INFORME DE EMPALME

GRUPO DE FONDOS DE INVERSIÓN Y GESTIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

MARTHA STEPHANNY BARRETO MANTILLA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA | 2024 - 2026

1. FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES 9

1.1 Descripción de las funciones esenciales del cargo 9
1.1 Descripción de las funciones generales del cargo 10
1.2 Descripción de las funciones generales del Grupo 10

2 SITUACIÓN DE LOS RECURSOS ASIGNADOS O BAJO RESPONSABILIDAD 12

2.1 Recursos financieros y ejecución presupuestal 12
2.2 Recurso Humano 13
2.3 Credenciales para acceso a plataformas o aplicativos internos o externos 15
2.4 Recursos Físicos 16

3 INFORME EJECUTIVO DE LA GESTIÓN 17

4 POLÍTICA PÚBLICA DEL SECTOR ENERGÉTICO 19

4.1 Plan Nacional de Electrificación Rural- PNER 19
4.2 Indicadores de Paz 20
4.2.1 Indicador A29. Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica 21
4.2.2 Indicador A29P. Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica en municipios PDET 23
4.3 Acciones CONPES 25
4.3.1 CONPES 3988- Política Nacional Para Impulsar la Innovación en las Prácticas Educativas a Través de las Tecnologías Digitales 25
4.3.2 CONPES 4075 - Política de Transición Energética 27
4.3.3 CONPES 4083 - Políticas para fortalecer el uso y la institucionalidad de las evaluaciones 30

5 PLAN NACIONAL DE DESARROLLO "COLOMBIA POTENCIA MUNDIAL DE LA VIDA" 2023-2026 31

5.1 Indicadores Sectoriales 31
5.1.1 ID 24 - Capacidad en operación comercial de generación eléctrica a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) 31
5.1.2 ID 172 - Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica beneficiados con recursos públicos y privados 35
5.2 Indicadores Étnicos 40
5.2.1 D 392 - Porcentaje de avance de nuevos usuarios con proyectos puestos en operación y servicio sostenible en ZNI 40
5.3 Fondo de Soluciones Energéticas - FONENERGIA 45
5.3.1 Constitución jurídica 45
5.3.2 Proyecto de inversión 45
5.3.3 Manual operativo 49
5.3.4 Manual de Contratación 50

6 PROYECTOS DE INVERSIÓN 51

6.1 Seguimiento general a la ejecución presupuestal 2023 - 2026 51
6.2 Proyecto: "Mejoramiento del cubrimiento de la demanda no atendida que perciben los usuarios del SIN y las ZNI Nacional" BPIN 2020011000141 - DNA 58
6.2.1 Ejecución Presupuestal 61
6.2.2 Análisis de los productos, acciones y gestiones realizadas 62

6.3 Proyecto: "Mejoramiento de la calidad y confiabilidad del servicio de energía en los barrios subnormales ubicados en los municipios del sistema interconectado a nivel nacional" BPIN 2018011001045 - PRONE 67
6.3.1 Ejecución Presupuestal 68
6.3.2 Análisis de los productos, acciones y gestiones realizadas 72
6.4 Proyecto: "Fortalecimiento de los lineamientos de política pública para lograr la universalización del servicio de energía eléctrica de manera justa y eficiente nacional" BPIN 202300000000359 - PNER 78
6.4.1 Ejecución Presupuestal 78
6.4.2 Análisis de los productos, acciones y gestiones realizadas 82
6.5 Proyecto: "Ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas –ZNI en el territorio nacional" BPIN 2022011000082 - FAZNI 83
6.5.1 Ejecución Presupuestal 84
6.5.2 Análisis de los productos, acciones y gestiones realizadas mediante el fondo FAZNI 88
6.6 Proyecto: "Mejoramiento del servicio de energía eléctrica en las zonas rurales del territorio nacional" BPIN 2018011001048 - FAER 92
6.6.1 Ejecución Presupuestal 93
6.6.2 Análisis de los productos, acciones y gestiones realizadas 96

7 PRESUPUESTO VIGENCIA 2026 100

8 VIGENCIAS FUTURAS 103

9 GESTIÓN DEL SECTOR 104

9.1 Plan de expansión de Transmisión 104
9.2 Seguimiento a proyectos FNCER 107
9.2.1 Definición del indicador de seguimiento del plan 107
9.2.2 Avance del indicador 108
9.2.3 Puntos Clave en la evolución de la capacidad FNCER 109
9.2.4 Matriz de Generación 110
9.2.5 Logros y avances 111
9.3 Seguimiento a la operación y confiabilidad del sector eléctrico 113
9.3.1 Sesiones del Consejo Nacional de Operación 113
9.3.2 Análisis de las Variables del Sector Eléctrico 114
9.3.3 Tableros de seguimiento a variables del sector eléctrico 115
9.3.4 Monitoreo de alertas y riesgos del sector eléctrico 117
9.3.5 Proyectos de Transmisión y de Generación del Cargo por Confiabilidad 121
9.3.6 Impacto de la integración de energías renovables en el sistema eléctrico colombiano 122
9.4 Preparación del sector energético frente al posible Fenómeno de El Niño 2026-2027 124
9.4.1 Seguimiento técnico a riesgos para la confiabilidad energética 124
9.4.2 Atención de requerimientos institucionales y elaboración de insumos técnicos 124
9.4.3 Análisis y gestión de propuestas sectoriales 125
9.5 PINES: Proyectos estratégicos para el país 125

10 TRÁMITES DE GESTIÓN DEL SECTOR 126

10.1.1 Fijación de capacidad instalada y fecha de entrada en operación comercial de una central de generación eléctrica 127
10.1.2 Fijar la proporción en que debe distribuirse el impuesto de industria y comercio entre los municipios afectados por la construcción de centrales de generación eléctrica 128

11 OTRAS ACCIONES 130

11.1 Mecanismo Obras Por Impuestos - OXI 130
11.1.1 Viabilización de Proyectos 131
11.1.2 Contratación de interventorías 133
11.1.3 Actualización Manual Operativo OXI 136
11.2 Actas Comité de Administración celebrados en las vigencias 2024 - 2026 140
11.3 Declaratoria de Utilidad Pública e Interés Social 145
11.4 Viabilidad técnica en los proyectos de desarrollo sostenible de las Regiones con recursos de la línea de redescuento con tasa compensada de FINDETER S. A. 150
11.5 Derechos de petición y comunicaciones 157
11.6 Asuntos Jurídicos 160
11.6.1 Cumplimiento de las sentencias 160
11.6.2 Alertas Tempranas 161
11.7 Entes de Control 162
11.7.1 Planes de Mejoramiento 163
11.7.2 Rendición de reportes para la Cuenta anual en SIRECI 164
11.8 Procedimientos 170

12 REPORTES E INFORMES 171

13 RECOMENDACIONES 172

13.1.1 Política pública del Sector Energético 172
13.1.2 Plan Nacional de Desarrollo "Colombia Potencia Mundial de la Vida" 172
13.1.3 Proyectos de Inversión 173
13.1.4 Gestión del Sector Eléctrico Colombiano 174

Índice de Anexos

Anexo 1. Formato de Inventario Individual 16
Anexo 2. Actualización PNER 20
Anexo 3. Indicador 24 35
Anexo 4. Datos DNA 67
Anexo 5. Base de datos de contratos 77
Anexo 6. Vigencias Futuras 104
Anexo 7. Obras adoptadas Planes de Expansión de Transmisión 106
Anexo 8. Actas Comités 6GW+ 107
Anexo 9. *Indicador 6GW* 109
Anexo 10. Actas CNO 114
Anexo 11. Informe de Variables Eléctricas 114
Anexo 12. Situación Rio Lengupa 118
Anexo 13. Situación riesgo Central Porce III 118
Anexo 14. Seguimiento Central Hidroeléctrica Quimbo 119
Anexo 15. Situación Región Caribe 119
Anexo 16. Situación sur de La Guajira 119
Anexo 17. Situación Departamento de Magdalena 120
Anexo 18. Análisis Resolución SSPD 20262400322795 120
Anexo 19. Informes especiales de Monitoreo 121

Anexo 20. Proyectos de transmisión y CxC 122
Anexo 21. Análisis redespacho de energía sin FNCER 2022-2026 123
Anexo 22. Fenómeno de El Niño 124
Anexo 23. Proyectos PINES 126
Anexo 24. Resoluciones de Fijación de Capacidad Instalada 128
Anexo 25. Base de datos DUPIS 2023-2026 150
Anexo 26. Resolución FINDETER 157
Anexo 27. Base de datos Derechos de petición 2024-2026 159
Anexo 28: Sentencias 161
Anexo 29: Alertas Tempranas 162
Anexo 30: Respuestas a Entes de Control 170
Anexo 31. Procedimientos 171
Anexo 32. Recomendaciones 174

Índice de Figuras

Figura 1. Traslados presupuestales por fondo de inversión 102
Figura 2. Tablero de Fenómeno de El Niño 115
Figura 3. Tablero de seguimiento al Sector Eléctrico Colombiano 116
Figura 4. Pantallazo de la bandeja del aplicativo ARGO 159

Índice de Gráficas

Gráfica 1. Avance del indicador A29 22
Gráfica 2. Cumplimiento de meta A29 22
Gráfica 3. Nuevos usuarios conectados A29P 24
Gráfica 4. Cumplimiento de meta A29P 24
Gráfica 5. Capacidad instalada en operación (MW) 33
Gráfica 6. Cumplimiento de meta ID 24 33
Gráfica 7. Avance del indicador ID 24 34
Gráfica 8. Nuevos usuarios conectados 36
Gráfica 9. Cumplimiento de meta ID 172 36
Gráfica 10. Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica a través de distintas fuentes de financiación en 2023 37
Gráfica 11. Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica a través de distintas fuentes de financiación en 2024 37
Gráfica 12. Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica a través de distintas fuentes de financiación en 2025 38
Gráfica 13. Proyecciones de metas vrs Avances alcanzados 2023 - 2026 39
Gráfica 14. Nuevos usuarios conectados 44
Gráfica 15. Cumplimiento de meta ID 392 44
Gráfica 16. Ejecución presupuestal DNA (en millones de pesos) 60
Gráfica 17. Ejecución presupuestal DNA (porcentual) 60
Gráfica 18. Comportamiento de la Demanda No Atendida mensual 2025 64

Gráfica 19. Comportamiento de la Demanda No Atendida acumulada mensual 2025 64
Gráfica 20. Comportamiento y proyección de la Demanda No Atendida 2026 65
Gráfica 21. Comportamiento de la Demanda No Atendida mensual 2026 66
Gráfica 22. Ejecución presupuestal PRONE (en millones de pesos) 71
Gráfica 23. Ejecución presupuestal PRONE (porcentual) 71
Gráfica 24. Ejecución presupuestal PNER (en millones de pesos) 81
Gráfica 25. Ejecución presupuestal PNER (porcentual) 81
Gráfica 26. Ejecución presupuestal FAZNI (en millones de pesos) 87
Gráfica 27. Ejecución presupuestal FAZNI (porcentual) 87
Gráfica 28. Ejecución presupuestal FAER (en millones de pesos) 95
Gráfica 29. Ejecución presupuestal FAER (porcentual) 95
Gráfica 30. Matriz de generación eléctrica en Colombia 110
Gráfica 31. Evolución de generación eléctrica en Colombia por tipo de proyecto 110
Gráfica 32. Ejecución OXI 139
Gráfica 33. Cantidad de solicitudes tramitas de DUPIS 2023-2026..... 150
Gráfica 34. Relación de los Derechos de Petición gestionados 2024-2026..... 157
Gráfica 35. Comportamiento histórico de la recepción de comunicaciones 2024-2026 158
Gráfica 36. Comportamiento de la recepción de comunicaciones durante 2026 159

Índice de Tablas

Tabla 1. Datos Generales de la funcionaria Martha Stephanny Barreto Mantilla 9
Tabla 2. Relación de Planta de personal 13
Tabla 3. Relación de Contratistas de Prestación de Servicios 13
Tabla 4. Plataformas y servicios sobres las cuales se cuenta con permisos y credenciales..... 16
Tabla 5. Descripción de los recursos físicos asignados 16
Tabla 6. Indicadores de Paz a cargo del MME 21
Tabla 7. Datos de avance indicador A29.....22
Tabla 8. Descripción de la Acción CONPES 3988 25
Tabla 9. Descripción de la Acción CONPES 4075.....27
Tabla **10**. Descripción de la Acción CONPES 4083 30
Tabla 11. Descripción del Indicador ID 24.....32
Tabla 12. Datos de avance indicador ID 24 33
Tabla 13. Descripción del Indicador ID 172 35
Tabla 14. Datos de avance indicador ID 172.....36
Tabla 15. Avance anualizado del ID 172.....39
Tabla 16. Descripción del indicador ID 392 40
Tabla 17. Contratos suscritos en la vigencia 2023 que benefician usuarios indígenas 41
Tabla 18. Contratos suscritos en la vigencia 2024 que benefician usuarios indígenas 42

Tabla 19. Avance del Indicador 392 - Porcentaje de avance de nuevos usuarios con proyectos puestos en operación y servicio sostenible en ZNI 42
Tabla 20. Datos de avance indicador ID 392 44
Tabla 21. Ejecución presupuestal 2023 52
Tabla 22. Ejecución presupuestal 2024 52
Tabla 23. Ejecución presupuestal 2025 55
Tabla 24. *Ejecución presupuestal 2026* 55
Tabla 25. *Seguimiento presupuestal DNA 2023-2026* 61
Tabla 26. *Seguimiento presupuestal 2023-2026* 62
Tabla 27. *Seguimiento presupuestal PRONE 2023-2026* 68
Tabla 28. Proyectos financiados por el fondo PRONE - 2023 72
Tabla 29. Convocatorias PRONE - 2025 74
Tabla 30. Proyectos financiados por el fondo PRONE - 2025 76
Tabla 31. *Seguimiento presupuestal PNER 2024-2026* 78
Tabla 32. *Seguimiento presupuestal FAZNI 2023-2026* 84
Tabla 33. *Proyectos financiados por el fondo FAZNI - 2024* 88
Tabla 34. Proyectos financiados por el fondo FAZNI - 2025 90
Tabla 35. *Seguimiento presupuestal FAER 2023-2026* 93
Tabla 36. *Proyectos financiados por el fondo FAER - 2023* 96
Tabla 37. *Proyectos financiados por el fondo FAER - 2024* 97
Tabla 38. *Proyectos financiados por el fondo FAER - 2025* 98
Tabla 39. *Proyectos financiados por el fondo FAER - 2026* 99
Tabla 40. Asignación Presupuestal 2026 100
Tabla 41. Vigencias futuras 2025-2026 103
Tabla 42. Resultados de los proyectos de expansión adoptados 105
Tabla 43. Resoluciones que adoptan los planes de expansión 2023- 2026 105
Tabla 44. Capacidad de proyectos de FNCER en Operación y pruebas 108
Tabla 45. Desagregación de la capacidad instalada en SIN y ZNI 109
Tabla 46. Cantidad de sesiones del CNO en la cual hubo participación del GSEC 113
Tabla 47. Indicadores principales del análisis contrafactual 123
Tabla 48. Proyectos PINE identificados 126
Tabla 49. Relación de tramites de fijación de capacidad instalada 127
Tabla 50. Relación de tramites de fijación de ICA 129
Tabla 51. Proyectos financiados por el Mecanismo de OXI - 2023 131
Tabla 52. Proyectos financiados por el Mecanismo de OXI - 2024 132
Tabla 53. Proyectos financiados por el Mecanismo de OXI – 2025. 133
Tabla 54. Proyectos viabilizados para ser financiados por el Mecanismo de OXI - 2026 133
Tabla 55. Interventorías contratadas para los proyectos financiados por el Mecanismo de OXI – 2024 y 2025 133
Tabla 56. Interventorías en proceso de contratación para los proyectos financiados por el Mecanismo de OXI – 2024 y 2025 136
Tabla 57. Datos de ejecución OXI 139
Tabla 58. Relación de Actas de Comité de Administración de los fondos de Inversión FAZNI, FAER y PRONE 140

Tabla 59. Indicador DUPIS 145
Tabla 60. DUPIS tramitadas 2023-2026 147
Tabla 61. Porcentaje de Solicitudes tramitadas de DUPIS 2023-2026 149
Tabla 62. Solicitudes para financiamiento de FINDETER - 2023 151
Tabla 63. Solicitudes para financiamiento de FINDETER - 2024 152
Tabla 64. Solicitudes para financiamiento de FINDETER - 2025 154
Tabla 65. Solicitudes para financiamiento de FINDETER - 2026 155
Tabla 66. Periodo de reporte SIRECI – 2024-2026 165
Tabla 67. Relación de informes del seguimiento a la implementación de avances del Acuerdo de Paz 2024-2026 165
Tabla 68. Requerimientos generales - 2024 166
Tabla 69. Requerimientos generales - 2025 166
Tabla 70. Requerimientos generales - 2026 168
Tabla 71. Relación de informes cualitativos y cuantitativos realizados periódicamente 171

Datos Generales

En la **Tabla 1** se detallan los datos generales de la funcionaria Martha Stephanny Barreto Mantilla la cual hace entrega del presente Informe de la Gestión realizada entre 2024 a 2026.

