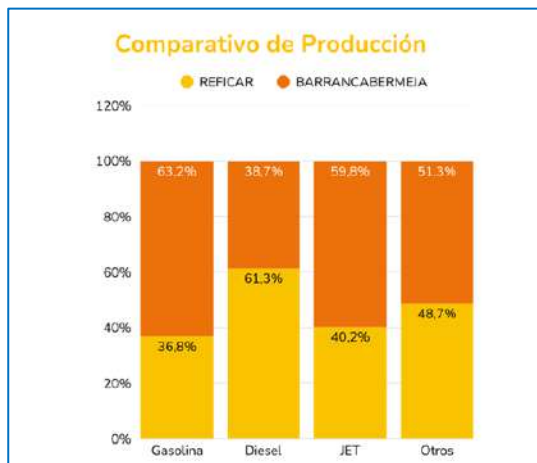


Fuente: Elaborado MME - Grupo Combustibles Líquidos - Tomado del PIACL 2025-2040





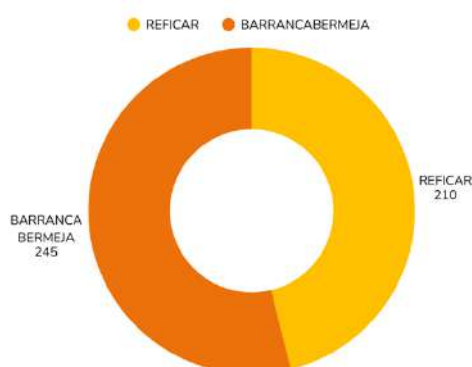
Gráfica 23. Comparativo de Producción



Fuente: Elaborado MME - Grupo Combustibles Líquidos - Tomado del PIACL 2025-2040

Colombia continúa fortaleciendo su capacidad de producción de combustibles líquidos a través de sus principales centros de refinación. En particular, la Refinería de Barrancabermeja alcanzó en diciembre de 2025 un récord histórico de procesamiento de aproximadamente 245 mil barriles por día (KBPD), reflejando una mejora significativa en su desempeño operativo y en su aporte al abastecimiento nacional. Sumada a la producción de la Refinería de Cartagena, la capacidad conjunta de refinación del país supera los 455 mil barriles por día (Ver figura 5), contribuyendo de manera determinante a la atención de la demanda interna de combustibles líquidos derivados del petróleo.

Gráfica 24. Carga de crudo y producción por refinería



Fuente: Elaborado MME - Grupo Combustibles Líquidos - Tomado de @EcopetrolMag



Seguimiento al abastecimiento nacional y atención de contingencias

Durante el cuatrienio se realizó seguimiento permanente a las condiciones de abastecimiento de combustibles líquidos en el territorio nacional, monitoreando variables asociadas a producción, importaciones, refinación, transporte, almacenamiento y distribución.

Así mismo, se efectuó el análisis y atención de eventos que generaron riesgos para la continuidad del suministro (Ver tabla 1) incluyendo situaciones de orden público, restricciones de movilidad, afectaciones a corredores logísticos, condiciones climáticas e incidentes operativos en infraestructura estratégica. Estas acciones permitieron adoptar medidas oportunas para mitigar riesgos de desabastecimiento y garantizar la prestación continua del servicio.

Para garantizar el abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo (CLDP) en situaciones de contingencia, la Dirección de Hidrocarburos se habilitaron diferentes esquemas con la operación de entregas:

Tabla 96. Eventos que generaron riesgos para la continuidad del suministro

Fecha	Descripción del evento	Ubicación	Plan de acción
ene-23	Desplazamiento de bancada Vía Popayán - Nariño	Vereda el Chontaduro	. Habilidadación Buenaventura-Tumaco, vía marítima. . Habilidadación ruta Neiva-Mocoa-La Hormiga-Lago grio-Tulcán-Quito- Pasto, vía terrestre. . Neiva-Sibundoy-Mocoa-Pasto, vía terrestre. . Barranquilla-Tumaco, vía marítima. . Buenaventura Tumaco. Cabotajes. . Trasiego de GLP mediante tubería. Facilidad en sitio.
ago-25	Por incumplimiento del PDA Nariño, Se restringe el abastecimiento	Nariño	. Se habilita transporte de combustible ruta Yumbo - Tumaco.
sep-25	Se presentan bloqueos en planta Apiay y derrumbe impide abastecimiento de B100	Villavicencio	. Se autoriza temporalmente el despacho desde pozos colorados sin el componente Bio, los mayoristas mezclaban en sus plantas.





Fecha	Descripción del evento	Ubicación	Plan de acción
dic-25	Desabastecimiento por dificultades de navegabilidad río Guaviare	Puerto Inírida	. Se activa transporte aéreo de electrocombustible por crisis eléctrica
ene-26	Desabastecimiento por bajo nivel fluvial	Puerto Carreño	. Se activa transporte aéreo de electrocombustible por crisis eléctrica
ene-26	Desabastecimiento por dificultades de navegabilidad río Guaviare	Mitú (Vaupés)	. Activar un puente aéreo para transportar combustible y evitar afectaciones en la generación de energía y el abastecimiento local.
feb-26	grave crisis de movilidad ocasionada por la ola invernal, la cual ha provocado el colapso de la infraestructura vial en la conexión Cartagena – Montería – San Juan de Urabá,	San Juan de Urabá	. Se habilita planta virtual para despacho desde el departamento de Antioquia.
may-26	Por disturbios y terrorismo en la vía panamericana Popayan - Pasto	Nariño	Se habilita temporalmente esquemas de contingencias para cubrir demanda.

Fuente: Elaborado MME - Grupo Combustibles Líquidos, 2026.

Seguimiento y control a agentes de la cadena de distribución

Con el fin de fortalecer la confiabilidad del sistema de abastecimiento y verificar el cumplimiento de la normativa vigente, se realizaron visitas técnicas a plantas de abastecimiento, almacenadores, distribuidores mayoristas y demás agentes de la cadena de combustibles líquidos.

Estas actividades permitieron verificar condiciones operativas, infraestructura de almacenamiento, cumplimiento de requisitos regulatorios, seguridad industrial y capacidad logística de los agentes, contribuyendo a la mejora continua de las condiciones de abastecimiento y a la identificación temprana de riesgos para el suministro nacional.

A continuación, se relacionan los agentes habilitados y activos (Ver tabla 2) en el Sistema de Información de Combustibles Líquidos, Sicom:





Tabla 97. Agentes habilitados y activos

Agentes	Habilitados
Productores	17
Refinadores	16
Importadores	26
Mayoristas CL	23
Mayoristas QI	17
Almacenadores	131
EDS Aviación	136
EDS Marítima	42
Grandes Consumidores	273

Fuente: Elaborado MME - Grupo Combustibles Líquidos - Datos SICOM, 2026.

Planes de Abastecimiento en Zona de Frontera

Durante la vigencia del presente cuatrienio, los planes de abastecimiento para las zonas de frontera cumplieron un rol importante en la distribución de los combustibles que marcaron la pauta en los territorios. Estos cambios obedecieron a modificaciones en la infraestructura del sistema de distribución.

Cabe resaltar como hito importante la inclusión del departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina como zona de frontera, mediante el Decreto 931 del 7 de junio de 2023.

A continuación, se muestra el listado de habilitantes regulatorios de los planes de abastecimiento (ver tabla 3) que se actualizaron en este cuatrienio:

Tabla 98. Habilitantes regulatorios de los Planes de Abastecimiento

Habilitante regulatorio	Departamento ZDF
Resolución No. 01841 del 06 diciembre 2022	Arauca
Resolución No. 01089 del 10 octubre 2023	Norte de Santander
Resolución No. 01150 del 24 octubre 2023	Vichada
Resolución No. 01746 del 29 diciembre 2023	La Guajira
Resolución No. 00797 del 01 agosto 2024	Cubará - Boyacá
Resolución No. 01853 del 18 diciembre 2024	Nariño
Resolución No. 01917 del 27 diciembre 2024	Guainía

Fuente: Elaborado MME - Grupo Combustibles Líquidos, 2026.



AIE- Proceso de Adhesión de Colombia a la Agencia Internacional de Energía (AIE)

La Dirección de Hidrocarburos participó activamente en el proceso de adhesión de Colombia a la Agencia Internacional de Energía (AIE), atendiendo requerimientos técnicos relacionados con el abastecimiento de combustibles, la confiabilidad del sistema, la atención de contingencias y los almacenamientos estratégicos.

Esta participación permitió evidenciar los avances regulatorios e institucionales del país en materia de seguridad energética, así como fortalecer el intercambio de buenas prácticas internacionales y la alineación de Colombia con estándares internacionales para la gestión de riesgos de abastecimiento y resiliencia energética.

En este cuatrienio, Colombia transitó desde la identificación de brechas estructurales hasta el cumplimiento pleno de los estándares internacionales exigidos por la Agencia Internacional de Energía (AIE).

El resultado final fue la invitación a convertirse en miembro pleno, lo cual reflejó una gestión técnica rigurosa, una articulación institucional efectiva y un compromiso estratégico con la seguridad energética y la cooperación internacional.

A continuación, se detallan en la Imagen 1 los hitos cumplidos en el camino hacia la adhesión de Colombia a la AIE:

Imagen 21. Hitos proceso adhesión



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

Durante el año 2025, el Gobierno nacional consolidó avances sustantivos en el proceso de adhesión a la Agencia Internacional de Energía (AIE), logrando culminar satisfactoriamente la etapa de evaluación técnica. La gestión interinstitucional se



enfocó en la finalización, ajuste y validación de los principales instrumentos exigidos por la Agencia, particularmente el Programa de Restricción de la Demanda (PRD) y el Manual de Respuesta a Emergencias en el suministro de hidrocarburos.

El proceso alcanzó su punto más relevante con la defensa exitosa del Emergency and Security Review (ESR) el 20 de noviembre de 2025 en París, en donde el Comité de Cuestiones de Emergencia confirmó que Colombia cumplía con los requisitos de membresía.

El equipo evaluador concluyó que:

- Colombia cumplió con los requisitos de membresía de la Agencia Internacional de Energía (AIE).
- Contaba con un marco legal adecuado para la gestión de emergencias.
- Poseía capacidad efectiva para implementar medidas de restricción de demanda.
- Había desarrollado instrumentos técnicos robustos y coherentes.
- Asimismo, se reconoció el compromiso del país con el fortalecimiento progresivo de su seguridad energética.

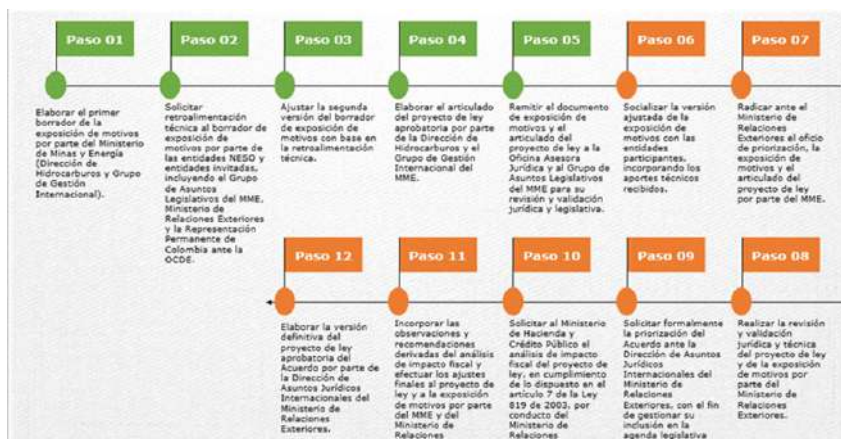
Como resultado de estos avances, en febrero de 2026, durante la Reunión Ministerial de la Agencia Internacional de Energía (AIE) (*Ver imagen 1*), los países miembros invitaron por unanimidad a Colombia a convertirse en el 33.º país miembro de la Agencia, marcando un hito en su participación en la gobernanza energética global.

Tras la invitación oficial a Colombia para convertirse en el 33.º país miembro de la Agencia Internacional de Energía, el país inició la fase interna de ratificación del Acuerdo sobre un Programa Internacional de Energía, enmendado el 14 de noviembre de 2024, instrumento constitutivo que regula los derechos y obligaciones de los Estados miembros de la Organización.

Con el fin de culminar el proceso de adhesión y perfeccionar el vínculo jurídico internacional, el Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con las entidades competentes, ha definido la siguiente hoja de ruta para la aprobación y ratificación del Acuerdo, como se muestra a continuación en las imágenes 2 y 3:

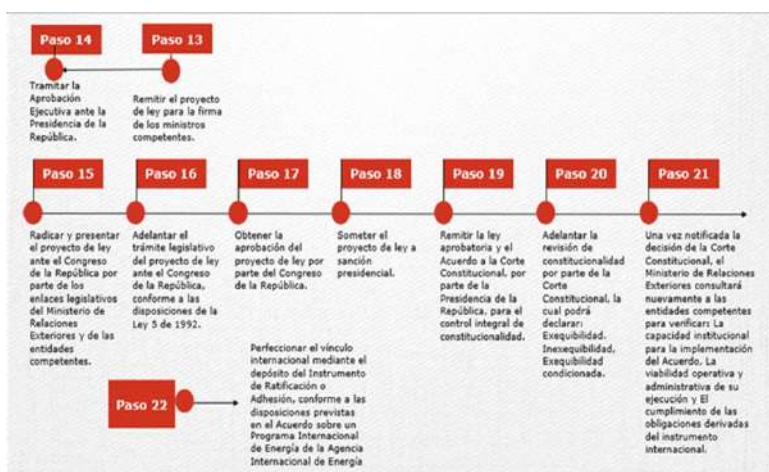


Imagen 22. Pasos Adhesión, hoja de ruta



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

Imagen 23. Pasos Adhesión, hoja de ruta



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026

Actividades ejecutadas

- Elaborar del primer borrador de la exposición de motivos por parte de la Dirección de Hidrocarburos y el Grupo de Gestión Internacional del Ministerio de Minas y Energía.
- Solicitar de retroalimentación técnica al borrador de exposición de motivos por parte de las entidades de la Comisión NESO y demás entidades participantes, incluyendo el Grupo de Asuntos Legislativos del Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Relaciones Exteriores y la Representación Permanente de



Colombia ante la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).

- Ajustar la segunda versión del borrador de exposición de motivos con base en la retroalimentación técnica.
- Elaborar el articulado del proyecto de ley aprobatoria por parte de la Dirección de Hidrocarburos y el Grupo de Gestión Internacional del Ministerio de Minas y Energía.
- Remitir el documento de la exposición de motivos y del articulado del proyecto de ley a la Oficina Asesora Jurídica y al Grupo de Asuntos Legislativos del Ministerio de Minas y Energía para su revisión y validación jurídica y legislativa.

Actividades en curso

- Socializar la versión ajustada de la exposición de motivos con las entidades participantes e incorporación de los aportes técnicos recibidos

Actividades pendientes

- Radicar ante el Ministerio de Relaciones Exteriores el oficio de priorización, la exposición de motivos y el articulado del proyecto de ley por parte del Ministerio de Minas y Energía.
- Realizar la revisión y validación jurídica y técnica del proyecto de ley y de la exposición de motivos por parte del Ministerio de Relaciones Exteriores.
- Solicitar la priorización del Acuerdo ante la Dirección de Asuntos Jurídicos Internacionales del Ministerio de Relaciones Exteriores para su inclusión en la agenda legislativa correspondiente.
- Solicitar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público del análisis de impacto fiscal del proyecto de ley, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 7 de la Ley 819 de 2003, por conducto del Ministerio de Relaciones Exteriores.
- Incorporar las observaciones y recomendaciones derivadas del análisis de impacto fiscal y efectuar los ajustes finales al proyecto de ley y a la exposición de motivos por parte del MME y del Ministerio de Relaciones Exteriores.
- Elaborar la versión definitiva del proyecto de ley aprobatoria del Acuerdo por parte de la Dirección de Asuntos Jurídicos Internacionales del Ministerio de Relaciones Exteriores.
- Remitir el proyecto de ley para la firma de los ministros competentes.





- Tramitar la Aprobación Ejecutiva ante la Presidencia de la República.
- Radicar y presentar el proyecto de ley ante el Congreso de la República por parte de los enlaces legislativos del Ministerio de Relaciones Exteriores y de las entidades competentes.
- Adelantar el trámite legislativo del proyecto de ley ante el Congreso de la República conforme a las disposiciones de la Ley 5 de 1992.
- Obtener la aprobación del proyecto de ley por parte del Congreso de la República.
- Someter el proyecto de ley a sanción Presidencial.
- Remitir la ley aprobatoria y el Acuerdo a la Corte Constitucional, por parte de la Presidencia de la República, para el control integral de constitucionalidad.
- Adelantar la revisión de constitucionalidad por parte de la Corte Constitucional, la cual podrá declarar: Exequibilidad. Inexequibilidad, Exequibilidad condicionada.
- Una vez notificada la decisión de la Corte Constitucional, el Ministerio de Relaciones Exteriores consultará nuevamente a las entidades competentes para verificar: La capacidad institucional para la implementación del Acuerdo, La viabilidad operativa y administrativa de su ejecución y El cumplimiento de las obligaciones derivadas del instrumento internacional.
- Perfeccionar el vínculo internacional mediante el depósito del Instrumento de Ratificación o Adhesión, conforme a las disposiciones previstas en el Acuerdo sobre un Programa Internacional de Energía de la Agencia Internacional de Energía.

Impuesto de Transporte por Oleoductos y Gasoductos

En atención a la solicitud de información relacionada con el Impuesto de Transporte de Hidrocarburos y demás Combustibles por Oleoductos y Gasoductos, nos permitimos informar que el Grupo de Transporte de Hidrocarburos y Demás Combustibles efectuó la liquidación del impuesto y expidió las respectivas órdenes de pago a los operadores y transportadores. Con base en dichas liquidaciones, los obligados realizaron los pagos correspondientes a los municipios beneficiarios, en cumplimiento de la normatividad vigente.

Durante el período comprendido entre las vigencias 2022 y 2025, se liquidó y pagó un valor total de \$1.232.270.972.145,04, distribuido así:





- Vigencia 2022: \$277.599.883.051,06
- Vigencia 2023: \$302.550.922.469,75
- Vigencia 2024: \$306.423.312.803,14
- Vigencia 2025: \$345.696.853.821,09

Los mayores aportantes corresponden a los operadores de infraestructura de transporte de hidrocarburos y gas, destacándose Oleoducto Central S.A. (OCENSA), Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S., Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. y Promigas S.A. E.S.P., entre otros.

De acuerdo con la información reportada, los pagos han sido efectuados de manera adecuada por parte de los operadores a los municipios beneficiarios, conforme a las liquidaciones correspondientes para cada vigencia.

Se adjunta el detalle de las liquidaciones por operador y por vigencia para su conocimiento y fines pertinentes.

Tabla 99. Impuesto de transporte pagado a los municipios vigencia 2025 (cifras en millones de pesos)

IMPUESTO DE TRANSPORTE PAGADO A LOS MUNICIPIOS VIGENCIA 2025					
Operador/ transportador	Valor Liquidado 2022	Valor Liquidado 2023	Valor Liquidado 2024	Valor Liquidado 2025	TOTAL VIGENCIA 2022 2025
COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO	53,38	51,46	45,55	44,09	194,49
CENIT TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S.	63.935,78	68.060,35	71.318,28	75.382,16	278.696,58
ECOPETROL S.A.	7.156,67	6.755,60	6.757,48	6.511,84	27.181,59
FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP. SUCURSAL COLOMBIA	550,25	597,25	369,01	736,61	2.253,12
AMERISUR EXPLORACION COLOMBIA LIMITADA	51,00	65,79	40,58	12,04	169,41
GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	1.050,17	1.189,07	1.137,87	950,91	4.328,02
GRAN TIERRA	27,38	19,06	12,01	\$	58,44
HOCOL S.A.	8.243,04	8.757,78	8.250,61	8.112,51	33.363,93





IMPUESTO DE TRANSPORTE PAGADO A LOS MUNICIPIOS VIGENCIA 2025					
Operador/ transportador	Valor Liquidado 2022	Valor Liquidado 2023	Valor Liquidado 2024	Valor Liquidado 2025	TOTAL VIGENCIA 2022 2025
OLEODUCTO CENTRAL S.A.	79.802,16	85.135,54	82.006,86	\$	354.698,54
OLEODUCTO DE COLOMBIA S.A.	13.342,68	13.202,74	12.665,93	13.047,63	52.258,99
OLEODUCTO BICENTENARIO DE COLOMBIA SAS	1.650,55	3.082,86	\$	\$	4.733,41
OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES S.A.	21.189,98	26.160,71	25.415,95	26.400,07	99.166,72
SIERRACOL ENERGY ARAUCA LLC	321,88	312,44	359,68	324,88	1.318,88
PAREX RESOURCES COLOMBIA AG SUCURSAL	52,75	126,58	127,15	88,87	395,34
PERENCO COLOMBIA LIMITED	187,65	247,58	297,19	39,89	772,31
CERRO MATOSO S.A.	151,72	168,58	185,44	202,29	708,02
COINOGAS S.A. E.S.P.	65,05	72,28	79,51	86,74	303,57
PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A E.S.P.	1.421,25	1.579,17	1.737,08	1.895,00	6.632,50
PROMIGAS S.A. E.S.P.	28.864,69	32.072,99	35.279,62	38.486,25	134.703,55
PROMIORIENTE S.A. E.S.P.	7.616,43	8.462,70	9.308,97	10.155,24	35.543,34
TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. ESP	35.931,45	39.923,84	43.916,22	47.908,60	167.680,11
TRANSMETANO S.A. E.S.P.	5.578,25	6.198,05	6.817,86	7.437,66	26.031,82
TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P	84,94	94,38	103,81	113,25	396,38
MANSAROVAR	270,80	214,13	190,65	6,33	681,92
TOTAL					1.232.270,97

Fuente: Grupo de Transportes Dirección de Hidrocarburos, MME, 2026.

3.4 Nuevos energéticos: Electromovilidad

La movilidad eléctrica busca la electrificación de los modos de transporte que usan tecnologías de combustión interna, para transitar hacia una movilidad sostenible. En este eje estratégico se avanza con la implementación de comunidades energéticas para





la movilidad que fomenten las economías productivas, apoyen las economías populares y promuevan la reconversión laboral, en especial en zonas dependientes de la minería y los hidrocarburos.

Asimismo, se busca formular política pública para acelerar la estandarización y el despliegue de la infraestructura de carga eléctrica y acompañar el desarrollo e implementación de proyectos de electrolineras, así como de estaciones de carga eléctrica, contribuir al desarrollo productivo, e impulsar la cadena de valor de la movilidad eléctrica.

De este modo, la movilidad eléctrica se propone la transformación del transporte desde la comprensión de las condiciones de infraestructura en los territorios, y se posiciona como un habilitante de la movilidad urbana, para servicios de salud, educación, trabajo, entre otros.

En consecuencia, la movilidad eléctrica contribuye a disminuir la pobreza energética y la pobreza multidimensional mediante la energización de territorios y el impacto positivo que trae para las comunidades, el transporte y la productividad.

En síntesis, los proyectos que se despliegan de la movilidad eléctrica favorecen la economía del país, promueven la descarbonización del sector de transporte al sustituir la demanda de líquidos fósiles (gasolina y diésel) por energéticos limpios (energía eléctrica, solar o hídrica) favoreciendo la disminución de las emisiones de gases invernadero. Asimismo, permite la competencia e introducción de nuevos actores en temas de movilidad y generación y comercialización de energía, y se promueve la eficiencia energética del sector transporte, toda vez que los vehículos recorren más kilómetros por menos unidades energéticas, en comparación con la gasolina.

Principales iniciativas de movilidad eléctrica han sido enmarcadas en tres principales frentes de acción: proyectos, políticas y habilitadores regulatorios y desarrollo de capacidades:

Proyectos ejecutados o en ejecución

Implementación del proyecto de comunidades energéticas basadas en fuentes hídricas: E-turbinas.



Se avanza con el proyecto Movimiento Pacífico: Comunidades Energéticas para la movilidad eléctrica, sostenible, fortalecimiento de las economías populares, productividad y competitividad del Río San Juan (Chocó) y el Río Raposo (Valle), cuyo objetivo es implementar micro centrales hidroeléctricas de 30 kW c/u con alcance de 80 a 100 hogares, con uso de energía para productividad (pesca, potencial turismo y/o energía limpia para la minería). Este proyecto impulsa la competitividad a través de la reducción de los costos del transporte y disminución de uso y compra de gasolina; mayor cobertura para temas de movilidad (transporte de pasajeros, escolar, economías populares, otros servicios). Se planea la georreferenciación de las micro centrales como se muestra en la imagen 25.

Imagen 25. Georreferenciación de micro centrales



Fuente: Ministerio de Minas y energía, 2024.

De esta manera, se ha trabajado en estructuración de la Ruta Energética Fluvial con 140 km en el río San Juan para embarcaciones de motor eléctrico que contempla el diseño de cuatro estaciones de carga (electrolineras) beneficiando a diferentes municipios de Chocó (Istmina-Bebedó-Negría-Fujiado). Al respecto, se cuenta con la solución de 30 KW de generación de energía a partir de fuentes hídricas para las comunidades. Asimismo, se focalizaron las comunidades en ZNI, de acuerdo con la Resolución 40137 de abril de 2024; logrando la identificaron 28 comunidades con cobertura de solución fluvial eléctrica. En consecuencia, se estructuró la solución energética basada en E-Turbinas de 5KW en arreglos desde tres e-Turbinas o más para las comunidades energéticas basadas en fuentes hídricas. Finalmente, se inició un

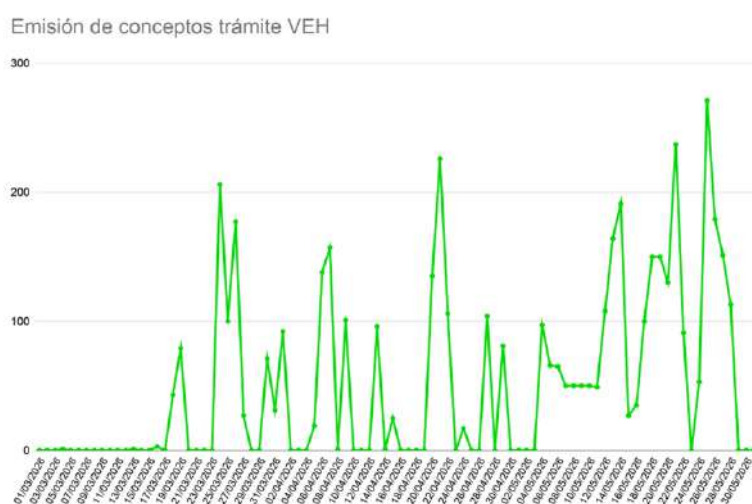


estudio de prefactibilidad del potencial energético hídrico en El Charco, Nariño, para analizar nuevas rutas hídricas navegables.

Desde la Subdirección de Demanda de la UPME se ha avanzado en la consolidación de instrumentos técnico y tecnológicos orientados a acelerar la transición hacia la movilidad sostenible en el país. En este periodo, se consolidó la incorporación de tecnologías limpias impulsadas por electricidad almacenada en baterías de litio dentro de los ejercicios de planeación energética y de demanda, articulando además el uso de bioenergéticos avanzados mediante planes indicativos regionales. Como parte de este proceso, se encuentra en fase de desarrollo e implementación un aplicativo tecnológico dirigido a la ciudadanía para la consulta interactiva de rendimiento de combustible y etiquetas de eficiencia vehicular. De igual manera, culminó estudios técnicos sectoriales relacionados con estándares de eficiencia energética y etiquetado vehicular para motocicletas y transporte de carga.

Se avanzó en la modernización de trámites mediante la implementación de herramientas de inteligencia artificial y procesos de autogestión digital, logrando la emisión ágil de más de 5.500 Certificados en el trámite denominado “Muévete Eléctrico”, desde el 01 de marzo de 2026 al corte del 31 de mayo de 2026, como se observa en la gráfica:

Gráfica 25. Emisión de conceptos trámite VEH



Fuente: UPME, 2026.



Gráfica 26. Certificados acumulados 2026 VEH



Fuente: UPME, 2026.

De acuerdo con los avances identificados en el marco de la actualización del PAI-PROURE 2026-2035 en materia de electromovilidad, se continúa la promoción de procesos de electrificación en el transporte carretero en las categorías de vehículos particulares, pasajeros y en alguna medida transporte de carga. En general, es clave impulsar corredores energéticos, esquemas para la aceleración del despliegue de infraestructura de recarga, con un énfasis particular en generar corredores energéticos estratégicos para transporte de carga, abastecimiento de combustibles de bajas emisiones, plataformas digitales de gestión logística y mecanismos de respuesta de la demanda. Mientras que, para las demás categorías, se identifica además de la infraestructura de recarga, en sí misma, la adecuación urbanística, encontrando respuestas anticipadas en los nuevos requerimientos para los sistemas eléctricos locales.

Adicionalmente, se identifican como habilitadores adicionales los esquemas de etiquetado, tecnologías de conducción inteligente y digitalización. Estas medidas, sumadas a otras señales regulatorias, permiten que se capturen los efectos de la electrificación en procesos de respuesta de la demanda, diseñando mecanismos para que los procesos de electrificación continúen su masificación con un papel activo del usuario como agente activo del sistema energético.

Por otra parte, desde una perspectiva de planeación energética a largo plazo, dentro del Plan Energético Nacional se tuvo en cuenta el crecimiento de la flota vehicular





eléctrica especialmente en la categoría de vehículos ligeros. Por esto, el Plan Energético Nacional adopta la electromovilidad como una de las medidas centrales de descarbonización del sector transporte. En el segmento liviano, Colombia acumula una década de crecimiento sostenido en adopción de vehículos eléctricos, con ventas de BEV que pasaron de 165 unidades en 2015 a 5.210 en 2025, y con híbridos eléctricos que alcanzaron 9.676 unidades ese mismo año, consolidando una participación del 18% en las ventas anuales de ese segmento, aunque la electricidad aún representa el 0,1% del consumo energético total del sector. Esta medida se propone como una entrada paulatina con una velocidad de adopción baja hasta 2030 y una aceleración sostenida a partir de 2031. En el escenario de Políticas Anunciadas la electricidad alcanzaría el 26% de la matriz energética del transporte carretero en 2055. En el escenario de Carbono Neutralidad esa participación escalaría hasta el 95% del modo carretero, reduciendo el consumo total del sector a 465 PJ, la mitad de lo que demandaría el sector bajo una trayectoria tecnológica conservadora.

En transporte férreo y fluvial, se recomienda fortalecer la planificación e inversión en infraestructura férrea y fluvial como estrategia estructural de eficiencia energética nacional, dado que el cambio modal representa una de las intervenciones con mayor potencial de reducción de consumo energético y emisiones en el largo plazo.

Como retos estratégicos, la Subdirección de Demanda identifica la necesidad de promover la creación, adopción y masificación de estándares técnicos y esquemas de etiquetado para vehículos de carga pesada y motocicletas. Igualmente, se requiere avanzar en el despliegue masivo del aplicativo digital para usuarios finales y garantizar que el desarrollo de la infraestructura de recarga evolucione de manera coordinada con las proyecciones de demanda energética.

Primera estación de carga compartida de vehículos eléctricos en Mingueo, La Guajira

Con el propósito de tener un mayor despliegue de infraestructura de carga, se inauguró la primera estación de carga compartida de vehículos eléctricos en Mingueo, Guajira (abril de 2024).

El proyecto, que hace parte de un piloto tiene como objetivo la adopción de vehículos eléctricos para el trabajo en ambientes rurales, la descarbonización del sector





transporte y el fomento de economías populares, mediante la reconversión laboral y productiva de la comunidad.

Esta iniciativa ejecutada por la ONG Polen Transiciones Justas, financiada por la Fundación Rockefeller bajo el fondo LEAP Fund, con el respaldo de Minenergía, tuvo la participación de la Junta de Acción Comunal del Barrio San Martín (Mingueo), quienes cedieron el predio, contribuyeron con la construcción de la electrolinera e instalación de 12 paneles solares de 555Wp cada uno - 6,6kwp, 7 baterías de litio de 3500Wh para un total de 24.5kwh de energía.

Mingueo, fue seleccionada para llevar a cabo este piloto teniendo en cuenta su vocación minera, que además tiene con un alto potencial energético solar, su entorno rural y sus restricciones en el transporte urbano e interurbano.

Ruta de la Energía Bogotá - Cali

En el marco de la COP16 en Colombia, el Ministerio de Minas y Energía (Minenergía), lideró la Ruta de la Energía, una iniciativa que recorrió más de 460 kms desde Bogotá hasta Cali en vehículos eléctricos e híbridos enchufables, destacando el avance de la electromovilidad en Colombia. Esta travesía alcanzó el imponente Alto de la Línea a 3.323 metros sobre el nivel del mar, demostrando la capacidad de los vehículos eléctricos en terrenos montañosos y su contribución al cuidado ambiental.

La Ruta de la Energía evitó el uso de más de 333 litros de combustibles fósiles, logrando un ahorro superior al 75% en consumo energético, lo que representa una reducción de aproximadamente 865 kg de CO₂, reforzando así, el compromiso del Gobierno del Cambio con la sostenibilidad y la Transición Energética Justa.