***Tabla 1**. Datos Generales de la funcionaria Martha Stephanny Barreto Mantilla*

Nombre del funcionario/a que entrega	**Martha Stephanny Barreto Mantilla**	
Tipo y número de identificación	Cedula de Ciudadanía - 1.030.653.908	
Cargo	Asesora Grado 10 Código 20– Coordinadora del Grupo de Fondos y Gestión del Sector Eléctrico	
Dependencia	Dirección de Energía Eléctrica – Grupo de Fondos y Gestión del Sector Eléctrico	
Condición de la presentación	☐ Separación del cargo	☐ Ratificación
	X Retiro	☐ Por finalización de la administración
Fecha de inicio de gestión	19 de Febrero de 2024	
Fecha de retiro	14 de julio de 2026	
Correo institucional	msbarreto@minenergia.gov.co	
Correo personal	martha.barretomantilla05@gmail.com	
Ciudad y fecha del acta	Bogotá, 15 de Julio de 2026	

Fuente: Elaboración propia

1. Funciones y responsabilidades

Dado que el propósito principal del cargo es Asesorar a la Alta Dirección en los asuntos relacionados con el desarrollo del sector Minero-Energético en observancia de la normatividad vigente sobre la materia a continuación se detallan las funciones esenciales y generales del cargo.

1.1 Descripción de las funciones esenciales del cargo

- Asesorar a la Alta Dirección en las orientaciones y decisiones relacionadas con el entorno de las actividades propias del sector minero - energético.
- Asesorar a la Alta Dirección en los lineamientos que se requieren para la formulación de los proyectos de las Direcciones Técnicas y de las Entidades adscritas y/o vinculadas del Sector Minero - Energético.
- Brindar apoyo en la consolidación de los informes de las actividades relacionadas con el sector Minero - Energético para la Alta Dirección, los entes externos y demás instancias que los requieran.

- Apoyar el uso de información ambiental y social en la toma de decisiones de política pública, en coordinación con las demás direcciones técnicas del Ministerio de Minas y Energía y los organismos y entidades competentes.
- Elaborar estudios e investigaciones que orienten y articulen planes, programas y proyectos los sectores de minas, hidrocarburos y energía y los demás asuntos asociados, de acuerdo con los lineamientos establecidos por la Entidad.
- Contribuir al fortalecimiento de la cultura energética sostenible en las comunidades, promoviendo estrategias de hábitos sostenibles y sentido de pertenencia social.
- Las demás que les sean asignadas por autoridad competente, de acuerdo con el área de desempeño y la naturaleza del empleo.

1.1 Descripción de las funciones generales del cargo

- Presentar al jefe inmediato, los informes que le sean requeridos sobre los asuntos que sean de su competencia en la oportunidad y periodicidad requeridas, con el fin de orientar la toma de decisiones estratégicas para el Ministerio y Entidades del Sector.
- Atender y resolver las consultas, peticiones y demás requerimientos que le sean asignados sobre los asuntos de su competencia en la oportunidad y periodicidad requerida.
- Asistir y representar al Ministerio, en reuniones nacionales e internacionales, juntas, comités y/o demás instancias relacionadas con asuntos de competencia de la entidad o del sector.
- Participar en el desarrollo y mantenimiento del Sistema integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía - SIGME, para contribuir con el logro de los objetivos de la Dependencia.
- Participar en las actividades relacionadas con la protección y cuidado del medio ambiente conforme a las disposiciones legales.
- Conocer, cumplir y aplicar con discreción las políticas de seguridad y privacidad de la información vigente en el cumplimiento de sus funciones, reportando cualquier incumplimiento de las mismas a las instancias definidas, de conformidad con los procedimientos establecidos.
- Conocer y cumplir con las disposiciones del Sistema de Seguridad y Salud en el Trabajo - SG-SST, establecido en el Ministerio.

1.2 Descripción de las funciones generales del Grupo

- Elaborar y proponer al Director de Energía Eléctrica los lineamientos que apoyen la formulación de la política pública del sector, identificando alternativas técnicas, regulatorias y operativas, con la finalidad de lograr el mejoramiento en la calidad de servicio de energía eléctrica.

- Proyectar los planes, programas y proyectos de desarrollo del subsector de energía eléctrica, en concordancia con los planes nacionales de desarrollo y con la política del Gobierno Nacional en materia de mejoramiento de la calidad del servicio de energía eléctrica y fortalecimiento de la confiabilidad del sistema, mediante el apoyo a la ejecución de proyectos estratégicos para el sector, tanto del Sistema lnterconectado Nacional - SIN como de las Zonas No lnterconectadas – ZNI y los Fondos.
- Hacer seguimiento a los proyectos y metas del subsector en concordancia con los planes generales de desarrollo y los planes sectoriales, principalmente a los planes, programas, proyectos y metas relacionadas con el mejoramiento de la calidad en la prestación de servicios.
- Hacer seguimiento al Plan Estratégico Sectorial, Plan Operativo y a los indicadores sectoriales correspondientes a los fondos del subsector eléctrico y evaluar los resultados.
- Participar en la formulación y hacer seguimiento al Plan Nacional de Electrificación Rural – PNER y del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión.
- Apoyar la planeación, estructuración, revisión, adopción y seguimiento al Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión.
- Gestionar los Contratos de Estabilidad Jurídica y realizar la evaluación de cumplimiento correspondiente.
- Liderar los comités de administración de los Fondos FAER, FAZNI y PRONE y los programas de apoyo financiero para la ampliación y mejoramiento del servicio público de energía eléctrica.
- Monitorear el comportamiento y las situaciones operativas del SIN y las ZNl, así como de las principales variables indicativas del mercado de energía mayorista, minorista y sus participantes.
- Participar en la viabilización de proyectos del sector gestionados por FINDETER, Obras por impuestos y en los demás casos en los que se requiera concepto técnico de la Dirección de Energía Eléctrica.
- Gestionar la asignación de los recursos presupuestales a proyectos de infraestructura eléctrica, preparar las fichas de los proyectos.
- Apoyar al Director de Energía Eléctrica en el análisis y la recopilación de la información del sector eléctrico destinada al uso propio del Ministerio de Minas y Energía, a las actividades promovidas por el Gobierno Nacional y a solicitudes externas, entre la que se encuentra el monitoreo de las tarifas de energía eléctrica a nivel nacional e internacional y los indicadores de calidad del servicio del SIN y las ZNl.
- Elaborar estudios previos y minutas de contratos y/o convenios, en coordinación con la Subdirección Administrativa y Financiera, para los tramites de la Secretaria General.
- Emitir los conceptos técnicos presupuestales para las empresas de energía eléctrica en donde la normatividad contemple el concepto del Ministerio de Minas y Energía.

- Apoyar, acompañar y asistir a las entidades, Fondos y Comités directamente relacionados con el subsector de Energía Eléctrica del país.
- Monitorear la planificación de mediano y largo plazo del SIN para la gestión de planes de acción que eviten retrasos en la entrada en operación de los proyectos relevantes para el sector eléctrico nacional y realizar los trámites necesarios para la celebración de contratos o para la gestión de los trámites relacionados con la generación, interconexión y redes de transmisión de energía eléctrica nacionales y apoyar en los trámites de interconexiones internacionales.
- Apoyar al Director de Energía Eléctrica en lo relacionado con la fijación de la capacidad instalada de centrales hidroeléctricas y de la fecha de entrada en operación comercial de las centrales de generación de energía eléctrica.
- Las demás que le sean asignadas por la naturaleza del grupo.

2 Situación de los recursos asignados o bajo responsabilidad

Durante la gestión realizada desde 2024, con la coordinación del Grupo de Fondos y Gestión del Sector se me asignaron recursos financieros, humanos, físicos y tecnológicos los cuales se detallan a continuación:

2.1 Recursos financieros y ejecución presupuestal

Los recursos financieros ejecutados durante este periodo de gestión corresponden a los cinco proyectos de inversión administrados por la Coordinación. A través de estos, se buscan materializar las iniciativas, programas y proyectos que le apuntan al cierre de brechas energéticas y la articulación y orientación a diferentes actores del sector con el fin de propiciar acciones, mecanismos, facilitar la toma de decisiones, en aras que desde la política pública y el seguimiento y proyección se puedan tomar decisiones para la disminución de la demanda no atendida del territorio nacional.

Conforme a esto, los proyectos de inversión asociados son:

- Mejoramiento del cubrimiento de la demanda no atendida que perciben los usuarios del SIN y las ZNI Nacional con BPIN 2020011000141
- Mejoramiento de la calidad y confiabilidad del servicio de energía en los barrios subnormales ubicados en los municipios del sistema interconectado a nivel nacional con BPIN 2018011001045
- Fortalecimiento de los lineamientos de política pública para lograr la universalización del servicio de energía eléctrica de manera justa y eficiente nacional con BPIN 202300000000359

- Ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas –ZNI en el territorio nacional con BPIN 2022011000082
- Mejoramiento del servicio de energía eléctrica en las zonas rurales del territorio nacional con BPIN 2018011001048

Para más detalle de la ejecución de los recursos para cada proyecto de inversión desde 2023 a 2026 referirse a la **sección 6**.

2.2 Recurso Humano

Durante el periodo de gestión, el Grupo de Fondos y Gestión del Sector Eléctrico Colombiano contó con un equipo interdisciplinario conformado por un (1) funcionario de planta, un (1) funcionario de apoyo temporal y veintisiete (27) contratistas de prestación de servicios, para un total de veintinueve (29) personas, quienes apoyaron el desarrollo de las actividades misionales, estratégicas, técnicas, jurídicas, administrativas y financieras a cargo del Grupo.

A continuación, en la **Tabla 2** y **Tabla 3** se detalla la información asociada al personal de planta y contratistas de prestación de servicios.

***Tabla 2**. Relación de Planta de personal*

Nombre del Profesional	Naturaleza del Cargo	Código	Grado
María del Pilar Castañeda Alfonso	Asesor - Carrera	2010	10
Belfredi Prieto Osorno	Apoyo temporal – Según radico 2-2026-010285	2028	21

Fuente: Elaboración propia

***Tabla 3**. Relación de Contratistas de Prestación de Servicios*

Nombre del Contratista	Numero de Contrato	Objeto del Contrato	Fecha de terminación
Martinez Jimenez Silvia Patricia	GGC-0866-2026	Apoyar la gestión jurídica y administrativa de actos, contratos y proyectos vinculados al desarrollo del subsector eléctrico	27/12/2026
Lozano Castro Jalil Americo	GGC-1438-2026	Brindar apoyo en el análisis y desarrollo de estrategias de tipo jurídico y administrativo para el trámite integral de los procesos a cargo de la DEE y aquellos relacionados con los fondos de energía eléctrica.	31/12/2026
Enciso Niño Faber Alejandro	GGC-1786-2026	Apoyar la gestión administrativa de proyectos de energización con diferentes fuentes mediante la elaboración de informes y registros que contribuyan al seguimiento, control y evaluación de proyectos del sector energético	31/12/2026
Carreño Barreneche Camilo Alejandro	GGC-1805-2026	Apoyar la gestión jurídica y administrativa de actos, contratos y proyectos vinculados al desarrollo del subsector eléctrico	31/12/2026
Castro Madrigal David Stiven	GGC-1834-2026	Apoyar los procesos de caracterización, levantamiento y manejo de información social territorial necesaria para el proceso de socialización de los fondos de energización y PNER	31/12/2026
Matiz Paez Rosa Angelica	GGC-0357-2026	Apoyar la gestión administrativa de proyectos de energización financiados por diferentes fuentes, consolidando la información del sector eléctrico para	8/11/2026

Nombre del Contratista	Numero de Contrato	Objeto del Contrato	Fecha de terminación
		el seguimiento al cumplimiento de las metas establecidas	
Rodriguez Villada Juan Esteban	GGC-0370-2026	Apoyar la gestión de actividades técnicas y operativas relacionadas con el proceso de análisis de datos para la estructuración y ejecución de proyectos con FNCER de la Dirección de Energía Eléctrica	29/12/2026
Garzon Valderrama Carlos Andres	GGC-0442-2026	Apoyar la formulación, seguimiento y evaluación de políticas y proyectos de energización orientados a la universalización y sostenibilidad del servicio de energía eléctrica del PNER	31/12/2026
Romero Maldonado Maria Fernanda	GGC-0545-2026	Brindar apoyo técnico en la construcción de lineamientos y estrategias para la formulación y evaluación de proyectos que perrmitan la ampliación de cobertura y normalización de usuarios	31/12/2026
Baracaldo Calderón Laura Isabel	GGC-0549-2026	Brindar apoyo técnico en la construcción de lineamientos y estrategias para la formulación y evaluación de proyectos que perrmitan la ampliación de cobertura y normalización de usuarios	31/12/2026
Tautiva Guarin Jeraldyn	GGC-0312-2026	Apoyar la formulación, seguimiento y evaluación de políticas y proyectos de energización orientados a la universalización y sostenibilidad del servicio de energía eléctrica del PNER	27/12/2026
Diaz Cortes Angie Viviana	GGC-0596-2026	Prestar servicios profesionales para apoyar las actividades administrativas, financieras, contractuales, de planeación y seguimiento de proyectos de la Dirección de Energía Eléctrica	31/12/2026
Ordoñez Muñoz Sebastian	GGC-0643-2026	Brindar apoyo técnico en la construcción de lineamientos y estrategias para la formulación y evaluación de proyectos que perrmitan la ampliación de cobertura y normalización de usuarios	31/12/2026
Mendez Devia Dayanna Soley	GGC-0644-2026	Brindar apoyo técnico en la construcción de lineamientos y estrategias para la formulación y evaluación de proyectos que perrmitan la ampliación de cobertura y normalización de usuarios	31/12/2026
Gomez Corredor Rosa Enriquelina	GGC-0646-2026	Brindar apoyo técnico en la construcción de lineamientos y estrategias para la formulación y evaluación de proyectos que perrmitan la ampliación de cobertura y normalización de usuarios	31/12/2026
Pachon Garzon Juan Sebastian	GGC-0648-2026	Brindar apoyo técnico en la construcción de lineamientos y estrategias para la formulación y evaluación de proyectos que perrmitan la ampliación de cobertura y normalización de usuarios	31/12/2026
Barreto Valderrama Fernando	GGC-0746-2026	Apoyar con el seguimiento y evaluación de proyectos en especial los relacionados con la identificación de variables y análisis de actores claves para el funcionamiento del sistema eléctrico colombiano	31/12/2026
Tovar Aristizabal Farid Alejandro	GGC-0822-2026	Apoyar con el seguimiento y evaluación de proyectos en especial los relacionados con la identificación de variables y análisis de actores claves para el funcionamiento del sistema eléctrico colombiano	31/12/2026
Bernal Rubiano Julio Andre	GGC-0824-2026	Apoyar con el seguimiento y evaluación de proyectos en especial los relacionados con la identificación de variables y análisis de actores claves para el funcionamiento del sistema eléctrico colombiano	31/12/2026
Sanchez Salazar Juan Camilo	GGC-0838-2026	Apoyar técnicamente las acciones de seguimiento y monitoreo a la puesta en marcha de proyectos energéticos FNCER en el marco del desarrollo de la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas	31/12/2026
Grajales Marin David Andres	GGC-0859-2026	Apoyar la gestión jurídica y administrativa de actos, contratos y proyectos vinculados al desarrollo del subsector eléctrico	31/12/2026
Bonett Lazaro Octavio Enrique	GGC-0862-2026	Apoyar la gestión jurídica y administrativa de actos, contratos y proyectos vinculados al desarrollo del subsector eléctrico	31/12/2026

Nombre del Contratista	Numero de Contrato	Objeto del Contrato	Fecha de terminación
Bejarano Caicedo Cristian Hernando	GGC-0876-2026	Apoyar la gestión jurídica y administrativa de actos, contratos y proyectos vinculados al desarrollo del subsector eléctrico	31/12/2026
Ricaurte Sanabria Maria Camila	GGC-0879-2026	Apoyar la gestión jurídica y administrativa de actos, contratos y proyectos vinculados al desarrollo del subsector eléctrico	31/12/2026
Garrido Velilla Victor Alfonso	GGC-0881-2026	Apoyar la gestión jurídica y administrativa de actos, contratos y proyectos vinculados al desarrollo del subsector eléctrico	31/12/2026
Castro Giraldo Camilo Alberto	GGC-1013-2026	Apoyar con el seguimiento y evaluación de proyectos en especial los relacionados con la identificación de variables y análisis de actores claves para el funcionamiento del sistema eléctrico colombiano	17/12/2026
Reina Acosta Dora Tatiana	GGC-1527-2026	Apoyar la gestión administrativa de proyectos de energización con diferentes fuentes mediante la elaboración de informes y registros que contribuyan al seguimiento, control y evaluación de proyectos del sector energético	31/12/2026

Fuente: Elaboración propia

La conformación de este equipo permitió atender de manera integral las responsabilidades asignadas al Grupo, relacionadas con la formulación y seguimiento de política pública sectorial, la administración y seguimiento de los Fondos FAER, FAZNI y PRONE, la implementación del Plan Nacional de Electrificación Rural – PNER, la gestión del mecanismo de Obras por Impuestos – OXI, el seguimiento a proyectos de inversión, el monitoreo de variables del sector eléctrico, la atención de trámites sectoriales, la gestión jurídica y contractual, así como el seguimiento presupuestal, financiero y administrativo de las diferentes actividades a cargo de la dependencia. De manera transversal, el equipo también apoyó la recepción, análisis, proyección y respuesta de los derechos de petición, solicitudes ciudadanas, requerimientos de entidades públicas y demás comunicaciones oficiales relacionadas con las competencias del Grupo.

El equipo técnico, jurídico, financiero y administrativo constituyó un soporte fundamental para el cumplimiento de las metas institucionales y sectoriales durante el periodo de gestión, garantizando la continuidad de los procesos, la atención oportuna de requerimientos internos y externos, incluidos los derechos de petición y demás solicitudes de los grupos de interés, así como el acompañamiento permanente a las diferentes iniciativas lideradas por la Dirección de Energía Eléctrica.

2.3 Credenciales para acceso a plataformas o aplicativos internos o externos

Como Coordinadora del Grupo de Fondos y Gestión del Sector se cuentan con los permisos y credenciales institucionales para el acceso, utilización y administración de sistemas de información, aplicativos y servicios en la nube para el reporte, gestión de procesos y gestión documental a cargo de la dependencia en mención.

Conforme a lo anterior a continuación, en la **Tabla 4** se relacionan las plataformas y servicios en la nube.

***Tabla 4**. Plataformas y servicios sobres las cuales se cuenta con permisos y credenciales*

Aplicativo o herramienta que requiere acreditación	Función del aplicativo o herramienta	Colaborador que lidera la gestión del aplicativo o herramienta
ARGO	Es el sistema que permite la gestión de las comunicaciones entrantes, salientes e internas de la entidad.	Gestión CADA
NEON	Es el sistema que permite la gestión de los Recursos físicos y las contrataciones de la entidad.	Gestión Contractual
PIIP	Es la Plataforma Integrada de Inversión Pública con la cual desde la coordinación se realiza el seguimiento, reporte y solicitudes de los proyectos de inversión a cargo.	DNP
SECOP II – Rol Supervisor	Es la plataforma transaccional en la cual la entidad realiza los procesos de Contratación en línea.	Gestión Contractual
Sharepoint - Microsoft	Es la herramienta principal del grupo en la cual su función principal es el almacenamiento de información.	TICS

Fuente: Elaboración propia

2.4 Recursos Físicos

Como servidora Pública del Ministerio de Minas y Energía durante la gestión de la coordinación del grupo de fondos estuve a cargo de vigilar y salvaguardar los bienes encomendados velar por su correcto uso de conformidad con los fines para lo cual han sido destinados. De igual forma de responder por su conservación, daño, perdida o hurto y rendir cuenta oportuna de su utilización. Lo anterior en atención a lo que establece la Ley 1952 de 2019 “Código General Disciplinario”, por ende, a continuación, en la **Tabla 5**[1] se detallan los Bienes designados.

***Tabla 5**. Descripción de los recursos físicos asignados*

Descripción Del Bien	Placa	Serial	Costo
Computador De Escritorio	149744	HTTDCZ1	$3.050.847,45
Computador De Escritorio - 210-Avls Dell Optiplex 7480 Intel Core I5-10500 -6 Cores-12mb - 8gb 1x8gb Ddr4 - M.2 512gb Pcie Nvme Class 35 Ssd- Qualcomm Qca61 X4a 802.1 1ac-3yr	151634	G827773	$3.177.657,00
Silla Ejecutiva Con Rodachines, Giratoria, Altura Graduable, Con Brazos, Ortopedica	152715	-	$302.500,00
Silla Ejecutiva Con Rodachines, Giratoria, Altura Graduable, Con Brazos, Ortopedica	152716	-	$302.500,00
Total			**$6.833.504,45**

Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos del Anexo 1.

***Anexo 1**. Formato de Inventario Individual*

[1] En el Anexo 1 se encuentra el formato de inventario individual debidamente firmado.

3 Informe ejecutivo de la gestión

El **Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, *"Colombia potencia mundial de la vida***", establece un enfoque renovado y estratégico para el sector energético del país, alineado con los principios de sostenibilidad, justicia social y equidad en un contexto global que exige la transición hacia modelos de desarrollo más verdes.
De esta manera, el país presenta una apuesta importante para transformar la matriz energética mediante la integración de fuentes renovables no convencionales, como la solar con el fin de reducir la dependencia a los combustibles fósiles y minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero.

La misma apuesta nacional procura fortalecer la infraestructura energética, asegurando que la energía llegue de manera eficiente a todas las regiones del país, especialmente aquellas en áreas rurales con vulnerabilidades históricas y transversalmente, se busca garantizar la soberanía energética de Colombia, promoviendo un abastecimiento autónomo y sostenible para el desarrollo del país. Esta transformación de país permitirá a Colombia avanzar hacia un modelo de desarrollo más inclusivo, resiliente y respetuoso con el medio ambiente.

El **Grupo de Fondos y Gestión del Sector Eléctrico Colombiano** en concordancia con las disposiciones de la Resolución Nro. 00631 del 05 Julio 2023 es responsable de apoyar la formulación de la política pública del sector energético, proyectar y hacer seguimiento a los planes, programas, proyectos, metas e indicadores del subsector, así como, liderar la formulación e implementación del Plan Nacional de Electrificación Rural – PNER y del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión, apoyar la planeación y estructuración del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión, liderar los comités de administración de los Fondos FAER, FAZNI y PRONE y los programas de apoyo financiero para la ampliación y mejoramiento del servicio público de energía eléctrica y gestionar los Contratos de energización con la elaboración de estudios previos y minutas de contratos y/o convenios de los fondos que financian.

Así como de monitorear el comportamiento y las situaciones operativas del Sistema Interconectado Nacional-SIN y las Zonas No Interconectadas-ZNI, al igual que de las principales variables indicativas del mercado, viabilizar proyectos del sector gestionados por FINDETER, Obras por impuestos, entre otros, gestionar la asignación de los recursos presupuestales a proyectos de inversión de infraestructura eléctrica, analizar y recopilar de la información del sector eléctrico nacional e internacional, monitorear la planificación del SIN, apoyar los trámites de fijación de la capacidad instalada de centrales hidroeléctricas, fijación del impuesto de Industria y Comercio, la fecha de entrada en operación comercial de las centrales de generación de energía eléctrica, entre otras.

Bajo este marco funcional y partiendo de la gestión realizada desde el año 2024, se presentan los principales resultados y ejecuciones:

- Ejecución de Proyectos y Gestión de Fondos

En línea con el compromiso nacional de reducir las brechas energéticas, la gestión ha permitido la materialización del Plan Nacional de Electrificación Rural a través de la financiación de 140 proyectos suscritos por medio de 89 contratos interadministrativos por aproximadamente 1 Billon de pesos. El objeto de los mismos está orientado a la normalización de redes eléctricas en barrios subnormales con la inclusión de sistemas de Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE), soluciones energéticas en Zonas no Interconectadas (ZNI) por medio de soluciones individuales y colectivas de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y la ampliación y mejoramiento de la red eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Aunado a lo anterior, si bien los proyectos financiados por el mecanismo de Obras por Impuestos (OXI) se realizan con recursos de los contribuyentes, desde el Grupo se viabilizaron 22 proyectos en 2024 y 2025 a los cuales se les realizó el respectivo concurso de méritos para adelantar la contratación de la interventoría administrativa, técnica, jurídica, ambiental, social, financiera y contable dado que es responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía como Entidad Nacional Competente (ENC).

Estos esfuerzos de ampliación de cobertura y mejoramiento de la prestación del servicio de energía se complementaron con un monitoreo de la Demanda No Atendida (DNA), donde, a pesar de los desafíos climáticos impuestos por el Fenómeno de El Niño, se han coordinado acciones de confiabilidad y expansión para mitigar riesgos operativos y asegurar la continuidad del servicio.

- Implementación de FONENERGIA

Un hito administrativo central fue la reglamentación del Fondo Único de Soluciones Energéticas (FONENERGIA) mediante el Decreto 0375 de 2026, la expedición de la primera versión del Manual Operativo de FONENERGÌA a través de la resolución 40233 de 2026 donde se definen los criterios de priorización, asignación de recursos entre otros y la creación del proyecto de inversión con código BPIN 202600000013949 ante el Departamento Nacional de Planeación (DNP).

- Transición Energética y Estrategia 6GW+

Bajo la Estrategia 6GW+ como principal instrumento de articulación institucional para acelerar la incorporación de FNCER, superar barreras que limitaban la entrada en operación de proyectos de generación y transmisión, y fortalecer la seguridad energética del país se logró la coordinación entre entidades del sector y se impulsaron acciones regulatorias, técnicas, ambientales y operativas orientadas a disminuir los cuellos de botella de proyectos estratégicos con el fin de acelerar la transición energética justa. Conforme a ello, Colombia alcanzó un crecimiento histórico en energías renovables, con una capacidad Instalada registrada de

4.416,57 MW de FNCER (eólico y solar) en operación y pruebas, lo que representa el 18,25% de la matriz eléctrica nacional.

- Expansión y Trámites Sectoriales

En lo que corresponde a tramites de interés general para el territorio, se apoyó en la adopción de 21 proyectos de expansión entre 2023 y 2025, habilitando una capacidad de 6.219,9 MW en el Sistema Interconectado Nacional. En cuanto a las Declaratoria de Utilidad Pública e Interés Social (DUPIS) para diversos proyectos de generación, se tramitaron 17 solicitudes 2024 y 2025.

- Asuntos Jurídicos y Sociales

Con un firme compromiso hacia la justicia y la garantía de los derechos fundamentales, la gestión ha priorizado el cumplimiento de mandatos judiciales y la atención de alertas preventivas en territorios con vulnerabilidades históricas. En este sentido, se destaca el avance en el acatamiento de las Sentencias de Restitución 003, 004 y 005 de 2025, las cuales ordenan la implementación de sistemas de energía eléctrica o equipos de generación alternativa para las comunidades indígenas de los pueblos Nasa, Cofán y Murui Muina en el departamento del Putumayo. En paralelo a ello, se han fortalecido las acciones de coordinación interinstitucional para atender las Alertas Tempranas emitidas por la Defensoría del Pueblo en zonas críticas de Cauca, Chocó, Huila y Caquetá.

Así mismo, a continuación, se presenta el detalle de las gestiones y resultados alcanzados durante el periodo del informe:

4 Política Pública del Sector Energético

La implementación de la política de electrificación se orienta a garantizar el acceso universal y equitativo a la energía, así como a fortalecer la infraestructura de transmisión y distribución en todo el territorio nacional. Asimismo, promueve la electrificación de las zonas rurales y la integración de nuevas tecnologías, con el fin de impulsar el desarrollo económico y social de los territorios. De este modo, se avanza hacia un futuro energético más inclusivo y soberano, en el que se asegure una energía suficiente, accesible y sostenible para todos los colombianos.

4.1 Plan Nacional de Electrificación Rural- PNER

La apuesta más importante y representativa en materia de **política pública de paz** en el sector Minas y Energía ha sido la actualización del **Plan Nacional de Electrificación Rural- PNER** con horizonte de implementación de 2017 a 2031. El MME, líder de las estrategias de Infraestructura Eléctrica ante las apuestas definidas en el Plan Nacional de Desarrollo 2022 -2026 “Colombia Potencia Mundial de la Vida”, realizó revisión del documento de política para actualizar líneas base

de viviendas sin servicio e incorporar la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas que aportarán significativamente a la ampliación de cobertura de nuevos usuarios con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable que materializan la Transición Energética Justa con la transformación del sistema eléctrico nacional en los próximos años.

Considerando el aumento de viviendas sin servicio de energía eléctrica respecto a la formulación de este plan en 2017 con la suscripción del Acuerdo Final para la Terminación del Conflicto y la Construcción de una Paz Estable y Duradera frente a la cantidad de viviendas sin servicio en la actualidad, la inclusión de FNCER para la energización del país a través de la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas y las transformaciones territoriales del país, se hizo necesario iniciar el proceso de actualización del referido plan cuyo objetivo principal se basa en la reducción de la brecha energética entre el campo y la ciudad por el aumento de las viviendas a energizar en esta administración.

Así las cosas, en el 2024 se inició el proceso de actualización del documento técnico del plan para lo cual se realizaron varias mesas de trabajo con la UPME a fin de revisar cálculos de la data de viviendas sin servicio de 2015 a 2023, mesas de trabajo individuales con el Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE, la Superintendencia de Servicios- SSPD, Departamento Nacional de Planeación y la Unidad para la Implementación del Acuerdo de Paz para revisar los alcances correspondientes en la actualización. Como resultado de este ejercicio, se cuenta con la propuesta de documento y el soporte de las proyecciones de usuarios a conectar ante la realidad estimada por el ICEE 2023 de las viviendas sin servicio que corresponden a 1.371.394 (146.013 urbanas y 1.225.381 rurales).

Conforme a lo anterior, de este ejercicio se logró a través de la Resolución Nro. 40631 del 29 de diciembre de 2025 la adopción de la actualización del Plan Nacional de Electrificación Rural-PNER para las zonas no interconectadas-ZNI y para el Sistema Interconectado Nacional-SIN el cual se encuentra disponible en el **Anexo 2**.

***Anexo 2**. Actualización PNER*

4.2 Indicadores de Paz

Alineados al PNER se tienen seis (6) indicadores de paz, de los cuales, dos (2) se encuentran bajo responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía y son liderados por el Grupo de Fondos y Gestión del Sector Eléctrico Colombiano (Ver **Tabla 6**).

***Tabla 6**. Indicadores de Paz a cargo del MME*

A29 - META 145.000 / A29P META 65.000 Nuevos usuarios		
INDICADOR	**DEFINICIÓN**	**FÓRMULA**
A29	Mide el número de nuevos usuarios conectados con inversiones públicas y privadas en zonas rurales.	$Avance\ \% = \left(\frac{Núm.\ usuarios\ conectados}{Meta\ cuatrienio}\right) * 100$
A29P	Mide el número de nuevos usuarios conectados con inversiones públicas y privadas en zonas rurales de municipios PDET	$Avance\ \% = \left(\frac{Núm.\ usuarios\ conectados\ munic.\ PDET}{Meta\ cuatrineio}\right) * 100$

Fuente: Sistema Integrado de Información para el Posconflicto – Plataforma SIIPO 2.0. Consultado en mayo de 2026.

Es necesario resaltar el interés y compromiso de la alta Dirección con el cumplimiento del acuerdo de paz y disminución de la brecha energética, logrando cumplir y sobre ejecutar las metas previstas para el cuatrienio. A continuación, se presentan los resultados alcanzados:

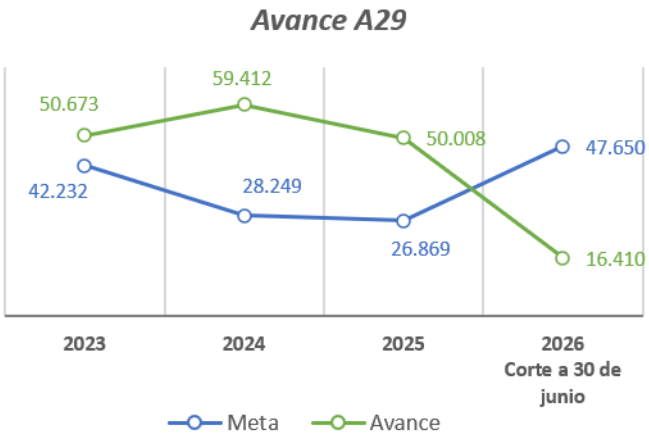
4.2.1 Indicador A29. Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica

Tal como se evidencia en la **Gráfica 1** y en la **Tabla 7** para el periodo comprendido entre 2023 y 2026 se conectaron un total de **176.503** nuevos usuarios (2023: 50.673, 2024: 59.412, 2025: 50.008 y hasta el 30 de junio de 2026: 16.410) al servicio de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional y las zonas no interconectadas con recursos públicos y privados de los operadores de red.

De 2017 a junio de 2026 se ha logrado conectar **395.414** nuevos usuarios a través del PNER.

AVANCE INDICADOR A29

***Gráfica 1**. Avance del indicador A29*



***Gráfica 2**. Cumplimiento de meta A29*

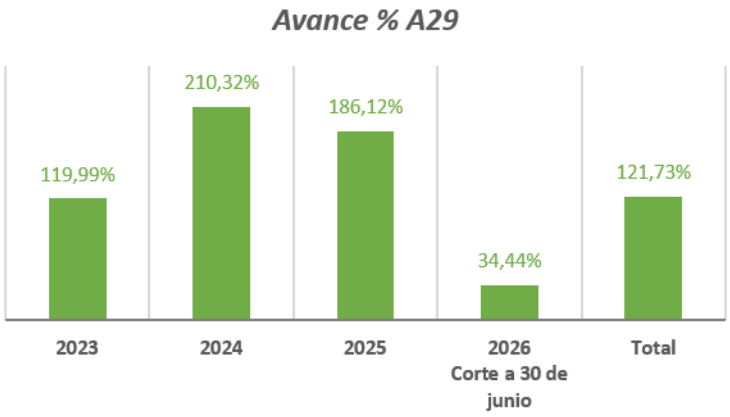


***Tabla 7**. Datos de avance indicador A29*

A29	AÑO				TOTAL	Meta / Avance / Total
	2023	2024	2025	2026 Corte a 30 de junio		
Meta	42.232 Usua.	28.249 Usua.	26.869 Usua.	47.650 Usua.	**145.000 Usua.**	
Avance	50.673 Usua.	59.412 Usua.	50.008 Usua.	16.410 Usua.	**176.503 Usua.**	
Avance %	119,99%	210,32%	186,12%	34,44%	**121,73%**	

Fuente: Años 2023 a 2025 Sistema Integrado de Información para el Posconflicto – Plataforma SIIPO 2.0. Consultado en mayo de 2026 / Año 2025 DEE – Ministerio de Minas y Energía.