Durante el recorrido se inauguraron dos (2) estaciones de carga, la primera estación de carga eléctrica entre la Línea- Cajamarca y la segunda en la vía Valle-Buga en la ruta 40 (Bogotá-Cali, 460 kms), en alianza con la Confederación de Distribuidores Minoristas de Combustibles y Energéticos (COMCE), con el fin de generar la sustitución de dos estaciones de energía que actualmente son de gasolina por espacios que presten servicios de carga de energía a vehículos eléctricos, por medio de energéticos estratégicos (energía solar).





Regulación de tarifas asociadas a la prestación del servicio de carga para vehículos eléctricos

La falta de tarifas eléctricas reguladas que contemplen las necesidades para el servicio de carga de vehículos eléctricos en Colombia representa una barrera de mercado y financiera significativa para el despliegue de la infraestructura de recarga. Esta situación plantea varios desafíos que podrían afectar tanto a los usuarios privados, como a los operadores de servicios de carga y posibles inversionistas que quieran entrar en el mercado asociado a la carga de vehículos eléctricos. Es por esto, que se ejecutó un estudio sobre el marco regulatorio sobre una estructura tarifaria para la carga de vehículos eléctricos, con apoyo de Deloitte y Banco Mundial. La consultoría tuvo como objetivo analizar la viabilidad técnica y evaluar la estructura tarifaria para la infraestructura de carga de vehículos eléctricos (EV) de acceso público en Colombia. La evaluación y el análisis de un modelo tarifario para la carga de EV permitió identificar los cambios regulatorios necesarios para promover un sistema de tarifas que fomente la electrificación vehicular de manera sostenible, accesible y rentable, los cuales fueron incorporados en la Resolución 40559 de 2025.

Estandarización de conectores para la carga de vehículos eléctricos

La falta de regulación sobre la estandarización de los conectores que llevan instalados los vehículos eléctricos en Colombia, representa una barrera técnica significativa para el despliegue a gran escala de la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos en el país. Esta problemática se deriva de la falta de uniformidad en los tipos y especificaciones de los cargadores utilizados por diferentes fabricantes de los vehículos.

De esta manera, se ejecutó un estudio sobre la evaluación de la estandarización de conector para vehículos eléctricos e híbridos enchufables en estaciones de carga de acceso público, con apoyo de Ricardo Energy, Greenbee y Banco Mundial, el cual tuvo como objetivo proporcionar recomendaciones sobre el proceso de regulación y estandarización de los conectores de vehículos eléctricos en los sistemas de transporte masivo de pasajeros, así como la actualización de los estándares de los vehículos eléctricos ligeros privados, en el marco de la Resolución 40223 de 2021. Estas recomendaciones fueron incorporadas en la Resolución 40559 de 2025.





Cooperación Triangular Trans-Cero Regulación Electromovilidad

En la región LATAM el transporte terrestre es uno de los sectores que más aporta al cambio climático. Por lo tanto, es un sector prioritario para descarbonizar. En la actualidad ya existen experiencias positivas en la adopción de sistemas de transporte cero emisiones, como la incorporación de buses eléctricos a los sistemas de transporte público de algunas metrópolis de LATAM. Sin embargo, todavía existen importantes barreras en la adopción de sistemas cero emisiones, una de ellas es la falta de regulaciones. Las regulaciones son una pieza clave del rompecabezas para un adecuado ecosistema para la adopción de nuevas tecnologías de manera acelerada en la región.

Entendiendo la importancia de las regulaciones para acelerar la masificación de nuevas tecnologías, un desafío aún mayor es homogenizar las regulaciones a un nivel regional, así impulsar las industrias de cada país y dinamizar la comercialización dentro de la región, además de generar mejores condiciones de mercado, asegurar la introducción de tecnología de calidad o que un vehículo eléctrico pueda desplazarse entre países con la seguridad de poder recargar en la vía pública. Colombia, México y Perú, por medio de una cooperación triangular busca fortalecer las capacidades de sus ministerios en el desarrollo de regulaciones y estándares, así como la adopción de tecnologías cero emisiones en el transporte terrestre, y mira a Chile como referente regional por su liderazgo en la implementación de regulaciones y operación de proyectos, como las desarrolladas en infraestructura de carga, transporte público en buses y taxis eléctricos, entre otros, lideradas por sus ministerios de transporte y energía. Es por esto, que se está ejecutando una cooperación triangular entre CHILE, COLOMBIA, MÉXICO y PERÚ para promover un transporte cero emisiones - CTR TRANSCERO, con apoyo de GIZ.

Ruta E- Proyecto piloto Bogotá -Cartagena

Reconociendo la urgente necesidad de descarbonizar el transporte de carga en Colombia y la importancia estratégica del corredor Bogotá–Cartagena como eje económico del país, a través del cual se transporta alrededor del 22% de la carga en carretera, y convencidos de que la transición hacia vehículos de cero emisiones en el transporte de carga representa una oportunidad competitiva para las empresas colombianas y una estrategia directa para alcanzar los objetivos climáticos en consonancia con las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC), conjuntamente el Ministerio de Transporte con el Ministerio de Minas y Energía de





Colombia, con CALSTART/Drive to Zero (ONG creada para la descarbonización del transporte de carga) el y el respaldo de socios técnicos como el ICCT y Logyca. Se encuentran desarrollando un proyecto piloto para este primer corredor de transporte de carga de cero emisiones netas para el 2050 de Colombia, que sea una ruta limpia y eficiente para lo cual se requiere unir esfuerzos para gestionare impulsar la implementación y ampliación de la red de infraestructura de carga y el tránsito de camiones eléctricos de carga a lo largo del corredor. Con una meta intermedia para que en el periodo 2030 - 2035, el proyecto permita sobrepasar la implementación de 1.000 camiones eléctricos a lo largo del corredor. Se prevé que los primeros camiones eléctricos y cargadores entren en operación en el último trimestre de 2026.

Estándar de eficiencia energética para vehículos livianos nuevos

Se está ejecutando un proyecto para establecer estándares de eficiencia energética en vehículos livianos nuevos, en el marco del proyecto IMPROVE (abreviatura de Introducing Measures, Pathways and Roadmaps for Optimizing Vehicle Efficiency and Electrification), que aborda uno de los principales retos de la movilidad de nuestro tiempo: la necesidad de acelerar el abandono de los motores de combustión interna, la transición a los vehículos eléctricos y el aumento de la eficiencia energética, que permita aumentar el rendimiento promedio de los vehículos del país, es decir que, por cada kilómetro recorrido, los vehículos consuman menos energía, y de esta manera los países de reciente industrialización y en vías de desarrollo reduzcan las emisiones medias de gases de efecto invernadero de los vehículos nuevos para 2030 en comparación con un escenario de referencia y contribuyan así al Acuerdo de París.

La consultoría tiene como objetivo establecer la metodología para definir un estándar de eficiencia energética para vehículos livianos nuevos en Colombia, así como realizar acompañamiento en el relacionamiento con los actores de interés y evaluar el impacto en el mercado de establecer esta política.

Con los resultados de la consultoría se avanzará en la expedición de un Reglamento Técnico que establezca las condiciones para mejorar la eficiencia energética del parque vehicular liviano nuevo que ingrese o se ensamble en el país.

Electromovilidad para vehículos de 2 y 3 ruedas y lanchas





Entre otras acciones se señala la implementación de proyectos de electromovilidad para diversos modos de transporte: E-movilidad (e-lanchas, e-bicis, e-tricis, e-motos, y variaciones). Su objetivo es electrificar vehículos de dos y tres ruedas, siendo una solución modular, que combina tanto generación de diferentes tipos (fuente fotovoltaica o generación a partir de fuentes hídricas) como vehículos de diferentes tipos (combinación desde la movilidad eléctrica). Se focaliza la territorialización de la estrategia para impactar población que ejerce economías populares, fomentar economías productivas y descarbonizar, mejorar la eficiencia del transporte, competitividad y fomenta el turismo. Así, en Mingueo, Guajira, se entregaron cinco e-motos en el marco de la inauguración de la primera estación de carga eléctrica de la zona (abril 2024). También, se entregó, junto a FENOGE, el primer "tuc-tuc" eléctrico en la ciudad, con el objetivo de incentivar la movilidad sostenible y promover el turismo responsable. Esta iniciativa apoya la masificación del uso de vehículos de cero emisiones en transporte terrestre de pasajeros.

Para la implementación de proyectos de electromovilidad, se ha trabajado con E-bicis, formulando el documento de conceptualización del programa para sustitución (ascenso tecnológico) de bicicletas de motor de combustión interna por bicicletas eléctricas. También, se generó el documento de estructuración técnica para vehículos de dos y tres ruedas y estaciones de carga para el desarrollo del programa para ascenso tecnológico de vehículos livianos. El documento se envió como propuesta para temas de cooperación internacional: 10 estaciones de carga y 4MCH.

La implementación de proyectos de navegabilidad eléctrica en los canales de Cartagena. Su objetivo es habilitar el uso de transporte urbano acuático en los canales internos navegables de la ciudad de Cartagena. Es una iniciativa que se desarrolla en conjunto con la Alcaldía Local, la Empresa de Desarrollo Urbano de Cartagena, Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, y Ministerio de Transporte. Desde el Ministerio de Minas y Energía, se realizará asistencia técnica y se proveerán los motores eléctricos del piloto del proyecto.

Formulación de la política pública para acelerar la estandarización y el despliegue de la infraestructura de carga eléctrica: Infraestructura de carga.

Estrategia Nacional de Infraestructura de Carga: En cooperación con el Banco Mundial y Deloitte, se desarrolló la Estrategia Nacional para la Infraestructura de Carga de





Vehículos Eléctricos^[1], una hoja de ruta clave para acelerar la transición hacia la movilidad eléctrica en el país. Esta estrategia incluyó cinco (5) capítulos.

- Capítulo 1. Evaluación de la viabilidad técnica y económica del despliegue de infraestructuras de carga
- Capítulo 2. Modelos de negocio para infraestructura de carga
- Capítulo 3. Mecanismos financieros para apoyar la infraestructura de movilidad eléctrica en Colombia
- Capítulo 4. Trasladar las mejores prácticas internacionales de despliegue de infraestructuras a Colombia
- Capítulo 5. Guía completa para la transición de estaciones de servicio a estaciones de energía.

Con esta estrategia se proporciona una planificación integral y coordinada a nivel nacional, evitando desarrollos aislados e ineficientes. A futuro, su implementación permitirá escalar el uso de vehículos eléctricos, reducir las emisiones del sector transporte, generar empleo en sectores verdes e integrar energías renovables a la infraestructura de carga.

Plataforma para el registro de puntos de carga CargaME

Se desarrolló y consolidó una plataforma denominada CargaME para el registro de puntos de carga de vehículos eléctricos, que permita brindar información al usuario final y al Ministerio de Minas y Energía en el avance del despliegue de cargadores de acceso público para vehículos eléctricos.

CargaME se ha desarrollado en línea con los compromisos adquiridos en la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica, la Ley 1964, el documento CONPES de Crecimiento Verde, la Resolución 40223 del 2021 y la Resolución 40123 de 2024. Nuestro objetivo es mejorar el ecosistema de los vehículos eléctricos y brindar confianza al usuario final sobre la disponibilidad de las estaciones de carga con las que cuenta el país.

Esta plataforma generará más información a los usuarios de vehículos eléctricos e híbridos enchufables, los cuales podrán visualizar en el mapa de Colombia la ubicación de las estaciones de carga. De igual manera podrán identificar la cantidad de cargadores, los tipos de conectores disponibles, potencias, precios de carga, horarios, y el prestador de servicio de carga. También permitirá realizar seguimiento por parte del





Ministerio de Minas y Energía a los Prestadores de servicio de carga en el cumplimiento de las condiciones dispuestas en la resolución 40223 de 2021 y la Resolución 40123 de 2024.

Finalmente, se gestionaron recursos con KFW con el fin de desarrollar una app móvil de Cárgame, y todas las funcionalidades de la plataforma web poderlas tener en la app, de tal manera que se pueda generar una mejor experiencia del usuario. Esta app actualmente se encuentra en desarrollo.

Habilitadores regulatorios para la infraestructura de carga de vehículos eléctricos

Desde el Ministerio de Minas y Energía se ha venido trabajando en generar los habilitadores regulatorios para que el despliegue de infraestructura de carga para vehículos eléctricos en el país se realice de manera segura, ordenada, interoperable, eficiente, accesible y centrada en el usuario final. Es por esto por lo que se han expedido las siguientes resoluciones:

Resolución 40123 de 2024: Esta Resolución regula las estaciones de carga de vehículos eléctricos e híbridos enchufables de acceso público, promoviendo la interoperabilidad, la transparencia en los precios y el acceso sin restricciones para los usuarios.

Asimismo, la Resolución introduce una herramienta digital que permite el seguimiento y monitoreo del despliegue y expansión de las estaciones de carga de acceso público para vehículos eléctricos e híbridos enchufables en el país (<https://cargame.minenergia.gov.co>). Los usuarios podrán identificar las características técnicas y comerciales asociadas a los puntos de carga en todo el territorio colombiano.

Resolución 40559 de 2025: El objetivo es adoptar lineamientos de interoperabilidad para el reporte, gestión y consulta de información operativa de las estaciones de carga de acceso público para vehículos eléctricos e híbridos enchufables.

Esta medida busca fortalecer la movilidad eléctrica en Colombia mediante un sistema de carga estandarizado, transparente y eficiente, que fomente la confianza de los usuarios, la competitividad del mercado y una planeación energética moderna y basada en datos.





Generación de capacidades

- Guía para el desarrollo de estaciones de carga de acceso público

Con el objetivo de fortalecer las capacidades técnicas, regulatorias y operativas asociadas al despliegue de infraestructura de carga para vehículos eléctricos en Colombia, el Ministerio de Minas y Energía desarrolló la *“Guía para el Desarrollo de Estaciones de Carga de Acceso Público de Vehículos Eléctricos en Colombia”*.

El desarrollo de esta guía surge ante la necesidad de brindar orientación clara y estructurada a empresas, inversionistas, operadores de puntos de carga (CPO), prestadores de servicios de movilidad eléctrica, entidades territoriales y demás actores interesados en participar en el ecosistema de movilidad eléctrica del país, considerando el crecimiento progresivo del parque automotor eléctrico y la necesidad de consolidar infraestructura de carga interoperable, segura y accesible.

La guía tiene como propósito principal facilitar la comprensión de los aspectos técnicos, regulatorios, operativos y de planeación que deben considerarse para el desarrollo, instalación, habilitación y operación de estaciones de carga de acceso público. Asimismo, busca promover buenas prácticas para la implementación de infraestructura de carga alineada con la regulación vigente expedida por el Ministerio de Minas y Energía, incluyendo las disposiciones relacionadas con interoperabilidad, estandarización, acceso abierto, reporte de información y cumplimiento técnico del RETIE.

Dentro de los principales contenidos abordados por la guía se incluyen aspectos asociados a:

- Planeación estratégica y selección de ubicación de estaciones de carga.
- Dimensionamiento preliminar de infraestructura y definición de tecnologías de carga.
- Evaluación de capacidad eléctrica y requerimientos de conexión a la red.
- Diseño técnico y cumplimiento normativo aplicable.
- Habilitación y registro de estaciones de carga en la plataforma CargaME.
- Condiciones de interoperabilidad y reporte de información operativa mediante protocolos abiertos de comunicación.
- Incentivos regulatorios y tributarios aplicables a la infraestructura de carga.





- Micrositio web Movilidad Eléctrica MinEnergía

En el mismo sentido, desde el Ministerio de Minas y Energía se viene trabajando en el desarrollo de un micrositio denominado “Movilidad Eléctrica MinEnergía”, el cual tendrá como objetivo consolidar en un solo espacio información relevante relacionada con movilidad eléctrica en Colombia. Este micrositio busca convertirse en una herramienta de consulta y divulgación dirigida tanto a actores especializados del sector como a ciudadanos interesados en aprender sobre movilidad eléctrica.

La plataforma integrará contenidos asociados a conceptos básicos de movilidad eléctrica, regulación vigente, infraestructura de carga, programas e iniciativas del Gobierno Nacional, proyectos estratégicos, actores del ecosistema, noticias, estadísticas e información técnica de interés, facilitando así el acceso a información centralizada, actualizada y confiable.

Con esta iniciativa se busca fortalecer los procesos de socialización, difusión de conocimiento y apropiación de la movilidad eléctrica en Colombia, promoviendo una mayor articulación entre entidades públicas, sector privado, academia, inversionistas, operadores y usuarios, y generando condiciones habilitantes para acelerar la transición energética y el transporte sostenible en el país.

- Plataforma interoperabilidad infraestructura de carga

En articulación con la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, el Ministerio de Minas y Energía viene adelantando el desarrollo de la plataforma tecnológica de interoperabilidad de infraestructura de carga para vehículos eléctricos, en cumplimiento de la Resolución MME 40559 de 2025.

Esta iniciativa tiene como objetivo habilitar un sistema interoperable para el reporte, gestión y consulta de información operativa de las estaciones de carga de acceso público mediante protocolos abiertos de comunicación, particularmente OCPI 2.2.1, permitiendo el intercambio de información en tiempo real entre operadores de puntos de carga (CPO), proveedores de servicios de movilidad eléctrica (MSP) y entidades del sector energético.

La plataforma permitirá consolidar información relacionada con disponibilidad, ubicación, conectores, potencia, tarifas y estado operativo de las estaciones de carga, fortaleciendo la transparencia, la experiencia del usuario y la planeación energética





nacional. Asimismo, contribuirá al desarrollo de herramientas de análisis, geovisores y APIs de acceso abierto para consulta de información por parte de actores públicos y privados, promoviendo un ecosistema de movilidad eléctrica más confiable, estandarizado y basado en datos.

3.5. Nuevos energéticos: Hidrógeno

Durante el periodo 2022–2026, el Gobierno Nacional consolidó avances estructurales para posicionar a Colombia como uno de los principales referentes de América Latina en el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, mediante la construcción de un marco regulatorio habilitante, el fortalecimiento institucional, la estructuración de instrumentos de gobernanza, el desarrollo de estudios técnicos especializados, la promoción internacional del país como nuevo energético y la activación progresiva del ecosistema de proyectos.

Estos avances han sido liderados desde el Ministerio de Minas y Energía, particularmente a través del Grupo de Energías Alternativas y Sostenibles de la Dirección de Hidrocarburos, en articulación con grupos internos del ministerio como la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales (OARE) y el Grupo de Gestión Internacional, así como con entidades nacionales, organismos multilaterales y cooperación internacional.

Desde la Subdirección de Demanda se han fortalecido las capacidades de planeación, modelación y estructuración técnica del ecosistema del hidrógeno como energético estratégico para la descarbonización del país. En este periodo, el hidrógeno fue incorporado de manera integral dentro de las proyecciones y escenarios del Plan Energético Nacional (PEN 2025-2055), considerando su papel en los distintos sectores económicos y en todas las etapas de su cadena de valor. De forma complementaria, se gestionó el geovisor nacional de proyectos de hidrógeno como herramienta de seguimiento y planeación sectorial.

Adicionalmente, participó activamente en los procesos regulatorios asociados al desarrollo del ecosistema del hidrógeno en Colombia y lideró la construcción de dos acciones CONPES relacionadas con esta política pública, que actualmente está en proceso de revisión para su publicación. Igualmente, actualizó el listado de bienes y





servicios elegibles para incentivos tributarios orientados a proyectos de hidrógeno blanco, verde y azul.

Durante el periodo reportado, la UPME solo ha recibido una solicitud de servicios enfocados a la producción de hidrógeno. Se trata del proyecto AkuaippaHy consiste en el desarrollo de una planta integrada de producción de hidrógeno verde y e-metanol en el departamento de La Guajira (Colombia). El esquema contempla una planta fotovoltaica de 540 MW y un parque eólico de 460 MW, que suministrarán energía eléctrica para la operación de un electrolizador de 413 MW y de una planta de síntesis y destilación de metanol verde, orientada principalmente a la exportación. La energía renovable requerida para el proceso de electrólisis será generada íntegramente por la planta fotovoltaica y el parque eólico. El electrolizador de 413 MW permitirá aprovechar hasta aproximadamente el 89 % de la electricidad total producida. El hidrógeno generado se combinará con CO₂ en una planta de síntesis y destilación para la producción de metanol verde, en un esquema de operación continua 24/7.

Como principal reto estratégico, se identifica la necesidad de fortalecer y adaptar los modelos energéticos institucionales, así como robustecer la infraestructura tecnológica mediante plataformas automatizadas y soluciones basadas en inteligencia artificial, con el fin de mitigar cuellos de botella ante el crecimiento proyectado de solicitudes de proyectos industriales y energéticos de gran escala.

De parte del Servicio Geológico Colombiano, el proyecto denominado hidrógeno blanco en cuencas pericratónicas de oriente, que desarrolla el Servicio Geológico Colombiano con su Dirección de Hidrocarburos, es uno de los proyectos que está orientado al impulso de la transición energética justa. Su objetivo es evaluar el potencial de hidrógeno natural o blanco en la cuenca de Los Llanos Orientales.

Uno de los principales avances a corte del 30 de junio de 2026 es el diseño y consolidación de una metodología de trabajo basada en los sistemas de hidrógeno, concepto adaptado de los sistemas petrolíferos del sector de los hidrocarburos. Esta metodología se ha convertido en una guía estructurada y sistemática para el desarrollo del proyecto. Los resultados obtenidos hasta el momento contribuyen a reducir el grado de incertidumbre en el conocimiento de los potenciales sistemas de hidrógeno de la





cuenca de los Llanos Orientales, permitiendo avanzar hacia etapas de mayor jerarquía en el proceso de evaluación del recurso (H2) en la cuenca.

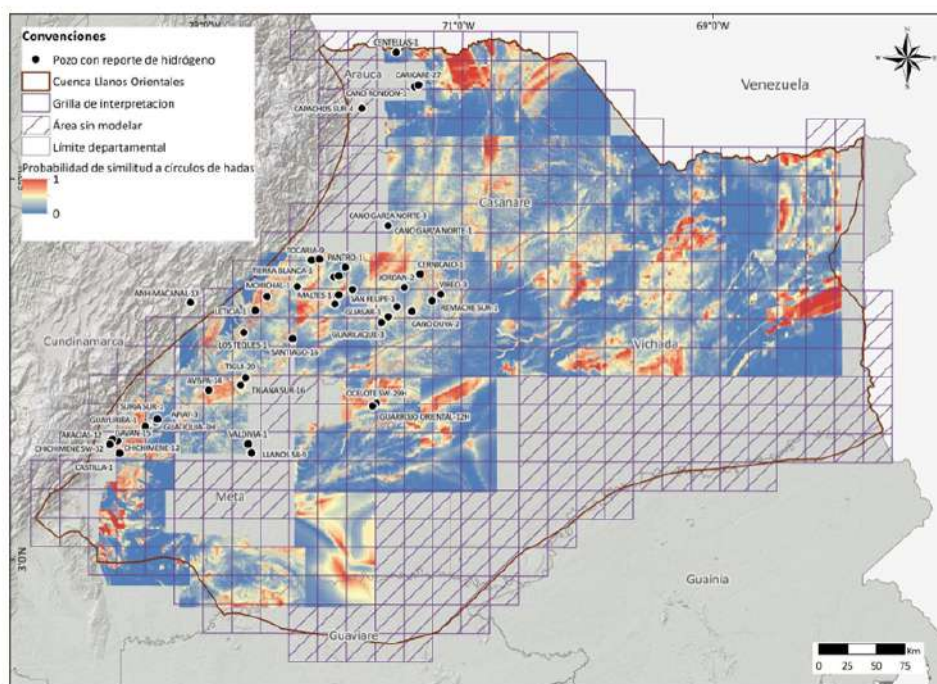
Se ha avanzado en el conocimiento de procesos de los sistemas de hidrógeno, tales como la migración y generación, así como en la caracterización de potenciales rocas fuente y reservorio, las cuales constituyen elementos fundamentales de dichos sistemas.

En relación con la migración, se han caracterizado e identificado posibles evidencias de migración de hidrógeno hacia la superficie. La presencia de círculos de hadas y el registro de altas concentraciones de hidrógeno en los suelos de la cuenca podrían constituir evidencias de este proceso. Los círculos de hadas son estructuras semicirculares formadas en los suelos que representan zonas preferenciales de emanación difusa de hidrógeno. Se interpretan como manifestaciones superficiales de gas hidrógeno que migra desde el subsuelo. El análisis de su morfología y distribución se emplea como herramienta para la exploración de hidrógeno natural.

Inicialmente, el proyecto realizó una identificación y cuantificación visual de este tipo de estructuras mediante imágenes satelitales. Posteriormente, con el objetivo de efectuar de manera sistemática la identificación de áreas con presencia de círculos de hadas, se diseñó un modelo de aprendizaje automático (machine learning), basado en variables geológicas y geofísicas, haciendo uso de series temporales. Como resultado, se generó un mapa de probabilidad de presencia de estas estructuras, como se observa en la Figura 1, los colores rojos del mapa indican las áreas de mayor probabilidad de ocurrencia de círculos de hadas.



Imagen 26. Mapa de probabilidad de presencia de círculos de hadas con base en variables geológicas y geofísicas en una serie temporal.

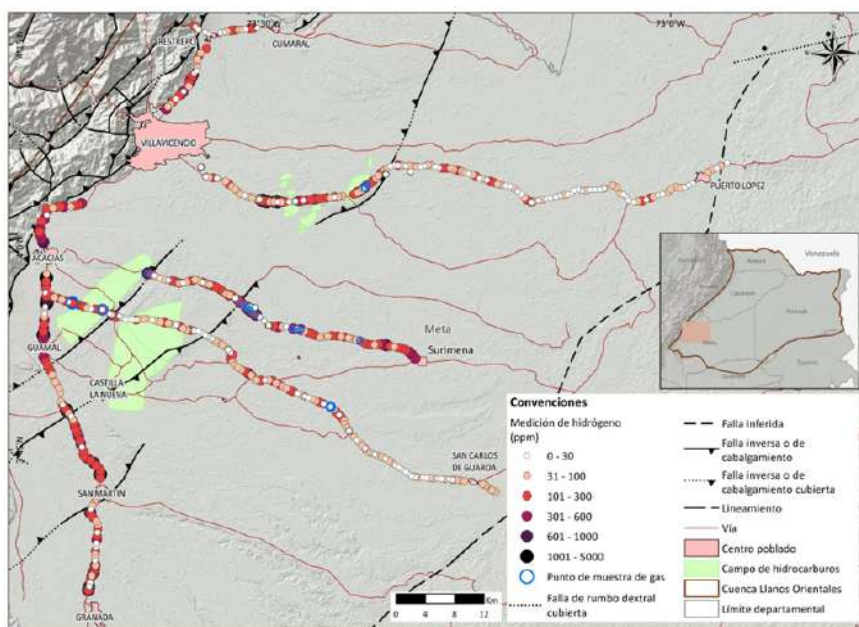


Fuente: Dirección técnica de Hidrocarburos, Servicio Geológico Colombiano, 2026

El registro de las concentraciones de hidrógeno en el suelo se está realizando por medio de visitas a campo, a lo largo de toda el área de estudios, en un área de aproximadamente 96000 km² con transectas orientadas de manera perpendicular al rumbo de las estructuras geológicas principales (NE-SW). El área de cubrimiento de la recolección de esta información abarca, hasta el momento, la zona suroccidental de la cuenca, en los departamentos de Meta, Casanare y Boyacá. En la Figura 2, se ilustra la localización de las transectas en el costado noroccidental del departamento del Meta, donde se han identificado concentraciones de hidrógeno hasta de 4600 ppm, correspondiente a los límites de detección de los equipos de medición. A la fecha se han realizado múltiples comisiones de campo, con una longitud total aproximada de 1000 Km de transectas y 2347 estaciones de medición.



Imagen 27. Transectas de registro de mediciones de gases (hidrógeno) en el sector nororiental del departamento del Meta



Fuente: Dirección técnica de Hidrocarburos, Servicio Geológico Colombiano, 2026

Las concentraciones más bajas registradas son de 0 ppm, estos valores son muy localizados, ya que generalmente siempre hay registro de alguna concentración, por mínima que sea. La concentración más alta es de 4.600 ppm, mientras que el valor promedio hasta el momento es de 118,2 ppm. Las concentraciones de hidrógeno generalmente se distribuyen dentro de un rango de valores, no obstante, se registran incrementos súbitos (picos) que suelen ubicarse en inmediaciones de fallas geológicas y dentro de los campos petroleros.

Los resultados de los análisis isotópicos realizados a las muestras de gas, orientados a determinar el origen del hidrógeno, muestran una clara firma isotópica cortical, no asociada a gases del manto de la tierra. No obstante, también se evidencia una probable asociación con gases generados en rocas fuente de hidrocarburos (origen termogénico a partir de materia orgánica), lo cual podría indicar un origen orgánico. Estos resultados son preliminares dado un número de muestras analizadas limitado.





Se han definido dos potenciales vías de migración en la cuenca: 1). fallas profundas y 2) posibles chimeneas de gas. Las fallas, particularmente aquellas profundas y de alto ángulo, son consideradas potenciales vías de migración de hidrógeno natural. Estas estructuras son frecuentes en toda el área de Los Llanos Orientales, y están presentes en las tres provincias tectono-estratigráficas de la cuenca. Algunas de estas estructuras involucran el basamento y pueden estar restringidas exclusivamente a este, mientras que otras afectan también la cobertera sedimentaria y pueden funcionar como conductos activos de fluidos que se extienden desde zonas profundas de generación en la corteza e incluso podría existir una conexión con el manto.

Por otra parte, las chimeneas de gas (gas chimneys) son estructuras geológicas verticales o subverticales que representan vías de migración a través de las cuales los hidrocarburos gaseosos, usualmente acompañados de otros gases (CO_2 , N_2 , H_2S , entre otros), ascienden desde rocas fuente profundas o reservorios hacia la superficie o a niveles más someros. En la interpretación geofísica realizada en la cuenca de Los Llanos Orientales, estas estructuras son registradas como perturbaciones verticales caóticas y desordenadas en los datos sísmicos, caracterizadas por reflectores discontinuos y amplitudes de reflexión débiles. Para el proyecto de hidrógeno natural, estas posibles vías de migración son relevantes, ya que uno de los gases asociados podría ser hidrógeno.

En términos de rocas fuente, es decir aquellas capaces de generar hidrógeno natural en el subsuelo, se ha logrado caracterizar tanto las rocas del basamento como rocas sedimentarias mediante el análisis de información geológica y geofísica, incluyendo interpretación sísmica y métodos potenciales, así como diferentes técnicas analíticas, como petrografía, difracción de rayos X y micro-raman. Particularmente, se ha avanzado en el conocimiento del potencial generador de las rocas ricas en siderita presentes en la región sur de la cuenca. De acuerdo con análisis geoquímicos específicos, estas rocas pueden generar cantidades significativas de hidrógeno a temperaturas que probablemente se desarrollan en algunas áreas de la cuenca. Aunque estos depósitos de siderita aparentemente no son de gran extensión, podrían considerarse como una roca fuente potencial dentro de un sistema de hidrógeno en la cuenca de Los Llanos Orientales.





Respecto a los reservorios, es decir, las unidades con capacidad de almacenar hidrógeno existen varios tipos con potencial desarrollo en la cuenca. Sin embargo, actualmente se evalúa principalmente un tipo de reservorio que corresponde a los acuíferos presurizados. En este reservorio, el hidrógeno se encuentra disuelto en agua subterránea confinada en los acuíferos. La solubilidad del hidrógeno aumenta en agua dulce, donde la cantidad de sólidos disueltos es mínima o nula. Hasta el momento, con base en las características fisicoquímicas de las aguas subterráneas, se ha identificado un acuífero de edad Eoceno como candidato potencial para este tipo de reservorio.

Aunque el proyecto se encuentra en una etapa temprana debido a que la evaluación de este recurso es un proceso de largo plazo que requiere de varios recursos, se han alcanzado avances significativos. Se ha logrado disminuir el grado de incertidumbre geológica y mejorar el entendimiento de los potenciales sistemas de hidrógeno, los cuales constituyen una herramienta clave para la evaluación del potencial de hidrógeno natural en la cuenca de Los Llanos Orientales.

Es necesario continuar el trabajo en cada una de las actividades mencionadas anteriormente, así como en la caracterización de otros elementos de los potenciales sistemas de hidrógeno de la cuenca de Los Llanos Orientales que aún no han sido abordados en el proyecto, tales como trampas y sellos. Esta evaluación permitirá definir, en etapas posteriores, áreas de interés dentro de la cuenca para desarrollar estudios de mayor detalle.

Consolidación del marco normativo habilitante

Colombia avanzó en la consolidación del marco regulatorio habilitante para el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones, sustentado en instrumentos legales y regulatorios que reconocen al hidrógeno como energético estratégico para la transición energética justa, la descarbonización y la reindustrialización del país. A continuación, se listan los instrumentos normativos consolidados durante este periodo:

- Ley 2294 de 2023 – Plan Nacional de Desarrollo: reconoció al hidrógeno blanco/geológico como Fuente No Convencional de Energía Renovable (FNCR) e incluyó el hidrógeno de bajas emisiones como instrumento clave en la Transición Energética Justa.