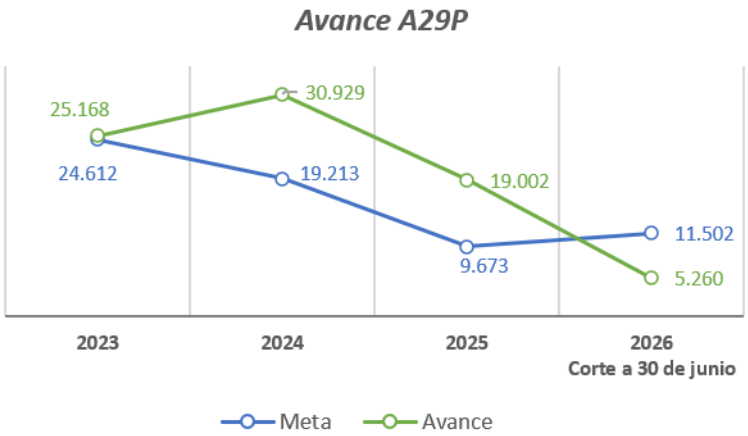
4.2.2 Indicador A29P. Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica en municipios PDET

En lo que corresponde al indicador A29P como se puede evidenciar en la **Gráfica 3** y la **Tabla 80.359** nuevos usuarios conectados en las vigencias 2023 (25.168), 2024 (30.929), 2025 (19.002) y con corte a junio de 2026 (5.260) usuarios conectados al servicio de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional y las zonas no interconectadas con recursos públicos (sectoriales) y privados de los operadores de red exclusivamente en municipios PDET.

De 2017 a abril del 2026 se ha logrado conectar **173.430** nuevos usuarios en municipios PDET a través del PNER. Este avance representa un paso significativo en la reducción de brechas energéticas en las zonas más apartadas del país, impulsando el desarrollo social y económico de comunidades históricamente afectadas por la pobreza y el conflicto.

AVANCE INDICADOR A29P

***Gráfica 3**. Nuevos usuarios conectados A29P*



***Gráfica 4**. Cumplimiento de meta A29P*

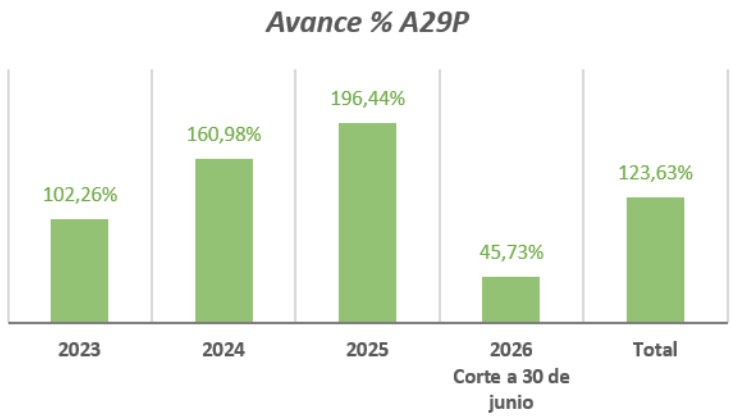


***Tabla** ¡Error! Marcador no definido.**. Datos de avance indicador A29P*

A29P	AÑO				TOTAL	Meta Avance Total
	2023	2024	2025	2026 Corte a 30 de Junio		
Meta	24,612 Usua.	19,213 Usua.	9,673 Usua.	11,502 Usua.	**65,000 Usua.**	
Avance	25,168 Usua.	30,929 Usua.	19,002 Usua.	5,260 Usua.	**80,359 Usua.**	
Avance %	102.26%	160.98%	196.44%	45.73%	**123.63%**	

Fuente: Años 2023 a 2025 Sistema Integrado de Información para el Posconflicto – Plataforma SIIPO 2.0. Consultado en mayo de 2026 / Año 2026 DEE – Ministerio de Minas y Energía.

4.3 Acciones CONPES

Desde el Grupo de Fondos y Gestión del Sector Eléctrico Colombiano se reportan tres (3) acciones de política pública que se enmarcan en los **CONPES 3988 tecnologías para aprender:** Política nacional para impulsar la innovación en las prácticas educativas a través de las tecnologías digitales para "Impulsar la innovación en las prácticas educativas a través de las tecnologías digitales, para el desarrollo de competencias en los estudiantes de educación preescolar, básica y media del sector oficial, que les permita consolidar su proyecto de vida, así como enfrentar los retos y aprovechar las oportunidades de la sociedad digital", **CONPES 4075 Política de Transición Energética:** que busca "Consolidar el proceso de transición energética del país a través de la formulación e implementación de acciones y estrategias intersectoriales que fomenten el crecimiento económico, energético, tecnológico, ambiental y social del país con el fin de avanzar hacia su transformación energética" y **CONPES 4083:** de "Fortalecimiento del uso y la institucionalidad de las evaluaciones para la toma de decisiones en Colombia"

A continuación, se detallan los avances alcanzados en el periodo de gestión

4.3.1 CONPES 3988- Política Nacional Para Impulsar la Innovación en las Prácticas Educativas a Través de las Tecnologías Digitales

***Tabla 8**. Descripción de la Acción CONPES 3988*

Acción	Fecha inicio	Fecha fin	Indicador	% avance inicial	% avance Final
1.12 Gestionar la formulación de un proyecto tipo como herramienta indicativa para que las entidades territoriales soliciten el acceso de servicio de energía eléctrica en las sedes educativas públicas identificadas (Línea de acción 2).	1/01/2021	31/12/2024	Porcentaje de avance en la formulación y divulgación de proyecto tipo.	0%	70%

Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de la Información reportada en SISCONPES con corte a febrero de 2025.

Si bien el CONPES tenía fecha de inicio en enero de 2021, al momento de recibir la coordinación y en articulación con los equipos técnicos de la Dirección de Energía Eléctrica y el Grupo de Regalías se avanzó en el cumplimiento de la acción CONPES logrando avance del 70% (ver **Tabla 8**).

El Ministerio de Educación Nacional estima que existen 3.620 sedes educativas ubicadas en las zonas aisladas o Zonas No Interconectas (ZNI) del país, que no cuentan con el servicio de energía eléctrica. Así mismo, se definieron 7 tipos de sedes educativas (A, B, C, D, E, F, G), teniendo en cuenta el número de estudiantes y el número de equipos de cómputo a conectar. Esta situación conllevo a que el Ministerio de Minas y Energía formulara un proyecto tipo con una solución

energética con fuentes no convencionales de energía- FNCE y de tipo Híbrido, de modo que se garantice en estos establecimientos un servicio de calidad, continuo, seguro, asequible, no contaminante, para lo cual se determinaron dos tipos de soluciones fotovoltaicas individuales de las cuales se enfocan en el 90% de este tipo de infraestructuras educativas ubicadas en Zonas No Interconectadas (Tipo A 2.623 sedes y Tipo B 648 sedes).

Así las cosas, durante el primer semestre de la vigencia 2024 el equipo técnico del Ministerio en acompañamiento del Ministerio de Educación Nacional realizó el diseño técnico del proyecto para las infraestructuras educativas de las ZNI de tipo A y B. Para esto estructuró el documento metodológico de “Instalación de Sistemas Solares Fotovoltaicos en Instituciones Educativas Existentes en Zonas No Interconectadas”, la correspondiente Metodología General Ajustada para cada tipo, presupuesto, memorias de cálculo, planos, esquema de sostenibilidad y cálculo de tarifa, especificaciones técnicas (protecciones, soporte de paneles, cable, batería, panel, inversor, contralor, medidor, cálculos de los sistemas fotovoltaicos, instituciones educativas.

El Ministerio de Minas y Energía complementó la estructuración de los documentos del proyecto tipo y a través del radicado MME Nro. 2-2024-042385 realizó la “Solicitud de estandarización del Proyecto Tipo para la Instalación de Sistemas Solares Fotovoltaicos en Instituciones Educativas Existentes en Zonas No Interconectadas en los establecimientos educativos oficiales” ante la Dirección de Inversiones y Finanzas Públicas del Departamento Nacional de Planeación y complementariamente dado que la estructuración inicial se realizó de acuerdo a los criterios técnicos y metodológicos definidos por el DNP para este tipo de proyectos.

Para el último semestre reportado, se inició un trabajo conjunto con el DNP para el desarrollo final de la Metodología General Ajustada (MGA), y su aprobación por parte de esa entidad. En ese sentido, se adelantó un trabajo de definición y concertación para la versión final del proyecto tipo.

A la fecha el ministerio ha respondido y/o atendido las observaciones del DNP y está atento a sus comentarios para continuar avanzando en el proceso de estandarización de este proyecto, así las cosas, se encuentra ***pendiente*** la aprobación final del “documento del proyecto tipo por parte del DNP y socialización” del mismo, esta actividad se encuentra liderada por el grupo de Regalías, no obstante, el reporte quedo asignado a la Dirección de Energía.

4.3.2 CONPES 4075 - Política de Transición Energética

***Tabla 9**. Descripción de la Acción CONPES 4075*

Acción	Fecha inicio	Fecha fin	Indicador	% avance inicial	% Avance final
3.1 Emitir los lineamientos para la creación e implementación del gestor de información de electrificación rural.	1/06/2022	31/12/2024	Porcentaje de avance en la definición de lineamientos para la creación del gestor de información de electrificación rural.	0%	90%
3.2 Diseñar e implementar un programa que incluya la participación del sector privado para acelerar la ampliación de cobertura del servicio de energía eléctrica en las ZNI.	1/01/2023	31/12/2024	Porcentaje de avance en el diseño e implementación de un programa de electrificación rural para acelerar la ampliación de cobertura del servicio de energía eléctrica en las ZNI.	0%	100%

Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de la Información reportada en SISCONPES con corte a febrero de 2025.

Si bien el CONPES tenía fecha de inicio en enero de 2022, al momento de recibir la coordinación se avanzó en el cumplimiento de las dos acciones referidas (3.1 y 3.2) logrando avance validado por el DNP del 90% y 100% respectivamente (ver detalle en la **Tabla 9**).

Para avanzar en el cumplimiento de las acciones referidas, se realizó lo siguiente:

4.3.2.1 Acción: 3.1 "Emitir los lineamientos para la creación e implementación del gestor de información de electrificación rural"

A fin de contar con los lineamientos para la creación e implementación del gestor de electrificación rural, desde el Ministerio se adelantaron las mesas de trabajo en las que se logró contar con la historia de usuario en la que se incluyen los campos y/o funcionalidades para la creación de proyectos que se asociación al Plan Nacional de Electrificación Rural- PNER junto con la correspondiente descripción de cada una de estas con los criterios de desarrollo y aceptación que los respaldan.

Así mismo, se cuenta con el documento soporte de recolección de información en el que se hace la descripción general de la recolección de información de los proyectos alienados al PNER en los módulos: creación del proyecto en tipificación, creación del proyecto en datos básicos, creación del proyecto en ubicación, creación del proyecto en cronograma, gestión de avance para los proyectos en ejecución, proyecto en ejecución para los avances y rechazos, modificaciones del proyecto en ejecución, bitácora del proyecto, especificaciones del proyecto en ejecución y finalización del proyecto.

Así las cosas, con el avance reportado se está alcanzando el cumplimiento de lo definido en los hitos 1, 2 y 4 de la acción con lo cual la misma estaría alcanzando un avance total del 90%.

El hito 3 hace referencia a *"Emitir un acto administrativo en donde se de instrucción a la entidad asignada para implementar el gestor electrificación rural"*, para lo cual la entidad expidió el acto administrativo con radicado No. 3-2026-033222 respecto al uso y apropiación institucional de la plataforma Avanzame, Sistema oficial del MINENERGÍA para la gestión de proyectos, convenios, contratos y activos, esta información se encuentra ***pendiente*** por reportar para el siguiente reporte.

4.3.2.2 Acción 3.2 "Diseñar e implementar un programa que incluya la participación del sector privado para acelerar la ampliación de cobertura del servicio de energía eléctrica en las ZNI"

Se trabajó en articulación con la Agencia de Renovación del Territorio – ART, el Departamento Nacional de Planeación –DNP, el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Las Zonas No Interconectadas – IPSE, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME y el Ministerio de Minas y Energía, en la actualización de la versión 5.0 del Manual Operativo [2]del Mecanismo Obras por Impuestos adoptado bajo el Acta No. 3 con fecha de actualización de diciembre de 2025 para lograr la incorporación de nuevas tipologías de proyectos bajo la línea de energía y ajuste en los requisitos solicitados. Dichos ajustes que quedaron consignados en el Anexo 1[3] Requisitos generales y específico para la viabilidad de proyectos ENC.

Dicha necesidad de incorporación inició desde la vigencia 2024 con la actualización de la versión 4.0 del Manual Operativo adoptado bajo el Acta No. 2 con fecha de actualización de diciembre de 2024. Dentro de los ajustes realizados en el Manual, se resalta la incorporación de la iniciativa de Comunidades Energéticas como topología de proyecto a financiar **principalmente en la Zonas No Interconectadas del país**. Esta iniciativa buscaba fomentar:

- 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.
- Descentralizar la generación, el almacenamiento y el consumo de energía hacia las comunidades, especialmente, hacia las comunidades que experimentan condiciones de vulnerabilidad.

---

[2] Para acceder al Manual Operativo referirse al siguiente enlace: Manual Operativo Obras por Impuestos | Agencia de Renovación del Territorio

[3] Para acceder al Anexo 1 referirse al siguiente enlace: Anexo 1. Requisitos generales y específicos para la viabilidad de proyectos - Diciembre 2025_0.pdf

- Descarbonizar la economía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables -FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.
- 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.

Por otra parte, teniendo en cuenta las diferentes iniciativas de este Ministerio para poder fomentar proyectos encaminados en la transición energética que puedan fomentar la diversificación de la matriz energética, se creó la necesidad de ampliar las tipologías de presentación de proyectos de la línea de energía, actualización evidenciada en la versión 5.0, dichas tipologías son:

- **Generación de energía eléctrica:** Proceso mediante el cual se obtiene energía eléctrica a partir de alguna otra forma de energía.
- **Distribución de energía eléctrica:** Transferencia de energía eléctrica a los consumidores, dentro de un área específica.
- **Autogeneración a pequeña escala:** Autogenerador con capacidad instalada o nominal igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya (límite máximo 1 MW).
- **Generación distribuida:** Es la actividad de generar energía eléctrica con una planta con capacidad instalada o nominal de generación menor a 1 MW, y que se encuentra
  instalada cerca de los centros de consumo, conectada al Sistema de Distribución Local – SDL.
- **Autogeneración Colectiva – AGDC:** Actividad realizada por la comunidad energética que produce energía, principalmente, para atender su propia demanda de energía. En el evento en que se generen excedentes de energía a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin.
- **Generación Distribuida Colectiva – GDC:** Es la producción de energía eléctrica realizada por la comunidad energética, cerca de los centros de consumo, conectada a un sistema de distribución local (SDL) o a una microrred. La entrega de la energía al Sistema de Distribución Local (SDL) se rige bajo la regulación que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin, dentro del plazo de tres (3) meses siguientes a la expedición del presente decreto.

Estas nuevas tipologías de proyectos permiten que los contribuyentes interesados puedan optar por proyectos estructurados en las Zonas No Interconectadas del país para aumentar la cobertura del servicio de energía, garantizar el acceso del servicio a las poblaciones más vulnerables; promover 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 en las comunidades y aumentar la confiabilidad del sistema mediante la inclusión de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables -FNCER.

4.3.3 CONPES 4083 - Políticas para fortalecer el uso y la institucionalidad de las evaluaciones

*Tabla **10**. Descripción de la Acción CONPES 4083*

Acción	Fecha inicio	Fecha fin	Indicador	% avance inicial	% Avance final
2.17. Formulación y publicación del Plan de Acción de recomendaciones de cada evaluación realizada al sector Minas y Energía en cada vigencia, para hacer seguimiento a su implementación.	1/01/2025	31/12/2026	Formulación y publicación del Plan de Acción de recomendaciones de cada evaluación realizada al sector Minas y Energía en cada vigencia, para hacer seguimiento a su implementación	0%	90%*

*Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de Información reportada en SISCONPES. Nota: *Avance final corresponde al reporte realizado por el Grupo de Fondos a la Oficina Asesora de Planeación quien tiene el usuario y es responsable de realizar el reporte institucional.*

Al cierre de la vigencia 2024, el Departamento Nacional de Planeación (DNP) entregó al Ministerio la “Evaluación de operaciones y resultados de los fondos FAZNI, FAER y PRONE”, realizada conjuntamente por el DNP y la firma consultora Econometría S.A. Para este tipo de ejercicios, el DNP cuenta con el CONPES 4083, orientado al fortalecimiento del uso y la institucionalidad de las evaluaciones para la toma de decisiones en Colombia. En este contexto, y de acuerdo con lo señalado por la Oficina Asesora de Planeación, la única evaluación sectorial realizada corresponde a la anteriormente mencionada. En consecuencia, el Grupo diseñó un plan de acción con el fin de implementar algunas de las recomendaciones formuladas, atendiendo al contexto de los fondos de apoyo a la energización y su transición hacia el **Fondo Único de Soluciones Energéticas (FONENERGIA)**. Esta información fue remitida a la Oficina de Planeación y Gestión Institucional del Ministerio para el respectivo reporte y se encuentra pendiente el reporte por parte de esa dependencia.

5 Plan Nacional de Desarrollo “Colombia Potencia Mundial de la Vida” 2023-2026

A través de la **Ley 2294 de 2023**, se aprobó el **Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022-2026**, con el objetivo de posicionar a Colombia como una **Potencia Mundial de la Vida**. Este plan estratégico está estructurado en torno a cinco grandes transformaciones estratégicas: **El Derecho Humano a la Alimentación**, que busca garantizar el acceso a alimentos saludables y suficientes para toda la población, **El Ordenamiento del Territorio alrededor del Agua**, que enfoca esfuerzos en la gestión sostenible de los recursos hídricos, esenciales para el bienestar de las comunidades y la biodiversidad, **La Seguridad Humana**, que apunta a fortalecer la paz y la estabilidad, protegiendo a los ciudadanos de amenazas sociales y económicas, **La Economía Productiva para la Vida**, la cual promueve un modelo económico basado en la sostenibilidad, la innovación y la generación de empleo digno y la **Lucha Contra el Cambio Climático**, que incluye acciones decisivas para mitigar los efectos del calentamiento global y promover la adaptación en las comunidades más vulnerables.