- Decreto 2235 de 2023: reglamenta el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, relacionado con el desarrollo de proyectos de hidrógeno blanco en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia.
- Decreto 1597 de 2024: creó el Sistema Único de Información para el Desarrollo, Gestión y Promoción del Hidrógeno – ECOH2, estableció definiciones oficiales del sector, así como lineamientos para certificación de origen, y promovió la articulación institucional y regulatoria para el desarrollo del mercado. Además, otorgó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la facultad para evaluar y definir esquemas tarifarios de energía eléctrica para proyectos de hidrógeno en Colombia.
- Resolución UPME 000135 de 2025: agiliza los trámites para aplicar a los beneficios tributarios para proyectos de FNCE, incluyendo el hidrógeno verde, azul y blanco.
- CONPES 4129 de 2023 – Política Nacional de Reindustrialización: incorpora al hidrógeno de bajas emisiones como apuesta estratégica para impulsar nuevas cadenas de valor, descarbonización industrial, innovación y exportaciones asociadas a energías limpias.
- CONPES 4118 de 2023 – Política Nacional de Transición Energética: reconoce al hidrógeno y sus derivados como energéticos claves para diversificar la matriz energética, reducir emisiones y habilitar sectores de difícil electrificación mediante nuevos desarrollos regulatorios, tecnológicos e industriales.
- Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa de 2024: incorpora el hidrógeno de bajas emisiones como vector estratégico para la reindustrialización, la seguridad energética, el desarrollo territorial y la creación de nuevas oportunidades de inversión, empleo y exportación asociadas a la transición energética.

Otros documentos de interés:

- Circular CREG 138 de 2025: Presenta el documento de trabajo con las perspectivas y actividades regulatorias proyectadas para la integración del hidrógeno en los servicios públicos.
- Circular CREG 211 de 2025: Socializa el documento de Análisis de Impacto Normativo (AIN) sobre la integración del hidrógeno en la matriz energética colombiana.





- Circular CREG 215 de 2025: Publica el documento con la recopilación técnica sobre la normativa y efectos operativos necesarios para inyectar hidrógeno en la infraestructura de transporte de gas natural.
- Circular CREG 280 de 2026: Convoca a la presentación del estudio de integridad de ductos para evaluar los porcentajes seguros de hidrógeno que se pueden mezclar (blending) en la red de gasoductos del Sistema Nacional de Transporte (SNT).

Instrumentos regulatorios en estructuración (2025–2026)

Durante el periodo 2025–2026 se avanzó en la estructuración de instrumentos regulatorios estratégicos que permitirán consolidar la trazabilidad, gobernanza y desarrollo técnico del mercado del hidrógeno. Estos instrumentos ya surtieron el proceso de publicación a la ciudadanía, se tiene la respuesta a los comentarios y están próximos a publicación:

- Decreto de Gobernanza del Hidrógeno: Se estructuró y avanzó en el trámite del Decreto *"Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, con el fin de establecer lineamientos de política pública para la gestión, promoción y gobernanza del Hidrógeno y/o sus derivados y se establecen otras disposiciones"*. Este decreto contempla la creación de la Comisión Intersectorial del Hidrógeno y sus Derivados (Comisión H2), integrada por 6 ministerios (Ministerio de Minas y Energía, quien preside; Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Ministerio de Transporte y el Departamento Nacional de Planeación (DNP), con 10 funciones definidas para la coordinación estratégica del sector. Se socializó con quienes serán sus miembros la definición de una visión estratégica, la coordinación interinstitucional, la identificación de brechas y oportunidades con el objetivo de salir a firma.
- Decreto de Agentes de la Cadena de Valor del Hidrógeno: Se estructuró y avanzó en el trámite del Decreto *"Por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015, con el fin de establecer disposiciones para los Agentes de la Cadena de Valor del Hidrógeno"*. Su objeto es establecer los criterios, requisitos de registro y obligaciones que deberán cumplir los interesados en actuar como agentes de





la cadena de valor del hidrógeno (producción, almacenamiento, transporte y comercialización) bajo un esquema de registro de carácter declarativo, en procura de la consolidación de un mercado que promueva la competencia, la asequibilidad y la seguridad de suministro.

- Resolución de umbral de emisiones de Gases de Efecto Invernadero: Junto con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible se construyó la Resolución que establece el umbral máximo de emisiones de GEI para que el hidrógeno producido en territorio nacional sea considerado de bajas emisiones: 3,6 kg CO₂e/kg H₂, aplicando metodología de Análisis de Ciclo de Vida (ACV) con alcance de cuna a puerta de producción, conforme a la norma ISO 14067 de 2018. Durante 2026 se respondieron los comentarios de este acto normativo.
- Resolución para hidrógeno blanco: define el mecanismo de asignación de áreas para evaluación, exploración y explotación de hidrógeno blanco y sustancias asociadas. Este instrumento representa uno de los primeros esfuerzos regulatorios en América Latina orientados específicamente al desarrollo del hidrógeno blanco (geológico).
- CONPES de hidrógeno: en articulación con el Ministerio de Minas y Energía, el Departamento Nacional de Planeación (DNP) avanzó en la construcción de la Política Nacional de Hidrógeno de Bajas Emisiones, orientada a establecer acciones concretas a las entidades del gobierno para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno en Colombia. El documento contempla acciones relacionadas con desarrollo de mercado, infraestructura, gobernanza, fortalecimiento regulatorio, innovación, financiamiento, desarrollo territorial y formación de capacidades, con el objetivo de impulsar el hidrógeno y sus derivados como instrumentos para la transición energética, la descarbonización y la reindustrialización del país.

Desarrollo técnico y habilitación del ecosistema del hidrógeno

El Gobierno Nacional lideró la orientación, priorización y validación técnica de estudios estratégicos para el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en Colombia, en articulación con organismos multilaterales y la cooperación internacional, con el propósito de generar insumos para la formulación de política pública, regulación, planeación territorial y habilitación del mercado.





En este marco, se desarrollaron más de diez estudios estratégicos con apoyo de la Agencia Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el Banco Mundial, el Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB), el Gobierno de los Países Bajos, el Departamento de Estado de los Estados Unidos, entre otros, orientados a fortalecer el conocimiento técnico sobre producción, infraestructura, regulación, costos, demanda, certificación, logística y cadenas de valor del hidrógeno y sus derivados.

Entre los principales estudios desarrollados se destacan:

- Hubs de hidrógeno verde en Colombia (GIZ, 2023): identificó regiones estratégicas para el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones, evaluando capacidades energéticas, infraestructura, competitividad e integración industrial y logística.
- Consultoría integrada de infraestructura eólica marina e hidrógeno en puertos (Royal Haskoning DHV, 2024): evaluó capacidades portuarias y requerimientos de infraestructura para la producción y exportación de hidrógeno y sus derivados.
- Estudio de Mercadeo H₂V y Power-to-X (GIZ, 2024): identificó oportunidades de mercado, oferta, demanda, barreras y potencial de exportación.
- Complemento a la Hoja de Ruta del Hidrógeno con enfoque Power-to-X (GIZ, 2024): actualizó la visión estratégica al 2030, 2040 y 2050 para derivados del hidrógeno, evaluando la viabilidad técnico-económica de amoníaco, metanol, combustibles sintéticos, gas natural sintético y mezcla de hidrógeno con gas natural (blending).
- Estudio de competitividad del amoníaco verde en Colombia (GIZ, 2024): analizó el mercado nacional de amoníaco y fertilizantes, así como la competitividad técnico-económica para producción destinada al mercado interno y de exportación desde las regiones Caribe y Pacífico.
- Análisis de cadenas de valor de derivados del hidrógeno (IDOM – Brigard & Urrutia, 2024): identificó oportunidades industriales, encadenamientos productivos y necesidades regulatorias para derivados como amoníaco, metanol y combustibles sostenibles.
- Documento CREG 902 180 (2025): desarrolló un análisis regulatorio preliminar sobre la integración del hidrógeno al sistema de gas natural.





- Estudio PTB para el fortalecimiento del Subsistema Nacional de la Calidad (SICAL) (2025): evaluó capacidades nacionales de metrología, acreditación y evaluación de la conformidad para futuros esquemas de certificación.
- Estudio legal del sector portuario (Dinamarca – COWI, 2025): evaluó la suficiencia del marco regulatorio portuario y propuso mecanismos para incentivar inversión privada en infraestructura asociada al hidrógeno y la energía eólica costa afuera.
- Fortalecimiento de la cadena de suministro local para energía eólica costa afuera e hidrógeno (Países Bajos – Holland House Colombia, 2025): identificó a Cartagena, Barranquilla y Ciénaga como puertos con capacidades complementarias y definió brechas en infraestructura y talento humano.
- Propuestas normativas para la cadena de valor del hidrógeno (GIZ – H2-Diplo, 2026): formuló propuestas regulatorias sobre calidad, seguridad, trazabilidad y certificación, incluyendo el procedimiento para certificar el balance entre energía renovable autogenerada y energía tomada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para la producción de hidrógeno verde, en desarrollo de la Ley 2294 de 2023. Como resultado se elaboró el Análisis de Impacto Normativo (AIN) sobre calidad y seguridad de la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados.

Actualmente se encuentran en desarrollo los siguientes estudios:

- Estudio de mercado de hidrógeno de bajas emisiones y derivados para la región Caribe (DNP – IDOM, 2026): evaluación de demanda potencial, competitividad, costos (LCOH, LCOA y LCOM), infraestructura logística y benchmarking internacional.
- Plan de Acción para el desarrollo de hubs en Caribe y Pacífico (BID – Inicio, 2025): estructuración de una hoja de ruta territorial con componentes técnicos, regulatorios, financieros, socioambientales y de atracción de inversión. A la fecha se han revisado tres entregables con observaciones del Ministerio.
- Propuesta de incentivos para la demanda de hidrógeno, amoníaco y fertilizantes verdes (GIZ H2-Diplo, 2026): evaluación de incentivos económicos, financieros y regulatorios para estimular la demanda y mejorar la competitividad del hidrógeno y sus derivados.





- Estudio técnico del potencial de reducción de GEI en rutas marítimas Colombia– Unión Europea (GIZ H2-Diplo, 2026): cuantificación de emisiones, evaluación de escenarios de descarbonización mediante combustibles de bajas emisiones, análisis del impacto del Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (EU ETS) —cuyos costos ya se reflejan en los fletes marítimos hacia ese mercado— y del reglamento FuelEU Maritime, así como recomendaciones para corredores marítimos verdes y hubs de bunkering.
- Modelamiento financiero de puertos en Colombia (Banco Mundial – Royal Haskoning DHV, 2026): análisis de necesidades de inversión e infraestructura para proyectos offshore e hidrógeno en Cartagena, Barranquilla y Santa Marta, con seguimiento técnico permanente por parte del Ministerio.

Los estudios desarrollados permitieron identificar hubs estratégicos para el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones. La región Caribe, especialmente La Guajira, concentra las mejores condiciones para producción y exportación gracias a su recurso eólico, infraestructura portuaria y cercanía a rutas marítimas internacionales, mientras que Valle del Cauca, Antioquia y el Eje Cafetero presentan ventajas para aplicaciones industriales y abastecimiento del mercado interno.

De acuerdo con los análisis del DNP e IDOM, Japón, Asia pacífico, Corea del Sur, Norte América, Panamá y la Unión Europea representan los mercados con mayor potencial para las exportaciones colombianas de hidrógeno y sus derivados. Los estudios estiman una demanda mundial de entre 138 y 420 Mt H₂-eq hacia 2050; bajo escenarios conservadores, Colombia podría atender una demanda acumulada cercana a 9,22 Mt H₂-eq entre 2025 y 2050, equivalente a una demanda anual de 1,73 Mt H₂-eq en 2050 (1,25 % de la demanda mundial del escenario más conservador), concentrada principalmente en hidrógeno, amoníaco, metanol y combustibles sostenibles para aviación (SAF).

Los análisis de competitividad muestran que el Caribe ofrece los menores costos de producción. Para 2050 se estiman LCOH entre US\$ 5,17 y 5,60/kg en Cartagena, US\$ 5,18 y 5,25/kg en Barranquilla y US\$ 4,15 y 4,83/kg en Puerto Bolívar. Para los derivados se estiman costos entre US\$ 926 y 1.360/t para amoníaco verde (LCOA) y entre US\$ 1.266 y 1.595/t para metanol verde (LCOM).





En el marco del proyecto de inversión BPIN 202400000000179, el Ministerio estructuró una Solicitud de Información a Proveedores (SIP) como paso previo a la contratación de una consultoría especializada para evaluar la viabilidad técnica, económica, ambiental y regulatoria del uso de hidrógeno de bajas emisiones en aplicaciones de cocción residencial. El estudio contempla la evaluación de distintas configuraciones tecnológicas, pruebas en condiciones reales de operación y la generación de insumos para futuros lineamientos regulatorios y de política pública.

En materia de hidrógeno natural (blanco o geológico), y en el marco de la delegación de funciones otorgada a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), se estructuró el proyecto de inversión BPIN 202300000000182, mediante el cual se adelantaron estudios para evaluar el potencial de este energético en Colombia.

Como resultado se cartografiaron 850 km² de rocas máficas y ultramáficas, se recolectaron 300 muestras de roca, se realizaron mediciones en 90 puntos de gases superficiales, 210 km de estudios magnetotéluricos y una cobertura aerogeofísica de 6.000 km² en La Guajira. Asimismo, se perforaron cuatro pozos Slim Hole, identificándose manifestaciones de hidrógeno natural libre en los pozos Macanal-1X, Fómeque-1X y San Rafael-1X/2X, con una concentración máxima de 36.110 ppm en Macanal-1X. Estos resultados permitieron desarrollar el Atlas de Áreas de Interés para la Exploración de Hidrógeno en el Occidente de Colombia, constituyendo algunos de los primeros registros documentados de hidrógeno natural libre en América Latina¹³.

Paralelamente, la ANH apoyó la estructuración de la resolución para la asignación de áreas destinadas a la evaluación, exploración y explotación de hidrógeno geológico y sustancias asociadas, y continuará apoyando su implementación y seguimiento técnico en el marco de las funciones delegadas para el desarrollo de nuevos energéticos.

En materia de normalización técnica, con apoyo de la cooperación francesa se creó en 2023 el Comité 259 de ICONTEC, mediante el cual se adoptaron 39 Normas Técnicas Colombianas (NTC) aplicables a producción, almacenamiento, transporte, distribución, estaciones de abastecimiento, calidad, seguridad y terminología del hidrógeno, armonizando estándares internacionales con el marco técnico nacional.





Finalmente, el Ministerio adelantó acciones para fortalecer el ecosistema del hidrógeno mediante espacios de articulación con Ecopetrol, MinCiencias, entidades financieras, gremios y cooperación internacional, así como talleres de negocios verdes y financiamiento con participación de Asobancaria y la Asociación Colombiana de Hidrógeno. Asimismo, participó en el seguimiento de los acuerdos especiales de cooperación suscritos entre Ecopetrol, MinCiencias y el Ministerio de Minas y Energía para impulsar proyectos de investigación, desarrollo e innovación (I+D+i) en Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, incluyendo iniciativas relacionadas con hidrógeno y sus derivados.

Evolución del portafolio nacional de proyectos

Durante el periodo 2022–2026, Colombia pasó de una fase principalmente conceptual y de planeación a una etapa de implementación temprana, con proyectos piloto, demostrativos y productivos en operación, construcción o desarrollo avanzado, permitiendo validar tecnologías, desarrollar capacidades locales y generar señales de mercado para la inversión.

De acuerdo con la información consolidada por la Cámara de Hidrógeno y Gases Renovables ANDI–Naturgas, en el marco del proyecto CatalHyst ejecutado por Fraunhofer ISE para la Federación de Industrias Alemanas (BDI), al año 2026 Colombia cuenta con 41 proyectos industriales de hidrógeno, con capacidades entre 10 MW y 2 GW. De estas iniciativas, siete se encuentran en prefactibilidad, diecisiete en factibilidad y con expectativas de entrada en operación principalmente a partir de 2030, dos alcanzaron decisión final de inversión (FID), una se encuentra en operación comercial y las restantes continúan en etapas tempranas de desarrollo.

El portafolio evidencia que la industria y la producción de amoníaco concentran más del 45 % de los usos finales identificados, reflejando el potencial del hidrógeno para descarbonizar sectores industriales intensivos en emisiones y fortalecer cadenas productivas estratégicas. La movilidad constituye el tercer segmento con mayor número de iniciativas, mientras que el sector de refinación presenta los proyectos con mayor grado de madurez.





Como resultado de las inversiones realizadas por el sector privado, Colombia alcanzó aproximadamente 7 MW de capacidad instalada de electrólisis a partir de fuentes renovables, equivalentes a cerca de 1.000 toneladas de hidrógeno al año, o aproximadamente 20.000 barriles de petróleo en términos energéticos (LHV del crudo Castilla). Estas iniciativas han permitido validar condiciones operativas, desarrollar talento humano y generar experiencia para proyectos de mayor escala.

Entre los desarrollos más avanzados se encuentra el proyecto Coral de Ecopetrol en la Refinería de Cartagena, con decisión final de inversión (FID), una capacidad de electrólisis de 5 MW y una producción estimada de 800 toneladas anuales de hidrógeno para procesos de refinación, cuya entrada en operación está prevista entre el segundo y tercer trimestre de 2026. Asimismo, EPM alcanzó FID para un proyecto de producción de aproximadamente 100 toneladas anuales de hidrógeno utilizando energía hidroeléctrica.

Por su parte, Protium, de OPEX-Hevolución, ubicado en Sabaneta (Antioquia), constituye la primera planta de producción comercial de hidrógeno de bajas emisiones del país, con 2,3 MW de capacidad de electrólisis y una producción aproximada de una tonelada diaria de hidrógeno y cinco toneladas diarias de amoníaco. Como siguiente fase, la empresa avanza en la estructuración del proyecto Deuterium, con apoyo de cooperación internacional para los estudios de ingeniería, el cual contempla 31 MW de capacidad de electrólisis utilizando energía hidroeléctrica propia para producir aproximadamente 40.000 toneladas anuales de nitrato de amonio.

Paralelamente, el Ministerio de Minas y Energía impulsó la Convocatoria Nacional de Proyectos Piloto de Hidrógeno de Bajas Emisiones, mediante la cual se identificaron 77 iniciativas provenientes de empresas, universidades, centros de investigación, entidades públicas y organizaciones de la sociedad civil. Estas se distribuyen principalmente en movilidad y transporte (23), producción e integración de hidrógeno (21), generación eléctrica (10), aplicaciones residenciales y comunitarias (9), usos industriales (7) e infraestructura de almacenamiento, transporte y distribución (7).

De manera complementaria, el ecosistema nacional avanzó en la implementación de proyectos piloto que permitieron validar múltiples aplicaciones del hidrógeno de bajas emisiones. Entre ellos se destacan Ecopetrol, con pilotos de movilidad terrestre en





Bogotá (bus de transporte público ensamblado localmente por Marcopolo) y Cartagena (vehículo liviano); Promigas, con proyectos de mezcla de hidrógeno con gas natural (blending) en Cartagena; Essentia, en la producción de plásticos; las universidades de Antioquia y La Guajira, en la producción de gas natural sintético; EPM, en generación eléctrica, blending y dualización de vehículos; OPEX-Hevolución, en movilidad y dualización vehicular; y Haceb, en aplicaciones de cocción con hidrógeno.

Los estudios y pilotos de blending desarrollados durante el periodo evidenciaron la viabilidad técnica de incorporar entre 2 % y 5 % de hidrógeno en volumen en redes de gas natural existentes sin modificaciones significativas en la infraestructura. Sin embargo, las reducciones de emisiones fueron limitadas (entre 1 % y 2 %), por lo que esta alternativa se perfila principalmente como un mecanismo de aprendizaje tecnológico y una posible vía futura para el transporte de hidrógeno, cuyo escalamiento dependerá del desarrollo de nuevos usos industriales, químicos y de movilidad.

Asimismo, se promovió la consolidación de ecosistemas regionales de hidrógeno mediante el trabajo articulado entre gobernaciones, sector privado, academia y cooperación internacional, con acompañamiento del Ministerio de Minas y Energía. Se destaca el Hub de Antioquia, liderado por la Gobernación de Antioquia y la Cámara de Hidrógeno ANDI-Naturgas, que integra iniciativas de manufactura de equipos, proyectos en diferentes segmentos de la cadena de valor y exploración del potencial marítimo de los puertos de Urabá. De igual forma, avanzan los hubs del Atlántico y Valle del Cauca, liderados por sus respectivas gobernaciones y ecosistemas regionales

Finalmente, tres proyectos obtuvieron certificaciones de la UPME para acceder a incentivos tributarios asociados a Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER): dos con fuente solar y uno con fuente PCH (certificación parcial). Los bienes y servicios certificados incluyen electrolizadores alcalinos, estaciones de servicio de hidrógeno (HRS), sistemas de almacenamiento y equipos de control y monitoreo.

Posicionamiento internacional y atracción de inversión

Durante el periodo 2022–2026, Colombia fortaleció su posicionamiento internacional como uno de los países líderes de América Latina en el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, mediante alianzas estratégicas, cooperación técnica,





participación en espacios multilaterales y articulación con gobiernos, organismos financieros y actores industriales interesados en el desarrollo de nuevos mercados energéticos y cadenas de valor asociadas al hidrógeno.

En este marco, el Ministerio de Minas y Energía promovió iniciativas orientadas a atraer inversión, fortalecer capacidades institucionales, impulsar la transferencia de conocimiento y posicionar al país como un potencial proveedor regional de hidrógeno y derivados para sectores como industria, fertilizantes, transporte marítimo y combustibles sostenibles.

Entre los principales avances se destacan:

- Fortalecimiento de la cooperación técnica y estratégica con organismos multilaterales y gobiernos de Alemania, Países Bajos, Francia, Corea del Sur, España, Chile, Egipto, Bolivia, la Unión Europea, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el Banco Mundial, GIZ y PTB, mediante memorandos de entendimiento, estudios técnicos y programas de cooperación orientados al desarrollo del hidrógeno y sus derivados.
- Apertura de la primera oficina H2-Diplo en América Latina, financiada por el Ministerio Federal de Asuntos Exteriores de Alemania e implementada por la GIZ, para fortalecer las capacidades del país en descarbonización, diversificación económica y desarrollo de cadenas de valor del hidrógeno.
- Firma de la declaración regional CERTILAC en el marco de la OLADE, promoviendo el desarrollo de estándares comunes para la certificación de origen del hidrógeno y fortaleciendo la integración regional para su producción y comercialización.
- Participación del Ministerio de Minas y Energía en el comité organizador del LAC H2 Summit Cartagena 2024, consolidando a Colombia como uno de los principales escenarios de diálogo e inversión para el desarrollo del hidrógeno en América Latina y el Caribe.
- Desarrollo de las Mesas Técnicas del Grupo de Alto Nivel de Hidrógeno Verde de la Alianza por el Clima y la Transición Energética Justa entre Colombia y Alemania, fortaleciendo el relacionamiento con empresas interesadas en invertir en el país y avanzando en temas de certificación, infraestructura, exportación, logística y armonización regulatoria.





- Impulso a iniciativas de infraestructura estratégica, incluyendo estudios para el desarrollo de Puerto Brisa como hub marítimo para GNL, hidrocarburos, hidrógeno y derivados, así como cooperación con Países Bajos en infraestructura portuaria, energía eólica costa afuera, logística y cadenas de suministro para el desarrollo del sector offshore.
- Implementación de la iniciativa Euroclima–Global Gateway de la Unión Europea, para promover corredores marítimos verdes entre América Latina y el Caribe y la Unión Europea, facilitando la estructuración de proyectos, la atracción de inversión europea y el desarrollo del corredor Cartagena–Urabá–Canal de Panamá–Puerto de Algeciras (España) para operaciones de bunkering con combustibles de bajas emisiones.
- Participación en la formulación del Plan de Acción Nacional (PAN) para la descarbonización del transporte marítimo, liderado por DIMAR y la Organización Marítima Internacional (OMI), aportando en la definición de acciones para el uso de combustibles de bajas emisiones, eficiencia energética, infraestructura portuaria y articulación logística para la transición energética del sector marítimo.
- Impulso a estudios de estructuración de proyectos con empresas como OPEX-Hevolución, EDF, Electryon, Colibrí y Celsia, con apoyo del BID, para facilitar el desarrollo de proyectos y fortalecer instrumentos de política pública y planeación sectorial.
- Consolidación de la Mesa de Trabajo de Fertilizantes Verdes, en articulación con H2-Diplo, GIZ, DNP, MADR, MINCIT, la Asociación Colombiana de Hidrógeno, la Cámara de Hidrógeno ANDI-Naturgas y empresas como Yara, Monómeros, Celsia y Hevolución, orientada a superar barreras para la producción nacional de fertilizantes de bajas emisiones, fortalecer la articulación entre las políticas energética, industrial y agrícola, contribuir a la seguridad alimentaria y reducir la dependencia de las importaciones de amoníaco y fertilizantes.
- Postulación y aprobación de la Alianza GEOH2V-BIO entre Honduras, El Salvador, Colombia y Alemania, financiada por el Fondo Regional para la Cooperación Triangular con América Latina y el Caribe, cuya ejecución iniciará en 2027.





Como resultado de estos avances, comenzaron a materializarse iniciativas concretas de inversión y desarrollo de proyectos en el país, entre las que se destacan:

- Alianza Colibrí Energy – Enertrag – GIZ (H2Uppp): estructuración de proyectos de hidrógeno y derivados en La Guajira para atender mercados nacionales e internacionales, aprovechando el potencial eólico y solar de la región.
- Memorando de Entendimiento Ecopetrol – GIZ: suscrito durante el World Hydrogen Summit de Rotterdam para evaluar el desarrollo de una planta piloto Power-to-Liquids (PtL) en Cartagena, destinada a la producción de combustibles sostenibles de aviación (e-SAF) a partir de electricidad renovable y CO₂ no fósil.

3.6 Nuevos energéticos: Eólica offshore

Colombia está marcando un hito en Latinoamérica con la implementación de proyectos de energía eólica costa afuera, una iniciativa estratégica que apunta a diversificar la matriz energética, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y avanzar en cumplimiento de los compromisos en el marco del Acuerdo de París.

En 2023, se dio inicio a la primera ronda de asignación de permisos de ocupación temporal en áreas marítimas del Caribe colombiano. Dichos permisos permitirán a las empresas desarrolladoras, estructurar y viabilizar proyectos de acuerdo con su modelo de negocio dentro de los lineamientos establecidos en la regulación, inaugurando así un proceso competitivo sin precedentes en la región. Esta estrategia no solo promueve la integración regional a través de "hubs energéticos"⁶, sino que también fortalece la competitividad en mercados internacionales y beneficia a industrias conexas.

El desarrollo de los proyectos eólicos costa afuera, en el marco de la primera ronda, planean desplegarse en los departamentos de Magdalena, Atlántico, Bolívar y Sucre, abarcando una extensión máxima de 270 km² por área asignada, una escala comercial de generación eléctrica mínima de 200 MW y un uso eficiente del espacio marítimo de generación de 3MW/km² (Resolución 40284 de 2022); con estos proyectos, se busca añadir hasta 3 GW a la capacidad energética nacional. Sin embargo, las proyecciones

⁶ HUB Energético: ecosistema integrado en una localización específica que, gracias a su carácter industrial y/o portuario, posee una infraestructura de base con capacidad para la producción, almacenamiento, distribución y/o uso de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).





en la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa y en el Plan Energético Nacional son aún mayores: se estima alcanzar los 7 GW para 2040 y hasta 13 GW para 2050 respectivamente, consolidándose, así los proyectos de energía eólica costa afuera como un referente.

La Dirección Marítima (DIMAR) otorgará los permisos por 8 años y permitirán a los desarrolladores explorar la viabilidad de sus proyectos y obtener las licencias necesarias.

Por otro lado, se destaca que el gobierno colombiano, en colaboración con diversas entidades gubernamentales, está creando un entorno propicio para atraer inversiones, asegurando condiciones legales estables y mecanismos financieros que respalden el éxito a largo plazo de estos proyectos, manteniendo el compromiso con la sostenibilidad ambiental, social y económica del país.

En cuanto a los avances a destacar, durante el periodo 2022 a 2026, el Ministerio de Minas y Energía impulso y gestionó que más de 20 compañías del sector, provenientes de América, Europa y Asia, mostraran un fuerte interés en participar en el proceso. Entre ellas, estaban reconocidas desarrolladoras de parques eólicos costa afuera, y empresas especializadas en levantamiento ambiental y suministro. Adicionalmente, durante dicho periodo se realizaron acciones como:

- El 27 de octubre de 2023, el Ministerio de Minas y Energía en colaboración con la Dirección General Marítima-DIMAR y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, lanzó el borrador de los pliegos y bases de condiciones para el primer proceso competitivo de asignación de Permisos de Ocupación Temporal destinados a proyectos de energía eólica costa afuera. Este paso crucial permitió recibir retroalimentación de los interesados y avanzar hacia la definición final de los pliegos. Para más información puede consultarse el micrositio web dispuesto para el proceso: <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/ronda-colombia-e%C3%B3lica-costa-afuera/pliegos-ronda-eolica/>
- El 1 de diciembre de 2023, se publicó la Resolución 40712 de 2023, mediante la cual se modificó la Resolución 40284 de 2022 con el propósito de alinear los objetivos del gobierno nacional con el proceso inaugural, precisando los





requisitos habilitantes para los oferentes y facilitando la apertura oficial del proceso en la COP 28 en Dubái. Posteriormente, el 30 de abril de 2024, el Ministerio de Minas y Energía, la Dirección General Marítima y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, emitieron un comunicado anunciando la necesidad de revisar el marco regulatorio vigente del mercado de la energía eólica costa afuera, a partir de los desafíos globales identificados. Tras diálogos con desarrolladores y entidades gubernamentales de Reino Unido y Dinamarca, el 22 de mayo de 2024 se decidió extender la fecha límite para la entrega de documentación de habilitación hasta el 27 de septiembre de 2024. Finalmente, el 27 de mayo de 2024, se publicó una propuesta de modificación regulatoria de la Resolución conjunta 40284 de 2024, abierta a comentarios hasta el 11 de junio de 2024, recibiendo 117 comentarios actualmente en revisión para ajustar la propuesta.

- El 1 de febrero de 2024, con el respaldo de la Embajada del Reino Unido en Colombia, el Ministerio de Minas y Energía organizó el primer webinar para la industria de energía eólica costa afuera, con la participación destacada de 147 representantes de desarrolladores de parques eólicos, sectores financiero, logístico y portuario de Reino Unido, Escocia e Irlanda.
- Durante marzo de 2024, el Ministerio de Minas y Energía participó activamente en eventos clave como el Green Energy Summit en Bogotá y el Wind Europe en Bilbao, donde se presentó el marco regulatorio, las fases del proceso, y el área ofertada en el proceso, así como las demás oportunidades para la energía eólica offshore en Colombia.
- El Ministerio de Minas y Energía, junto con la Dirección General Marítima y la ANH, realizaron dos webinar enfocados a la socialización de la propuesta de modificación a la Resolución 40284 de 2022. El primero de ellos estuvo a cargo del Ministerio de Minas y Energía titulado “Modificaciones a los requisitos de habilitación y avances de las señales del mercado” y se llevó a cabo el día 12 de junio; el segundo a cargo de la Dirección General Marítima se realizó el día 13 de junio donde se presentaron las propuestas de modificación relacionadas con el Permiso de Ocupación Temporal, la Concesión y la nominación de áreas.
- Durante el año 2024 se expidieron 5 adendas con las cuales se hicieron ajustes en materia de habilitación y requisitos de esta etapa (finalizada en diciembre de 2024). Vale la pena resaltar la adenda No. 2 por la modificación de las garantías





- de cumplimiento y los procedimientos de nominación de áreas (etapa finalizada en 2025).
- Resolución 40179 de 2025: Ajuste al Anexo A de la resolución para claridad en cuanto a las coordenadas del polígono para el desarrollo de parques eólicos costa afuera y autorización para realizar futuros ajustes menores en las coordenadas directamente a través de pliegos y bases de condiciones.
 - Durante el año 2025 se expidieron 6 adendas en donde se ajustaron las fechas para permitir a los interesados analizar nuevos mecanismos como el esquema de contratos por diferencia y la disponibilidad de la conexión.
 - El año 2025, una de las adendas cruciales fue la No. 8 pues ajusto el proceso para la integración de la Resolución 40337 de 2025 que definió el mecanismo de pago por diferencias (CfD por sus siglas en inglés). Este mecanismo promueve la contratación a largo plazo y es ampliamente aceptado en mercados con presencia de proyectos de generación eólica costa afuera.
 - La Circular 070 de 2025 de la UPME, incorporo los lineamientos para la conexión de los proyectos de energía eólica costa afuera y aclara la disponibilidad de los puntos de conexión para los proyectos, siendo este un factor decisorio para la toma de decisión por parte de los interesados en la fase de presentación de ofertas.
 - En noviembre de 2025 en el marco de la VIII Cumbre de Petróleo, Gas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) oficializo la recepción de la oferta presentada por la empresa CI GMF Coöperatief U.A. filial del fondo danés Copenhagen Infrastructure Partners (CIP por sus siglas en inglés) con la intención de desarrollar un parque eólico costa afuera con capacidad de generación de 425 MW cerca de la zona de desembocadura del Río Magdalena en Barranquilla.
 - Hacia finales de 2025, el proceso de eólica costa afuera consolido la lista de compañías habilitadas y la definición de las áreas aptas para la competencia por parte de estas compañías, proyectando la adjudicación de los permisos de ocupación temporal hacia el primer trimestre de 2026.