Para alcanzar los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo de Colombia 2022-2026 y en el marco de la Transición Energética Justa se consolidan como aliados en cuanto ambos mecanismos buscan avanzar hacia un modelo económico más inclusivo, sostenible y resiliente, donde las energías renovables desempeñen un papel fundamental no solo en la reducción de emisiones y la lucha contra el cambio climático, sino también en la creación de una economía más justa y equilibrada que beneficie a todas las regiones y comunidades del país.

Así las cosas, desde el Grupo de Fondos y Gestión del Sector Eléctrico Colombiano ha venido liderando y gestionando el cumplimiento de dos (2) indicadores de los cuatro (4) indicadores PND [4] sectoriales asignados al Ministerio de Minas y Energía y un (1) indicador étnico tal como se presenta a continuación:

5.1 Indicadores Sectoriales

5.1.1 ID 24 - Capacidad en operación comercial de generación eléctrica a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)

Transformación: Transformación productiva, internacionalización y acción climática.
Sector: Minas y Energía
Clasificación: Sectorial
Entidad responsable: Ministerio De Minas Y Energía

[4] Para más detalle del reporte de los indicadores, ficha e históricos, referirse al siguiente enlace: https://sinergia.dnp.gov.co/pnd

Desagregaciones: Departamento
Meta: 2.297,08 Megavatios

Tabla 11. *Descripción del Indicador ID 24*

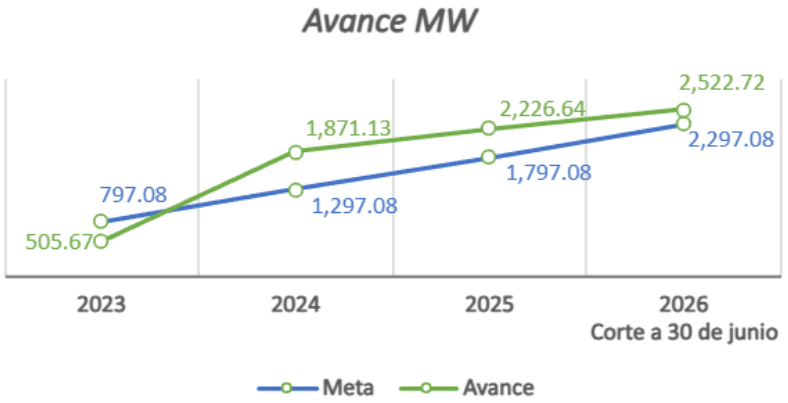
META 2.297.08 MW Capacidad instalada y en operación comercial		
INDICADOR	**DEFINICIÓN**	**FÓRMULA**
ID24	Mide la capacidad de generación eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), debida a nuevos proyectos de generación que entren en operación comercial, para contar con una matriz energética más eficiente y competitiva, que impacte de manera directa la calidad de vida de los ciudadanos.	$Avance\ \% = \left(\frac{MW\ acumulados}{Meta\ cuatrienio}\right) * 100$
Nota: El porcentaje puede superar el 100% cuando el avance acumulado excede la meta programada		

Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de SINERGIA

La Expansión de Generación y Transmisión, desarrollado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y adoptado por el MME, contempla un incremento en la oferta de generación. Este aumento es esencial para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica impulsada por el desarrollo económico del país. Por lo tanto, las proyecciones tanto de oferta como de demanda deben ser ascendentes para alcanzar las metas establecidas. El indicador mide la capacidad de generación eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) a partir de FNCER, debido a nuevos proyectos de generación que entren en operación comercial, para contar con una matriz energética más eficiente y competitiva, que impacte de manera directa la calidad de vida de los ciudadanos.

AVANCE INDICADOR ID 24

***Gráfica 5**. Capacidad instalada en operación (MW)*



***Gráfica 6**. Cumplimiento de meta ID 24*

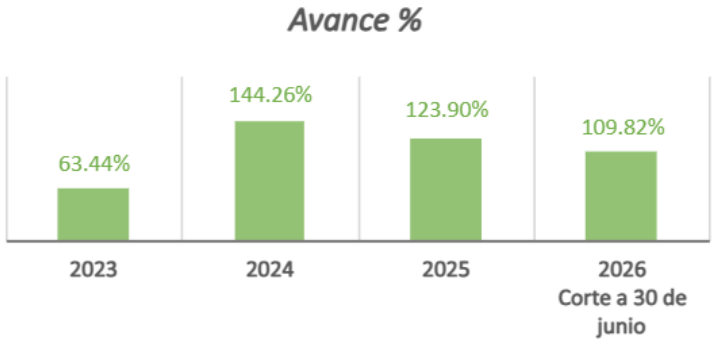


***Tabla 12**. Datos de avance indicador ID 24*

ID 24	AÑO				Meta / Avance
	2023	2024	2025	2026 Corte a 30 de junio	
Meta	797.08 Mw	1,297.08 Mw	1,797.08 Mw	2,297.08 Mw	
Avance	505.67 Mw	1,871.13 Mw	2,226.64 Mw	2,522.72 Mw	
Avance %	63.44%	144.26%	123.90%	109.82%	

Fuente: Departamento Nacional de Planeación (DNP) – Plataforma SINERGIA, consulta del indicador ID 24 "Capacidad en operación comercial de generación eléctrica a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)". Consultado en junio de 2026.

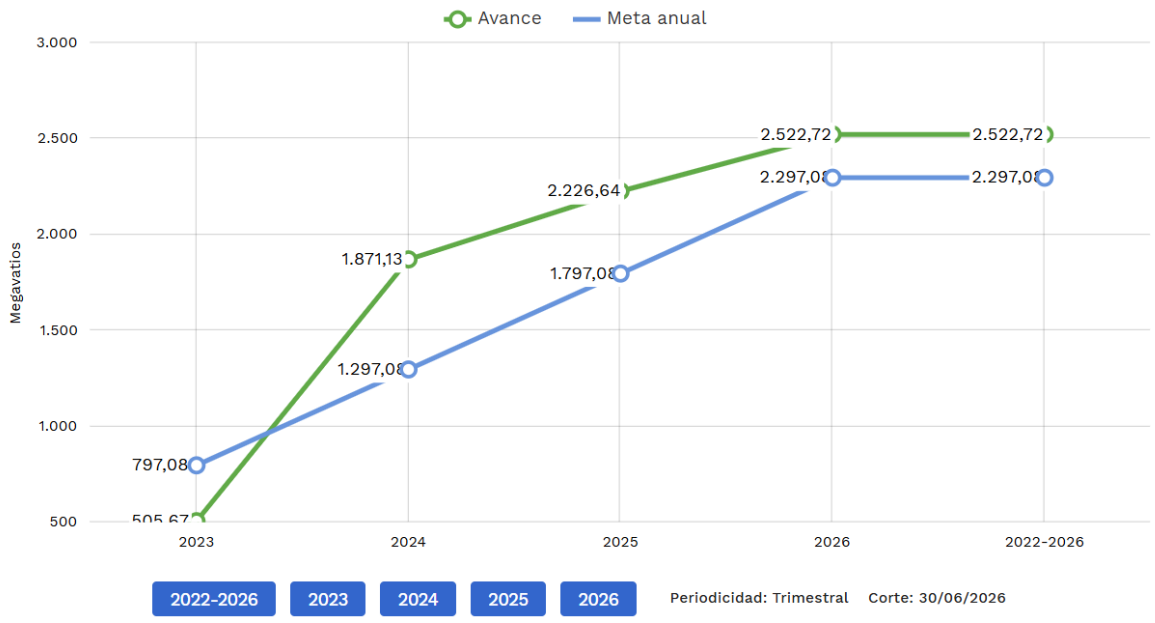
Respecto a los avances (ver **Tabla** y **Gráfica 5**), han ingresado en operación comercial **2.522,72 MW** de energía solar, de los cuales **107,05 MW** son de 2022 (desde agosto a diciembre), **211,41 MW** son de 2023, **1.355,07 MW** en 2024, **336,73 MW** de 2025 y **320,63 MW** a junio de 2026. La información completa de los proyectos se encuentra en el **Anexo 3.**

Adicionalmente, se identifica que cuarenta (45) proyectos de energía solar, con una capacidad de **888,13 MW**, y tres (3) proyectos eólicos, con una capacidad de **41 MW,** permanecieron en estado de pruebas durante el período de análisis y no alcanzaron la entrada en operación comercial. En conjunto, estos proyectos representan **929,13 MW** de capacidad asociada a Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en el Sistema Interconectado Nacional. La información detallada de estos proyectos se presenta en el **Anexo Indicador 24 PND**.

Actualmente, la meta Plan Nacional de Desarrollo "*ID 24-Capacidad en operación comercial de generación eléctrica a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)*" tiene un avance relativo del **111,28%** del total de la meta para el cuatrienio con corte a junio, es así que se presenta el ultimo avance cargado que, de igual manera, presenta una sobre ejecución de **11,28%.**

En la siguiente **Gráfica 7** se presentan los avances anuales alcanzados según lo reportado por el grupo en la plataforma SINERGIA. Así mismo, en el **Anexo 3** se detallan los proyectos asociados al indicador relacionado.

***Gráfica 7**. Avance del indicador ID 24*



Fuente: Extraído de SINERGIA [5]

[5] Para más detalle referirse al siguiente enlace: https://sinergia20app.dnp.gov.co/ciudadano/detalle-indicador/24

***Anexo 3**. Indicador 24*

5.1.2 ID 172 - Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica beneficiados con recursos públicos y privados

Transformación: Transformación productiva, internacionalización y acción climática
Nivel: Segundo nivel
Sector: Minas y Energía
Clasificación: Sectorial
Entidad responsable: Ministerio De Minas Y Energía
Meta: 145.000 Número
Desagregaciones: Departamento y Municipio

***Tabla 13**. Descripción del Indicador ID 172*

META 145.000 Nuevos usuarios conectados		
INDICADOR	**DEFINICIÓN**	**FÓRMULA**
ID 172	Mide el número de nuevos usuarios conectados con inversiones públicas y privadas en zonas rurales, considerando que de acuerdo con la información del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura 2019-2023, 818.119 usuarios carecen del servicio de energía eléctrica y el Gobierno Nacional tiene como meta aumentar el índice de cobertura.	$Avance\ \% = \left(\frac{Usuarios\ \ conectados\ acumulados}{Meta\ cuatrineio}\right) * 100$
Nota: El porcentaje puede superar el 100% cuando el avance acumulado excede la meta programada. Este indicador corresponde a una meta sectorial del sector minas y energía, utilizada adicionalmente por el DNP para el seguimiento territorial y poblacional de compromisos asociados a la implementación del Acuerdo Final de Paz en municipios PDET y/o zonas priorizadas.		

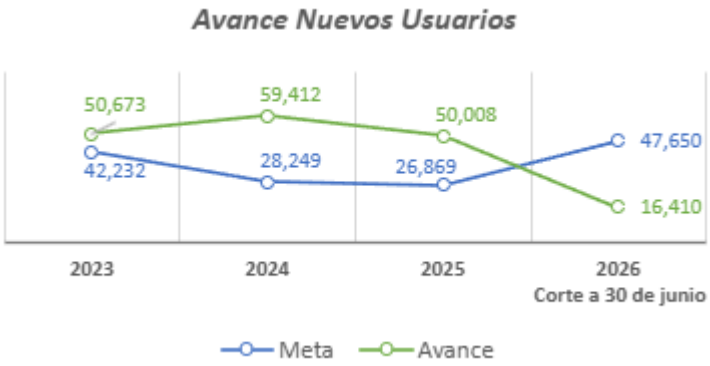
Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de SINERGIA

El indicador (ver detalle en la **Tabla 13**) mide el número de nuevos usuarios conectados con inversiones públicas y privadas en zonas rurales, considerando que de acuerdo con la información del Índice de Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica hay 1.138.937 usuarios que carecen del servicio de energía eléctrica y el Gobierno Nacional tiene como meta aumentar el índice de cobertura.

El cumplimento del indicador depende de la aprobación y asignación de recursos por parte de los operadores de red (privadas) y las diversas fuentes de financiación públicas; así mismo es de tener en cuenta que los proyectos cuentan con una ejecución de entre 18 y 24 meses, por lo cual se tomaran usuarios conectados o usuarios con servicio de energía eléctrica por primera vez. Adicionalmente, el dato cuantitativo puede variar conforme se cuente con el cierre de las actas de los proyectos.

AVANCE INDICADOR ID 172

***Gráfica 8**. Nuevos usuarios conectados*



***Gráfica 9**. Cumplimiento de meta ID 172*

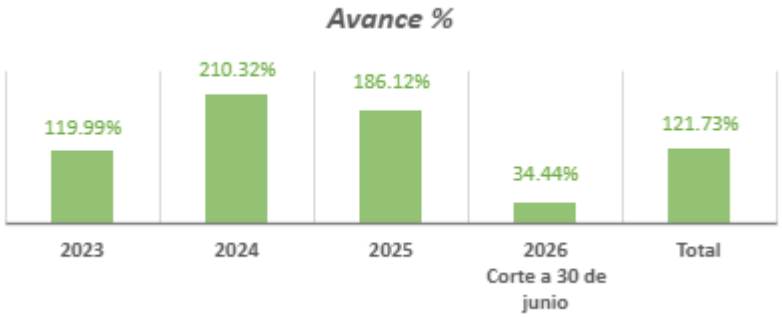


***Tabla 14**. Datos de avance indicador ID 172*

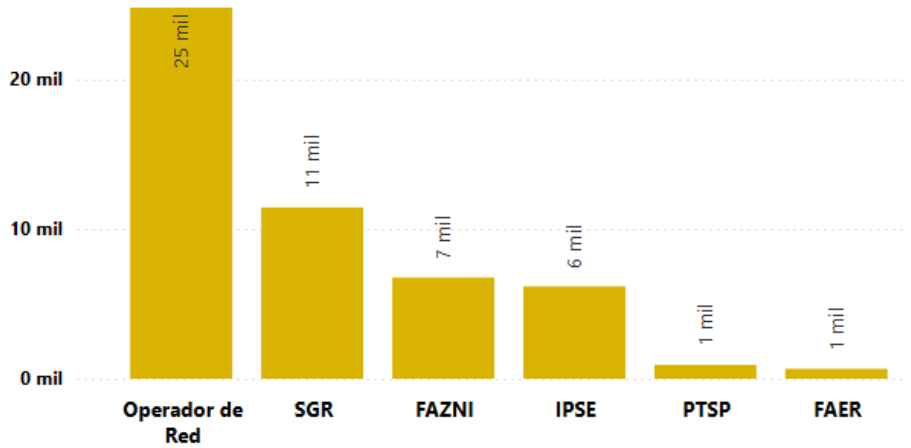
ID 172	AÑO				TOTAL	Meta / Avance / Total
	2023	2024	2025	2026 Corte a 30 de junio		
Meta	42.232 Usua.	28.249 Usua.	26.869 Usua.	47.650 Usua.	**145.000 Usua.**	
Avance	50.673 Usua.	59.412 Usua.	50.008 Usua.	16.410 Usua.	**176.503 Usua.**	
Avance %	119,99%	210,32%	186,12%	34,44%	**121,73%**	

Fuente: Departamento Nacional de Planeación (DNP) – Plataforma SINERGIA, consulta del indicador ID 172 "Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica beneficiados con recursos públicos y privados Consultado en junio de 2026.

En la **Gráfica 8** y **Tabla** se detallan los avances del indicador anualizados de 2023 hasta 2026. A su vez, a continuación, se describen los avances conforme a las fuentes de financiación disponibles para beneficiar a nuevos usuarios con la prestación del ser vico de energía eléctrica.

En el **año 2023** se conectaron 50.673 nuevos usuarios al servicio de energía eléctrica en el país a través de diferentes fuentes de financiación, tal como se observa en la **Gráfica 10**.

***Gráfica 10**. Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica a través de distintas fuentes de financiación en 2023*



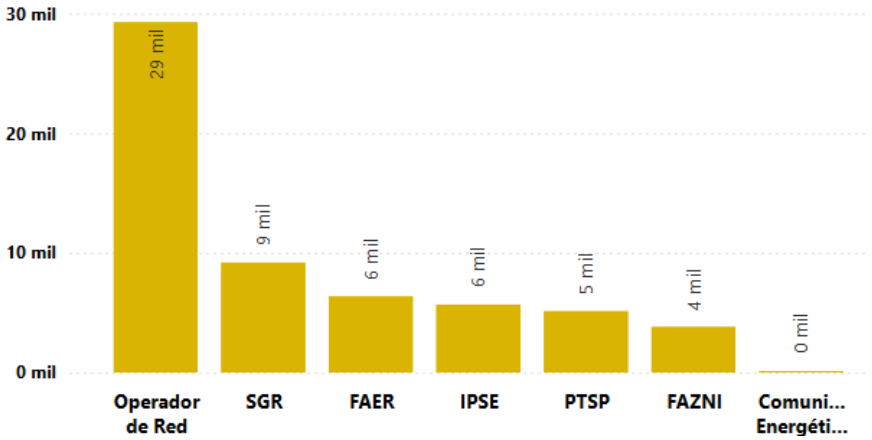
Fuente: Elaboración propia a partir de datos suministrados por el IPSE y datos internos del MME.