Desde la Subdirección de Demanda de UPME se han desarrollado herramientas de análisis y modelación orientadas a incorporar la energía eólica marina dentro de la planeación energética de largo plazo del país. En este sentido, la energía eólica offshore





fue integrada en modelos avanzados de optimización de largo plazo, como OSeMOSYS, utilizados en la formulación del Plan Energético Nacional (PEN 2025-2055), con el propósito de identificar trayectorias eficientes para la diversificación de la matriz de generación nacional.

Asimismo, se consolidaron apuestas estratégicas asociadas al desarrollo eólico marino dentro de las versiones preliminares de los planes de diversificación energética de la UPME, sustentadas en un banco de más de 239 propuestas interinstitucionales relacionadas con el desarrollo de nuevas tecnologías, la integración de fuentes no convencionales de energía renovable, la mejora de la infraestructura, la eficiencia energética y la innovación industrial.

Como reto prioritario, la Subdirección de Demanda identifica la necesidad de perfeccionar las herramientas de simulación matemática para representar con mayor precisión las variaciones estacionales e intradiarias de los vientos costa afuera. Este desarrollo es fundamental para diseñar planes de expansión de red que minimicen riesgos técnicos y sobrecostos asociados al sistema de transmisión.

Colaboraciones Internacionales para el Desarrollo de Energía Eólica Costa afuera

En el marco de colaboraciones internacionales que respaldan al Gobierno Nacional, se destaca la realización de tres consultorías estratégicas. Estas consultorías proporcionarán información técnica y económica crucial para orientar las decisiones estratégicas necesarias en aras del despliegue exitoso de la energía eólica costa afuera en Colombia.

- Banco Mundial - Consultor: AFRY: esta consultoría se enfocó en analizar los mecanismos de mercado relevantes a nivel internacional (Feed-in Tariff – FiT, Feed-in Premium – FiD, y Contracts for Difference – CfD), para el análisis y posterior desarrollo e implementación en la producción de energía eólica costa afuera, proporcionando insights clave que guiarán las políticas regulatorias y de mercado [\[i\]](#).
- Banco Mundial - Consultor: Environmental Resources Management: especializada en medio ambiente, ERM apoyó la aproximación a mapas de sensibilidad ambiental. Este trabajo fue fundamental para identificar áreas críticas y aplicar prácticas que minimicen el impacto ambiental de los proyectos.
- Banco Interamericano de Desarrollo - Consultor: USAENE: con un enfoque socioeconómico, USAENE está llevando a cabo la identificación de comunidades en





las zonas del polígono de proyectos. Su labor incluye desarrollar metodologías para el acercamiento efectivo a estas comunidades, asegurando que estén debidamente informadas y consideradas en el proceso, con la posibilidad de recibir compensaciones adecuadas.

- Banco Mundial – Consultor: HIDRIA: consultoría orientada a la caracterización integral de la actividad y las comunidades pesqueras del Caribe colombiano, mediante el análisis de las condiciones socioeconómicas, ambientales y pesqueras en el área definida para la primera Ronda de Energía Eólica Costa Afuera en el país. Esta asistencia técnica tiene como objetivo consolidar información estratégica sobre los usos y dinámicas del territorio marino-costero, así como formular directrices de manejo orientadas a prevenir, mitigar y gestionar las posibles afectaciones derivadas del desarrollo de futuros proyectos eólicos offshore.
- Ocean Energy Pathway (OEP) – Consultor: Magenta Renewables: consultoría orientada al desarrollo de un marco y lineamientos de beneficio comunitario y participación social para el Gobierno colombiano, adaptados al contexto local. Su objetivo es apoyar el desarrollo sostenible de la energía eólica costa afuera mediante la formulación de lineamientos aplicables al diseño e implementación del primer proceso competitivo de energía eólica marina en Colombia, bajo un enfoque de costo-beneficio. Esta asistencia técnica contempla la identificación y adaptación de mejores prácticas internacionales en materia de beneficios comunitarios y participación socioambiental, así como el análisis de barreras legales, institucionales y económicas relevantes para el contexto nacional.
- Ocean Energy Pathway (OEP) – Consultor: Magenta Renewables: consultoría enfocada en la evaluación y formulación de lineamientos para el fortalecimiento de la fuerza laboral requerida para el desarrollo de la energía eólica costa afuera en Colombia. Esta asistencia técnica tiene como propósito identificar brechas críticas de habilidades y capacidades, evaluar la aplicabilidad de marcos internacionales de competencias al contexto colombiano y formular recomendaciones orientadas al cierre de dichas brechas. Lo anterior, con el fin de fortalecer las capacidades nacionales y promover una participación efectiva de la mano de obra local en las distintas etapas de desarrollo e implementación de proyectos eólicos marinos.
- Países Bajos – Royal Haskoning DHV: Consultoría integrada de infraestructura eólica marina e hidrógeno verde en puertos colombianos, la cual se basó en un análisis de las concesiones portuarias y una evaluación de la infraestructura





- portuaria existente identificando esas brechas en las concesiones priorizadas, así como la definición de escenarios para el desarrollo de la energía eólica costa afuera.
- Dinamarca – COWI: consultoría para estudio legal del sector portuario, el cual estuvo orientado e incluyó estudios sobre regulación portuario para apoyar el desarrollo de proyectos de energía eólica marina en Colombia cuyo objetivo fue evaluar la suficiencia del marco regulatorio vigente y proponer alternativas que incentiven la inversión privada en infraestructura portuaria vinculada al desarrollo de nuevos proyectos energéticos. Como resultado, se recomienda mantener el marco actual, complementándolo con mecanismos regulatorios que brinden mayor certeza de recuperación de inversiones a los actores privados.
 - Países Bajos – Holland House Colombia: Consultoría para el fortalecimiento de la cadena de suministro local en Energía eólica costa afuera e hidrogeno verde de bajas emisiones en Colombia. En el que se identificaron tres (3) puertos (Cartagena, Barranquilla y Ciénaga) con capacidades complementarias necesarias para el desarrollo de la energía eólica costa afuera, así como las brechas y oportunidades para el proceso de reconversión laboral que permita preparar con anticipación el talento humano.
 - Banco Mundial – Royal Haskoning DHV: en la vigencia del 2026 se encuentra en curso una consultoría para el modelamiento financiero de puertos en Colombia que incluye un análisis de las condiciones portuarias y las necesidades de inversión requeridas para el desarrollo de proyectos offshore, así como el fortalecimiento de capacidades de almacenamiento, suministros y exportación de energías limpias. En el desarrollo de esta consultoría se han entregado tres informes técnicos sobre los que se han realizado comentarios y observaciones para la incorporación de ajustes y mejora de estos.

En lo corrido de 2026, el Ministerio de Minas y Energía en compañía de la Dirección General Marítima (DIMAR) ha venido trabajando con CIP en los detalles necesarios para la expedición del Permiso de Ocupación Temporal (POT), con lo cual, se daría inicio formalmente a las actividades de campo y de diseño del parque. Con la formalización del Permiso de Ocupación Temporal (POT) se conocerá el cronograma y curva S de estas actividades (que no podrán superar la ventana de 8 años definida para tal propósito) y la expectativa en tiempo por parte de la compañía para la solicitud de concesión, esto si se encuentra que es factible el desarrollo del parque con la capacidad inicialmente presentada.





Desde la Subdirección de Demanda de la UPME se han desarrollado herramientas de análisis y modelación orientadas a incorporar la energía eólica marina dentro de la planeación energética de largo plazo del país. En este sentido, la energía eólica offshore fue integrada en modelos avanzados de optimización de largo plazo, como OSeMOSYS, utilizados en la formulación del Plan Energético Nacional (PEN 2025-2055), con el propósito de identificar trayectorias eficientes para la diversificación de la matriz de generación nacional.

Asimismo, se consolidaron apuestas estratégicas asociadas al desarrollo eólico marino dentro de las versiones preliminares de los planes de diversificación energética de la UPME, sustentadas en un banco de más de 239 propuestas interinstitucionales relacionadas con el desarrollo de nuevas tecnologías, la integración de fuentes no convencionales de energía renovable, la mejora de la infraestructura, la eficiencia energética y la innovación industrial.

Como reto prioritario, la Subdirección de Demanda identifica la necesidad de perfeccionar las herramientas de simulación matemática para representar con mayor precisión las variaciones estacionales e intradiarias de los vientos costa afuera. Este desarrollo es fundamental para diseñar planes de expansión de red que minimicen riesgos técnicos y sobrecostos asociados al sistema de transmisión.

3.7 Nuevos energéticos: Geotermia

La geotermia es una fuente de energía renovable, sostenible, firme y limpia, que tiene un inmenso potencial en Colombia gracias a las características geológicas del país frente a su actividad volcánica y tectónica. Para este gobierno el papel de la geotermia no solo se enmarca en la inclusión de este nuevo energético dentro de la matriz energética nacional, sino también en impulsar la creación de empleo, el desarrollo económico y la protección del medio ambiente.

Con la Leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021, se establecen las bases normativas para el desarrollo de la geotermia en el país, permitiendo que diferentes proyectos relacionados con este energético comiencen a materializarse de manera efectiva. Durante este gobierno se han tomado medidas decisivas para implementar proyectos geotérmicos y gracias a esto, la geotermia en Colombia está despegando, marcando el inicio de una nueva era de energía sostenible y diversificación energética en el país.





Desde la Subdirección de Demanda de la UPME se ha avanzado en la incorporación de la energía geotérmica dentro de los instrumentos de planeación energética y diversificación de la matriz de generación nacional. En este periodo, la energía geotérmica fue incluida en la planeación indicativa de mediano y largo plazo bajo escenarios orientados a fortalecer la resiliencia climática del sistema energético nacional. Adicionalmente, en cooperación con la Agencia Danesa, se consolidó el catálogo tecnológico colombiano de la UPME, herramienta estratégica que estandariza información técnica y financiera sobre tecnologías de generación y almacenamiento de energía en el país.

En el ámbito regulatorio, se promovió la inclusión de componentes asociados a generación geotérmica dentro de los beneficios fiscales establecidos en las Leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021. Estos incentivos contemplan depreciación acelerada, exclusión de IVA y exención de aranceles para equipos y componentes requeridos en las etapas de exploración y explotación del recurso.

De igual forma, se incorporaron variables de generación geotérmica de base dentro de los modelos prospectivos y de las metas sectoriales de carbono-neutralidad al año 2050, fortaleciendo así la visión de diversificación energética del país.

Como desafío estratégico, la Subdirección de Demanda identifica la necesidad de modelar adecuadamente la incorporación de estas tecnologías de generación base dentro de escenarios de mediano plazo, incluyendo análisis costo-beneficio con enfoque territorial que permitan identificar oportunidades de desarrollo regional.

Potencial Geotérmico

El SGC ha evaluado el potencial geotérmico del país mediante los datos de los manantiales termales, con lo cual se ha logrado identificar 21 áreas geotérmicas asociadas a sistemas volcánicos e hidrotermales, distribuidas en cinco bloques estratégicos:

- Cordillera Oriental: Paipa - Iza
- Norte de la Cordillera Central: San Diego y Cerro Bravo - Cerro Machín
- Sur de la Cordillera Central: Huila - Sucubún y Las Ánimas - Chiles
- Flanco oriental de la Cordillera Occidental: Azufral, Cumbal y Chiles – Cerro Negro





La potencia eléctrica total estimada representa aproximadamente el 7% de la capacidad eléctrica instalada del país, con un potencial de generación de 1.190 MW y un calor almacenado de 138.60 EJ (Exa Joules). Dentro de las áreas con mayor potencial se destacan: San Diego, Santa Rosa, Cerro Machín, Nereidas Botero Londoño, Caldera del Paletará y Azufral.

Entre agosto de 2023 y 2024 se han otorgado tres permisos en modalidad de coproducción con hidrocarburos a las empresas Parex (1) y Ecopetrol (2) en los departamentos de Meta y Casanare. Además, se han otorgado cuatro (4) permisos de exploración geotérmica en los departamentos de Caldas, Nariño, Boyacá, Córdoba y Sucre.

Uno de los principales retos para el desarrollo de la energía geotérmica en el país consiste en modificar el marco normativo actual de geotermia hacia uno que vincule la protección ambiental, el relacionamiento, promoción y participación social y que establezca un modelo de asignación de áreas competitivo, justo y transparente, atrayendo inversores nacionales e internacionales y permitiendo avanzar en la Transición Energética Justa.

En resumen, la geotermia representa una oportunidad estratégica para Colombia, ofreciendo una fuente de energía limpia y sostenible que puede transformar el panorama energético y contribuir al desarrollo integral del país.

Desde el mes de agosto de 2024 se integró a la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales (OARE) para la actualización y mejora normativa del marco existente sobre la energía geotérmica. Para el mes de septiembre se propuso un borrador de la regulación modificatoria de la Resolución 40302 de 2022, cuyo objetivo es integrar mayor certidumbre sobre los procesos de conexión de los proyectos, integración de proyectos productivos, vinculación de empresas públicas o mixtas del sector, mecanismos de asignación de permisos de exploración y explotación, entre otros. Dichas mejoras solicitadas desde el Despacho fueron armonizadas con el equipo de la Dirección de Hidrocarburos (DH) y posteriormente consultadas con la firma de expertos cuya contratación fue financiada por el Banco Mundial (BM).

La propuesta de regulación incluye un régimen de transición para las solicitudes de permisos en curso y se planteó publicar a comentarios hacia marzo de 2025. Lo anterior, con el objetivo de habilitar la entrega de permisos bajo requerimientos adicionales a los





existentes y la realización de asignaciones posteriores por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

En el caso de la modificación del Decreto 1318 de 2022, derivado del Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015, desde la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales (OARE) se formularon lineamientos para el contenido del decreto, así como redacción en la memoria justificativa sobre instrumentos para la asignación de permisos, formulación de mecanismos de mercado, acciones regulatorias para facilitar la conexión a la red, entre otros. Esta propuesta fue ajustada junto con la Dirección de Hidrocarburos y publicada en versión definitiva el 27 de diciembre de 2024 con la numeración 1598 de 2024. Dicha versión recibió recomendaciones, previas a la publicación, de los expertos anteriormente citados.

- Planeamiento de una estrategia de asignación de permisos y desarrollo de los proyectos

En el mes de noviembre desde Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales (OARE) se planeó, coordinó y ejecutó un taller de hoja de ruta para el desarrollo geotérmico en Colombia dirigido a las entidades relacionadas y conducido por los expertos consultores en geotermia contratados por el Banco Mundial, en el cual se formularon metas y prioridades para desarrollar el energético en el país. Se establecieron bases y términos de referencia para una hoja de ruta a desarrollarse en 2025 y se consolidó una versión de tipo regulatoria en diciembre de 2024, cuyo objeto es servir de guía para las actividades durante 2025 y a mediano plazo. Junto con estos análisis y entregables para 2025, se formularon esquemas de otorgamiento de permisos para armonizar con la ANH, como delegado para el diseño, otorgamiento y administración de los procesos de asignación y posterior desarrollo de los permisos en zonas geológicas de alta y media prospectividad.

En el periodo comprendido entre enero y junio de 2025 se apoyó desde la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales (OARE) el seguimiento a los permisos otorgados por el Ministerio para producción de energía eléctrica y coproducción a partir de geotermia. Así mismo, se llevaron a cabo reuniones con los desarrolladores tendientes a socializar los cambios regulatorios y los tiempos de expedición de los permisos. Desde la Oficina se formuló un esquema de ajustes de las solicitudes de permisos de exploración, con el fin de facilitar el otorgamiento de estos, manteniendo hitos y medidas para evitar comportamientos conducentes al acaparamiento y la especulación.





Dichas medidas fueron socializadas con DH y ejecutadas en conjunto para avanzar con la atención a más de 6 solicitudes de permisos en curso.

Gestión de áreas para exploración geotérmica

Durante el periodo reportado se otorgaron permisos de exploración geotérmica orientados a la evaluación de recursos de alta entalpía con potencial para generación de energía eléctrica.

Tabla 100. Permisos de geotermia otorgados por el Ministerio de Minas y Energía

Área geotérmica	Desarrollador	Ubicación	Extensión
Nereidas	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. BIC (CHEC)	Municipio de Villamaría, departamento de Caldas .	43,46 km ²
Azufral 001	ECOPETROL S. A.	Municipios Guachucal, Mallama, Santacruz, Sapuyes y Túquerres, departamento de Nariño .	148,77 km ²
Condor Paipa	DEWHURST GROUP S.A.S.	Municipio de Paipa, departamento de Boyacá .	9,98 km ²
Tepew Sinú – San Jacinto	ESQUEMA ASOCIATIVO TEPEW ENERGY S.A.S. - LLANOPOZOS S.A.	Municipio de Momil, departamento de Córdoba , y municipio de San Antonio de Palmito, departamento de Sucre .	86,55 km ²

Fuente: elaboración propia, Ministerio de Minas y Energía, 2025.

Estos permisos cuentan con una vigencia inicial de cinco (5) años y tienen como finalidad adelantar actividades de caracterización geológica, geoquímica, geofísica y perforación exploratoria para identificar el recurso geotérmica y determinar la viabilidad técnica y económica de los recursos geotérmicos identificados.





Desarrollo de proyectos de explotación geotérmica mediante coproducción

En el marco del aprovechamiento energético de fluidos asociados a actividades de producción de hidrocarburos, el Ministerio de Minas y Energía ha promovido el desarrollo de proyectos de explotación geotérmica bajo la modalidad de coproducción para autoconsumo.

A 31 de mayo de 2026 se encuentran vigentes los permisos de coproducción relacionados en la siguiente tabla.

Tabla 101. Permisos de explotación geotérmica bajo la modalidad de coproducción otorgados por el Ministerio de Minas y Energía

Área	Desarrollador	Ubicación	Capacidad proyectada
Campo Rumba	PAREX RESOURCES (COLOMBIA) AG SUCURSAL	Municipios de Aguazul y Maní, departamento de Casanare .	15 - 60 KW
Bloque APIAY	ECOPETROL S.A.	Municipio de Acacías, Restrepo y Villavicencio, departamento del Meta .	300 - 350 KW
Bloque CUBARRAL	ECOPETROL S.A.	Municipios de Acacías, Castilla La Nueva y Guamal, departamento del Meta .	300 - 350 KW

Fuente: elaboración propia, Ministerio de Minas y Energía, 2025.

Estos proyectos representan un avance importante en la integración de la geotermia con las operaciones del sector hidrocarburos, permitiendo aprovechar el calor contenido en fluidos de producción para la generación de energía eléctrica destinada al autoconsumo de las operaciones, contribuyendo a la reducción de emisiones y al fortalecimiento de la eficiencia energética.

Generación de conocimiento y evaluación del potencial geotérmico nacional

Como resultado del trabajo articulado entre el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Servicio Geológico Colombiano (SGC), se adelantaron importantes iniciativas orientadas a fortalecer el conocimiento del





potencial geotérmico del país y a generar información estratégica para la transición energética.

Por su parte, en el marco de las funciones delegadas a la ANH, la entidad desarrolló estudios técnicos especializados para la identificación y evaluación de áreas con potencial geotérmico para generación de energía eléctrica. Estas actividades fueron financiadas a través del proyecto de inversión “Contribución a la evaluación del potencial de fuentes no convencionales de energía para la transición energética nacional” (BPIN 202300000000182).

Entre los principales avances se destacan:

Cartografía térmica regional: análisis de más de 30.000 imágenes satelitales sobre un área de 83.627 km², que permitió identificar anomalías térmicas y generar información base para orientar futuras actividades de exploración geotérmica.

Adquisición y procesamiento de información geofísica: reprocesamiento de 2.510 estaciones magnetotélúricas, adquisición de 769 nuevas estaciones y 248 sondeos geofísicos, así como la ejecución de levantamientos aerogravimétricos y magnetométricos de alta resolución en áreas prioritarias. Estos estudios fortalecen el conocimiento de la estructura del subsuelo y contribuyen a la identificación de zonas con potencial geotérmico

Estudios geoquímicos e isotópicos: análisis de 53 muestras de gases naturales y aguas subterráneas en la Cordillera Oriental, cuyos resultados permitieron identificar evidencias de actividad térmica asociada a estructuras geológicas profundas y mejorar la comprensión del comportamiento de los sistemas geotérmicos.

Actualización del mapa nacional de flujo de calor y gradiente geotérmico: elaboración del primer mapa integrado a escala 1:500.000, basado en más de 5.700 registros térmicos, permitiendo identificar ocho dominios térmicos prioritarios para futuras actividades de exploración y desarrollo geotérmico.

Adicionalmente, la ANH avanza en la implementación del Banco de Información Energética (BIEN), una plataforma destinada a la gestión, preservación y consulta de la información técnica generada en el marco de los estudios energéticos del país, fortaleciendo la disponibilidad y trazabilidad de la información para la toma de decisiones.





Los resultados obtenidos constituyen un avance significativo en la consolidación de la línea base de conocimiento geotérmico nacional, aportando insumos técnicos para la identificación de áreas con potencial para el desarrollo de proyectos de generación de energía geotérmica y fortaleciendo las capacidades institucionales para impulsar esta fuente renovable en Colombia.

Entre agosto de 2022 y mayo de 2026, el Servicio Geológico Colombiano avanzó en el conocimiento geotérmico nacional mediante la consolidación de cuatro líneas estratégicas de investigación como se muestra en la Figura 3, la cual muestra sistemas hidrotermales, flujo de calor, geotermia somera y zonas de favorabilidad geotérmica. Estas líneas estuvieron orientadas a la caracterización de los diferentes tipos de sistemas geotérmicos presentes en el país, abarcando no solo sistemas de alta temperatura en los que ya se contaba con avances previos, sino también sistemas de media y baja temperatura, lo que permitió ampliar y diversificar el conocimiento de los recursos geotérmicos de Colombia.

En la línea de sistemas hidrotermales, enfocada en el estudio de recursos geotérmicos de alta temperatura en zonas volcánicas, se adelantaron investigaciones geológicas, geofísicas y geoquímicas en siete áreas de interés: San Diego, Santa Rosa, Cerro Machín, Cerro Bravo, Nereidas Botero Londoño, Galeras-Morasurco y Villamaría Termales. En tres de ellas (Cerro Bravo, Galeras-Morasurco y Villamaría Termales), los estudios partieron desde fases iniciales de reconocimiento y caracterización. Asimismo, mediante la integración de información multidisciplinaria, se formularon los modelos conceptuales de Cerro Machín y San Diego para comprender su funcionamiento y dinámica.

En la línea de flujo de calor, se consolidaron los trabajos en Paipa a partir de la información de pozos de gradiente térmico previamente perforados en el área. De manera complementaria, se adelantaron investigaciones en las cuencas sedimentarias Sinú-San Jacinto y Valle Alto del Magdalena para precisar la distribución regional de este parámetro.

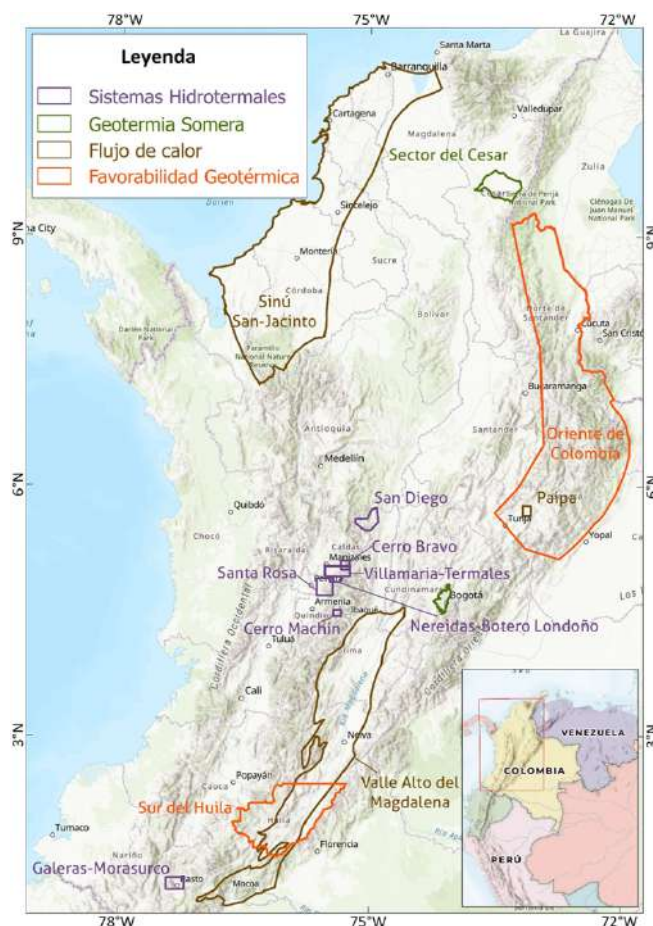
En cuanto a geotermia somera, se ejecutó un proyecto piloto en el perímetro urbano de Bogotá enfocado en evaluar el potencial térmico de baja temperatura. Esta evaluación de recursos continúa en un sector del departamento del Cesar.



Por su parte, en la identificación de zonas de favorabilidad geotérmica, se realizaron estudios en el departamento del Huila y en el oriente colombiano. Actualmente, estos esfuerzos se concentran en la cuenca Sinú–San Jacinto.

Finalmente, se adelantaron actividades de divulgación y apropiación social del conocimiento mediante la publicación de artículos científicos e informes técnicos, así como la participación en eventos académicos y escenarios especializados. De igual forma, se realizaron talleres y mesas de diálogo con comunidades y entidades nacionales, promoviendo la participación ciudadana y el fortalecimiento de los saberes en torno a la geotermia.

Imagen 24. Localización de las áreas de estudio, según las líneas de investigación geotérmica



Fuente: Dirección de Geoamenazas, Servicio Geológico Colombiano, 2026.

Cooperación internacional





En el marco de la cooperación internacional, el Ministerio de Minas y Energía participó en el proyecto de cooperación triangular “Intercambio de experiencias e información técnica sobre el hidrógeno verde, sus derivados y la energía geotérmica entre Honduras, El Salvador, Colombia y Alemania (GeoH2Verde)”, implementado por la Agencia Alemana de Cooperación Internacional (GIZ) y financiado por el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania (BMZ).

Como resultado de esta iniciativa, se promovió el intercambio de conocimientos técnicos y buenas prácticas entre los países participantes, fortaleciendo las capacidades institucionales para el desarrollo de la geotermia y otras fuentes de energía limpia. En particular, Colombia compartió su experiencia en la promoción del hidrógeno verde, mientras que Honduras y El Salvador aportaron experiencias relevantes en el aprovechamiento de los recursos geotérmicos.

En el componente geotérmico del proyecto, se contó con el acompañamiento técnico del experto internacional Dr. Thomas Spehs, quien brindó asistencia a un equipo de trabajo conformado por representantes del Ministerio de Minas y Energía, el Servicio Geológico Colombiano (SGC), ECOPETROL y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Este trabajo conjunto permitió aplicar una metodología de modelos de aptitud para la elaboración de un mapa de favorabilidad geotérmica en un área de estudio localizada en el oriente colombiano, comprendiendo sectores de los departamentos de Boyacá, Casanare, Santander, Norte de Santander y Arauca.

La aplicación de esta metodología permitió identificar áreas con diferentes niveles de favorabilidad para el desarrollo de proyectos geotérmicos, constituyéndose en un ejercicio piloto de gran valor para la evaluación del potencial geotérmico en zonas no volcánicas del país. Los resultados obtenidos se presentan en la Imagen 3, correspondiente al mapa de favorabilidad geotérmica generado en el marco de esta cooperación internacional.

La cooperación desarrollada con GIZ contribuyó al fortalecimiento de las capacidades técnicas nacionales, la transferencia de conocimiento especializado y la incorporación de metodologías internacionales para la planificación y gestión del recurso geotérmico. Asimismo, sentó bases para la consolidación de futuros procesos de cooperación técnica orientados a impulsar el desarrollo sostenible de la geotermia en Colombia.





Entre agosto de 2022 y mayo de 2026 se destacan los siguientes resultados:





- Expedición del Decreto 1598 de 2024 para fortalecer el marco regulatorio del sector geotérmico.
- Consolidación del esquema de gobernanza institucional entre el Ministerio de Minas y Energía, la ANH y el SGC.
- Otorgamiento de cuatro permisos de exploración geotérmica que abarcan aproximadamente 288,76 km².
- Seguimiento a tres proyectos de explotación geotérmica mediante coproducción en los departamentos de Casanare y Meta.
- Elaboración del primer mapa nacional de flujo de calor y gradiente geotérmico.
- Desarrollo de estudios geofísicos, geoquímicos y de cartografía térmica que fortalecen el conocimiento del potencial geotérmico colombiano.
- Mapa de Favorabilidad Geotérmica para el nororiente colombiano, en el marco del "Intercambio de experiencias e información técnica sobre el hidrógeno verde, sus derivados y la energía geotérmica entre Honduras, El Salvador, Colombia y Alemania (GeoH2Verde)"
- El BMZ aprobó la propuesta de proyecto de CTr entre El Salvador, Honduras, Colombia y Alemania "Alianza Geotermia, Hidrógeno de bajas emisiones y Bioenergía para el Desarrollo Regional".

3.8 Nuevos energéticos: Bioenergía

Durante el cuatrienio 2022-2026, los bioenergéticos (gaseosos, líquidos y sólidos) se han posicionado como vectores estratégicos para la seguridad y soberanía estratégica, la Transición Energética Justa (TEJ), la descarbonización, la sostenibilidad del uso de combustibles y el fomento de la economía circular en Colombia. Los energéticos derivados de la bioenergía impactan positivamente las metas de reducción de emisiones contaminantes del país, fortalecen la matriz energética nacional, promueven el desarrollo rural y la economía local. El aprovechamiento potencial de los residuos y subproductos biomásicos de diferentes cadenas de valor, por ejemplo, agrícolas, pecuarias, forestales y urbanas, permiten diversificar la matriz energética y ofrecer soluciones descentralizadas, impactando positivamente los compromisos climáticos del país.

Se estima que, a partir de los residuos y subproductos biomásicos, Colombia podrá generar más de 100.000 TJ/año⁶, equivalente a cerca del 6,7 % de la demanda energética nacional. En el corto plazo, el potencial esperado es de 10.000 TJ/año⁷, con





foco en regiones como Santander, Antioquia, Valle del Cauca, Meta, Bogotá y Cundinamarca. Con el propósito de materializar este potencial, el Ministerio de Minas y Energía avanza en la identificación y definición de las condiciones regulatorias necesarias para el despliegue del sector, en articulación con entidades del orden nacional y territorial, y en diálogo con los actores productivos, académicos y comunitarios involucrados en la cadena de valor de las bioenergías.

Adicionalmente, el Ministerio se ha involucrado en espacios de articulación interinstitucional orientados a alinear el desarrollo regulatorio entre las diferentes carteras e instituciones, promover el intercambio de información sobre las iniciativas en curso y generar acciones conjuntas, como las impulsadas en el marco del Decreto Basura Cero y la Mesa de Biomasa Residual. De manera complementaria, se han consolidado espacios de cooperación internacional que han permitido intercambiar experiencias y mejores prácticas con países y organismos multilaterales que lideran la transición hacia economías bajas en carbono, con miras a posicionar a Colombia como referente regional en el aprovechamiento sostenible de la biomasa y al cumplimiento de sus metas climáticas en el marco del Acuerdo de París y la Agenda 2030.

La consolidación de los avances alcanzados para el biogás y biometano a lo largo de este período son el reflejo de una articulación estratégica entre la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y el Ministerio de Minas y Energía (MME), entidades que han alineado sus capacidades técnicas para fortalecer, de manera indicativa, entre otros, los siguientes frentes de política y planeación energética que tienen relación directa con el BIOGÁS:

- la implementación del Decreto 670 de 2025 (Basura Cero);
- la actualización de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa (TEJ);
- los planes indicativos publicados por la UPME, entre los que se incluyen los posibles futuros Planes Regionales de Bioenergía, el Plan Nacional de Bioenergía, el PEN y el PNSL.

Planeación de la bioenergía, habilitadores regulatorios y de política pública

En el marco del fortalecimiento normativo del sector energético, cuyas directrices principales se fundamentan de manera transversal en el Decreto 1073 de 2015, se ha avanzado significativamente en la consolidación de un entorno integral para habilitar el aprovechamiento de la biomasa en todas sus formas.





- Plan Indicativo de Bioenergía – PIBE Pacífico: En 2025, en articulación con la UPME, se publicaron diversos documentos de planeación sobre bioenergía a nivel regional, los cuales sirven como referente para todo el país^{8,9,10}. En estos informes se caracteriza el potencial bioenergético del Pacífico colombiano a partir de biomasa residual agrícola, pecuaria, forestal y de residuos urbanos, proyectando escenarios de aprovechamiento con horizonte al año 2036. Dichos lineamientos están articulados con la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa, el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), constituyendo un eje estratégico para orientar la inversión, el desarrollo regulatorio y la toma de decisiones del sector en la región.
- Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa (TEJ): Desarrollada por el Ministerio de Minas y Energía, este instrumento estratégico articula las acciones para avanzar hacia una matriz energética segura, soberana y limpia, en la que las bioenergías se reconocen explícitamente como nuevos energéticos clave para la descarbonización y el desarrollo territorial.
- Decreto Biogás y Biometano: Desde el Ministerio de Minas y Energía se lidera la estructuración de un Decreto Nacional de Biogás y Biometano, proyectado para su publicación en el cuarto trimestre de 2026, el cual definirá las condiciones regulatorias y operativas para impulsar el aprovechamiento a gran escala de estos energéticos.

Articulación interinstitucional

El Ministerio de Minas y Energía ha liderado y participado en diferentes espacios de articulación interinstitucional para avanzar en el desarrollo de política pública para el impulso y la masificación de las bioenergías en Colombia.

Imagen 26. Pacto Territorial Basura Cero, Municipio de Charalá, Departamento de Santander





Fuente: elaboración propia MME, 2026

- Programa Basura Cero: El Ministerio de Minas y Energía, en articulación con las carteras de Vivienda, Ambiente y Agricultura, ejerce un rol estratégico en el programa "Basura Cero" (Decreto 670 de 2025), para consolidar progresivamente la valorización energética de residuos y la transición de rellenos sanitarios hacia Parques Tecnológicos y Ambientales en el marco de la economía circular. Como primer hito, se destaca, en 2026, la firma del primer Pacto Territorial en Santander, donde el Ministerio, en articulación con la UPME, identificaron el potencial bioenergético del municipio de Charalá, Santander (como un referente para otros municipios del país), a partir de biomasa residual (RSU, PTAR y sectores agropecuarios), tomando como referencia la metodología del Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico y la actualización 2026 del Plan Nacional de Sustitución de Leña, para su incorporación como indicador en el marco del Plan de Acción del Decreto Basura Cero.
- Mesa Interinstitucional del Plan Nacional para la Gestión Sostenible de Biomasa Residual: Enmarcada en la Estrategia Nacional de Economía Circular, constituye el máximo estamento técnico articulador entre los ministerios de Ambiente, Vivienda y Agricultura, y el sector privado. Esta instancia aborda globalmente el aprovechamiento integral de todas las tipologías de biomasa para múltiples usos, contexto en el cual la valorización energética se consolida como una de sus líneas estratégicas. Actualmente, con el respaldo de la Cooperación Alemana (GIZ), se avanza en una ruta para fortalecer su gobernanza, optimizar el trabajo interinstitucional y armonizar la normativa requerida para dinamizar toda esta cadena de valor a nivel nacional.

Expansión y Desarrollo: Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico (PIBE Pacífico)

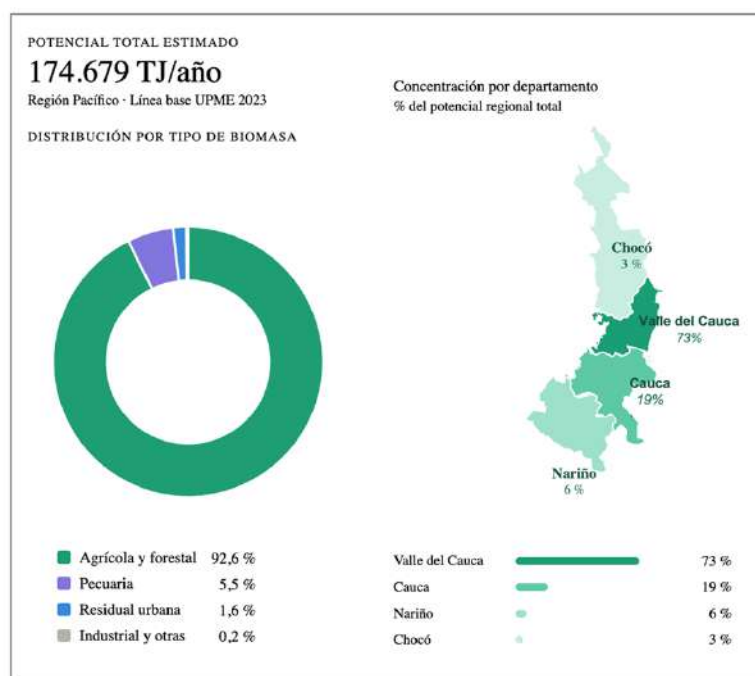




Uno de los avances territoriales más robustos y transformadores del periodo es la formulación del Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico (PIBE Pacífico), liderada por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), en articulación con el Ministerio de Minas y Energía. Esta iniciativa se estructura como una apuesta estratégica de transformación productiva, internacionalización y acción climática para la región. Asimismo, se consolida como un referente metodológico y programático pionero que servirá de insumo para futuros análisis en otras zonas del país, al permitir la evaluación prospectiva de diversos escenarios y niveles de implementación de la bioenergía bajo el marco regulatorio vigente.

Su desarrollo integró un riguroso análisis de datos históricos (2018-2023) y proyecciones a 2036, incorporando instrumentos estratégicos como el Plan Energético Nacional (PEN), la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa y las metas de neutralidad climática a 2050 de la Agencia Internacional de Energía (AIE). Gracias a la estandarización de información territorial, se identificó un potencial bioenergético técnico de 174.679 TJ/año, proveniente de cadenas de valor estratégicas y distribuidas como se muestra en la siguiente figura.

Gráfica 25. Potencial bioenergético técnico Región Pacífico



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.





El análisis prospectivo evalúa tres escenarios de incorporación energética. El escenario de Aprovechamiento Pleno (E3 o Ruta NZE), de máxima ambición, proyecta la incorporación de un potencial adicional superior a 33.000 TJ/año frente a la línea base. Esto incrementaría sustancialmente la mitigación de gases de efecto invernadero, pasando de 3 a 4,3 Mton CO₂e/año en 2036. En este contexto, el plan destaca grandes oportunidades en la digestión anaerobia de residuos pecuarios y agroindustriales. Asimismo, establece lineamientos para la transición de rellenos sanitarios hacia Parques Tecnológicos y Ambientales (PTA) y el aprovechamiento de biogás en Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR).

Para garantizar el monitoreo de estas metas, se destaca la estructuración del Observatorio Colombiano de Bioenergía (OBCO). Este instrumento tecnológico centralizará el análisis de encadenamientos productivos, visualizará la distribución del potencial mediante herramientas georreferenciadas y Sistemas de Información Geográfica (SIG), y apoyará la formulación de proyectos sostenibles en la región.

Con el fin de territorializar los resultados del PIBE Pacífico y promover su apropiación por parte de los actores locales, el Ministerio de Minas y Energía y la UPME tienen previsto adelantar jornadas de socialización en los territorios de la región. Estas jornadas iniciarán al cierre del primer semestre de 2026 y continuarán a lo largo del segundo semestre.

Cooperación internacional

El fortalecimiento del conocimiento técnico ha sido un pilar de la gestión sectorial, consolidando alianzas internacionales clave:

- **Cooperación Sur-Sur (China):** En el segundo semestre de 2025, se estableció una alianza con el Instituto del Biogás de China (BIOMA), afianzada tras la visita de un delegado del Ministerio a dicho país. La agenda conjunta aborda cinco ejes: capacitación técnica, desarrollo de productos de conocimiento, investigación cooperativa, transferencia de manuales operativos adaptados al trópico y la ejecución de proyectos piloto en regiones estratégicas para validar indicadores en campo.
- **Intercambio Técnico y Científico (Tailandia):** En el primer semestre de 2026, bajo el proyecto «Puentes de Bioenergía», se coordinó un intercambio técnico con el Gobierno de Tailandia. El objetivo es adaptar su exitosa experiencia en la valorización de residuos agrícolas para desarrollar soluciones energéticas





- descentralizadas, mitigar emisiones por quemas a cielo abierto y articular estas alternativas con el programa nacional de Comunidades Energéticas.
- Programa de Capacidades Colombia-Suecia (NIR-IVL): Con el apoyo del Consejo Internacional de la Industria Sueca (NIR) y el Instituto Sueco de Investigación Ambiental (IVL), se realizó un diagnóstico institucional y regulatorio en Colombia. Este esfuerzo derivó en un programa de capacitación desarrollado en el primer semestre de 2026 para más de 30 entidades del sector público y privado, facilitando el trabajo articulado para el impulso del sector.
 - Fondo BOGA (Amazonía y Nariño): Se avanza en la gestión para la obtención de recursos a través del Fondo BOGA, con el propósito de financiar consultoría técnica orientada a identificar y estructurar iniciativas estratégicas de bioenergía en la región amazónica. La ejecución de estos recursos está prevista para el segundo semestre de 2026.

3.9 Plan Nacional de Sustitución de Leña - PNSL

El Plan Nacional de Sustitución de Leña - PNSL, desarrollado por la UPME, es un plan indicativo orientado a sustituir gradualmente los combustibles tradicionales ineficientes y altamente contaminantes, usados en la cocción de alimentos en los hogares rurales, por energéticos más limpios. La UPME elabora este plan con el propósito de brindar insumos técnicos que guíen las acciones del sector en la transición de energéticos como la leña y el carbón, hacia alternativas menos contaminantes, mejorando así la salud pública y la calidad de vida en zonas rurales. Entre los combustibles objetivo de sustitución se incluyen la leña y madera usadas directamente, el carbón vegetal y mineral, e incluso otros derivados fósiles utilizados tradicionalmente en fogones (como kerosene, gasolina, petróleo e incluso biomasa de desecho). Dado que la combustión ineficiente de estos materiales produce altos niveles de contaminantes y humo en espacios cerrados, el plan apunta a facilitar el acceso a opciones como GLP, gas natural, electricidad o cocinas mejoradas, junto con campañas de sensibilización, para reducir las enfermedades respiratorias y la deforestación asociada al uso intensivo de leña.

El PNSL tiene carácter indicativo y sus recomendaciones sirven de base para políticas y programas (por ejemplo, incentivos para ampliar la cobertura de gas combustible en zonas rurales, proyectos piloto de estufas eficientes, etc.). La UPME publicó la primera versión del plan en 2017, centrada en la Expansión de Cobertura de Gas Combustible





en áreas donde predomina la leña. Posteriormente, tras estudios de caracterización de uso de leña en distintas regiones, se estructuró un plan nacional más integral, cuyos documentos (tomo I, II, III y resumen ejecutivo) fueron publicados en 2023.

Adicionalmente, en 2025 y 2026 se publicaron documentos de avance orientados al seguimiento de las medidas establecidas para la implementación del PNSL, en los cuales se analizan escenarios alternativos de sustitución a mediano plazo, que buscan dimensionar futuros posibles mediante diversos niveles de incertidumbre y de gestión de recursos, considerando también las estrategias definidas más recientes por el Estado y las condiciones presupuestales al momento de su implementación. De igual manera se presentan agregados estadísticos que permiten informar sobre el comportamiento de los consumos de leña en el país e indicadores que describen las dinámicas presentes en Colombia frente al acceso a combustibles menos contaminantes para la cocción de alimentos.

En los escenarios considerados se establecen metas de sustitución de leña a corto, mediano y largo plazo, se identifican regiones prioritarias y se proponen líneas de acción interinstitucional para lograr una transición energética rural justa. Este plan complementa otros esfuerzos de la política energética y ambiental, contribuyendo simultáneamente a la reducción de emisiones contaminantes, la protección de bosques y la mejora de la calidad de vida de comunidades vulnerables. A partir de este instrumento, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40165 de 2024, por la cual se establecen los parámetros para el desarrollo del Programa de Sustitución de Leña, Carbón y Residuos por Energéticos de Transición de Gas Combustible para la Cocción de Alimentos.

En el período 2023-2026 se publicó la primera versión del PNSL (Tomos I, II y anexos) y dos documentos de seguimiento de las medidas y acciones recomendadas.

Proyección de precios de los energéticos

La Proyección de Precios de los Energéticos es un documento altamente técnico mediante el cual la UPME estima la trayectoria futura de los precios de las distintas fuentes energéticas. Este documento proporciona una proyección futura del comportamiento esperado de insumos como el gas natural, carbón, diésel, fuel oil, entre otros, que alimentan las plantas de generación eléctrica en Colombia y otros sectores de demanda nacional.





Los precios proyectados se calculan con base en perspectivas de los mercados internacionales de energéticos, considerando las particularidades de la regulación y normatividad nacional vigente para cada combustible. El análisis toma en cuenta variables macroeconómicas (crecimiento, tipo de cambio), escenarios de oferta-demanda global de energéticos, así como tendencias tecnológicas y políticas (p. ej. precio del carbono), para construir escenarios de precios a corto, mediano y largo plazo de cada energético relevante. Esto permite, por ejemplo, anticipar cómo podría variar el costo del gas natural o del carbón para generación bajo diferentes condiciones de mercado, información valiosa para planificar la expansión de generación y evaluar la viabilidad económica de proyectos (centrales térmicas, sustitución por renovables, etc.).

A lo largo del período 2022-2026 se publicaron 4 documentos institucionales. La versión más reciente, extiende la proyección hasta el año 2050, además presenta una actualización del enfoque metodológico aplicado previamente y diversos escenarios de precios para cada energético, reflejando cambios esperados en la evolución de los mercados de combustibles fósiles en la transición energética global. En suma, la proyección de precios de energéticos es un instrumento de planificación que complementa los planes de expansión, al aportar insumos económicos que permiten evaluar costos futuros de generación y diseñar estrategias de abastecimiento de combustible más robustas.





Energía

CAPÍTULO 4

TRANSVERSAL





CAPÍTULO 4. TRANSVERSAL

La Transición Energética Justa impulsada por el Gobierno del Cambio ha significado mucho más que una transformación tecnológica y productiva del sector minero energético. Ha representado la consolidación de un modelo de gestión que pone en el centro a las personas, los territorios y las comunidades históricamente excluidas, reconociendo que el acceso a la energía, la participación en las decisiones públicas, la protección de los derechos humanos y la inclusión de los enfoques diferenciales son condiciones fundamentales para construir un desarrollo sostenible y equitativo.

Durante el período 2022–2026, el Ministerio de Minas y Energía fortaleció la incorporación transversal de los enfoques de género, derechos humanos, discapacidad, pertenencia étnica, curso de vida, orientación sexual e identidad de género, así como la atención prioritaria a comunidades vulnerables y territorios con mayores brechas sociales. Este trabajo permitió avanzar hacia una institucionalidad más inclusiva, capaz de responder a las particularidades de los diferentes grupos de especial protección constitucional vinculados o impactados por el sector.

La gestión desarrollada durante el cuatrienio se orientó a garantizar que las políticas, programas y proyectos minero-energéticos incorporaran principios de equidad, participación incidente, accesibilidad, diálogo social y respeto por los derechos humanos. Esto se tradujo en acciones para fortalecer la prevención y gestión de conflictividades sociales, promover el trabajo decente, impulsar mecanismos de participación ciudadana y comunitaria, consolidar estrategias de reducción de la pobreza energética, fomentar la cooperación internacional y avanzar en la construcción de herramientas institucionales para la inclusión y la no discriminación.

De igual manera, el ministerio promovió una visión de justicia ambiental y territorial que reconoce las dinámicas propias de cada región y la necesidad de distribuir de manera más equitativa los beneficios derivados del desarrollo minero energético. Bajo esta





perspectiva, se fortalecieron los procesos de articulación con entidades nacionales, autoridades territoriales, organizaciones sociales, comunidades étnicas y actores de cooperación, con el propósito de construir soluciones concertadas y sostenibles para los desafíos del sector.

Este capítulo presenta los principales avances, resultados y aprendizajes alcanzados en materia de derechos humanos, equidad de género, inclusión social, atención a grupos vulnerables, trabajo decente, cooperación internacional, regalías, justicia ambiental y gestión de conflictividades sociales. En conjunto, estas acciones evidencian el compromiso del Ministerio de Minas y Energía con una transición minero-energética que no solo transforme la forma de producir y consumir energía, sino también la manera en que el Estado garantiza derechos, amplía oportunidades y fortalece la participación de las comunidades en la construcción de un futuro más justo, incluyente y sostenible.

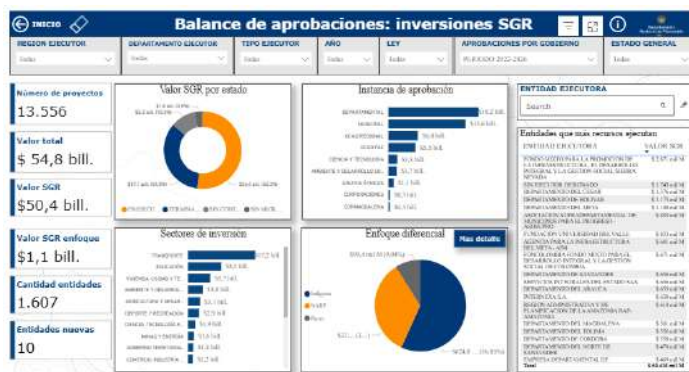
4.1 Regalías

En el marco del Sistema General de Regalías (SGR), el Ministerio de Minas y Energía presenta los principales avances, logros y retos asociados a la administración, asignación y ejecución de los recursos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables durante el periodo comprendido entre agosto de 2022 y el 30 de junio de 2026. El SGR, regulado por la Ley 2056 de 2020 y sus decretos reglamentarios, ha consolidado un esquema orientado al uso eficiente de los recursos, el fortalecimiento del desarrollo territorial y la reducción de brechas regionales.

Durante el periodo de análisis, el ministerio continuó fortaleciendo la implementación del sistema, garantizando su operación, la continuidad de los procesos y la seguridad jurídica en la asignación y ejecución de los recursos, así como el acompañamiento a las entidades territoriales en la formulación y desarrollo de proyectos de inversión.

Imagen 27. Balance de aprobaciones: inversiones SGR





Fuente: <https://www.sgr.gov.co/Vigilancia/ResultadoselInformes.aspx>

Durante el periodo 2022–2026, el Ministerio de Minas y Energía consolidó avances en la implementación del SGR mediante:

- La articulación interinstitucional con entidades como el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Departamento Nacional de Planeación.
- El fortalecimiento de los mecanismos de asignación y ejecución de los recursos.
- El acompañamiento permanente a entidades territoriales para la formulación y aprobación de proyectos de inversión.

Estas acciones permitieron mejorar la eficiencia en la ejecución de recursos y avanzar en el cierre de brechas regionales, especialmente en territorios productores y zonas con mayores necesidades.

Incentivo a la producción

Desde 2015, el Ministerio de Minas y Energía ha impulsado incentivos dirigidos a los municipios productores del país, así como a aquellos que cuentan con puertos marítimos y fluviales a través de los cuales se transportan recursos naturales no renovables o sus derivados. Para ello, ha diseñado metodologías de distribución, asignado recursos y acompañado a las entidades territoriales, con el propósito de promover la reactivación social y económica, la protección y recuperación ambiental y la formalización de la producción minera, a través de la formulación, aprobación y ejecución de proyectos de inversión en el marco del Sistema General de Regalías (SGR).

Desde agosto de 2022 el Ministerio ha distribuido y asignado \$2,09 billones por concepto de incentivo a la producción, de los cuales los municipios beneficiarios han comprometido cerca de \$723.293 millones:





Tabla 102. Distribución de Recursos IP

Resolución	Distribución de Recursos IP	Monto
Resolución 4 0320 de 2023	Incentivo Productores 2023-2024 - Fuente: Rendimientos Financieros AL 04 de 2017	\$ 142.444.993.519
Resolución 4 0320 de 2023	Incentivo Puertos 2023-2024 - Fuente: Rendimientos Financieros AL 04 de 2017	\$ 15.827.221.502
Resolución 4 0121 de 2024	Incentivo Productores 2023-2024 - Fuente: Rendimientos Financieros AL 04 de 2017	\$ 213.667.490.279
Resolución 4 0121 de 2024	Incentivo Puertos 2023-2024 - Fuente: Rendimientos Financieros AL 04 de 2017	\$ 23.740.832.253
Resolución 4 0326 de 2025	Incentivo Productores 2025-2026 - Fuente: Rendimientos Financieros AL 04 de 2017	\$ 697.438.212.140
Resolución 4 0326 de 2025	Incentivo Puertos 2025-2026 - Fuente: Rendimientos Financieros AL 04 de 2017	\$ 77.493.134.682
Resolución 4 0138 de 2026 Resolución 4 0250 de 2026	Incentivo Convocatoria 2025 - Fuente: Rendimientos Financieros AL 04 de 2017	\$ 691.050.722.746
Resolución 4 0278 de 2026	Incentivo Productores 2025-2026 - Fuente: Rendimientos Financieros AL 04 de 2017	\$ 207.067.038.105
Resolución 4 0278 de 2026	Incentivo Puertos 2025-2026 - Fuente: Rendimientos Financieros AL 04 de 2017	\$ 23.007.448.678
TOTAL IP ASIGNADO 2015 a 2026		\$ 2.091.737.093.904

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026

El incentivo a la producción continuó orientado a promover el desarrollo territorial en municipios productores y portuarios, mediante la financiación de proyectos de inversión en sectores estratégicos.

Durante el periodo 2022–2026 se priorizaron proyectos que contribuyen a:

- La reactivación económica local.
- La cobertura de servicios energéticos.
- La formalización y fortalecimiento de la actividad minera.

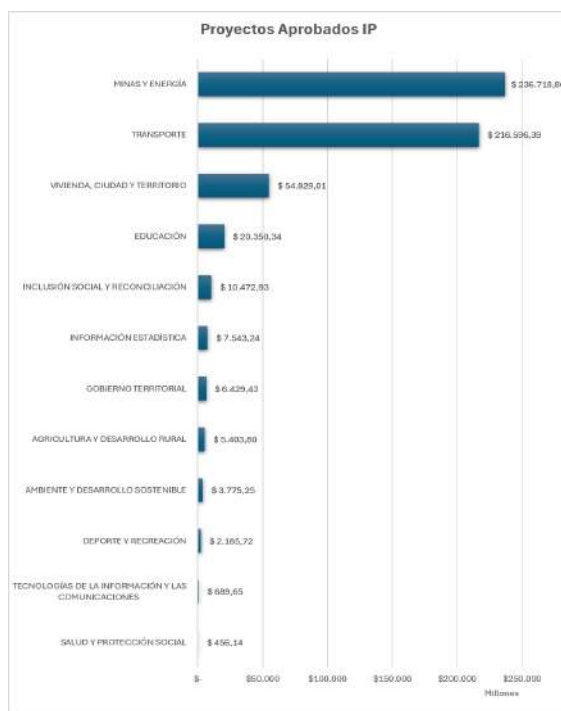
Adicionalmente, se fortaleció la participación territorial a través de esquemas competitivos de asignación de recursos.

Ahora bien, entre agosto de 2022 y junio de 2026, se aprobaron 212 proyectos de inversión por valor de \$723.293 millones que contaron con un aporte de \$681.466 millones del Incentivo a la Producción en diferentes sectores. Es preciso señalar que en el periodo relacionado y con ocasión del acompañamiento del Ministerio de Minas y Energía a las entidades territoriales, se promovió la inversión con estos recursos en el



Sector Minero Energético, logrando aumentar la aprobación de inversiones en el sector con 79 proyectos por un monto de \$382.482 millones.

Gráfica 28. Proyectos aprobados IP



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026

Órgano Colegiado de Administración y Decisión para la Paz - OCAD Paz

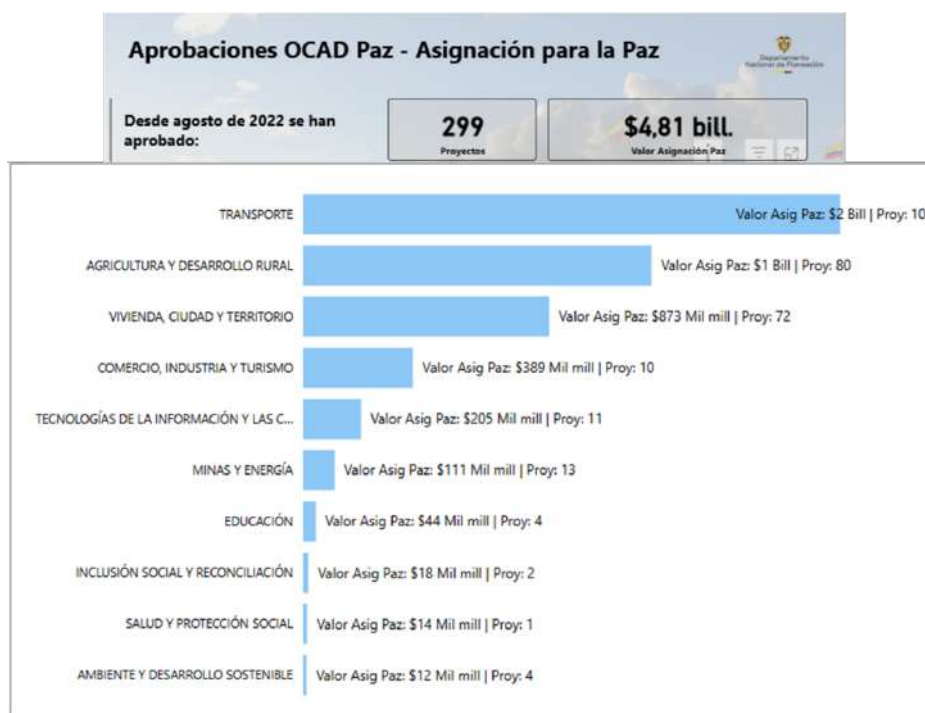
Con respecto a las aprobaciones OCAD Paz - Asignación para la Paz (con corte al 15 de marzo de 2026), el sector Minas y Energía registra una participación focalizada y estratégica dentro de las aprobaciones de esta instancia de aprobación desde agosto de 2022, sumando \$111.000 millones distribuidos en 13 proyectos clave.

Si bien el volumen de recursos asignados es menor en comparación con sectores de infraestructura básica y desarrollo rural masivo — como transporte o agricultura —, esta asignación responde a una priorización orientada a proyectos energéticos que contribuyan al cierre de brechas estructurales en las subregiones PDET. De esta manera, el sector optimiza los recursos de la Asignación para la Paz mediante inversiones concentradas que complementan de forma precisa las metas de cobertura rural y diversificación energética en los territorios más vulnerables:





Gráfica 29. Aprobaciones OCAD Paz- Asignaciones para la paz



Fuente: <https://www.sgr.gov.co/Inversi%C3%B3n/OCADPAZ.aspx>, 2026.

Órganos Colegiados de Administración y Decisión - OCAD Regionales

El Ministerio de Minas y Energía fue designado para representar al Gobierno nacional en la instancia de aprobación y decisión OCAD Regional Llanos, Eje Cafetero y Centro Sur – Amazonia; en los cuales se realiza la aprobación de los proyectos postulados a ser financiados con cargo a los recursos de Asignación para Inversión Regional del 40%.

Durante el período objeto del presente informe, esto es agosto 2022 a junio 2026, el Grupo de Regalías ha participado en la aprobación de 73 proyectos de inversión y 15 ajustes a proyectos de inversión en los OCAD Regionales de Eje Cafetero, Centro Sur y Llanos, enmarcados en los sectores de Transporte, Educación, Vivienda, ciudad y territorio, Salud y protección social, Agricultura y desarrollo rural, Minas y Energía, entre otros, por valor total de \$2,40 billones:

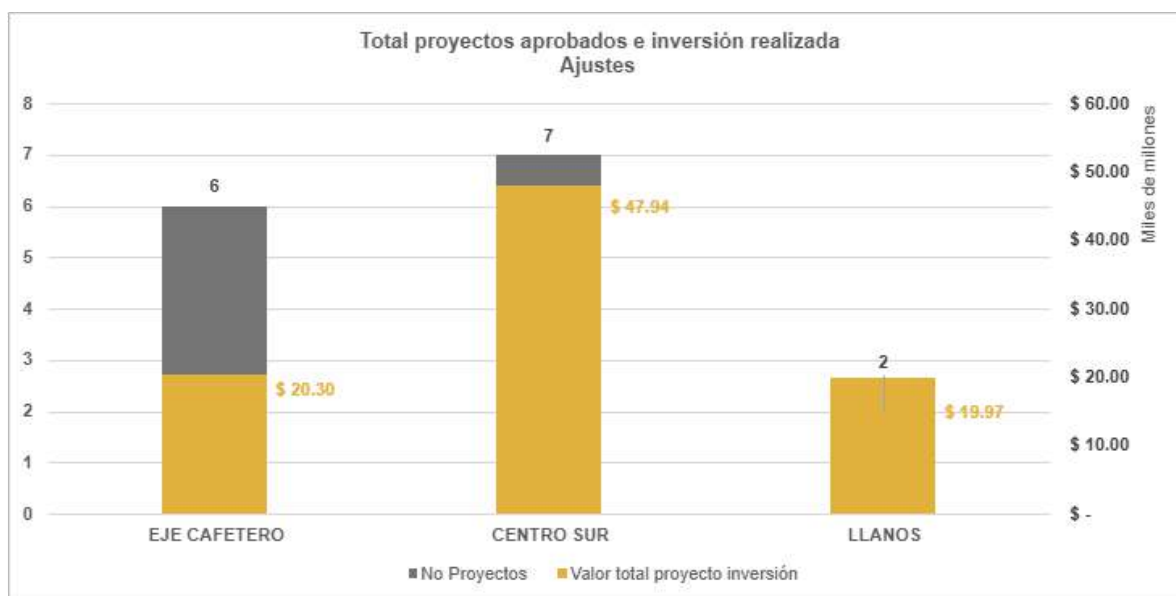


Gráfica 30. Total proyectos aprobados e inversión realizada



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026

Gráfica 26. Total proyectos aprobados e inversión realizada ajustes



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026

Recursos del 5% mayor recaudo SGR





El Ministerio de Minas y Energía fue designado para realizar la distribución del recurso correspondiente al 5% del mayor recaudo incorporado en los bienios 2023-2024 y 2025-2026, de conformidad con los lineamientos del Gobierno nacional establecidos en el Título 14 del Decreto 1821 de 2020, el artículo 18 de la Ley 2441 de 2024 y demás normativa aplicable.

Para tal efecto, se estructuró un plan de convocatorias orientado a priorizar la financiación de proyectos dirigidos a aumentar la productividad, la competitividad, el desarrollo empresarial, la generación de empleo en el sector agropecuario rural, las vías terciarias, la energía eléctrica y el emprendimiento femenino.

En desarrollo de este proceso, el ministerio, en coordinación con el Departamento Nacional de Planeación, definió los municipios habilitados para participar en las convocatorias con base en la información de volúmenes de explotación reportada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Minería.

En consecuencia, se estableció que podrían participar aquellos municipios en los que se desarrollen actividades de explotación de recursos naturales no renovables que representen al menos el 1% de los ingresos corrientes del Sistema General de Regalías (SGR) y en los que se haya presentado una disminución en los volúmenes de explotación. Como resultado de esta metodología, se identificaron 232 municipios a nivel nacional.

Estos municipios participan actualmente en el plan de convocatorias, el cual fue construido de manera articulada con el Departamento Nacional de Planeación, en concordancia con los sectores priorizados en el artículo 24 de la Ley 2056 de 2020, por un valor de \$518.688 millones, distribuidos entre los sectores definidos.

Tabla 713. Plan de convocatorias

Convocatoria	Ministerio líder	Recursos (en millones de pesos)
Energía eléctrica	Ministerio de Minas y Energía	\$ 103.737
Vías terciarias	Ministerio de Transporte	\$ 103.737





Desarrollo del sector agropecuario y emprendimientos rurales	Ministerio de Agricultura	\$ 103.737
Desarrollo empresarial en el sector turístico	Ministerio de Comercio, Industria y turismo	\$ 103.737
Impulso comunitario al sector vivienda	Ministerio de Vivienda	\$ 103.737
Total		\$ 518.688

Fuente: Departamento Nacional de Planeación, 2026

Nuevos usuarios de energía y gas financiados con el SGR

Con respecto a nuevos usuarios de energía, durante el periodo de Gobierno, se han reportado proyectos terminados con recursos de regalías por valor de \$538.931 millones, que se traducen en 44.136 nuevos usuarios de energía.