Conforme a la **Gráfica 10** los nuevos usuarios se distribuyen así: **11.431** con recursos del Sistema General de Regalías, **24.778** con recursos privados, **643** con recursos del Fondo De Apoyo Financiero Para La Energización De Las Zonas Rurales Interconectadas – FAER, **6.151** del IPSE, **6.747** del Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas – FAZNI y **923** con recursos del Fondo Plan Todos Somos Pazcífico.

Por consiguiente, de los **42.232** usuarios programados en la meta del indicador, se logró conectar **50.673 nuevos usuarios**, lo que representó un avance anual de la meta del 120%, es decir, se tuvo una sobre ejecución positiva de lo programado dado que se conectaron 8.441 nuevos usuarios adicionales. Finalmente, es pertinente mencionar que la **meta Plan Nacional de Desarrollo** a diciembre de 2023 cerró con un **avance cuatrienal** del **35%.**

En el año **2024** se logró conectar **59.412** nuevos usuarios al servicio de energía eléctrica en todo el país a través de las diferentes fuentes de financiación, tal como se observa en la **Gráfica 11**.

***Gráfica 11**. Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica a través de distintas fuentes de financiación en 2024*



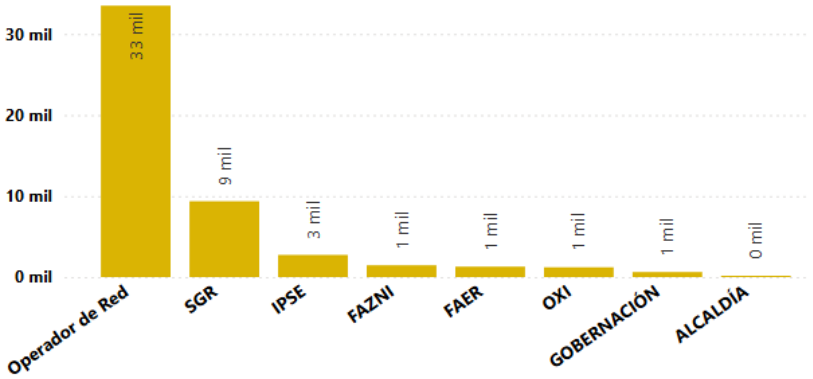
Fuente: Elaboración propia a partir de datos suministrados por el IPSE y datos internos del MME.

Conforme a lo mostrado en la **Gráfica 11** se conectaron **9.183** usuarios a través de los recursos del Sistema General de Regalías, **29.275** con recursos privados de los operadores de red, **5.675** con recursos del IPSE, **6.349** con recursos del FAER, **3.801** con recursos del FAZNI, **5.108** con recursos del Fondo Plan Todos Somos Pacífico y **21** con recursos de Comunidades Energéticas.

Así las cosas, en diciembre 2024 de los 28.249 usuarios programados en la meta del indicador, se logró conectar **59.412 usuarios**, lo que representó un avance de la meta del 210%, es decir, se tuvo una sobre ejecución positiva de lo programado dado que se conectaron 31.163 nuevos usuarios adicionales. Finalmente, es pertinente mencionar que la **meta Plan Nacional de Desarrollo** a diciembre de 2024 cerró con un **avance cuatrienal** significativo del **75.9%.**

En el año **2025** se logró conectar **50.008** nuevos usuarios al servicio de energía eléctrica en todo el país a través de las diferentes fuentes de financiación, tal como se observa en la **Gráfica 12**.

***Gráfica 12**. Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica a través de distintas fuentes de financiación en 2025*



Fuente: Elaboración propia a partir de datos suministrados por el IPSE y datos internos del MME.

Conforme a lo mostrado en la **Gráfica 12** se conectaron **9.333** usuarios a través de los recursos del Sistema General de Regalías, **33.458** con recursos privados de los operadores de red, **2.705** con recursos del IPSE, **1.251** con recursos del FAER, **1.422** con recursos del FAZNI, **1.188** con recursos del Mecanismo Obras por Impuestos y **651** con recursos de Alcaldías y Gobernaciones.

Así las cosas, en diciembre 2025 de los 26.869 usuarios programados en la meta del indicador, se logró conectar **50.008 usuarios**, lo que representó un avance de la meta del 186%, es decir, se tuvo una sobre ejecución positiva de lo programado dado que se conectaron 23.139 nuevos usuarios adicionales. Finalmente, es pertinente mencionar que la **meta Plan Nacional de Desarrollo** a diciembre de 2025 fue cumplida y cerró con un **avance cuatrienal** del **107%.**

En el año **2026** con corte al 30 de junio se han conectado 16.410 nuevos usuarios al servicio de energía eléctrica de los 47.650 programados para la vigencia, lo que representa un avance anual del 34,44% de la meta de la vigencia. En la **Tabla 15**, se detalla el avance anualizado y agregado del indicador del Plan Nacional de Desarrollo.

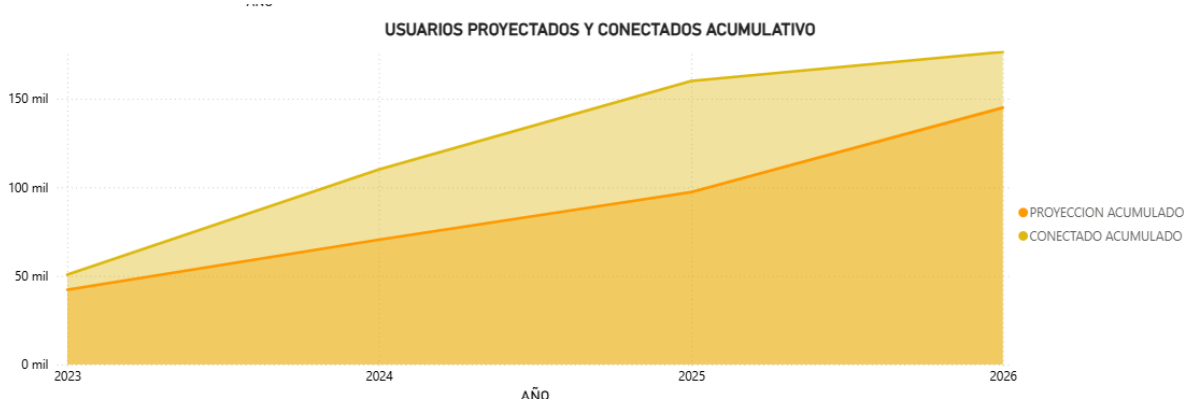
***Tabla 15**. Avance anualizado del ID 172*

	2023	2024	2025	2026	Cuatrienio
Programado	42,232	28,249	26,869	47,650	145,000.00
Avance	50,673	59,412	50,008	16,410	176,503.00
% Avance	**119.99%**	**210.32%**	**186.12%**	**34.44%**	**121.73%**

Fuente: Elaboración propia a partir de datos suministrados por el IPSE y datos internos del MME con corte a junio 2026.

En la **Gráfica 13** se observa que la línea sombreada ilustra las proyecciones de metas respecto de los avances alcanzados con la conexión de nuevos usuarios al servicio de energía eléctrica, en la que se reflejan los resultados de las acciones empleadas para el cumplimiento de dicho propósito.

***Gráfica 13**. Proyecciones de metas vrs Avances alcanzados 2023 - 2026*



Fuente: Extraído de MINENERGIA con corte a junio 2026.

5.2 Indicadores Étnicos

5.2.1 D 392 - Porcentaje de avance de nuevos usuarios con proyectos puestos en operación y servicio sostenible en ZNI

Transformación: Seguridad humana y justicia social
Sector: Minas y Energía
Clasificación: Étnico - MPC
Entidad responsable: Ministerio De Minas Y Energía
Meta: 20.000 nuevos usuarios
Desagregaciones: Municipio; Departamento

***Tabla 16**. Descripción del indicador ID 392*

META 20.000 Nuevos usuarios		
INDICADOR	**DEFINICIÓN**	**FÓRMULA**
ID 392	Nuevos usuarios indígenas beneficiados mediante proyectos energéticos puestos en operación y con sostenibilidad del servicio en Zonas No Interconectadas (ZNI), en el marco de los acuerdos concertados con la Mesa Permanente de Concertación (MPC).	$Avance\ \% = \left(\frac{Núm.\ usuarios\ nuevos\ en\ ZNI}{Meta\ cuatrineio}\right) * 100$
NOTA ACLARATORIA: se precisa que la meta correspondiente a los 20.000 nuevos usuarios se encuentra distribuida en un 25% para la vigencia 2025 y un 75% para la vigencia 2026. Asimismo, se aclara que el Ministerio de Minas y Energía (MME) tiene a su cargo el cumplimiento del 25% de la meta total, mientras que el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE) es responsable del cumplimiento del 75% restante.		

Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de SINERGIA

Este indicador (ver **Tabla 16**) se mide conforme al porcentaje de avance en el número de usuarios que cuentan con proyectos puestos en operación y servicio sostenible en las Zonas No Interconectadas (ZNI). Dichos proyectos se implementan a partir de soluciones energéticas individuales basadas en Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), o mediante su equivalente en soluciones energéticas colectivas adaptadas a la territorialidad indígena, con el propósito fundamental de ampliar la cobertura en estas regiones.

El compromiso asumido formalmente ante la Mesa Permanente de Concertación (MPC) establece textualmente lo siguiente: "*El Gobierno Nacional, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, garantizará el diseño e implementación de 20.000 proyectos y soluciones energéticas individuales (FNCER) o su equivalente en soluciones energéticas colectivas en la territorialidad indígena para la ampliación de cobertura en zonas no interconectadas (ZNI), progresivamente en un tiempo máximo de cuatro años, lo anterior previa concertación en el marco de la MPC*"

Para la ejecución de este compromiso, la meta global de garantizar 20.000 soluciones energéticas a usuarios indígenas se distribuyó en un 25% durante la vigencia de 2025 y el 75% restante en la vigencia de 2026. Asimismo, la responsabilidad de cumplimiento se dividió institucionalmente entre el Ministerio de Minas y Energía (MME) y el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE), correspondiéndole al MME una asignación del 25% (equivalente a 5.000 usuarios) y al IPSE el 75% restante (equivalente a 15.000 usuarios).

La gestión realizada de manera directa por el MME para el cumplimiento de su meta específica de 5.000 usuarios permitió asegurar la financiación de veintiún (21) proyectos energéticos. Estas iniciativas, previamente validadas y concertadas en el marco de la MPC, beneficiaran un total de 6.261 usuarios indígenas en el territorio nacional, superando así la asignación inicialmente programada para este Ministerio.

Conforme a lo anterior, en 2023 se firmaron dos (2) convenios financiados por el mecanismo de Obras por Impuestos para la ejecución de dos (2) proyectos ubicados en el departamento del Cesar, que, a su vez, beneficiaran 180 usuarios indígenas. Así mismo, también se realizó la constitución de una (1) fiducia, financiada por el mecanismo de Obras por Impuestos para la ejecución de un (1) proyecto en el departamento de La Guajira, el cual beneficiará 317 usuarios indígenas.

Adicionalmente, se suscribieron cuatro (4) contratos para financiar cuatro (4) proyectos a través del Fondo FAER en el departamento de Nariño, estos beneficiaran a 597 usuarios indígenas. En la **Tabla 17** se encuentra la relación de los contratos suscritos en la vigencia 2023.

***Tabla 17**. Contratos suscritos en la vigencia 2023 que benefician usuarios indígenas*

Departamento	Municipio	Usuarios indígenas	Fondo de financiación	Contrato
Nariño	Cumbal	324	FAER	GGC-1196-2023
Nariño	Santacruz	116	FAER	GGC-1197-2023
Nariño	San Andrés De Tumaco	23	FAER	GGC-1206-2023
Nariño	Samaniego	134	FAER	GGC-1210-2023
Cesar	Becerril	92	Obras por impuestos	GGC-1174-2023
Cesar	La Paz	88	Obras por impuestos	GGC-1181-2023
La Guajira	Maicao	317	Obras por impuestos	3-1-113711-004-2023

Fuente: Elaboración propia

En la vigencia 2024 se realizó la suscripción de tres (3) convenios con ECOPETROL para financiar por medio del mecanismo de Obras por Impuestos tres (3) proyectos en los departamentos del Cauca y La Guajira. Estos van a beneficiar 455 usuarios indígenas. De igual manera, se logró la contratación de once (11) proyectos

financiados por el fondo FAZNI, los cuales beneficiaran 4.712 usuarios indígenas ubicados en los departamentos de Chocó, Cauca, Córdoba, La Guajira y Vichada. En la **Tabla 18** se encuentra la relación de los contratos:

***Tabla 18**. Contratos suscritos en la vigencia 2024 que benefician usuarios indígenas*

Departamento	Municipio	Usuarios indígenas	Fondo de financiación	Contrato
Cesar	Agustín Codazzi	139	FAZNI	GGC-1371-2024
Vichada	Cumaribo	2130	FAZNI	GGC-1369-2024
Chocó	Riosucio	22	FAZNI	GGC-1355-2024
Córdoba	Tierralta	938	FAZNI	GGC-1378-2024
Cauca	Balboa	183	FAZNI	GGC-1379-2024
Cauca	Bolívar	58	FAZNI	GGC-1380-2024
La Guajira	Distracción	19	FAZNI	GGC-1359-2024
Chocó	Medio Baudó	242	FAZNI	GGC-1351-2024
Cauca	Páez	516	FAZNI	GGC-1352-2024
Cauca	Santander De Quilichao	102	FAZNI	GGC-1368-2024
Cauca	Suárez	363	FAZNI	GGC-1376-2024
Cauca	Santa Rosa	151	Obras por impuestos	GGC-1340-2024
La Guajira	Riohacha	72	Obras por impuestos	GGC-1341-2024
La Guajira	Maicao	232	Obras por impuestos	GGC-1339-2024

Fuente: Elaboración propia

Si bien las gestiones anteriores permiten el cumplimiento a nivel cualitativo de la meta programada para la entidad, en la **Tabla 19**, se detalla el avance anualizado y agregado del indicador del Plan Nacional de Desarrollo en lo que corresponde al Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas y del Ministerio de Minas y Energía.

***Tabla 19**. Avance del Indicador 392 - Porcentaje de avance de nuevos usuarios con proyectos puestos en operación y servicio sostenible en ZNI*

	2023	2024	2025	2026	Cuatrienio
Programado	0%	0%	25%	75%	100%
Avance	0	0	0	549	549
% Avance	0%	0%	0%	3,66 %	2,75 %

Fuente: Elaboración propia

Ahora bien, como se detalló anteriormente, el MME contrató 21 proyectos que beneficiarán a 6.261 usuarios. Aunque la energización de la totalidad de estos proyectos estaba prevista para el año 2026, dado a factores asociados a los tiempos de implementación y cuellos de botella por situaciones de orden público se presentaron variaciones en las fechas inicialmente definidas. En ese sentido, y

conforme a la información suministrada por el Grupo de Supervisión, se proyecta que a corte de 31 de diciembre de 2026 se cuente con la energización efectiva de 7 proyectos, los cuales registran a la fecha un avance de obra superior al 70% (Contratos: GGC-1197-2023, GGC-1213-2023, GGC-1210-2023, GGC-1351-2024, GGC-1174-2023, GGC-1181-2023 y Convenio 3-1-113711-004-2023). Es pertinente recalcar que el cumplimiento de esta proyección está estrictamente sujeto a la correcta ejecución de las obras conforme a sus respectivos cronogramas.

Aunado a lo anterior, de la mano con la Oficina de Planeación y Gestión Internacional se han propiciado espacios con la MPC, con el fin de hacerle seguimiento a los proyectos contratados que benefician usuarios indígenas. Estas acciones han incentivado la participación de los representantes de la MPC y su articulación con los ejecutores, contratistas de obra e interventorías; gracias a ello, los representantes indígenas han incidido en la resolución de los inconvenientes de orden público que venían retrasando la correcta ejecución de los contratos.

Por otro lado, aunque el MME tiene asignada el 25% de la meta de las 20.000 soluciones energéticas, es la entidad responsable del indicador y de su respectivo reporte en la plataforma designada (SINERGIA) para hacer seguimiento a los acuerdos enmarcados en el Plan Nacional de Desarrollo. Conforme a esto, a partir de la vigencia 2024 se ha venido realizando el consolidado del reporte cualitativo de periodicidad mensual de todo el horizonte del indicador (2023 – 2026) correspondiente a los avances el MME y del IPSE. Así mismo, el primer reporte de avance cuantitativo se realizó en el primer trimestre de 2026 asociado a la conexión de soluciones energéticas que benefician 376 usuarios indígenas financiadas con recursos propios del IPSE; en cuanto al segundo trimestre se reportaron 173 usuarios indígenas, 116 financiados por el MME y 57 por el IPSE. Por ende, en la **Gráfica 14**, **Gráfica 15** y la **Tabla 20** se presenta el estado de avance del indicador, conforme a lo reportado en SINERGIA.

AVANCE INDICADOR ID 392

Gráfica 14. *Nuevos usuarios conectados*

Gráfica 15. *Cumplimiento de meta ID 392*

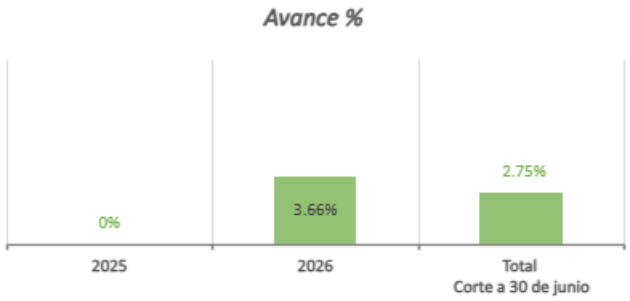


Tabla 20*. Datos de avance indicador ID 392*

ID 392	AÑO				TOTAL	Metas / Avances / Total
	2023	2024	2025	2026 Corte a 30 de junio		
Meta			5,000 Usu. Indigenas	15,000 Usu. Indigenas	20,000 Usu. Indigenas	
Avance			0 Usu. Indigenas	549 Usu. Indigenas	549 Usu. Indigenas	
Avance %			0.00%	3.66%	2.75%	
Ministerio de Minas y Energía - MME (25%)						
Meta			1,250 Usu. Indigenas	3,750 Usu. Indigenas	5,000 Usu. Indigenas	
Avance			0 Usu. Indigenas	116 Usu. Indigenas	116 Usu. Indigenas	
Avance %			0.00%	3.09%	2.32%	
Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Las Zonas No Interconectadas - IPSE (75%)						
Meta			3,750 Usu. Indigenas	11,250 Usu. Indigenas	15,000 Usu. Indigenas	
Avance			0 Usu. Indigenas	433 Usu. Indigenas	433 Usu. Indigenas	
Avance %			0.00%	3.85%	2.89%	

Fuente: Departamento Nacional de Planeación (DNP) – Plataforma SINERGIA, consulta del indicador ID 392 - "Porcentaje de avance de nuevos usuarios con proyectos puestos en operación y servicio sostenible en ZNI". Consultado en junio de 2026.

5.3 Fondo de Soluciones Energéticas - FONENERGIA

El Fondo Único de Soluciones Energéticas – FONENERGIA es el instrumento financiero 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 del informe, la gestión se orientó a la reglamentación, estructuración institucional y puesta en operación del fondo.

5.3.1 Constitución jurídica

El Fondo Único de Soluciones Energéticas – FONENERGIA 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 2026**. En el marco de su implementación, el Ministerio de Minas y Energía adelantó 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 Nro.0375 de 2026** establece que FONENERGIA 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 – FONENERGIA

5.3.2 Proyecto de inversión

Formulación, estructuración y aprobación del Proyecto de Inversión FONENERGIA

La formulación del proyecto de inversión FONENERGIA constituyó uno de los principales hitos técnicos desarrollados por la Dirección de Energía Eléctrica. Proceso mediante el cual se estructuró el instrumento de inversión que soporta la financiación de las actividades requeridas para la puesta en operación del Fondo Único de Soluciones Energéticas – FONENERGIA, creado mediante el Decreto 0375 de 2026.

La construcción del proyecto de inversión respondió a un proceso progresivo de planeación y articulación institucional liderado por el Grupo de Fondos de Inversión y Gestión del Sector de la Dirección de Energía Eléctrica, con el acompañamiento permanente de la Oficina Asesora de Planeación y Gestión Internacional (OPGI) y del Departamento Nacional de Planeación (DNP), siguiendo los lineamientos establecidos por el Sistema Nacional de Inversión Pública, la Metodología General Ajustada (MGA) y la Plataforma Integrada de Inversión Pública (PIIP).

Vigencia 2026

Durante la vigencia 2026 se consolidó el proceso de formulación, estructuración y aprobación del proyecto de inversión que soporta la implementación del **Fondo Único de Soluciones Energéticas – FONENERGIA**, consolidando el trabajo técnico desarrollado durante las vigencias anteriores y materializando los instrumentos técnicos, normativos, administrativos y presupuestales necesarios para su entrada en operación.

Como etapa inicial, se desarrollaron múltiples mesas técnicas de trabajo entre el equipo del Grupo de Fondos y Gestión, la Oficina Asesora de Planeación y Gestión Internacional (OPGI) y el Departamento Nacional de Planeación (DNP), orientadas a consolidar la formulación definitiva del proyecto de inversión conforme a los lineamientos de la Metodología General Ajustada (MGA) y de la Plataforma Integrada de Inversión Pública (PIIP). En estos espacios se definieron y ajustaron el objeto, alcance, objetivos, productos, actividades, indicadores, cronograma de ejecución, esquema financiero y demás componentes metodológicos exigidos por el Sistema Nacional de Inversión Pública. De igual manera, se atendieron los requerimientos formulados por el DNP, se realizaron los ajustes técnicos solicitados y se consolidó la totalidad de la documentación requerida para obtener la viabilidad del proyecto.

Con fundamento en este trabajo, el equipo de la Dirección de Energía Eléctrica adelantó la formulación definitiva del proyecto y efectuó el cargue integral de la información en la Plataforma Integrada de Inversión Pública (PIIP), surtieron todas las etapas previstas dentro del procedimiento establecido por el Departamento Nacional de Planeación. El trámite comprendió la solicitud del turno para revisión del proyecto, el cargue de los soportes técnicos, financieros y metodológicos, la revisión documental por parte de la Oficina Asesora de Planeación y Gestión Internacional, la evaluación técnica realizada por el DNP, la atención de observaciones formuladas durante el proceso de revisión, la incorporación de los ajustes requeridos y la radicación definitiva del proyecto aprobado en la plataforma, hasta cumplir con la totalidad de los requisitos de viabilidad establecidos por el Sistema Nacional de Inversión Pública.

Como resultado de este proceso, el **26 de mayo de 2026** el Departamento Nacional de Planeación emitió concepto favorable y aprobó el proyecto de inversión, asignándole el **Código BPIN 202600000013949**, hito que habilitó la ejecución

presupuestal del proyecto y permitió iniciar los trámites administrativos, financieros y presupuestales requeridos para la operación de FONENERGIA.

Paralelamente al proceso de aprobación del proyecto de inversión, se lideró la construcción del **Manual Operativo de FONENERGIA**, mediante un amplio ejercicio de concertación interinstitucional con las dependencias técnicas, jurídicas, financieras y administrativas del Ministerio. Durante estas mesas de trabajo se definieron el objeto y alcance del Fondo, los principios de operación, la estructura de gobernanza, los actores responsables de su administración, los roles y responsabilidades de cada instancia, los procedimientos para la presentación, evaluación, priorización y aprobación de proyectos, los requisitos técnicos, jurídicos, ambientales y financieros para la financiación de iniciativas, la tipología de proyectos susceptibles de apoyo, los mecanismos de asignación y ejecución de recursos, así como los lineamientos para el seguimiento, monitoreo, control y cierre de los proyectos financiados. Como resultado de este proceso se expidió la **Resolución No. 40233 del 15 de mayo de 2026**, mediante la cual se adoptó oficialmente el Manual Operativo de FONENERGIA, estableciendo el marco regulatorio para su funcionamiento.

De manera simultánea, se participó activamente en la elaboración, revisión y consolidación del **Decreto 0375 de 2026**, mediante el cual fue creado oficialmente FONENERGIA. Este proceso comprendió la elaboración de la memoria justificativa, la construcción y revisión del articulado, la atención y respuesta a las observaciones formuladas por las diferentes entidades del Gobierno Nacional, la incorporación de ajustes técnicos y jurídicos derivados de las mesas de trabajo interinstitucionales y el acompañamiento permanente durante todo el trámite normativo hasta la expedición definitiva del Decreto, consolidando el soporte jurídico para la entrada en operación del Fondo.

Una vez aprobado el proyecto de inversión y expedido el marco normativo correspondiente, se inició el proceso de implementación presupuestal y financiera de FONENERGIA. Para ello se coordinó con la Oficina Asesora de Planeación, el Grupo de Presupuesto y las dependencias competentes la liquidación de los fondos existentes, la creación de las nuevas subcuentas presupuestales en el Sistema Integrado de Información Financiera – SIIF Nación y en la plataforma Neón, así como la adecuación de la estructura presupuestal requerida para la administración de los recursos del nuevo Fondo.

Como parte de esta implementación, se lideró el proceso de traslado de los saldos de los fondos **FAZNI, FAER y PRONE** hacia FONENERGIA, actividad que requirió una amplia coordinación técnica entre la Dirección de Energía Eléctrica, la Oficina Asesora de Planeación, el Departamento Nacional de Planeación y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Para este propósito se desarrollaron diversas mesas técnicas encaminadas a definir la ruta metodológica, financiera y presupuestal del traslado, elaborar las justificaciones técnicas que sustentaron la modificación de las fuentes de financiación, consolidar los anexos presupuestales y soportes

financieros exigidos por las entidades competentes, obtener el aval técnico del DNP y gestionar las respectivas solicitudes de traslado presupuestal.

Dentro de este proceso se surtieron satisfactoriamente las etapas correspondientes a la solicitud del turno de revisión en la PIIP, el cargue de la documentación soporte, la revisión de requisitos por parte de la Oficina Asesora de Planeación, la validación técnica del Departamento Nacional de Planeación y la radicación de la documentación aprobada ante las instancias competentes. Como resultado de estas actuaciones, el 12 de junio de 2026 se expidieron los Certificados de Disponibilidad Presupuestal (CDP) que respaldaron el traslado de recursos hacia FONENERGIA por un valor total de **$119.506.002.724**, distribuidos en **$10.420.779.981** provenientes del **FAZNI** (CDP No. **626**), **$84.676.001.664** del **FAER** (CDP No. **726**) y **$24.409.221.079** del **PRONE** (CDP No. **526**), recursos que constituyen la base financiera para el inicio de la ejecución del proyecto de inversión y la operación del Fondo.

El 17 de junio de 2026 se realizó el cargue en plataforma PIIP la solicitud formal de traslado de recursos a FONENERGIA el cual quedo aprobado por parte del DNP el día 02 de julio 2026. A partir, de esta fecha la Oficina de Planeación junto con la Subdirección Administrativa y Financiera se encuentran realizando los trámites para el envío mediante la plataforma SITPRES remitiendo para el 09 de julio de 2026 mediante la plataforma al Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Se encuentran **pendientes** las siguientes actividades:

- Acto administrativo de traslado presupuestal (temática de Gas)
- Envío de solicitud de traslado presupuestal a MHCP (temática de Gas)
- Concepto favorable de traslado presupuestal MHCP
- Aprobación objeto de gasto (MHCP)
- Solicitud de apertura de cuentas corrientes en el Banco de la República (SAF)
- Solicitud a las Direcciones desagregación del gasto enviando archivo proforma (OPGI)
- Envío desagregación del gasto (Direcciones)
- Revisión desagregación del gasto (OPGI)
- Envío desagregación del gasto a nivel de producto a la SAF (OPGI)
- Expedición de Resolución del gasto MME (SAF)
- (Condicionado a la existencia de objeto de gasto, apertura de cuentas y aprobación de traslado MHCP)
- Solicitud de creación de los proyectos en neón
- Creación de proyectos en neón (Megasoft)
- Cargue en Neón desagregación a nivel de producto (SAF)
- Cargue en Neón desagregación a nivel de actividad (OPGI)
- Remitir PAE y acuerdos de gestión diligenciado a la OPGI (Direcciones)
- Revisión del PAE y acuerdos de gestión remitido por las Direcciones (OPGI)
- Envío del PAE aprobado a Contractual (OGPI)
- Comité de contratación para aprobación de PAE (GGC)

- Cargue del PAE aprobado por Comité en Neón (A inicio de año lo realizó GGC)
- Aprobación de solicitudes de CDP
- Realizar seguimiento prioritario al concepto favorable ante la Dirección de Programación de Inversiones Públicas. Gestionar mesa técnica inmediata, atender observaciones y remitir ajustes el mismo día en que sean requeridos.
- Preparar simultáneamente el expediente de viabilidad presupuestal, incluyendo costos, CDP, concepto DNP, autorización DAPRE, estudio técnico, proyecto de decreto y memoria justificativa, creación de rubros y desagregación presupuestal.
- Radicar la solicitud de viabilidad presupuestal en SITPRES inmediatamente después del concepto DNP. Solicitar mesa técnica prioritaria y resolver observaciones sin solución de continuidad.
- Radicar solicitud de concepto técnico favorable con autorización DAPRE, concepto DNP, viabilidad MHCP, estudio técnico, cargas laborales, manual de funciones, proyecto de decreto y memoria justificativa.
- Remitir a Presidencia los conceptos técnicos y presupuestales, proyecto de decreto, memoria justificativa, estudio técnico y anexos, para la emisión del previo concepto.
- Activar ruta de firmas: Ministro de Minas y Energía, Función Pública, Ministerio de Hacienda y Crédito Público y Presidente de la República.
- Gestionar numeración, publicación y comunicación del decreto que crea la planta temporal de FONENERGÍA.
- Adoptar o ajustar el Manual Específico de Funciones, actos internos de distribución funcional, certificaciones presupuestales y formatos de vinculación.

5.3.3 Manual operativo

En el marco de la reglamentación del Fondo Único de Soluciones Energéticas – FONENERGIA, se adelantó la elaboración del Manual Operativo como instrumento fundamental para establecer los **lineamientos técnicos, administrativos, financieros y procedimentales** necesarios para la implementación y funcionamiento del Fondo.

El Manual Operativo tiene como propósito definir los mecanismos para la gestión de los recursos, la presentación, evaluación, viabilización, ejecución, seguimiento y cierre de proyectos financiados con cargo a FONENERGIA, garantizando transparencia, eficiencia y trazabilidad en la administración de los recursos.

Durante el periodo de gestión se adelantaron las actividades de estructuración y elaboración del Manual Operativo, incluyendo la definición de procedimientos, roles y responsabilidades de los actores involucrados en la operación del Fondo.

A la fecha, se cuenta con una versión consolidada, el cual fue adoptado mediante la Resolución Nro. 40233 de 2026. Este incorpora los lineamientos establecidos en la reglamentación vigente de FONENERGIA y las disposiciones aplicables a las

diferentes fuentes de financiación que integran el Fondo. Desde el Grupo de Fondos y Gestión se participó en la construcción de este en lo referente a Disposiciones Generales (Título I) y Energía Eléctrica (Título II).

Entre los principales componentes desarrollados dentro del Manual Operativo se encuentran:

- Estructura organizacional de FONENERGIA
- Recursos Financieros
- Régimen Contractual
- Procedimiento para presentación y radicación de proyectos de Energía y Gas
- Requisitos de evaluación técnica, financiera, jurídica y ambiental de los proyectos
- Criterios de priorización y asignación de recursos
- Procedimientos de ejecución y seguimiento

5.3.4 Manual de Contratación

El Grupo de Fondos y Gestión del Sector lideró la elaboración del Manual de Contratación del Fondo Único de Soluciones Energéticas – FONENERGIA, en coordinación con la Dirección de Hidrocarburos, el Grupo de Gestión Contractual y demás dependencias involucradas, con el propósito de contar con un instrumento de carácter administrativo, orientador y de consulta permanente para los servidores públicos, contratistas, operadores, ejecutores y demás actores que intervienen en la gestión contractual asociada a la administración y ejecución de los recursos del Fondo.

La elaboración de este Manual responde a la necesidad de establecer reglas claras, uniformes y articuladas que permitan orientar el desarrollo de los procesos contractuales financiados con recursos de FONENERGIA, promoviendo la adecuada planeación, gestión, seguimiento y control de las actuaciones contractuales, así como la correcta administración de los recursos públicos asignados al cumplimiento de sus objetivos misionales.

En este sentido, el Manual tiene por finalidad definir lineamientos, criterios, procedimientos y responsabilidades que garanticen el desarrollo eficiente, transparente, objetivo y coordinado de la actividad contractual, en observancia de los principios que rigen la función administrativa, la gestión fiscal y la contratación estatal, fortaleciendo los mecanismos de control, seguimiento y rendición de cuentas.

De igual manera, la estructuración de este instrumento busca soportar la aplicación del régimen contractual especial previsto en la Ley 142 de 1994, al cual se sujetará una parte significativa de las actuaciones contractuales del Fondo, proporcionando criterios operativos y jurídicos que permitan su adecuada implementación. Asimismo, constituye una herramienta para el ejercicio de las

facultades legales y reglamentarias asignadas al Ministerio de Minas y Energía en calidad de administrador del Fondo, asegurando el cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 2099 de 2021, que modifica y desarrolla la Ley 1715 de 2014 en materia de transición energética, así como de las demás disposiciones que regulan la organización, funcionamiento y destinación de los recursos de FONENERGIA.

En consecuencia, la adopción del Manual de Contratación se constituye en una medida necesaria para fortalecer la seguridad jurídica, la estandarización de los procedimientos, la eficiencia administrativa y la adecuada ejecución de los programas, planes y proyectos financiados con recursos del Fondo, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos de acceso, cobertura, sostenibilidad y transición energética definidos por la normativa vigente.

6 Proyectos de inversión

El Grupo de Fondos de Inversión y Gestión del Sector Eléctrico Colombiano **lidera el seguimiento, reporte y monitoreo de cinco (5) proyectos de inversión**, tres (3) de ellos asociados a los fondos de energización, uno (1) al Plan Nacional de Electrificación Rural y el restante aborda los temas relacionados con la Demanda No Atendida.