Presupuesto del Sistema General de Regalías

En materia presupuestal, para el periodo objeto de las presentes memorias, se expidió la Ley 2279 de 2022, mediante la cual se decretó el presupuesto del Sistema General de Regalías para el bienio del 1 de enero de 2023 al 31 de diciembre de 2024, con una estimación inicial cercana a \$31,3 billones, cuya composición se presenta a continuación:

Imagen 28. Presupuesto del sistema general de regalías

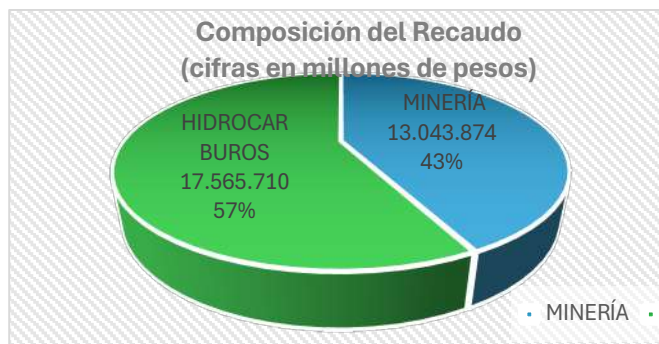


Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Al cierre del bienio 2023-2024, el recaudo de regalías alcanzó \$30,6 billones, lo que representó un cumplimiento del 102 % frente a los \$29,9 billones proyectados. De este total, el 57 % correspondió al sector de hidrocarburos (\$17,6 billones) y el 43 % al sector minero (\$13 billones), como se muestra a continuación:



Gráfica 272. Recaudo de regalías



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Por su parte, mediante la Ley 2441 de 2024 se decretó el presupuesto del Sistema General de Regalías para el bienio 2025-2026, por un monto cercano a \$30,9 billones. De este total, aproximadamente \$25,5 billones corresponden a la proyección de ingresos derivados de la explotación de hidrocarburos y minerales, mientras que cerca de \$5,2 billones provienen de rendimientos financieros. De estos últimos, el 30 % se destina al incentivo a la producción, de acuerdo con lo señalado previamente:

Imagen 29. Sistema General de Regalías

• Ingresos corrientes (regalías hidrocarburos y minerales)	\$25,5 B	• Distribución según art. 361 CP y art. 22 Ley 2056
• Rendimientos financieros Cuenta Unica del SGR al 31-ago-2024	\$5,2 B	• 70% Asignación para la Paz y 30% Incentivo a la producción
• Mineral sin identificación de origen	\$8,4 MM	• Incentivo a la producción, exploración y formalización
• Recursos régimen anterior sin identificación de beneficiarios	\$1,9 MM	• Asignaciones directas de entidades beneficiarias
• Reintegros registrados en el SPGR al 31-ago-2024	\$243,3 MM	• Según asignación de origen
Total ingresos	\$30,9 B	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía





Para este bienio, se proyecta que los ingresos del Sistema continúen dependiendo en gran medida del sector de hidrocarburos, seguido del sector minero, lo que evidencia la necesidad de fortalecer la planeación del SGR frente a las variaciones en precios y niveles de producción entre otras variables macroeconómicas.

En línea con lo anterior, con base en el presupuesto asociado a ingresos corrientes estimados en \$25,5 billones, el Ministerio realiza seguimiento permanente al comportamiento del recaudo, el cual, con corte a junio de 2026, alcanzó un total de \$16,2 billones, equivalente al 63,4 % del total proyectado para el bienio y al 85,2% de la meta prevista para dicho periodo. De este recaudo, el 64% correspondió a ingresos derivados de la explotación de hidrocarburos (\$10,3 billones) y el 36 % a la actividad minera (\$5,9 billones).

Con base en los cálculos y proyecciones de recaudo actualizados, se estima que al cierre de diciembre de 2026 el recaudo total del bienio ascenderá a \$20,6 billones, correspondientes al 80,5 % del presupuesto aprobado, lo que implica una reducción aproximada de \$4,9 billones respecto de los \$25,5 billones incorporados en la Ley 2441 de 2024.

En este contexto, la Comisión Rectora del Sistema General de Regalías (SGR), mediante el Acuerdo No. 17 de 2026, aprobado en la Sesión No. 104 del 23 de junio de 2026, determinó que la proyección de recursos incorporada en el presupuesto de ingresos corrientes del SGR para el bienio 2025-2026 no resulta compatible con el comportamiento observado del recaudo al tercer semestre de la bienalidad, de conformidad con lo establecido en el artículo 2.1.1.5.2 del Decreto 1821 de 2020.

Como consecuencia de esta declaratoria de no compatibilidad, no será posible disponer del 20 % de las apropiaciones presupuestales de ingresos corrientes del SGR que permanecen bloqueadas en el Sistema de Presupuesto y Giro de Regalías (SPGR).

Finalmente, considerando que se avanza hacia el cierre del bienio 2025-2026 durante el segundo semestre de la vigencia, el Gobierno nacional deberá presentar el proyecto de ley del presupuesto del Sistema General de Regalías para el bienio 2027-2028. Para este propósito, el Ministerio de Minas y Energía mantiene una coordinación permanente con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la Agencia Nacional de Minería





(ANM), el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Departamento Nacional de Planeación, particularmente en la construcción de las proyecciones de ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables.

Obras por impuestos

Dentro de la estrategia de concurrencia de recursos para abarcar la mayor cantidad de proyectos posibles en el sector, y debido a la similitud en el ciclo de proyectos, el Grupo de Regalías realiza algunas actividades orientadas al mecanismo de obras por impuestos:

Rol integral que inicia con la presentación de la oferta institucional a potenciales contribuyentes, mediante la identificación de actores interesados en desarrollar proyectos del sector minero-energético. En esta etapa, el ministerio orienta la estructuración de iniciativas y define conjuntamente un plan de trabajo, alineado con las prioridades sectoriales y territoriales.

Apoya la articulación interinstitucional necesaria para viabilizar y lograr la aprobación de los proyectos, coordinando con entidades clave como la Agencia de Renovación del Territorio (ART), el Departamento Nacional de Planeación (DNP), la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE).

Brinda acompañamiento técnico especializado en la formulación de proyectos, fortaleciendo las capacidades de los actores involucrados y asegurando que las iniciativas cumplan con los estándares requeridos para su viabilidad y financiación, en línea con los objetivos de la política sectorial y la Transición Energética Justa.

4.2. Cooperación Internacional para la TEJ

El Grupo de Gestión Internacional del Ministerio de Minas y Energía desarrolló entre 2022 y 2026 la Estrategia de Gestión Internacional del Sector Minero-Energético, con horizonte al año 2030. La estrategia está orientada a fortalecer el posicionamiento internacional del sector, promover la agenda de Transición Energética Justa y ampliar la cooperación técnica, financiera y estratégica para la estructuración e implementación de proyectos prioritarios del ministerio.





En este marco, Colombia consolidó su liderazgo como actor relevante en la agenda energética y climática internacional, mediante su participación estratégica en escenarios multilaterales, espacios de diálogo político y técnico, mecanismos regionales de integración energética y procesos de cooperación bilateral y multilateral. Este posicionamiento permitió fortalecer las relaciones diplomáticas, ampliar el intercambio de conocimientos y buenas prácticas, promover alianzas estratégicas y consolidar nuevas oportunidades de cooperación internacional para el sector minero-energético.

Como resultado de esta gestión, se articularon recursos de cooperación internacional para el desarrollo de iniciativas relacionadas con Transición Energética Justa, energías renovables, integración energética regional, minerales estratégicos, fortalecimiento institucional, eficiencia energética y sostenibilidad ambiental. Asimismo, se avanzó en la suscripción y consolidación de instrumentos de cooperación con gobiernos, organismos multilaterales, agencias de cooperación, banca internacional y actores estratégicos del sector energético global.

Impera destacar que, durante el periodo de gestión, Colombia fue invitada oficialmente a integrarse como país miembro de la Agencia Internacional de Energía (AIE), hecho anunciado el 19 de febrero de 2026 y considerado un hito estructural para el posicionamiento energético del país. Esta invitación se formalizó en el marco de la Reunión Ministerial de la AIE de 2026, celebrada en París, donde los ministros de la Agencia extendieron a Colombia la invitación para convertirse en el 33.º país miembro, consolidando así un paso histórico en su integración al sistema energético internacional.

En conjunto, los resultados alcanzados demuestran el fortalecimiento de la agenda internacional del Ministerio de Minas y Energía, la articulación de recursos de cooperación internacional y el posicionamiento de Colombia como referente regional e internacional en materia de transición energética justa y desarrollo energético sostenible.

Instrumentos de cooperación internacional gestionados

Más de 30 instrumentos de cooperación internacional fueron gestionados y consolidados entre 2022 y 2026 por el Ministerio de Minas y Energía. Estos instrumentos involucraron a más de 20 países y aliados estratégicos, entre ellos Dinamarca, Países Bajos, Alemania, España, Suecia, Emiratos Árabes Unidos, Arabia





Saudita, Chile, Corea, Japón y Kenia, así como organismos internacionales y centros de cooperación especializados. Las alianzas impulsaron áreas prioritarias como hidrógeno de bajas emisiones, energías renovables, energía eólica costa afuera, almacenamiento energético, electrificación, movilidad sostenible, eficiencia energética, minería sostenible, tecnologías nucleares para descarbonización, comunidades energéticas e integración energética regional.

Adicionalmente, a la fecha de cierre del informe, el ministerio avanzaba en la gestión y formalización de nuevos instrumentos de cooperación con países y organizaciones como Bolivia, Cuba, Islandia, Egipto, Corea, Reino Unido, Guatemala, GEAPP y Transforma, reflejando el creciente interés de socios globales en acompañar la agenda de transición energética de Colombia.

Escenarios de posicionamiento internacional

Colombia participó en las Conferencias de las Partes sobre Cambio Climático COP27 en El Cairo (Egipto), COP28 en Dubái (Emiratos Árabes Unidos), COP29 en Baku (Azerbaiyan) y COP30 en Belém (Brasil), consolidando su presencia en las discusiones globales sobre descarbonización, financiamiento climático y transición energética. Asimismo, ejerció un liderazgo regional mediante las Presidencias Pro Tempore de la CELAC, la Comunidad Andina CAN, el SINEA, el Proyecto Mesoamérica y el Consenso de Brasilia, impulsando agendas estratégicas de integración energética y armonización regulatoria. Como resultado, se promovieron avances asociados al mercado eléctrico andino ampliado entre Colombia, Ecuador, Perú y Chile, así como a la reactivación del proyecto de interconexión eléctrica Colombia–Panamá, con apoyo de la banca multilateral y organismos de cooperación.

De igual manera, el ministerio participó en las reuniones ministeriales de la Agencia Internacional de Energía (AIE) realizadas en París en 2024 y 2026, así como en la Semana de la Energía y Junta de Expertos de OLACDE y otros espacios multilaterales estratégicos del sector energético regional. Esta última reunión de la AIE representó un hito histórico para el país, al recibir la invitación oficial a ser parte de la Agencia, en reconocimiento a sus avances en transición energética y fortalecimiento institucional. Asimismo, se fortaleció el posicionamiento internacional del país mediante la participación en escenarios globales de alto nivel, incluido el Foro Económico Mundial





en Davos, donde se promovieron oportunidades de inversión, cooperación y diálogo internacional en torno a transición energética, descarbonización y seguridad energética.

Gestión de relacionamiento bilateral internacional

El relacionamiento bilateral con países y gobiernos aliados constituyó una línea estratégica que permitió fortalecer la cooperación internacional del sector minero-energético colombiano y avanzar en la consolidación de la Transición Energética Justa. La presente sección consolida los principales avances y resultados de gestión alcanzados en materia de relacionamiento bilateral, organizados por regiones geográficas, evidenciando el fortalecimiento de la agenda internacional del Ministerio de Minas y Energía.

América

Durante el periodo 2022-2026 se fortaleció el relacionamiento bilateral con países de América, consolidando una agenda de cooperación orientada a la transición energética, la integración regional y el fortalecimiento de la seguridad energética.

Lo anterior a través de la promoción de alianzas estratégicas con países como Brasil, Chile, Canadá y Estados Unidos en áreas prioritarias como biocombustibles, combustibles sostenibles de aviación (SAF), hidrógeno de bajas emisiones, minerales críticos, gobernanza minera y energías renovables.

Asimismo, se impulsaron iniciativas clave de integración energética regional, destacándose los avances en el Mercado Eléctrico Andino con Ecuador y Chile, el fortalecimiento de los mecanismos de cooperación energética en el marco de la Comunidad Andina y el impulso al proyecto de interconexión eléctrica Colombia–Panamá. De igual manera, se promovieron espacios de diálogo técnico con Venezuela para la integración energética regional. Estas acciones contribuyeron a fortalecer la cooperación técnica y la articulación regional.

Europa

Europa se configura como el principal socio estratégico de Colombia en materia de transición energética, consolidando esta posición mediante instrumentos de cooperación y alianzas con países como Reino Unido, Alemania, Dinamarca, España, Suecia, Países Bajos y Francia. Estas iniciativas se enfocaron en áreas prioritarias como hidrógeno verde, energías renovables, energía eólica costa afuera, eficiencia energética,





movilidad sostenible, minería responsable y descarbonización. Asimismo, se fortaleció el diálogo político y técnico con gobiernos, agencias de cooperación, organismos multilaterales y actores del sector privado, promoviendo nuevas oportunidades de inversión, cooperación técnica y financiamiento para apoyar la Transición Energética Justa en Colombia.

La cooperación con Europa permitió acceder a asistencia técnica especializada, fortalecer capacidades institucionales y regulatorias, e impulsar el desarrollo de marcos normativos y proyectos estratégicos en temas como hidrógeno, eólica costa afuera, comunidades energéticas, captura y almacenamiento de carbono, trazabilidad minera y modernización del mercado energético.

Asia

El ministerio fortaleció el relacionamiento bilateral con países de Asia, entre ellos China, Japón, Corea, Emiratos Árabes Unidos y Arabia Saudita, mediante instrumentos de cooperación e iniciativas orientadas a la transición energética, las energías renovables, el hidrógeno, la infraestructura energética, la movilidad sostenible y las tecnologías limpias.

Estas alianzas permitieron impulsar programas de fortalecimiento de capacidades, transferencia de conocimiento y desarrollo de proyectos estratégicos para el sector minero-energético, destacándose la cooperación en seguridad minera con Japón, electrificación rural y comunidades energéticas con Corea, así como la promoción de inversiones verdes y nuevas oportunidades de cooperación en áreas como hidrógeno, almacenamiento energético, energía nuclear y combustibles limpios.

África

El Ministerio de Minas y Energía consolidó una agenda de cooperación con países africanos, especialmente Kenia y Egipto, orientada al fortalecimiento de la Transición Energética Justa, las energías renovables y el desarrollo de capacidades técnicas e institucionales. En este contexto, se avanzó en la firma y estructuración de instrumentos de cooperación para promover el intercambio de experiencias y buenas prácticas en áreas estratégicas del sector energético.

Se destacan la suscripción de un Memorando de Entendimiento con Kenia en temas de geotermia, políticas verdes y comunidades energéticas, así como los avances en la



construcción de una agenda bilateral con Egipto enfocada en energías renovables, hidrógeno verde, amoníaco verde, gas natural y fortalecimiento regulatorio. Estas acciones ampliaron la proyección internacional de Colombia hacia nuevas regiones estratégicas y fortalecieron la cooperación para apoyar los objetivos nacionales de transición energética y descarbonización.

Relacionamiento con organismos multilaterales e iniciativas internacionales

- Proceso de Adhesión a la Agencia Internacional de Energía - AIE

Colombia avanzó desde la identificación de brechas estructurales hasta el cumplimiento pleno de los estándares internacionales exigidos por la AIE, consolidando un proceso técnico e institucional que fortaleció su seguridad energética y su integración internacional.

El principal hito del proceso fue la defensa exitosa del Emergency and Security Review (ESR) en el año 2025 en París, donde se confirmó que Colombia cumplía con todos los requisitos de membresía, destacando la solidez de su marco legal, su capacidad de respuesta ante emergencias y el desarrollo de instrumentos técnicos robustos. Como resultado, en febrero de 2026 los países miembros de la AIE invitaron por unanimidad a Colombia a convertirse en el 33.º país miembro de la Agencia, consolidando un logro histórico para su participación en la gobernanza energética global.

Imagen 30. Participación del MME en la Reunión Ministerial de la IEA 2026



Fuente: Grupo de Comunicación y Prensa

Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC) - Presidencia Pro Tempore CELAC - Agenda Minero Energética

Durante la Presidencia Pro Tempore de la CELAC (2025–2026), liderada por Colombia, se consolidó la agenda minero-energética regional mediante el impulso de espacios técnicos y ministeriales orientados a fortalecer la cooperación, la integración energética y el posicionamiento de la Transición Energética Justa como eje estratégico para América Latina y el Caribe. Asimismo, se sentaron bases sólidas para garantizar la continuidad de la agenda energética regional en el marco de la CELAC, manteniendo el impulso político y técnico alcanzado durante el periodo.

Imagen 31. VII Reunión Ministerial de la Energía en el marco de la CELAC



Fuente: Grupo de Comunicación y Prensa

- OLACDE - Cooperación Técnica con OLACDE para la Construcción de la Hoja de Ruta de Reducción de Emisiones de Metano en Colombia

Durante el periodo de gestión, el Ministerio de Minas y Energía, en articulación con OLACDE y en el marco del Observatorio de Emisiones de Metano de América Latina y el Caribe (OEMLAC), consolidó un proceso de cooperación técnica para la construcción





de la Hoja de Ruta Nacional de Reducción de Emisiones de Metano en los sectores de hidrocarburos y minería de carbón. Este ejercicio permitió fortalecer las capacidades nacionales para la estimación de emisiones, identificar oportunidades de mitigación y avanzar en la definición de acciones concretas y priorizadas para el sector energético.

Lo anterior posicionó a Colombia como referente regional en la gestión de emisiones de metano en el sector hidrocarburos, sentando bases técnicas y regulatorias para la adopción de la hoja de ruta, el desarrollo de instrumentos complementarios, la implementación de proyectos piloto de mitigación y la gestión de cooperación y la financiación internacional, en línea con los compromisos climáticos del país.

- CEPAL - Fortalecimiento del Indicador Multidimensional de Pobreza Energética en Colombia Cooperación entre el Ministerio de Minas y Energía de Colombia y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe

Con apoyo técnico de CEPAL y la Red de Pobreza Energética (RedPE), se logró desarrollar el Indicador Multidimensional de Pobreza Energética (IPEM) como herramienta estratégica para la formulación de política pública basada en evidencia. Como principal logro, se presentó el primer Índice de Pobreza Energética Multidimensional de Colombia y se consolidó un panel de indicadores con enfoques territoriales, de género, étnicos e interseccionales, fortaleciendo la capacidad institucional para focalizar inversiones y mejorar la comprensión de la pobreza energética como fenómeno estructural del país.

- Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica

El Ministerio fortaleció su participación en la construcción de la Estrategia Mesoamericana de Energía 2030 (EME 2030), impulsando acciones orientadas a la transición energética, la seguridad energética y la integración regional. Entre los principales avances se destacan la validación técnica de los términos de referencia para la formulación de la estrategia, el desarrollo de la propuesta del Corredor Energético Mesoamericano, la gestión de cooperación con BID y BCIE para proyectos de interconexión eléctrica, y el fortalecimiento de iniciativas regionales en eficiencia energética, combustibles sostenibles de aviación y electromovilidad. Asimismo, se aprobó el plan de trabajo 2026 en movilidad eléctrica, incluyendo diagnósticos





regionales, corredores de movilidad y procesos de formación y articulación con socios estratégicos.

- Coalición para la Eliminación Gradual de los Incentivos a los Combustibles Fósiles, Incluidos los Subsidios (COFFIS)

Durante el periodo 2024–2026, Colombia consolidó su liderazgo regional en transición energética al convertirse en miembro oficial de la coalición COFFIS en el marco de la COP29 y coorganizar, junto con Países Bajos, la Primera Conferencia Internacional para la Eliminación Global de los Combustibles Fósiles realizada en Santa Marta en abril de 2026. El país avanzó en la construcción del inventario nacional de subsidios a combustibles fósiles y en la definición de una hoja de ruta para su eliminación progresiva, priorizando un trabajo técnico articulado con IISD, COFFIS y actores nacionales. Asimismo, se implementaron medidas regulatorias y fiscales para optimizar la gestión del FEPC, reduciendo pagos de compensación mediante ajustes graduales de precios y exclusión de grandes consumidores, mientras se impulsaron estrategias de diversificación económica y nuevas cadenas de valor en energías renovables, biocombustibles e hidrógeno de bajas emisiones.

- CAN - Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL)

Durante el ejercicio de la Presidencia Pro Tempore (PPT) de Colombia en la Comunidad Andina (CAN), se alcanzaron hitos sustantivos en la agenda institucional. Se logró la concertación de once (11) artículos del Mecanismo de Solución de Diferencias que habían permanecido sin consenso, se activó un intercambio técnico con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para robustecer capacidades, y se avanzó en la revisión del reglamento interno del CANREL con cinco (5) artículos acordados. Estos resultados se lograron mediante conducción política, trabajo técnico focalizado y articulación interinstitucional.

- Mecanismo de Solución de Diferencias (MSD)

Estado actual: La concertación del Título III “*Experto Especial en el MAERCP*” y del Título IV “*disposiciones finales*” se encuentra en proceso.





- Inicio del análisis para la incorporación de Chile al marco regulatorio para el intercambio intracomunitario de electricidad

Se avanzó en la hoja de ruta jurídica y técnica para la adhesión de Chile al régimen andino de intercambio eléctrico (Decisión 816), mediante la articulación interinstitucional con entidades nacionales, la Secretaría General de la CAN, BID y autoridades chilenas. Como resultado, se logró un procedimiento acordado para la adhesión, el visto bueno técnico a la modificación de la Decisión 666 y la conformación de un grupo de trabajo encargado de consolidar el marco normativo y operativo requerido para formalizar el ingreso de Chile al esquema andino de integración eléctrica, fortaleciendo así la integración energética regional.

- Consenso de Brasilia

El 2 de diciembre de 2024, Colombia lideró en Bogotá la Segunda Reunión de viceministros de Energía del Consenso de Brasilia, consolidando acuerdos regionales para avanzar en interconexión eléctrica, integración gasífera y planificación energética en América del Sur. Como resultado, el Ministerio de Minas y Energía y la UPME presentaron una plataforma regional desarrollada por Colombia para centralizar y analizar información eléctrica y gasífera en tiempo real, fortaleciendo las capacidades de gestión, monitoreo y planificación energética regional.

- Sistema De Naciones Unidas

Durante el cuatrienio 2022–2026, el Ministerio de Minas y Energía fortaleció su cooperación con agencias de Naciones Unidas como ONUDI, OIT, UNODC, PNUMA, PNUD y OMI, impulsando proyectos de Transición Energética Justa, energías bajas en carbono, empleo verde, control de minería ilícita, gobernanza ambiental y transporte sostenible, con impactos en reducción de emisiones, fortalecimiento institucional y acceso a energía en territorios priorizados.

Articulación de recursos: Iniciativas y Proyectos de Cooperación Internacional aprobados y en ejecución

Desde el Ministerio de Minas y Energía se fortaleció la articulación de recursos de cooperación internacional entre los años 2022 y 2026 mediante la gestión y estructuración de iniciativas técnicas y financieras con gobiernos, agencias de cooperación, banca multilateral y organismos internacionales, orientados a apoyar la





Transición Energética Justa, la integración energética regional, la descarbonización, las comunidades energéticas, la electrificación rural y el fortalecimiento institucional del sector minero-energético.

Tabla 724. Cuadro resumen proyectos e iniciativas de cooperación

CONCEPTO	RESULTADO
Proyectos e iniciativas	Más de 70 iniciativas y proyectos de cooperación internacional
Principales cooperantes	Alemania (GIZ, KfW, IKI), BID, Banco Mundial, Unión Europea, Corea, Dinamarca, Suiza, Noruega, Países Bajos, Francia, Reino Unido, GGGI, CAF, BCIE, Japón y China.
Temáticas priorizadas	Transición Energética Justa, hidrógeno, eólica costa afuera, movilidad eléctrica, comunidades energéticas, electrificación rural, geotermia, CCUS e integración energética regional.

Fuente: Grupo de Gestión Internacional, 2026.

- Se gestionaron recursos estratégicos para proyectos de comunidades energéticas, integración regional, movilidad eléctrica, hidrógeno, eólica costa afuera, electrificación rural y reconversión productiva.
- Se estructuraron iniciativas de alto impacto con el BID, Banco Mundial y KfW para financiamiento climático, infraestructura sostenible y fortalecimiento institucional.
- La cooperación internacional permitió fortalecer capacidades técnicas, regulatorias e institucionales del sector minero-energético y consolidar el posicionamiento internacional de Colombia.

Conclusiones

El Grupo de Gestión Internacional consolidó la cooperación y el relacionamiento internacional como herramientas estratégicas para apoyar la implementación de la Transición Energética Justa y fortalecer el posicionamiento internacional del sector minero-energético colombiano. A través de una agenda activa de diplomacia energética, cooperación bilateral y multilateral, liderazgo en mecanismos regionales de integración y participación en escenarios globales de alto nivel, Colombia fortaleció su capacidad de incidencia en la agenda energética internacional, amplió sus alianzas estratégicas y promovió nuevas oportunidades de cooperación, financiamiento e inversión para el desarrollo sostenible del país.





Los resultados alcanzados se reflejan en la gestión de más de 30 instrumentos de cooperación internacional, la consolidación de alianzas con más de 20 países y organismos internacionales, la articulación de más de 70 iniciativas y proyectos de cooperación, el fortalecimiento de capacidades técnicas e institucionales y el impulso de proyectos estratégicos en áreas como hidrógeno, energías renovables, comunidades energéticas, electrificación rural, integración energética regional y minería sostenible.

De manera especial, la invitación oficial a Colombia para convertirse en miembro de la Agencia Internacional de Energía constituye un hito histórico que reconoce los avances del país en materia de gobernanza energética, seguridad energética y transición energética sostenible.

En conjunto, estos avances dejan una base sólida para la continuidad de la agenda internacional del Ministerio de Minas y Energía, consolidando a Colombia como un referente regional en Transición Energética Justa y como un socio confiable para la cooperación internacional. Asimismo, evidencian la capacidad del sector para articular esfuerzos nacionales e internacionales en favor de la Transición Energética.

4.3. Trabajo decente (suscripción del acuerdo sindical)

En estricto cumplimiento del mandato previsto en el artículo 55 de la Constitución Política de Colombia, que garantiza el derecho a la negociación colectiva para regular las relaciones laborales, y en armonía con los Convenios 151 y 154 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT) - incorporados al ordenamiento jurídico interno a través del bloque de constitucionalidad - el Ministerio de Minas y Energía ha consolidado el diálogo social como el eje integrador de sus políticas de gestión del talento humano.

Durante el periodo de la presente vigencia, la entidad avanzó decididamente en la promoción del trabajo decente y el fortalecimiento de las relaciones sindicales en la administración pública minero-energética, logrando la exitosa suscripción y seguimiento de dos (2) Acuerdos Colectivos Sectoriales y un (1) Acuerdo Singular, encontrándose actualmente en etapa de concertación el próximo Acuerdo Singular. Estos instrumentos normativos materializan los principios de progresividad y no regresividad de los derechos laborales, asegurando condiciones de empleo dignas, justas y equitativas.

Acuerdos Colectivos Sectoriales Minero-energéticos





En el ámbito sectorial, y bajo el marco reglamentario del Decreto 1083 de 2015 (modificado en materia de negociación colectiva de los empleados públicos por el Decreto 243 de 2024), el Ministerio de Minas y Energía en representación del Gobierno Nacional, lideró el seguimiento y cumplimiento de los Acuerdos Colectivos Sectoriales vinculantes para la entidad y sus instituciones adscritas (Agencia Nacional de Minería (ANM), Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE), Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), y el Servicio Geológico Colombiano (SGC), conjuntamente con la organizaciones sindicales del sector: SINTRAMINERALES, FENALTRASE y ÚNETE.

Dentro de las garantías sustanciales de estos acuerdos sectoriales, se destacan:

- Garantías y Fueros Sindicales: Reconocimiento expreso del fuero circunstancial para salvaguardar la estabilidad laboral de los servidores públicos durante las etapas de negociación. Asimismo, se reconocieron hasta cuatro (4) fueros sindicales para los miembros de los Comités de Relaciones Laborales y Diálogo Social (CRELADS) frente a cada una de las entidades del sector.
- Comité Bipartito de Relaciones Laborales y Diálogo Social: constitución formal e instalación de esta instancia paritaria (conformada por ocho delegados de la administración sectorial y ocho de las organizaciones sindicales) orientada al monitoreo, resolución de conflictos y preservación de la paz laboral en el sector, sesionando de manera bimensual obligatoria.
- Progresividad presupuestal: inclusión en las agendas de compromisos normativos para la asignación de rubros destinados al desarrollo de la negociación colectiva, logística, viáticos y planes de bienestar bajo un enfoque de progresividad y sostenibilidad institucional de una vigencia otra.

Acuerdo Singular 2024-2025 – Negociación y Garantía de Concertación 2026

Negociación Singular 2024 - 2025: el proceso denotó un balance altamente positivo en materia de diálogo social con un total de 68 puntos acordados, rigiéndose bajo los principios de favorabilidad e indebido pro operario, establecimiento que cualquier disposición reglamentaria interna posterior que contraría los términos concertados será ineficaz. El instrumento regulo con precisión las reglas de permisos sindicales, mesas





bipartitas trimestrales y mecanismos democráticos de solución de controversias a través de etapas de mediación y arbitraje.

En el plano institucional, el Ministerio de Minas y Energía avanza activamente en la mesa de negociación singular con la organización sindical SINTRAMINERALES para el cierre del periodo de vigencia. Demostrando la voluntad administrativa de llegar a consensos integrales sobre el pliego de solicitudes, y de conformidad con los términos legales vigentes, las partes acordaron la prórroga de los veinte (20) días hábiles iniciales de negociación.

Habilitación de nuevas modalidades laborales con enfoque de género y protección

Como muestra del compromiso inquebrantable con el concepto de “Trabajo Decente” y en consonancia con la reciente adopción e implementación en el ordenamiento jurídico colombiano del Convenio 190 de la OIT (ratificado mediante la Ley 2311 de 2023 y con entrada en vigor formal en mayo de 2025) sobre la eliminación de la violencia y el acoso en el mundo del trabajo, la entidad adoptó medidas afirmativas de protección y equidad de género en el empleo público.

En este marco de negociación, la entidad expidió la Resolución No. 40095 de 2025, fundamentada legalmente en el artículo 208 de la Constitución Política, el literal g del artículo 61 de la Ley 489 de 1998 y los decretos modificatorios de la función pública (Decreto 1083 de 2015 y Decreto 648 de 2017), esta resolución habilita la modalidad de trabajo en casa para mujeres y personas menstruantes durante tres (3) días mensuales.

Esta medida no solo mitiga barreras de género y promueve entornos laborales seguros y saludables bajo horarios flexibles, sino que garantiza el estricto respeto al derecho a la desconexión laboral, materializando de manera práctica las directrices internacionales y nacionales en el sector público minero-energético.

Con estos avances, el sector minero energético se posiciona a la vanguardia de la modernización de la función pública en Colombia, demostrando que el diálogo armónico con las organizaciones sindicales redunda directamente en la eficiencia institucional y en la dignificación del servicio público.





4.4. Fortalecimiento territorial, ambiental y participación social (OAAS)

Justicia Social y garantía de derechos

En el marco del Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026, el Ministerio de Minas y Energía orientó su gestión hacia la construcción de una Colombia más justa, equitativa y humana, impulsando el acceso digno a la energía, la reducción de las brechas territoriales y el fortalecimiento de la participación ciudadana en las decisiones del sector energético. Consciente de los desafíos que enfrenta el país, el ministerio dispuso su Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales (OAAS) a promover un diálogo cercano con las comunidades, impulsar la sostenibilidad de los proyectos y contribuir a una Transición Energética Justa con enfoque de derechos, inclusión, territorial, ambiental y social.

El eje de esta oficina, estando en línea con el plan del ministerio y del Gobierno, es el diálogo social como punto central para la solución de conflictos con las diferentes partes y actores del sector minero-energético. Esta estrategia redujo significativamente que se escalaran las protestas, con resultados que reflejan el fortalecimiento de los mecanismos de prevención, concertación y atención de las dinámicas sociales y ambientales asociadas al sector.

A través del observatorio, una herramienta de seguimiento y análisis territorial de la (OAAS) para el monitoreo de conflictividades, alertas tempranas y espacios de diálogo del sector minero-energético, se logró consolidar información clave para la gestión ambiental y social durante el cuatrienio.

Estrategia de relacionamiento territorial

El sector minero-energético colombiano ha enfrentado históricamente tensiones socioambientales derivadas de la ausencia de canales efectivos de diálogo entre el Estado, las empresas y las comunidades. En respuesta a este desafío, y en cumplimiento de la Sentencia SU-095 de 2018 de la Corte Constitucional, el Ministerio de Minas y Energía diseñó e implementó la Estrategia de Relacionamiento Territorial "Enraíza la vida", en desarrollo del Eje estratégico 4.1 del PND 2022-2026 y en procura del resultado 4.1.1: Conformar el movimiento social y popular del sector minero-energético para la Transición Energética Justa





El objetivo fundamental es Implementar la Estrategia de Relacionamiento Territorial "Enraíza la vida" como el marco institucional para el diálogo social y la prevención de conflictividades en el sector minero-energético interlocutando con todos los actores de la industria minero energética. Para ello, los Diálogos con Comunidades que Transforman en democracia energética (antes Asambleas Populares por la Democracia Energética y la Paz) sirvieron como espacio de prueba, validación y aprendizaje práctico, cuya experiencia acumulada permitió diseñar el Protocolo Preventivo de Conflictividades TEJ-ER, actualmente en fase de pilotaje (2026) para los subsectores de minería e hidrocarburos.

Por primera vez, Colombia cuenta con una arquitectura participativa institucionalizada que articula diálogo social, control ciudadano y prevención de conflictos en el sector minero-energético, con impacto verificable en 25 departamentos y más de 28.000 ciudadanos.

La ruta ha sido clara: la ERT como marco → los Diálogos como laboratorio de prueba → el Protocolo como instrumento operativo → el pilotaje 2026 como consolidación.

El Plan Nacional de Desarrollo "Colombia Potencia Mundial de la Vida" (Ley 2294 de 2023) estableció la Transición Energética Justa como un eje transversal de la política pública. La estrategia presentada en este informe se articula directamente con tres de las transformaciones y un eje estratégico del PND.

Para implementar la ERT "Enraíza la vida", se desplegaron tres líneas de acción interrelacionadas: (i) la realización de los Diálogos con Comunidades que Transforman como espacio de prueba y validación de la estrategia; (ii) la sistematización de esta experiencia para diseñar el Protocolo Preventivo TEJ-ER; y (iii) el pilotaje del Protocolo en 2026 para los subsectores de minería, hidrocarburos y energía, junto con la elaboración del Borrador de Decreto para su institucionalización.

Durante el cuatrienio 2023-2026 se muestra una evolución en el relacionamiento social enmarcados en nuestra Estrategia de Relacionamiento Territorial (ERT). Primero se abrieron espacios ciudadanos, luego se consolidó una estrategia territorial masiva de





participación y, finalmente, se avanzó hacia la organización formal de Comités de Participación y Control Social (CPCS) y sus planes de acción. El consolidado operativo más robusto reporta 122 actividades realizadas entre 2024 y octubre de 2025, con 27.964 participantes, presencia en 23 departamentos y una fase posterior de formalización de 35 planes de acción CPCS entre diciembre de 2025 y febrero de 2026.

Tabla 735. Actividades realizadas (2023-2026)

Actividad	Descripción	Período
Diseño de la ERT "Enraíza la vida"	Instrumento orientador con 3 pilares y 5 enfoques transversales	2023-2024
Diálogos con Comunidades que Transforman	Espacio de prueba y validación de la ERT; 121 espacios	2023-2025
Cumbres Populares	7 eventos de articulación intercultural	2024-2025
Conformación de CPCS	55 comités activos en 25 departamentos	2024-2026
Sistematización de la experiencia	Lecciones aprendidas de los Diálogos como base para el Protocolo	2025
Diseño del Protocolo Preventivo TEJ-ER	Metodología de 5 fases con semaforización, basada en la experiencia de los Diálogos	2025
Pilotaje del Protocolo Preventivo TEJ-ER en subsectores	Piloto de implementación en minería e hidrocarburos en mínimo 2 regiones	2026
Borrador de Decreto ERT	Proyecto normativo para institucionalización	2026
Articulación con Comunidades Energéticas	Coordinación con grupo de Comunidades Energéticas de la OAAS	2025-2026
Articulación con Secretaría General	Estrategia de control social del MME	2026
Articulación con SSPD	Talleres pedagógicos	

Fuente: Informes de gestión OAAS (2024, 2025, 2026) y Anexo 2 Protocolo TEJ-ER

Al inicio del cuatrienio, la OAAS estableció metas cuantitativas para medir el despliegue territorial de la ERT, la realización de los Diálogos como espacio de prueba, y la implementación del protocolo preventivo derivado de esta experiencia.

Tabla 74. Cumplimiento de metas (agosto 2022 – marzo 2026)

Meta cuantitativa	Cumplimiento	Porcentaje
Realizar 50 Diálogos con Comunidades que Transforman (prueba de la ERT)	65 diálogos	130%
Conformar 50 comités de participación y control social (CPCS) antes comités de usuarios (producto de los Diálogos)	55 CPCS activos	110%





35 comités con plan de acción anual	35 CPCS	100%
Implementar protocolo preventivo en 2 regiones (basado en la experiencia de los Diálogos en democracia energética)	1 región (minería) implementado y proyectado 1 región en Hidrocarburos	150%
Articular con Comunidades Energéticas	8 comités con proyectos piloto identificados	En proceso
Contribuir a la Estrategia de Control Social del MME	55 CPCS activos como base para consolidar la red nacional	En consolidación

Fuente: Informes de gestión OAAS y matriz de seguimiento CPCS

La implementación de la ERT abarcó la totalidad del cuatrienio, con una ruta metodológica clara: diseño de la ERT, pruebas mediante los Diálogos con Comunidades que Transforman, sistematización de aprendizajes, diseño del Protocolo TEJ-ER, y pilotaje en 2026.

Tabla 75. Periodo de ejecución por fases

Fase	Período	Principales logros
Diseño de la ERT	2023	Definición de pilares, enfoques y lineamientos
Prueba de la ERT mediante Diálogos	2023-2025	121 eventos, 28.104 participantes, validación de la estrategia en territorio
Sistematización y diseño del Protocolo	2025	Lecciones aprendidas sistematizadas en metodología de 5 fases
Consolidación e institucionalización	2025-2026	Pilotaje del Protocolo en minería e hidrocarburos; articulación con Comunidades Energéticas, Secretaría General, Asociación Colombiana de Petróleo y Gas- ACP y la Superintendencia de servicios públicos Domiciliarios; Borrador de Decreto

Fuente: Informes de actividades OAAS (2023, 2024, 2025, 2026)

Para medir el avance y efectividad de la ERT, se definió un conjunto de indicadores que dan cuenta tanto del despliegue de los Diálogos (prueba de la estrategia) como de la implementación del Protocolo TEJ-ER (producto de esa experiencia).

Tabla 768. Indicadores de gestión y cumplimiento

Indicador	Fórmula / Medición	Resultado	Meta
Número de Diálogos realizados (prueba de la ERT)	Conteo acumulado	65	50
Departamentos cubiertos por la ERT	$(\text{Deptos. atendidos} / 33) \times 100$	76% (25 + Bogotá)	70%



CPCS activos (producto de los Diálogos)	Conteo con seguimiento trimestral	55	50
CPCS con plan de acción	Porcentaje del total	64% (35/55)	35 comités
Participación ciudadana total	Suma de asistentes a Diálogos	28.104 personas	25.000
Regiones con pilotaje del Protocolo TEJ-ER (derivado de los Diálogos)	Número de regiones	7 regiones	5 regiones
Comités con propuestas de Comunidades Energéticas	Número de comités	8	En proceso
Efectividad del Sistema de Alertas (Protocolo)	% de alertas con intervención oportuna	En pilotaje	80%

Fuente: Informes de gestión OAAS y matriz de seguimiento

Los resultados de la ERT se evidencian en seis dimensiones clave, con un hilo conductor: los Diálogos con Comunidades que Transforman sirvieron como espacio de prueba y validación, cuya experiencia permitió diseñar el Protocolo TEJ-ER, actualmente en pilotaje.

Tabla 77. Resultados por dimensión de impacto

Dimensión	Resultado verificable
Implementación de la ERT	Marco institucional consolidado con 3 pilares y 5 enfoques; despliegue en 25 departamentos
Diálogos como prueba de la ERT	121 eventos, 28.104 participantes que validaron la metodología y los principios de la ERT en territorio
Protocolo TEJ-ER derivado de los Diálogos	Metodología de 5 fases (Cuidar, Reconocer, Dialogar, Actuar, Relacionar) y semaforización del riesgo, diseñada con base en lecciones aprendidas
Prevención de conflictos	Pilotaje 2026 en subsectores de minería e hidrocarburos; 15 grupos de impulso; 8 mesas intersectoriales; cero escalamiento de conflictividades en 2025
Participación ciudadana y control social	55 CPCS activos; 35 con plan de acción; 65% con estructura consolidada (11-25 integrantes)
Enfoque diferencial	46% mujeres; 48,2% campesinos; 20% jóvenes en comités; presencia indígena, afro, LGBTIQ+ y firmantes de paz
Aporte al Plan de Acción Institucional de Participación	Institucionalización de la ERT y el Protocolo TEJ-ER como herramientas centrales del plan de participación del MME
Contribución a la Estrategia de Control Social del MME	55 CPCS activos articulados con la Secretaría General; talleres de fortalecimiento en control social realizados en Córdoba, Sucre, Atlántico, Magdalena, Cundinamarca, Meta y Santander



Fuente: Informes de gestión OAAS, caracterización poblacional, matriz de seguimiento, e informes de actividades con Secretaría General

Durante el cuatrienio 2023-2026 se muestra una evolución en el relacionamiento social enmarcados en nuestra Estrategia de Relacionamiento Territorial (ERT). Primero se abrieron espacios ciudadanos, luego se consolidó una estrategia territorial masiva de participación y, finalmente, se avanzó hacia la organización formal de Comités de Participación y Control Social —CPCS— y sus planes de acción. El consolidado operativo más robusto reporta 122 actividades realizadas entre 2024 y octubre de 2025, con 27.964 participantes, presencia en 23 departamentos y una fase posterior de formalización de 35 planes de acción CPCS entre diciembre de 2025 y febrero de 2026.

Tabla 7810. Plan de Desarrollo - Estrategia de Relacionamiento Territorial (ERT)

Fase	Período	Principales logros
Diseño de la ERT	2023	Definición de pilares, enfoques y lineamientos
Prueba de la ERT mediante Diálogos	2023-2025	121 eventos, 28.104 participantes, validación de la estrategia en territorio
Sistematización y diseño del Protocolo	2025	Lecciones aprendidas sistematizadas en metodología de 5 fases
Consolidación e institucionalización	2025-2026	Pilotaje del Protocolo en Minería e Hidrocarburos; articulación con Comunidades Energéticas, Secretaría General, Asociación Colombiana de Petróleo y Gas, Superintendencia de Servicios Públicos y borrador de Decreto ERT.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026

Democratización de la Energía

Se consolidó la democracia energética como enfoque estratégico para ampliar la participación, el control social y la apropiación comunitaria del sector energético, reconociendo la energía como un derecho habilitante de otros derechos humanos.

Hito 1. Relacionamiento: se fortalecieron escenarios de diálogo entre comunidades, instituciones y sector energético para la construcción colectiva de decisiones sobre proyectos y servicios energéticos.





Hito 2. Seguimiento: se promovió con las comunidades la creación de instancias ciudadanas para el seguimiento a la prestación del servicio y la vigilancia de la gestión pública energética en los territorios.

Hito 3. ERT: se puso en marcha la Estrategia de Relacionamento Territorial y el Protocolo Preventivo de Conflictividades para anticipar tensiones socioambientales.

Hito 4. Transparencia: se promovió mayor transparencia en proyectos energéticos, fortaleciendo la capacidad de seguimiento ciudadano y la rendición de cuentas.

Hito 5. Inclusión: se garantizó la participación de mujeres, jóvenes, comunidades étnicas, firmantes de paz, campesinos y población LGBTIQ+, fortaleciendo la inclusión en la toma de decisiones.

Tabla 79. Resumen de Espacios Gestionados 2022-2026

Tipo de espacio gestionado	Cantidad realizada	Breve contexto
Encuentros masivos ciudadanos iniciales	4	Se realizaron en Bogotá, Santa Marta, Barranquilla y Cali entre finales de 2023 e inicios 2024. Fueron la base política y metodológica para ampliar la estrategia territorial de Democracia Energética.
Diálogos con comunidades que transforman/ Asambleas Populares	121	Espacios de diálogo directo entre comunidades y Estado. Permitieron en la primera etapa canalizar preocupaciones sobre justicia tarifaria, pobreza energética, Transición Energética Justa, modificación de la Ley 142 y 143 de 1994 y organización comunitaria. Con aproximadamente 28.104 participantes.
Cumbres Populares	7	Escenarios de mayor profundidad organizativa, sectorial, cultural o regional. Sirvieron para articular agendas territoriales y visibilizar propuestas de comunidades, incluyendo pueblos indígenas, comunidades negras y procesos sociales organizados.
Diálogos territoriales, grupos de impulso y talleres	48	Identificar necesidades de información y formación de los actores y grupos de interés lo cual permita generar confianza, y organizar “Diálogo con comunidades que transforman” para anticiparse a posibles conflictos en los territorios.
Encuentro Nacional de Democracia Energética / liderazgos territoriales	2	Espacio de articulación nacional entre representantes de los diferentes comités de participación y control social de democracia energética. Permite conectar problemáticas locales con una agenda nacional de movilización e incidencia en energía.
Comités de Participación y Control Social —CPCS— activos	64	Fortalecer los comités ciudadanos de participación y control y social a partir de acciones formativas, preventivas y de fortalecimiento para el control social. Estructuras organizativas comunitarias creadas para dar continuidad al proceso desde la participación y el apropiamiento social, a partir de acciones formativas, preventivas y





		de fortalecimiento para el control social. 62 CPCS en democracia energética y 2 CPCS en minería, promoviendo agendas territoriales dependiendo el subsector (minería, energía e hidrocarburos).
Planes de acción formulados con CPCS	41	Fase de consolidación desarrollada entre noviembre de 2025 y abril de 2026. 30 municipios, 9 departamentos y más de 700 ciudadanos organizados, con énfasis en formalizar rutas de trabajo comunitario.

Fuente: Ministerio de Mina y Energía, 2026

Atención a conflictos sociales por el derecho a la energía

La estrategia de la OAAS fortaleció el diálogo social, la confianza territorial y la articulación institucional, promoviendo la resolución pacífica de los conflictos y la mejora del relacionamiento entre comunidades, empresas y Estado en el sector energético.

Hito 1. Mesas Técnicas: se consolidaron mesas técnicas, sociales e interinstitucionales en los territorios, promoviendo la participación activa de comunidades, autoridades locales y actores del sector energético en la toma de decisiones.

Hito 2. Seguimiento: se implementaron matrices de seguimiento, sistemas de información y herramientas metodológicas para verificar avances, cumplimiento de acuerdos y trazabilidad de compromisos en los territorios.

Hito 3. Gestión Zonas No Interconectadas (ZNI): se adelantaron acciones de coordinación institucional, asistencia técnica y seguimiento social en Zonas No Interconectadas (ZNI), priorizando comunidades rurales, dispersas y vulnerables.

Hito 4. Inclusión de la población: se promovieron mecanismos de vigilancia comunitaria, acceso a información pública y acompañamiento a procesos de incidencia ciudadana en proyectos energéticos.

Hito 5. Acceso a la información: se desarrollaron tableros de control, infografías, sistemas de análisis y productos de información para la toma de decisiones basadas en evidencia en los territorios.





Aproximadamente 249.000 personas en regiones como Mitú, Sahagún, Suárez, Guavio y el Litoral del San Juan, incluyendo comunidades étnicas, rurales, autoridades locales y usuarios del servicio de energía fueron impactadas por la gestión de la OAAS.

En el marco de la Estrategia de Relacionamento Territorial, se gestionaron las siguientes actividades en el sector de energía:

Tabla 80. Conflictos Atendidos en Energía

Subsector	Conflictividades atendidas	Alertas tempranas atendidas	Total espacios / registros atendidos	Contexto principal
Energía	76	30	106	La mayor concentración está en La Guajira, especialmente en Uribia y Maicao, seguida de Cundinamarca y Antioquia. El contexto está relacionado con proyectos de generación y transmisión , tensiones con comunidades, consulta previa, derechos étnicos, calidad del servicio, tarifas, bloqueos y necesidades de diálogo con empresas e instituciones.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

De manera adicional, se han gestionado diferentes espacios de diálogo social en el sector energético:

Tabla 81. Procesos de Diálogo en el Sector Energía.

Subsector	Espacios de Diálogo Social	Mesas	Espacios base atendidos	Seguimientos a mesas	Cierres de mesas	Gestión total registrada
Energía	148	44	192	21	2	215

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Atención a conflictos sociales en minería

Se fortaleció la gestión de conflictividades socioambientales en el sector minero mediante el diálogo, la formalización y la construcción de acuerdos territoriales.





Hito 1. Coordinación institucional: gracias a múltiples ejercicios de coordinación institucional se consolidó el trabajo conjunto para la atención de conflictos en territorios mineros.

Hito 2. Mesas de diálogo territorial: se desarrollaron procesos en regiones como Bajo Cauca, Marmato, Catatumbo y Santurbán.

Hito 3. Instrumentos de Política Minera: la OAAS contribuyó al avance de la Nueva Ley Minera, los distritos Mineros para la Vida y la Paz y procesos de formalización.

Entre 2022 y 2026 se transformó la gestión de los conflictos socioambientales en zonas mineras gracias al permanente ejercicio del diálogo social, la coordinación con el viceministerio de minas y la dirección de formalización minera y acompañamiento a iniciativas de transición justa, formalización y reconversión productiva en territorios priorizados.

En el marco de la Estrategia de Relacionamento Territorial, se gestionaron las siguientes actividades en el sector Minero:

Tabla 82. Conflictos Atendidos en Minería

Subsector	Conflictividades atendidas	Alertas tempranas atendidas	Total espacios / registros atendidos	Contexto principal
Minería	37	17	54	Aunque tiene menor volumen, presenta alta complejidad territorial. Se concentra principalmente en Antioquia, Nariño, Boyacá, Cesar y Caldas . El contexto se relaciona con explotación minera, minería formal e informal, ilegalidad, conflictividad ambiental, presencia de actores armados, bloqueos, movilizaciones y tensiones por uso del suelo y medios de vida.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026

De manera adicional, se han gestionado diferentes espacios de diálogo social en los subsectores del sector minero energético:

Tabla 83. Procesos de Diálogo en el Sector Minería

Subsector	Espacios de Diálogo Social	Mesas	Espacios base atendidos	Seguimientos a mesas	Gestión total registrada
Minería	63	42	105	48	153



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026

Atención a conflictos sociales en el sector de los hidrocarburos

Se fortalecieron las estrategias de diálogo social y atención preventiva de conflictividades en territorios con presencia de hidrocarburos, mediante la implementación de la ERT “Enraizar la Vida” y la Estrategia Territorial de Hidrocarburos (ETH), logrando mayor coordinación institucional, la construcción de acuerdos y el fortalecimiento de la gobernanza territorial en el marco de la Transición Energética Justa (TEJ) con enfoque territorial y de derechos humanos.

Hito 1. ERT “Enraizar la Vida”: se consolidó la Estrategia de Relacionamiento Territorial (ERT) “Enraizar la Vida” como herramienta para la prevención y transformación de los conflictos, coordinando la participación comunitaria, para lograr justicia social y gobernanza territorial mediante rutas operativas de diálogo social y atención preventiva.

Hito 2. Estrategia de concertación social: se implementó la estrategia de concertación social en zonas de hidrocarburos en ocho (8) municipios de Casanare (Maní, Tauramena, Yopal, Aguazul, Paz de Ariporo, Villanueva, Nunchía y San Luis de Palenque), promoviendo escenarios de concertación entre comunidades, empresas y entidades territoriales para construir acuerdos y fortalecer la gestión de los conflictos en el territorio.

Hito 3. ETH: se fortaleció la Estrategia Territorial de Hidrocarburos (ETH) en articulación con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y entidades nacionales, desarrollando acciones preventivas, fortalecimiento de capacidades y coordinación institucional para la atención temprana de conflictividades en regiones productoras.

Hito 4. Mesas Meta y Casanare: se avanzó en la mesa de concertación de gas de Meta y Casanare, facilitando acuerdos para garantizar el abastecimiento de gas natural, mejorar condiciones tarifarias y atender la demanda esencial mediante medidas regulatorias y mesas técnicas de seguimiento.

Hito 5. Fallo Pueblo U’wa: se inició la implementación del Fallo de la Corte Interamericana de Derechos Humanos (CIDH) a favor del pueblo U’wa, utilizando la ERT como mecanismo de articulación institucional y diálogo intercultural para avanzar



en el cumplimiento de las órdenes relacionadas con consulta previa, protección territorial y derechos culturales.

En el marco de la Estrategia de Relacionamento Territorial, se gestiona en diferentes atenciones a conflictos en los territorios en los siguientes espacios:

Tabla 84. Conflictos Atendidos en el sector de Hidrocarburos.

Subsector	Conflictividades atendidas	Alertas tempranas atendidas	Total espacios / registros atendidos	Contexto principal
Hidrocarburos	184	87	271	Es el subsector con mayor volumen de atención. La concentración está en Meta, Casanare, Putumayo, Santander, Huila y Arauca . El contexto dominante está asociado a operaciones de exploración y producción , bloqueos de vías, conflictividad laboral, contratación local, relacionamiento empresa-comunidad, afectaciones ambientales y riesgos operacionales.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026

De manera adicional, se han gestionado diferentes espacios de diálogo social en el sector de Hidrocarburos:

Tabla 85. Procesos de Diálogo en el Sector Hidrocarburos

Subsector	Espacios de Diálogo Social	Mesas	Espacios base atendidos	Seguimientos a mesas	Cierres de mesas	Gestión total registrada
Hidrocarburos	211	120	331	53	4	388

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026.

Consolidado por subsector

Durante el periodo registrado, se atendieron 628 espacios base entre mesas y espacios de diálogo social, con una gestión total de 756 registros si se incluyen seguimientos y cierres. El subsector de hidrocarburos concentra la mayor carga de atención, con el 52,7% de los espacios base, seguido de energía con el 30,6% y minería con el 16,7%.





Tabla 86. Consolidado de Espacios por Subsectores

Subsector	Espacios de Diálogo Social	Mesas	Espacios base atendidos	Seguimientos a mesas	Cierres de mesas	Gestión total registrada
Hidrocarburos	211	120	331	53	4	388
Energía	148	44	192	21	2	215
Minería	63	42	105	48	0	153
Total general	422	206	628	122	6	756

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026

Índice de Pobreza Energética Multidimensional (IPEM)

El IPEM se consolidó como una herramienta estratégica para medir la reducción en las brechas de acceso a la energía, orientando las políticas públicas hacia la equidad energética y la justicia social.

Hito 1. Validación de información estadística: se integraron fuentes oficiales como la Encuesta Nacional de Calidad de Vida (ENCV) del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) y el Índice de Cobertura de Energía Eléctrica de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

Hito 2. Fortalecimiento metodológico interinstitucional: se logró la consultoría con la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y la Red de Pobreza Energética de Chile (RedPE), incorporando enfoques territoriales, diferenciales, de capacidades y construcción de paz.

Hito 3. Elaboración de Informes de Medición: Se consolidaron los informes 2024, 2025 y 2026, fortaleciendo el seguimiento a la evolución de la pobreza energética en el país.

Hito 4. Socialización y apropiación territorial: se difundieron resultados a entidades, comunidades y actores del sector para fortalecer la toma informada de decisiones.

De acuerdo con la medición, los hogares en pobreza energética pasaron de 24.3% en 2023 a 20.6% en 2025, lo representa una disminución de 3.7 puntos porcentuales. Esto significa que, entre 2023 y 2025, la población en situación de pobreza energética





disminuyó en más de 1.400.000 personas a nivel nacional, con un impacto en más de 490.000 hogares.

Política de Derechos Humanos

Se actualizó la Política Pública de Derechos Humanos del sector minero-energético para fortalecer la protección, garantía y promoción de derechos en los territorios, con enfoque preventivo frente a conflictividades socioambientales.

Hito 1. Construcción participativa y actualización de la Política de Derechos Humanos
Se realizaron alrededor de 8 encuentros donde las comunidades, pueblos étnicos, entidades públicas, entidades territoriales, empresas, organizaciones sociales, academia y entidades adscritas y vinculadas al sector minero-energético aportaron a la construcción de estos lineamientos, identificando las principales problemáticas, riesgos y desafíos en materia de derechos humanos, así como recoger propuestas que fueron incorporadas en la actualización de la Política, fortaleciendo su pertinencia y respondiendo a las realidades de los territorios.

Se viene consolidando un instrumento que orienta la actuación del Ministerio y de sus entidades adscritas y vinculadas para promover el respeto, la protección y la garantía de los derechos humanos en el desarrollo de las actividades minero-energéticas. La actualización incorporó, las directrices de la OCDE sobre Conducta Empresarial Responsable, el Acuerdo de Escazú y el Decreto 552 de 2026, fortaleciendo un enfoque preventivo para la identificación, prevención y gestión de riesgos e impactos en derechos humanos. Para esto se definió una hoja de ruta para su implementación de los derechos humanos en el sector minero energético.

Hito 2. Articulación con la agenda nacional de Empresas y Derechos Humanos

El Ministerio, a través del equipo de Derechos Humanos de la OAAS, participó en la construcción y fortalecimiento de instrumentos estratégicos nacionales, entre ellos el acompañamiento técnico para la expedición del Decreto 552 de 2026, la participación en Guías Colombia y la articulación con las entidades competentes para la formulación del Plan Nacional de Acción en Derechos Humanos 2026–2036. Estas acciones fortalecieron la articulación del sector minero-energético con la agenda nacional e internacional en materia de Empresas y Derechos Humanos.

Política de Equidad de Género





Se formuló la Política de Género del sector minero-energético como instrumento para la equidad, inclusión y transformación institucional, con énfasis en la participación efectiva de mujeres y personas LGBTIQ+.

Hito 1. Estructura institucional de género: se conformó el Comité de Asuntos de Género para liderar la formulación de la política sectorial.

Hito 2. Estrategia Participativa Nacional: se implementó el proceso “Construyamos juntxs la Política de Género”, con enfoque territorial.

Hito 3. Participación amplia y diversa: se realizaron encuentros con organizaciones de mujeres, comunidades étnicas, sindicatos, empresas, academia y entidades públicas.

Hito 4. Enfoque interseccional: se incorporaron criterios de diversidad, inclusión y enfoque diferencial para poblaciones históricamente excluidas.

Hito 5. Lineamientos estratégicos: se definieron objetivos orientados al cierre de brechas laborales, fortalecimiento institucional y transformación cultural del sector.

Hito 6. Consolidación de política: se estructuró un documento de Política de Equidad de Género que tiene como objetivo, a 2035, avanzar en el acceso equitativo de las mujeres al empleo formal y de calidad en el sector minero energético, así como en la distribución equitativa de los beneficios derivados de la actividad extractiva y la Transición Energética Justa.

Energía limpia y transformación productiva

La Transformación Productiva, Internacionalización y Acción Climática como objetivo del Plan Nacional de Desarrollo es fundamental para el Ministerio de Minas y Energía porque impulsa un modelo energético sostenible basado en energías limpias, descarbonización y desarrollo territorial.

Gerencia guajira

En el marco de la Transición Energética Justa, el ministerio implementó la estrategia Gerencia Guajira para fortalecer la articulación institucional, garantizar los derechos étnicos y promover la participación de las comunidades wayuu en el desarrollo energético del departamento.





Como principal resultado, en 2023 se consolidó el Pacto por la Transición Energética Justa en La Guajira “La Guajira 2050” -Pacto por la TEJ-, construido junto con comunidades, autoridades, empresas y entidades públicas para fortalecer la gobernanza territorial, la justicia social y ambiental, y la sostenibilidad de los proyectos de energías renovables en la región. Adicionalmente, desde 2023 hasta 2026 anualmente se realizaron Comités Tripartitos con la participación de comunidades wayuu, empresas, entidades del orden nacional y territorial, instituciones de educación y cooperación internacional para dar avance al Pacto por la TEJ, construir visiones compartidas de desarrollo y buscar la sostenibilidad de los proyectos FNCER y sus líneas de transmisión eléctrica.

Línea estratégica de gestión de conflictos

- Hito 1. Acompañamiento a procesos de consulta previa de los proyectos de energías limpias y líneas de transmisión asociadas.

La Gerencia Guajira de la OAAS ha acompañado los procesos de consulta previa a los cuales ha sido convocada por parte del Ministerio del Interior y su Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa. Por lo anterior, se ha acompañado la etapa de Seguimiento de Acuerdos para el Proyecto Parque Eólico Wimpeshi y su línea de Transmisión Eléctrica en el proceso de entrega entre ENEL y Ecopetrol. Lo anterior, significó el acompañamiento a las reuniones de consulta previa convocadas, para este caso con 14 comunidades que se encuentran en el área de afectación directa del Parque Eólico y 22 comunidades de la Línea de Transmisión Eléctrica.

De la misma forma, la Gerencia Guajira ha participado en las reuniones de consulta previa que se han convocado para el proyecto Colectora a cargo de la empresa ENLAZA, al igual que en los proyectos Eólicos de la empresa AES Colombia en la Alta Guajira, en consideración a la ocurrencia de complejidades sociales que requieren de un acompañamiento por parte de la Gerencia Guajira con el fin de aportar las claridades durante el proceso de consulta previa y asegurar el buen relacionamiento del sector con las comunidades wayuu.

- Hito 2. Línea Estratégica de Gestión Social de Conflictos

Avance en la superación de conflictividades sociales, alcanzando un 66% de casos con viabilidad operativa al cierre de 2023.





La línea estratégica de Gestión Social de Conflictos se formula como un mecanismo de articulación institucional y atención territorial a casos de conflictos que se dan en el marco de los proyectos de Transición Energética Justa en La Guajira priorizados por el gobierno nacional.

En el año 2022, la atención de conflictos sociales del pueblo wayuu fue atendida por el Ministerio del Interior, específicamente la Dirección de Asuntos Indígenas, Rom y Minorías en el marco de sus competencias. Es a partir del año 2023 que la OAAS, de acuerdo con las competencias establecidas en el Decreto 381 de 2012, asume el liderazgo en el establecimiento de una estrategia para la gestión social de conflictos caracterizada por la articulación institucional (nacional, regional y local) y una presencia territorial con equipo experto en Sistema Normativo Wayuu que permitiera atender las dificultades relacionadas con el avance de los proyectos de Transición Energética Justa bajo el respeto de las formas de gobierno propio y la comprensión intercultural.

En consecuencia, entre 2023 y 2026 se han gestionado los siguientes casos:

- Gestión total priorizada cuatrienio:
 - Número total de casos priorizados cuatrienio: 206 casos de conflictividad.
 - Número total de comunidades involucradas cuatrienio: 346 comunidades étnicas.
- Ejecutor – Proyectos – Número de casos priorizados cuatrienio:
 1. Enlaza del Grupo Energía de Bogotá
 - Línea de Transmisión Colectora – Cuestecitas 500 kV: 102
 - Línea de Transmisión Cuestecitas – La Loma 500 kV: 1
 2. EDP Renewables
 - Parque eólico Beta de 280 MW: 9
 - Parque eólico Alpha de 212 MW: 4
 - Vía de acceso parque eólico Beta de 280 MW: 7
 - Línea de conexión parques eólicos Beta y Alpha a la subestación Cuestecitas 500 kV: 15
 3. Celsia
 - Parque eólico Camelias de 250 MW: 5





4. AES Colombia
 - Parque eólico JK1 – JK2 de 255 MW: 23
 - Parque eólico JK3 de 50 MW: 2
 - Parque eólico JK4 de 259 MW: 10
 - Línea de conexión parques eólicos Jemeiwaa Kal a la subestación Colectora 500 kV: 13
5. Enel Colombia (proyecto ahora a cargo de Ecopetrol)
 - Parque eólico Windpeshi de 200 MW: 12
6. Isagén:
 - Parque eólico Guajira I de 20 MW: 1
7. ISA InterColombia
 - Interconexión Cuestecitas – Copey – Fundación 500/220 kV: 1
8. EPM
 - Parque eólico Jepirachi de 19.5 MW: 1

Línea estratégica de gobernanza étnica

Hito 1. Espacios de Diálogo: Se realizaron más de 70 espacios para el fortalecimiento de los espacios de diálogo intercultural y participación de comunidades Wayuu en la Transición Energética Justa. Lo anterior llevó al fortalecimiento de la Gobernanza Étnica mediante la conformación de la Instancia de Diálogo y Seguimiento Territorial Wayuu a la Transición Energética Justa.

Hito 2. Pacto TEJ_ Construcción participativa del Plan Operativo del Pacto TEJ con más de 400 autoridades étnicas y 467 comunidades priorizadas.

Línea estratégica ambiente

Hito 1. Licencias Ambientales: Articulación institucional con autoridades ambientales para el seguimiento de 9 trámites y licencias ambientales para proyectos de energías renovables y líneas de transmisión otorgadas.





Hito 2. Instrumentos Normativos: adopción de instrumentos normativos estratégicos como LASolar, LAEólica y la actualización del Manual de Compensaciones Bióticas.

Línea de gobernanza territorial

Hito 1. Comité Tripartito: consolidación del Comité Tripartito de Transición Energética Justa en La Guajira como principal instancia de articulación y seguimiento territorial del Pacto TEJ.

Hito 2. TEJ: alcance de un 78% de avance en los ejes estratégicos priorizados del Plan Operativo de la Transición Energética Justa.

Comunidades Energéticas y Escuela TEJ

La estrategia de Comunidades Energéticas busca garantizar acceso democrático, sostenible y descentralizado a la energía, priorizando poblaciones vulnerables y territorios excluidos, mediante la generación y gestión comunitaria.

Su importancia radica en democratizar el sistema energético, fomentar la participación de las comunidades, fortalecer economías locales, reducir emisiones y avanzar hacia una transición energética justa con enfoque territorial, ambiental y participativo.

Hito 1. Cooperación internacional: se acordaron lineamientos con la Agencia Francesa de Desarrollo para incorporar enfoques sociales en la transición energética.

Hito 2. Enfoque diferencial: se integraron criterios de género, etnicidad y participación comunitaria en el diseño de la política.

Hito 3. Escuela de Transición Energética Justa: se fortalecieron capacidades técnicas, organizativas y sociales de las comunidades, promoviendo su participación informada en el diseño e implementación de Comunidades Energéticas.

Hito 4. Gestión territorial: se realizaron 622 visitas en 596 comunidades en 2024, fortaleciendo procesos de apropiación y participación.

Cambio climático

Se avanzó en la consolidación de la acción climática del sector minero-energético mediante la actualización de la NDC 2.0 y el PIGCCme 2050.





Hito 1. Aumento de ambición climática: se definieron metas más exigentes de reducción de emisiones y adaptación.

Hito 2. Desarrollo técnico del PIGCCme: se ejecutaron 18 productos técnicos con la Universidad Nacional para fortalecer la gestión climática sectorial.

Hito 3. Gestión del riesgo climático: se elaboraron escenarios de vulnerabilidad frente a fenómenos climáticos como El Niño y La Niña.

Hito 4. Sistema de información climática: se consolidó una plataforma sectorial para monitoreo y toma de decisiones climáticas.

Hito 5. Gobernanza climática empresarial: se fortalecieron capacidades del sector eléctrico con integración de biodiversidad y enfoque de género.

Como resultado, se consolidaron capacidades empresariales en mitigación, adaptación y gobernanza climática, junto con metodologías de seguimiento alineadas con los sistemas MRV (Monitoreo, Reporte y Verificación) del ministerio, contribuyendo a una transición energética resiliente y baja en carbono en el sector eléctrico colombiano.

Tabla 119. *Gestiones en Cambio Climático*

Frente / subsector	Cantidad de espacios	Participantes reportados	Contexto
Cambio Climático	4	58	Incluye ejercicios de construcción de agenda territorial y socialización de resultados técnicos sobre vulnerabilidad, riesgo climático y articulación de instrumentos de planificación. Se identifican espacios en Putumayo, Cesar, San Andrés y Meta/Villavicencio.

Fuente: Ministerio Minas y Energía, 2026

Convenios étnicos

En el marco de la Transición Energética Justa, los convenios con comunidades Negras, Afrocolombianas, Raizales y Palenqueras buscan, con enfoque de género y articulación diseñar proyectos adaptados a sus realidades territoriales. Su propósito es reducir brechas, fortalecer la autonomía energética y mejorar la calidad de vida en zonas de baja cobertura y difícil acceso.





Hito 1. Caracterización nacional: se identificaron comunidades con enfoque socioeconómico, cultural y energético.

Hito 2. Línea base de proyectos energéticos: se estructuró información para proyectos de Energías Limpias en territorios étnicos.

Hito 3. Fortalecimiento de capacidades: se formaron 40 comunidades en gobernanza energética.

Hito 4. Plan estratégico participativo: se diseñó un instrumento de planificación con enfoque étnico diferencial.

Hito 5. Socialización nacional: se realizaron 33 encuentros territoriales en los 32 departamentos del país.

Acompañamiento a pactos territoriales y articulación institucional

La OAAS ha liderado el acompañamiento a la construcción de los Planes de Acción de los Pactos Territoriales en Catatumbo, Cauca, Chocó y Nariño, en articulación con las direcciones del ministerio y entidades adscritas, asegurando el cumplimiento de compromisos del Plan Nacional de Desarrollo.

En este marco, también se han ejecutado convenios y contratos con comunidades étnicas a nivel nacional, con incidencia en estos territorios.

Estos pactos, con ejecución proyectada entre 2022 y 2026 y plazos de hasta 10 años, contemplan inversiones significativas, orientadas a promover la Transición Energética Justa, la participación ciudadana y la construcción de paz. Los convenios son en:

- Chocó (\$81.627 millones)
- Cauca (\$77.543 millones)
- Catatumbo (\$127.209 millones)
- Nariño (\$157.704 millones)

Territorios vivos: agua y justicia ambiental

El objetivo de ordenamiento del territorio alrededor del agua y justicia ambiental es clave para el Ministerio de Minas y Energía porque orienta la planeación del sector hacia la protección del agua como eje estructurante del territorio y la garantía de la





sostenibilidad ambiental. Este enfoque permite armonizar el desarrollo minero-energético con la preservación de los ecosistemas, reducir impactos socioambientales y promover una distribución más equitativa de beneficios y cargas.

Gobernanza ambiental

En 2022 se identificó una brecha en la disponibilidad de información para evaluar integralmente la gestión ambiental y sus impactos territoriales, lo que limitaba la gobernanza ambiental.

Para responder a este desafío, se creó el Índice de Gobernanza Ambiental como herramienta estratégica, orientada a mejorar la planificación del sector, en coherencia con el Acuerdo de Escazú y la Transición Energética Justa, promoviendo mayor transparencia, participación y sostenibilidad

Hito 1. Diseño conceptual: se estructuró un marco con 51 indicadores en 7 dimensiones.

Hito 2. Implementación del Índice: se obtuvo un resultado de 0,54 en 2023, evidenciando nivel intermedio de gobernanza.

Hito 3. Participación ciudadana: se vincularon más de 2.345 actores en el proceso de construcción y validación.

El Índice de Gobernanza Ambiental es una herramienta en Colombia que mide la capacidad institucional, social, jurídica, económica y ambiental del sector minero energético. Su proyección hacia 2031 busca fortalecer la gobernanza de datos, territorializar el análisis y mejorar la toma de decisiones.

Tabla 87. *Gestiones en Gobernanza Ambiental*

Frente / subsector	Cantidad de espacios	Participantes reportados	Contexto
Política y Relacionamento Ambiental	48	2.576	Desarrollo de veintinueve (29) talleres de prácticas ambientales centrados en temas como compensaciones ambientales, energías limpias, licenciamiento ambiental de proyectos del sector, hidroenergía sostenible, ordenamiento territorial y ambiental, prácticas minero-ambientales, realizados en Bogotá Riohacha, Montería, Barranquilla, Bucaramanga, Cartagena, Tuluá, Yopal,





Frente / subsector	Cantidad de espacios	Participantes reportados	Contexto
			Restrepo, Mocoa, Guaduas, Montería, Quibdó, Sincelejo, La Jagua de Ibirico, Montelíbano, La Unión, Segovia, y Sabanalarga. Seis (6) espacios de construcción de orientaciones de implementación del Acuerdo de Escazú en el sector minero energético, realizados en Bogotá y Valledupar. Dos (2) espacios de construcción y realimentación del índice de gobernanza ambientales del sector minero energético realizados en Valledupar y Villavicencio. Cuatro (4) encuentros de construcción participativa y colaborativa del lineamiento de Política Pública de Afectados por Represas, con consejos comunitarios, asociaciones de pescadores, juntas de acción comunal, organizaciones indígenas y organizaciones ambientales. Realización de una (1) Audiencia Pública Territorial de Pasivos Ambientales en la cual se recogieron las voces de las comunidades a fin de aportar a la formulación de los lineamientos de la política pública para la gestión de pasivos ambientales. Bucaramanga. Desarrollo de seis (6) diálogos vinculantes de actualización de las Guías Minero-Ambientales con participación de comunidades y autoridades territoriales, realizados en Medellín, Ubaté, Quibdó, Pasto, San Gil, Buga y Bogotá.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026

Gestión del riesgo de desastres

Se fortaleció la incorporación de la gestión del riesgo de desastres en el sector minero-energético mediante el desarrollo de instrumentos técnicos, el fortalecimiento de capacidades y la articulación territorial e institucional, contribuyendo a la resiliencia de los territorios, la seguridad de la infraestructura estratégica y la protección de las comunidades.

Hito 1. Se implementaron herramientas como la metodología PDNA (Post-Disaster Needs Assessment o Evaluación de Daños, Pérdidas, Impactos y Necesidades Post Desastre), tableros de control para el seguimiento a la implementación de la Política de Gestión del Riesgo de Desastres del Sector Minero-Energético y el micrositio de





Gestión del Riesgo de Desastres, fortaleciendo la gestión de la información, la toma de decisiones y la preparación ante emergencias.

Hito 2. Infraestructura crítica: se realizaron estudios técnicos en la Hidroeléctrica Ituango.

Hito 3. Gestión territorial del riesgo: se desarrollaron diagnósticos en Nariño y el Oleoducto Transandino.

Hito 4. Análisis multiamenaza: se construyó un modelo geoespacial nacional para identificar zonas críticas.

Hito 5. Gestión comunitaria: se implementaron sistemas de alerta temprana en Marmato.

Hito 6. Gobernanza normativa: se evaluó el Decreto 2157 de 2017 y su implementación.

Hito 7. Se promovió la incorporación del riesgo NATECH (accidentes tecnológicos desencadenados por amenazas de origen natural) en los procesos de ordenamiento territorial, mediante la formulación de lineamientos técnicos para fortalecer la planificación del territorio y la reducción del riesgo

Entre 2022 y 2026, el Ministerio de Minas y Energía fortaleció la implementación de la Política de Gestión del Riesgo de Desastres en el sector minero energético, mejorando instrumentos técnicos, capacidades institucionales y articulación intersectorial. Aunque persisten desafíos en seguimiento, información y coordinación territorial, se consolidaron bases sólidas para su continuidad, orientadas a una mejor toma de decisiones, protección de la vida e infraestructura estratégica y mayor resiliencia del sector.

Tabla 88. *Gestión de Riesgos*

Frente / subsector	Cantidad de espacios	Participantes reportados	Contexto
--------------------	----------------------	--------------------------	----------





Gestión del Riesgo de Desastres / GRD	9	330	Es el frente con mayor actividad. Combina mesas nacionales, espacios regionales y diálogos territoriales enfocados en prevención, coordinación institucional, seguimiento a emergencias, riesgos tecnológicos, simulacros nacionales y compromisos comunitarios como el caso de los biodigestores en Páez, Boyacá.
---------------------------------------	---	-----	--

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2026

4.5 Gestión de geoamenazas por parte del Servicio Geológico Colombiano

Entre 2022 y 2026, el Servicio Geológico Colombiano fortaleció la producción y divulgación del conocimiento geocientífico asociado con los fenómenos geológicos que generan amenazas, a través de los siguientes aspectos:

1. Desarrollo del Modelo Nacional de Riesgo Sísmico

Permite estimar pérdidas económicas, daños en edificaciones residenciales y afectaciones a la población, tanto de forma probabilística como por escenarios, para 87 municipios priorizados que concentran el 67 % de la población urbana del país. Este modelo se construyó de manera colaborativa con la academia y entidades públicas y privadas, a partir de un inventario nacional de exposición elaborado con información del DANE, IGAC y Terridata. Este trabajo fue reconocido con el Premio Codazzi 2025 otorgado por la Sociedad Colombiana de Ingenieros.

2. Actualización del mapa de zonificación de amenaza volcánica y monitoreo para la región Eje Cafetero

En el marco del Plan Plurianual de Inversiones se desarrolló este proyecto mediante el cual se actualizaron los mapas de amenazas de los volcanes Cerro Bravo y Cerro Machín. Además, se avanzó en el desarrollo de simulaciones fluidodinámicas de flujos de origen volcánico en las cuencas que nacen en el volcán Nevado del Ruiz. Se adelantaron los trabajos de campo para la investigación geológica de los volcanes Nevado de Santa Isabel, Paramillo de Santa Rosa y Nevado del Tolima. En la región del Cauca, se actualizaron los mapas de amenaza de los volcanes Nevado del Huila y se elaboró el mapa integrado de amenaza de los volcanes Puracé y Curiquinga. En la región de Nariño, se avanzó en la investigación del campo volcánico monogenético de Guamuez-Sibundoy.

3. Estudios de zonificación de amenaza por movimientos en masa





Como resultado de la transformación del ordenamiento del territorio alrededor del agua definida en el Plan Nacional de Desarrollo, durante 2022 y 2026 se elaboraron estudios a escala 1:25.000 en los municipios de Aguadas, Aranzazu, Filadelfia, Marquetalia, Riosucio y Supía (Caldas), Girón (Santander) y Paya y Pisba (Boyacá).

Además, se adelantaron estudios a escalas detalladas como la Zonificación de amenaza, vulnerabilidad y riesgo por subsidencia en el barrio Villa Lucía, municipio de Pasto (Nariño) y los estudios de la amenaza, vulnerabilidad y riesgo por movimientos en masa en escala 1:2.000 y caracterización hidrogeológica en el área de influencia del proyecto Relleno Sanitario Parque Chocó (Girón, Santander); así como el estudio de recomendaciones generales para la reconstrucción de los centros poblados de El Japón, Santa Cecilia, en el municipio de Paratebueno, y Santa Teresita, en el municipio de Medina afectados por el sismo del 8 de junio de 2025 y el Análisis de la posible afectación en el puente de la vía nacional Cumaral-Paratebueno por flujo sobre el caño Naguaya en la vereda La Europa, municipio de Paratebueno, departamento de Cundinamarca.

4. Avances en la elaboración y actualización de guías metodológicas para la evaluación de geoamenazas

Se desarrollaron documentos metodológicos para caracterizar y analizar la estabilidad de macizos rocosos en obras de infraestructura y la evaluación de geoamenazas en proyectos del sector minero energético de Colombia. Además, se avanzó en la actualización metodológica de la guía de zonificación de amenazas por movimientos en masa (escala 1:25.000) y avenidas torrenciales con relación al levantamiento de información primaria y el análisis de los factores sismo y lluvia como detonantes de los movimientos en masa.

5. Asistencia técnica al Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres

Se brindó acompañamiento técnico a las entidades del SNGRD mediante la participación en espacios interinstitucionales y la evaluación de geoamenazas en situaciones de emergencia como los movimientos en masa en los municipios de Venecia (Antioquia), Santa María, Paipa y Socotá (Boyacá), Cajibío, Inzá, Páez, Santander de Quilichao, Silvia, Rosas y Timbío (Cauca), Carmen de Atrato y Piojó (Chocó), Puerto Escondido (Córdoba), San Joaquín (Santander), Anapoima, Fosca, Guayabetal, Machetá, Medina, Paratebueno, Quetame, Quipile, Sibaté, Soacha y Útica (Cundinamarca), El





Calvario (Meta), Abrego, Cáchira, Toledo y Villa Caro (Norte de Santander), Ancuya, San Juan de Pasto y Tablón de Gómez (Nariño), Mocoa (Putumayo), Villarrica (Tolima); eventos asociados a fenómenos volcánicos como los presentados en los volcanes Nevado del Ruiz (Caldas) y cadena Los Coconucos-Puracé (Cauca) y los efectos del sismo de Paratebueno–Medina (Cundinamarca), entre otros.

6. Investigación científica aplicada a la gestión del riesgo

Se logró desarrollar investigaciones científicas orientadas a fortalecer el conocimiento sobre los riesgos geológicos en Colombia, con énfasis en sismología, vulcanología, geodesia y geofísica regional, como soporte técnico para la gestión del riesgo de desastres, entre los que destacan: la sismicidad inducida en Puerto Gaitán y en el valle medio del río Magdalena; soluciones automáticas y estadísticas para la identificación y el análisis de sismicidad, deformación y otros parámetros en volcanes; la deformación sismotectónica en la zona sísmica cortical del Pacífico norte y el análisis cuantitativo de la subsidencia en la zona suroccidental de la Sabana de Bogotá mediante geodesia InSAR.

7. Operación continua de las redes de monitoreo

Se realizó el mantenimiento de las estaciones sísmicas (189), volcánicas (216) y de deformación de la corteza terrestre (117). Entre agosto de 2022 y marzo de 2026, se registraron 790 sismos destacados, se emitieron 22 boletines informativos extraordinarios de la actividad volcánica de los volcanes Nevado del Ruiz, Cerro Machín, Puracé y Chiles-Cerro Negro y 3.611 reportes para la notificación de emisión de ceniza volcánica para la seguridad aeronáutica (VONA por sus siglas en inglés Volcano Observatory and Notice for Aviation). El funcionamiento de las redes alcanzó entre el 68,4 % y el 83 % (68,4 % deformación, 77,2 % sísmica y el 83 % volcánica), fortaleciendo la capacidad del país para alertar oportunamente a la población y a las autoridades de gestión del riesgo de desastres.

8. Modernización de la tecnología de las redes de monitoreo

Se adquirieron antenas satelitales de baja órbita debido a la obsolescencia del internet satelital geoestacionario, así como dispositivos de transmisión celular y telemetría. Igualmente, se adquirieron equipos de monitoreo geocientífico como sismómetros, acelerómetros, inclinómetros, GNSS, cámaras PTZ, equipos multiparamétricos de





aguas y gases, infrasonidos. Se implementó software especializado para el monitoreo y la generación de modelos computacionales para la evaluación de las diferentes amenazas como SeisComP, RiverFlow, Midas, FeFlow y se desarrolló un ecosistema de analítica avanzada con IA, que incluye aplicativos como Lakiy, SAO, GeoDANTA y motores de consulta en lenguaje natural. Esta modernización optimiza los tiempos de análisis, procesamiento y respuesta y mejora las comunicaciones en gestión del riesgo.

9. Apropiación social del conocimiento Geocientífico

Se desarrollaron más de 760 actividades con este enfoque en las que participaron más de 40 mil personas. Dentro de estas actividades se destacan charlas, conferencias, reuniones institucionales y el desarrollo de programas como Observatorio Abierto, Observatorio Móvil e Itinerante y las VII y VIII Bienales de Niños, Niñas y Jóvenes que Viven en Zonas Volcánicas. Adicionalmente, se implementó un sistema para facilitar el acceso a la ciudadanía a las visitas guiadas en las diferentes redes de monitoreo.

10. Avances en el estudio del vulcanismo de lodo

Se impulsó la investigación sobre el vulcanismo de lodo en el noroccidente del país mediante la elaboración de un estado del arte de caracterización del fenómeno asociado a geoamenazas y el diseño de un inventario especializado. Estos avances establecen bases metodológicas para el estudio y monitoreo sistemático de este fenómeno en Colombia que durante el periodo 2022-2026 generó afectaciones en los municipios de Puerto Escondido (Córdoba), Turbo (Antioquia), San Juan de Urabá (Antioquia) y la vereda Membrillal (Cartagena de Indias).

4.6 Capacidades nucleares y radiactivas del país con fines pacíficos

El Servicio Geológico Colombiano es la instancia técnica del Estado encargada de desarrollar y aplicar las capacidades nucleares y radiactivas del país con fines pacíficos, garantizando la seguridad nuclear y radiológica, el cumplimiento normativo y la generación de conocimiento científico especializado. Su gestión integra la operación segura de instalaciones estratégicas, el ejercicio de funciones regulatorias, la investigación aplicada y la prestación de servicios analíticos en técnicas nucleares, radiactivas, isotopía, geocronología y radiometría, junto con el fortalecimiento de la infraestructura metrológica y ambiental en radiaciones ionizantes.





Durante el periodo 2022–2026, la Dirección de Asuntos Nucleares fortaleció las capacidades científicas, tecnológicas y regulatorias del país para el desarrollo y la aplicación segura de las tecnologías nucleares y radiactivas. Los avances alcanzados en investigación, infraestructura, regulación, cooperación internacional, gestión de desechos radiactivos, metrología, producción de radioisótopos y estudios del ciclo del agua consolidaron al Servicio Geológico Colombiano como un referente nacional en el uso pacífico de estas tecnologías, contribuyendo al conocimiento científico, la protección de las personas y el ambiente, y al desarrollo sostenible de Colombia.

Estudios del ciclo del agua, paleoclima y materiales radiactivos de ocurrencia natural:

Durante 2022–2026, la Dirección de Asuntos Nucleares consolidó la isotopía como herramienta clave para estudiar el ciclo del agua en Colombia y el paleoclima, mediante estudios isotópicos en espeleotemas, construcción de líneas meteóricas locales (más de 40 colectores de agua lluvia instalados) y monitoreo en regiones estratégicas (Páramos y sectores estratégicos), generando información fundamental para la gestión del agua y el ordenamiento territorial. Paralelamente, fortaleció la caracterización de materiales radiactivos de origen natural (NORM), desarrollando metodologías base para su evaluación y aportando insumos técnicos para la regulación, generación de mapas NORM (más de 6 sectores estudiados a nivel nacional) la seguridad radiológica y la sostenibilidad ambiental en sectores mineros, hidrocarburos y mineros.

Estas acciones fortalecieron las capacidades nacionales para generar conocimiento científico sobre el agua, el clima y los materiales radiactivos de origen natural, contribuyendo al ordenamiento del territorio alrededor del agua, la adaptación al cambio climático, la seguridad radiológica y la sostenibilidad ambiental.

Modernización de infraestructura y ampliación de capacidades analíticas

La modernización de la planta de irradiación gamma permitió fortalecer la seguridad operativa, la protección radiológica y la confiabilidad de los procesos, en línea con estándares internacionales, ampliando sus aplicaciones en agroexportación, patrimonio cultural, salud y medio ambiente. De manera complementaria, se incorporaron metodologías como la datación por ^{14}C , el microanálisis de alta resolución (EPMA) y





la termocronología U-Th/He, junto con la modernización de equipos, manteniendo la acreditación ISO/IEC 17025 en los laboratorios, lo que garantiza la calidad y trazabilidad de los resultados en aplicaciones nucleares.

Se consolidó la infraestructura científica y tecnológica del país para el desarrollo de aplicaciones nucleares de alta precisión, fortaleciendo la calidad, la trazabilidad y la seguridad de los servicios prestados en apoyo a la investigación, la industria, la salud, el patrimonio cultural y la gestión ambiental.

Licenciamiento y control regulatorio de fuentes radiactivas

Entre 2022 y 2026 se consolidó un proceso continuo de fortalecimiento de la actividad reguladora, evidenciado por una tendencia sostenida de mejora en los indicadores de gestión, con una reducción progresiva de los tiempos de atención, una disminución de las solicitudes en estado abierto y una mayor eficiencia en el flujo de evaluación de los trámites. Este avance fue posible gracias a la modernización del equipamiento, el fortalecimiento de las competencias del cuerpo evaluador y la implementación de herramientas tecnológicas para la gestión integral de autorizaciones y el seguimiento regulatorio. Como resultado, se optimizó la atención de 1.299 solicitudes asociadas a un universo de 508 instalaciones autorizadas, manteniendo una oportunidad media de respuesta inferior a 60 días para los procesos de licenciamiento y control, sin comprometer el rigor técnico ni el cumplimiento de los estándares nacionales e internacionales.

En desarrollo de las funciones de vigilancia y control, durante el primer semestre de 2026 se realizaron 55 inspecciones a instalaciones que utilizan materiales radiactivos, fortaleciendo la supervisión del uso seguro de las fuentes radiactivas y el cumplimiento de los requisitos regulatorios. De manera complementaria, las herramientas tecnológicas implementadas permitieron mejorar la trazabilidad de los inventarios nacionales de materiales radiactivos y optimizar el seguimiento de los procesos regulatorios, incrementando la eficiencia, la transparencia y la capacidad de respuesta institucional.





Con ello, se fortaleció la capacidad reguladora del Estado para garantizar el uso seguro y protegido de los materiales radiactivos, contribuyendo a la protección de las personas y el ambiente, al cumplimiento de los estándares internacionales y al fortalecimiento de la seguridad tecnológica y radiológica del país.

Reactor Nuclear

Durante el periodo 2022–2026, el Reactor Nuclear de Investigación IAN-R1 fortaleció su operación segura, sus capacidades científicas y su aporte estratégico al país, obteniendo la renovación de la licencia de operación para el periodo 2025–2030 y avanzando, con el apoyo del OIEA, en la implementación de su programa de gestión del envejecimiento para garantizar la sostenibilidad y seguridad de la instalación. Como hito histórico, el reactor retomó la generación de radioisótopos en Colombia después de 40 años, mediante la ejecución de los primeros experimentos para la generación de radionúclidos, sentando las bases para recuperar la capacidad nacional en aplicaciones médicas, industriales e investigativas. Paralelamente, consolidó su papel como "reactor escuela", fortaleciendo la formación de talento humano especializado mediante programas de entrenamiento y articulación con universidades.

Entre 2022 y 2026 se irradiaron 3.455 muestras para investigación, caracterización de materiales y desarrollo de metodologías analíticas, y se recibieron 3.707 visitantes entre estudiantes, investigadores, entidades nacionales e internacionales y público especializado, fortaleciendo la apropiación social del conocimiento y la divulgación de los usos pacíficos de la tecnología nuclear en Colombia.

Estos avances fortalecen la soberanía científica y tecnológica del país, impulsan el desarrollo de aplicaciones nucleares para la salud, la industria, el ambiente y la investigación, y consolidan al reactor IAN-R1 como una infraestructura estratégica para el desarrollo sostenible de Colombia.

Consolidación cooperación interinstitucional e internacional

Durante el periodo 2022–2026, la Dirección de Asuntos Nucleares consolidó su cooperación interinstitucional e internacional mediante la ejecución de proyectos con el





OIEA, como COL7005 y RLA7029 para estudios isotópicos del agua, y COL9011 orientado a la trazabilidad dosimétrica entre el LSCD y el INM, RLA 1025 sobre reactores nucleares, RLA 1021 para usos de la irradiación con propósitos fitosanitarios, entre otros.

Asimismo, se fortalecieron alianzas nacionales a través de convenios con universidades para el desarrollo del “reactor escuela”, y colaboraciones con entidades como Ministerio de Cultura, DIMAR, ICANH y SGC en estudios de patrimonio, destacándose el caso del Galeón San José. De igual forma, se aportaron insumos técnicos al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible para procesos de delimitación y definición de áreas de reserva en conjunto con estudios del agua con las Corporaciones Autónomas Regionales y se consolidaron articulaciones con IDEAM e INM, fortaleciendo la generación de conocimiento, la toma de decisiones y el uso seguro de tecnologías nucleares en el país.

Estas alianzas estratégicas fortalecieron las capacidades científicas, técnicas e institucionales del país, promoviendo la transferencia de conocimiento, la innovación y la aplicación segura de las tecnologías nucleares para la gestión del agua, la protección del patrimonio, la salud, el ambiente y el desarrollo sostenible.

Gestión de desechos radiactivos y calibración y aseguramiento metrológico (LSCD)

Las instalaciones para la gestión de desechos radiactivos del Servicio Geológico Colombiano han consolidado capacidades nacionales mediante la recepción de 103 fuentes radiactivas en desuso, el acondicionamiento de 1463 fuentes radiactivas y 260 actuaciones ante Autoridad Reguladora, la obtención de 3 licencias (1 operación y 2 de clausura) para instalaciones destinadas a la gestión de desechos radiactivos. Asimismo, se ejecutó el Plan de Desmantelamiento del Almacén 1 trasladando 118 unidades al almacén 2, se ejecutaron 11 transportes de materiales radiactivos y se avanzó en 2 iniciativas globales de reciclaje y repatriación de fuentes selladas. Se realizaron 18 servicios de caracterizaciones in-situ. Se participó en una incautación de material radiactivo. Se remitieron 36 comunicaciones a autoridades ambientales.

Entre 2022 y 2026, el Laboratorio Secundario de Calibración Dosimétrica (LSCD) fortaleció sus capacidades técnicas y metrológicas, manteniendo la acreditación ONAC





bajo la norma ISO/IEC 17025 y ampliando sus servicios hacia radioterapia, radiología diagnóstica y braquiterapia.

Con ello, se fortalecieron las capacidades nacionales para garantizar la gestión segura de los desechos radiactivos y la trazabilidad metrológica de las radiaciones ionizantes, contribuyendo a la protección de las personas y el ambiente, la calidad de las aplicaciones médicas e industriales y el uso seguro y pacífico de las tecnologías nucleares en Colombia.

4.7 Gestión del Patrimonio geológico y paleontológico

La protección y puesta en valor del patrimonio geológico y paleontológico del país se orientó a consolidar una gestión integral que permita su identificación, conservación y apropiación social. En este sentido, entre agosto de 2022 y marzo de 2026 se avanzó en el reconocimiento de los elementos patrimoniales como parte fundamental de la riqueza natural del país y como activos estratégicos para la educación, la investigación y el desarrollo territorial. Se fortalecieron los procesos de inventario, evaluación y declaratoria de áreas de interés, así como las acciones de articulación institucional y divulgación y el apoyo a comunidades que gestionan este tipo de patrimonios, contribuyendo a su protección y a su incorporación en dinámicas de uso sostenible y apropiación por parte de la sociedad.

En patrimonio geológico y paleontológico, se avanzó en la caracterización y valoración de siete sitios de la geodiversidad con fines de declaratoria como geotopos, junto con la consolidación de instrumentos técnicos para su protección y conservación. Como hitos, se destaca el reconocimiento por la IUGS (International Union of Geological Sciences) como sitio de relevancia internacional al Bioma Neotropical del Mioceno medio de La Venta, así como la inclusión de este yacimiento y el del Devónico Medio de la Formación Floresta en la Lista Tentativa de Patrimonio Mundial de la UNESCO. Se desarrolló además una georuta co-construida con la comunidad del sur del Ricaurte Alto (Boyacá). En patrimonio mueble, se caracterizaron y valoraron 35 colecciones incorporadas al Inventario Nacional Geológico y Paleontológico (INGEP), al tiempo que se gestionaron solicitudes de tenencia temporal, se hizo el seguimiento a actividades de campo y trámites de traslado o exportación para





investigación, fortaleciendo el acompañamiento territorial mediante asesorías, visitas técnicas, lineamientos y herramientas de apoyo. El SGC participó en instancias interinstitucionales de conservación preventiva y en la formulación del decreto para la creación del comité de prevención del tráfico ilícito y repatriación de bienes, actualmente en trámite de firma presidencial.

En fortalecimiento institucional y apropiación social, se creó la Red de Museos y Colecciones Geológicas y Paleontológicas y se consolidó el Encuentro Nacional del sector (7.^a edición en 2026). El Museo Geológico Nacional alcanzó 32.096 piezas inventariadas y avanzó en medidas de conservación preventiva. Se evidenció crecimiento en atención de públicos, (más de 10.000 visitantes en Bogotá y aumento en Medellín y Cali), junto con el diseño de más de 20 talleres con enfoques experienciales, el fortalecimiento de estrategias extramurales como “Geología en el aula” y la articulación con entidades territoriales, academia y grupos del SGC, incluyendo procesos de co-creación. Se desarrollan iniciativas de evaluación de impacto, vinculación de pasantes y producción de materiales educativos.

Finalmente, el Museo Geológico Nacional consolidó su producción científica con cinco publicaciones en revistas internacionales, incluyendo la descripción de dos nuevos géneros y especies, y el primer registro de piel y músculo en vertebrados marinos del Cretácico de Colombia.

4.8 Fortalecimiento de la sostenibilidad financiera institucional- UPME

Durante el período de gestión se lideró y acompañó el proceso técnico y normativo que permitió la incorporación de una disposición legal orientada a fortalecer la sostenibilidad financiera de la UPME, mediante la habilitación para incorporar a su presupuesto los recursos recaudados por concepto de los servicios establecidos en el artículo 20 de la Ley 1955 de 2019, así como los excedentes financieros derivados de dichos recursos que sean asignados por el CONPES.

Como resultado de esta gestión, se incluyó el artículo 87, mediante el cual se establece que los recursos recaudados por la entidad por concepto de la prestación de estos servicios y los excedentes asociados serán destinados prioritariamente a cubrir los





costos de su operación. Asimismo, se dispone que los saldos no utilizados podrán financiar otros gastos requeridos para el cumplimiento de las funciones institucionales.

Este avance representa un hito para la UPME, al fortalecer su autonomía financiera, diversificar las fuentes de financiación de la entidad y ampliar su capacidad presupuestal para atender los crecientes desafíos asociados a la planeación minero-energética, la transición energética y la expansión de las responsabilidades institucionales. Adicionalmente, genera mejores condiciones para la sostenibilidad de mediano y largo plazo, disminuyendo la dependencia de las asignaciones provenientes del Presupuesto General de la Nación y otorgando mayor flexibilidad para la gestión de recursos estratégicos.

Como resultado de este trabajo, se incorporó el siguiente artículo en el decreto 1477 de 2025 “por el cual se liquida el Presupuesto General de la Nación para la vigencia fiscal de 2026, se detallan las apropiaciones y se clasifican y definen los gastos”:

"ARTÍCULO 87. Los recursos que la UPME recaude por concepto del cobro de los servicios de que trata el artículo 20 de la Ley 1955 de 2019 y los excedentes asignados por el CONPES a esa entidad, derivados de los mismos, serán destinados en primer término a cubrir los costos de la prestación de estos servicios. Los saldos no utilizados podrán ser destinados a los demás gastos que requiera la entidad"

Actualmente, se adelantan las gestiones técnicas y presupuestales con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público para materializar la aplicación de esta disposición también en el presupuesto de la vigencia 2027. Este proceso busca asegurar la incorporación efectiva de dichos recursos en la programación presupuestal de la entidad, consolidando los beneficios derivados de este logro normativo y fortaleciendo de manera estructural la sostenibilidad financiera de la UPME en el mediano y largo plazo.





Energía



La Energía de Nuestra **Gente**