6.1 Seguimiento general a la ejecución presupuestal 2023 - 2026

En las siguientes tablas, se presentan la ejecución presupuestal de los cinco (5) proyectos de inversión con los resultados de la gestión realizada:

***Tabla 21**. Ejecución presupuestal 2023*

BPIN	Proyecto	2023									
		Apropiación inicial	Vigente	Compromisos	Obligación	Pagos	% Compr.	% Oblig.	% Pagos	Reserva presupuestal	Reserva pagada
2022011000082	FAZNI	$ 166.549.969.000	$ 166.549.969.000	$ 14.412.383.314	$ 14.334.021.247	$ 10.727.407.376	8,65%	8,61%	74,43%	$ 55.717.895	$ 47.484.561
202300000000359	PNER	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2018011001045	PRONE	$ 114.167.800.000	$ 114.167.800.000	$ 29.242.081.608	$ 1.188.477.105	$ 1.188.477.105	25,61%	1,04%	1,04%	$ 114.233.606.787	$50.798.351.214,50
2020011000141	DNA	$ 677.122.097	$ 677.122.097	$ 455.132.549	$ 437.691.215	$ 437.691.215	67,22%	64,64%	96,17%	$ 8.258.820	$ 8.258.820
2018011001048	FAER	$ 144.498.700.000	$ 144.498.700.000	$ 89.070.048.863	$ 4.440.289.952	$ 4.425.289.952	61,64%	3,07%	4,97%	$ 84.617.635.636	$ 84.617.635.636
	Totales	**$ 425.893.591.097**	**$ 425.893.591.097**	**$ 133.179.646.335**	**$ 20.400.479.519**	**$ 16.778.865.649**	**31,27%**	**4,79%**	**12,60%**	**$ 198.915.219.138**	**$ 135.471.730.232**

Fuente: Plataforma Integrada de Inversión Pública - PIIP – DNP

***Tabla 22**. Ejecución presupuestal 2024*

BPIN	Proyecto	2024									
		Apropiación inicial	Vigente	Compromisos	Obligación	Pagos	% Compr.	% Oblig.	% Pagos	Reserva presupuestal	Reserva pagada
2022011000082	FAZNI	$ 144.570.000.000	$ 123.136.784.725	$ 4.881.371.935	$ 4.850.930.186	$ 4.850.930.186	3,96%	99,38%	99,38%	$ 118.255.412.790	$ 118.233.987.480
202300000000359	PNER	$ 559.410.000	$ 559.410.000	$ 407.630.052	$ 401.132.112	$ 401.132.112	72,87%	98,41%	98,41%	$ 6.497.940	$ 0
2018011001045	PRONE	$ 159.314.000.000	$ 159.314.000.000	$ 36.461.021.694	$ 3.440.910.324	$ 3.416.003.025	22,89%	2,16%	2,14%	$ 28.015.617.194	$ 18.575.703.921
2020011000141	DNA	$ 679.813.338	$ 679.813.338	$ 623.701.424	$ 600.454.428	$ 600.454.428	91,75%	96,27%	96,27%	$ 23.246.996	$ 0
2018011001048	FAER	$ 176.084.000.000	$ 176.084.000.000	$ 170.803.031.693	$ 20.821.734.547	$ 20.761.358.845	97,00%	12,19%	12,16%	$ 149.981.297.146	$ 148.430.179.580
	Totales	**$ 481.207.223.338**	**$ 459.774.008.063**	**$ 213.176.756.798**	**$ 30.115.161.597**	**$ 30.029.878.596**	**46,37%**	**6,55%**	**14,09%**	**$ 296.282.072.066**	**$ 285.239.870.981**

Fuente: Plataforma Integrada de Inversión Pública - PIIP – DNP

Seguimiento general a la ejecución presupuestal 2023–2024

En cumplimiento de las funciones de seguimiento y control a los proyectos de inversión del sector eléctrico financiados a través de los fondos FAZNI, FAER, PRONE, El Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) y el proyecto de Demanda No Atendida (DNA), durante las vigencias 2023 y 2024 se realizó un monitoreo permanente a la ejecución presupuestal, financiera y física de los recursos, con el propósito de identificar oportunamente desviaciones, fortalecer la gestión de los ejecutores y promover la eficiente utilización de los recursos públicos.

La información consolidada en la **Tabla 21** y **Tabla 22** se evidencia que, para la vigencia 2023, los proyectos contaron con una apropiación inicial de $425.893 millones, equivalente al mismo valor del presupuesto vigente. Al cierre de la vigencia se registraron compromisos por $133.180 millones, correspondientes a una ejecución del 31,27 % sobre el presupuesto vigente. En materia financiera, las obligaciones ascendieron a $20.400 millones (4,79 %) y los pagos realizados alcanzaron $16.779 millones, equivalentes al 12,60 % de las obligaciones constituidas. Asimismo, se constituyeron reservas presupuestales por $198.915 millones, de las cuales fueron pagadas $135.472 millones, reflejando la necesidad de dar continuidad a compromisos adquiridos durante la vigencia.

Para la vigencia 2024 se observa un incremento en la asignación de recursos, alcanzando una apropiación inicial de $481.207 millones. El presupuesto vigente fue de $459.774 millones, producto de las modificaciones presupuestales efectuadas durante la ejecución. Al cierre del período se registraron compromisos por $213.177 millones, lo que representa una ejecución presupuestal del 46,37 %, equivalente a un incremento cercano a 15 puntos porcentuales respecto de la vigencia anterior. De igual manera, las obligaciones aumentaron a $30.115 millones (6,55 %) y los pagos efectuados ascendieron a $30.030 millones, alcanzando una ejecución del 14,09 %, comportamiento que evidencia un mayor nivel de ejecución financiera frente a 2023.

En cuanto al comportamiento por fondo, FAER continuó concentrando el mayor volumen de recursos del sector, con una apropiación de $176.084 millones en 2024 y compromisos superiores a $170.803 millones, alcanzando una ejecución del 97,0 %, lo que evidencia un alto nivel de gestión contractual y una adecuada capacidad de ejecución. No obstante, las obligaciones y pagos representaron el 12,19 % y 12,16 %, respectivamente, situación consistente con la naturaleza plurianual de los proyectos de infraestructura eléctrica, cuyos desembolsos se realizan conforme al avance físico de las obras.

Por su parte, PRONE incrementó significativamente su apropiación presupuestal entre las dos vigencias, pasando de $114.168 millones en 2023 a $159.314 millones en 2024. Aunque el nivel de compromisos presentó una ligera reducción porcentual (25,61 % a 22,89 %), en términos absolutos aumentó el valor

comprometido, lo que refleja la continuidad de los procesos de contratación y ejecución de proyectos orientados a la normalización de redes eléctricas.

En el caso de FAZNI, se evidenció una disminución de la apropiación inicial frente a la vigencia anterior; sin embargo, el seguimiento permitió mantener la ejecución de los proyectos en desarrollo y avanzar en el pago de reservas presupuestales acumuladas, alcanzando niveles superiores al 99 % en la ejecución financiera de dichas reservas durante 2024.

El proyecto de Demanda No Atendida (DNA) presentó una ejecución presupuestal superior al 90 % en ambas vigencias, constituyéndose en uno de los proyectos con mayor estabilidad en su comportamiento financiero y administrativo, mientras que el PNER, incorporado en la vigencia 2024, inició su ejecución presupuestal con una apropiación de $559 millones, registrando compromisos por el 72,87 % del presupuesto asignado y una ejecución financiera cercana al 98 %, acorde con la fase inicial de implementación del proyecto.

Respecto a las reservas presupuestales, se evidencia un incremento entre las vigencias, pasando de $198.915 millones en 2023 a $296.282 millones en 2024. Este comportamiento responde principalmente a la dinámica de los proyectos de infraestructura energética, cuya ejecución trasciende una vigencia fiscal y requiere la constitución de reservas para garantizar la continuidad contractual y financiera de las obras. En 2024 se alcanzó además un mayor nivel de pago de reservas, registrando desembolsos por $285.240 millones, cifra significativamente superior a la observada en 2023, lo que demuestra una gestión efectiva en la depuración y ejecución de compromisos adquiridos en vigencias anteriores.

En términos generales, el seguimiento realizado durante las vigencias 2023 y 2024 permitió fortalecer el control sobre la ejecución de los proyectos de inversión, identificar oportunamente necesidades de ajuste presupuestal, promover la adecuada constitución y ejecución de reservas presupuestales y realizar acompañamiento permanente a las entidades ejecutoras para mejorar los niveles de compromiso, obligación y pago de los recursos asignados. Los resultados obtenidos evidencian una tendencia favorable en la ejecución presupuestal y financiera durante 2024, reflejada en el incremento de los compromisos y pagos, así como en una mayor capacidad institucional para la gestión de los recursos destinados a ampliar la cobertura y mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica en el territorio nacional.

Tabla 23. *Ejecución presupuestal 2025*

BPIN	Proyecto	2025									
		Apropiación inicial	Vigente	Compromisos	Obligación	Pagos	% Compr.	% Oblig.	% Pagos	Reserva presupuestal	Reseva pagada
2022011000082	FAZNI	$ 240,317,000,000	$ 240,317,000,000	$ 234,880,270,472	$ 6,461,372,850	$ 6,461,372,850	97.74%	2.75%	2.75%	$ 228,418,897,622	$ 165,141,839,566
202300000000359	PNER	$ 689,000,000	$ 689,000,000	$ 600,081,206	$ 599,829,716	$ 599,829,716	87.09%	99.96%	99.96%	$ 251,490	$ 170,370
2018011001045	PRONE	$ 222,821,000,000	$ 104,072,544,926	$ 102,809,629,091	$ 7,632,674,324	$ 7,623,774,324	98.79%	7.33%	7.33%	$ 95,176,954,768	$ 45,506,448,281
2020011000141	DNA	$ 672,890,022	$ 656,503,355	$ 373,801,353	$ 333,543,327	$ 333,109,454	56.94%	89.23%	89.11%	$ 37,858,026	$ 0
2018011001048	FAER	$ 246,276,000,000	$ 164,228,989,850	$ 155,310,032,439	$ 18,058,758,425	$ 18,051,192,298	94.57%	11.63%	11.62%	$ 137,251,274,014	$ 80,907,552,477
	Totales	**$ 710,775,890,022**	**$ 509,964,038,131**	**$ 493,973,814,561**	**$ 33,086,178,642**	**$ 33,069,278,642**	**96.86%**	**6.49%**	**6.69%**	**$ 460,885,235,920**	**$ 291,556,010,694**

Fuente: Plataforma Integrada de Inversión Pública - PIIP - DNP

Tabla 24. *Ejecución presupuestal 2026*

BPIN	Proyecto	2026 - Corte a 30 de junio							
		Apropiación inicial	Vigente	Compromisos	Obligación	Pagos	% Compr.	% Oblig.	% Pagos
2022011000082	FAZNI	$ 230,000,000,000	$ 219,579,220,019	$ 218,425,337,562	$ 760,327,966	$ 720,577,966	99.47%	0.35%	0.33%
202300000000359	PNER	$ 1,131,338,000	$ 1,131,338,000	$ 721,841,833	$ 266,199,434	$ 266,199,434	63.80%	23.53%	23.53%
2018011001045	PRONE	$ 140,000,000,000	$ 115,590,778,921	$ 99,220,800,394	$ 616,643,023	$ 600,143,023	85.84%	0.53%	0.52%
2020011000141	DNA	$ 800,429,045	$ 800,429,045	$ 638,966,205	$ 181,731,377	$ 181,731,377	79.83%	22.70%	22.70%
2018011001048	FAER	$ 200,000,000,000	$ 115,323,998,336	$ 112,783,034,594	$ 9,210,916,980	$ 9,210,916,980	97.80%	7.99%	7.99%
	Totales	**$ 571,931,767,045**	**$ 452,425,764,321**	**$ 431,789,980,588**	**$ 11,035,818,780**	**$ 10,979,568,780**	**95.44%**	**2.44%**	**2.54%**

Fuente: Plataforma Integrada de Inversión Pública - PIIP – DNP

Seguimiento general a la ejecución presupuestal 2025–2026

En el marco de las actividades de seguimiento a la ejecución de los proyectos de inversión financiados con recursos de los fondos FAZNI, FAER, PRONE, el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) y el proyecto Demanda No Atendida (DNA)**,** durante las vigencias 2025 y 2026 se realizó un monitoreo permanente al comportamiento presupuestal y financiero de cada uno de los proyectos, orientado a fortalecer la gestión de los recursos públicos, identificar oportunamente riesgos en la ejecución y generar insumos para la toma de decisiones por parte de la Dirección de Energía Eléctrica.

Para la vigencia **2025**, los proyectos de inversión registraron una apropiación inicial consolidada de $710.776 millones**,** de los cuales el presupuesto vigente correspondió a $509.964 millones**,** como resultado de modificaciones presupuestales efectuadas durante la vigencia (ver **Tabla 23**). Al cierre del período se alcanzaron compromisos por $493.974 millones**,** equivalentes al 96,86 % del presupuesto vigente, lo que refleja un alto nivel de gestión contractual y una adecuada programación de los procesos de contratación. Por su parte, las obligaciones ascendieron a $33.086 millones (6,49 %) y los pagos efectuados alcanzaron $33.069 millones (6,69 %), comportamiento que responde a la naturaleza plurianual de los proyectos de infraestructura eléctrica, en los cuales la ejecución financiera se desarrolla conforme al avance físico de las obras y al cumplimiento de los hitos contractuales.

El análisis por fondo evidencia que FAZNI presentó un desempeño sobresaliente, alcanzando un nivel de compromisos del 97,74 %, con recursos comprometidos por más de $234.880 millones. De igual manera, PRONE registró una ejecución contractual del 98,79 %, mientras que FAER alcanzó el 94,57 % de compromisos sobre el presupuesto vigente. Estos resultados reflejan una adecuada gestión en la estructuración, contratación y seguimiento de los proyectos financiados por los principales fondos del sector.

El PNER, aunque corresponde a un proyecto con una asignación presupuestal significativamente menor, presentó una ejecución presupuestal del 87,09 %, evidenciando un adecuado avance en la implementación de las actividades previstas. Por su parte, el proyecto Demanda No Atendida (DNA) registró compromisos equivalentes al 56,94 % del presupuesto vigente, porcentaje asociado a la programación y desarrollo gradual de las iniciativas contempladas para esta línea de inversión.

Respecto a las reservas presupuestales, durante 2025 se constituyeron reservas por $460.885 millones, de las cuales se efectuaron pagos por $290.107 millones, garantizando la continuidad financiera de los contratos suscritos y la ejecución de proyectos cuya duración supera la vigencia fiscal, especialmente aquellos relacionados con infraestructura eléctrica en zonas rurales y no interconectadas.

Para la vigencia **2026**, con corte al 30 de junio (ver **Tabla 24**), se observa un comportamiento consistente con la etapa inicial de ejecución presupuestal. Los proyectos cuentan con una apropiación inicial y presupuesto vigente de $452.425

millones, registrando compromisos por $431.789 millones, equivalentes al 95,44 % del presupuesto disponible. Este porcentaje evidencia un avance importante en los procesos de contratación durante los primeros meses del año, garantizando la continuidad de los proyectos financiados por los diferentes fondos.

En cuanto a la ejecución financiera, se registran obligaciones por $11.035 millones**,** correspondientes al 2,44 % del presupuesto vigente, mientras que los pagos ascienden a $10.979 millones, equivalentes al 2,43 %. Este comportamiento es consistente con el ciclo normal de ejecución de los proyectos de infraestructura, en el cual los compromisos contractuales se realizan durante las primeras etapas del año y las obligaciones y pagos se incrementan progresivamente conforme se ejecutan las actividades contractuales.

Por fondo, FAZNI mantiene el mayor nivel de ejecución contractual, con compromisos equivalentes al 99,47 % del presupuesto asignado, seguido por FAER, con una ejecución del 97,80 %, PRONE, con 85,84 %, y DNA, que registra un avance del 79,83 %. En el caso de PNER, aunque presenta un porcentaje de compromisos del 63,8 %, corresponde a proyectos cuya contratación y ejecución física se concentra durante el segundo semestre de la vigencia, por lo que se espera una aceleración de su ejecución en los meses siguientes.

Desde el punto de vista financiero, el proyecto FAZNI presenta el mayor volumen de obligaciones, con $9.210 millones, lo que representa una ejecución del 7,99 %, mientras que PNER registra el mayor porcentaje relativo de ejecución financiera, con obligaciones equivalentes al 23,53 % del presupuesto asignado. Estos resultados evidencian avances diferenciados entre los fondos, asociados a las particularidades de cada proyecto, su estado contractual y la programación de desembolsos.

De manera transversal, durante ambas vigencias se realizó un seguimiento permanente a la ejecución presupuestal mediante la elaboración de reportes periódicos, análisis de indicadores de compromiso, obligación y pago, verificación del comportamiento de las reservas presupuestales y acompañamiento técnico a los ejecutores de los proyectos. Estas actividades permitieron identificar oportunamente riesgos de ejecución, formular recomendaciones para optimizar el uso de los recursos públicos y apoyar la toma de decisiones relacionadas con modificaciones presupuestales, reprogramaciones y estrategias de aceleración de la ejecución.

En términos generales, los resultados alcanzados durante las vigencias 2025 y el avance registrado en 2026 evidencian una gestión presupuestal sólida, caracterizada por altos niveles de compromiso de los recursos disponibles y un seguimiento continuo que ha permitido garantizar la adecuada ejecución de los proyectos estratégicos del sector eléctrico. Asimismo, el monitoreo permanente facilitó la articulación con las diferentes instancias técnicas y financieras del Ministerio para asegurar la continuidad de los proyectos y fortalecer la eficiencia en la administración de los recursos destinados a ampliar la cobertura y mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica en el país.

Solicitudes de traslado de saldos de Fondos

En el marco de la implementación del Fondo Único de Soluciones Energéticas (FONENERGIA) y como parte de las acciones orientadas a garantizar su entrada en operación, durante la vigencia 2026 se materializó el proceso de traslado de los saldos disponibles de los fondos FAZNI, FAER y PRONE, una vez surtidas las etapas técnicas, presupuestales y administrativas requeridas para este fin. Como resultado de dichas gestiones, el 12 de junio de 2026 se efectuó el registro de los correspondientes Certificados de Disponibilidad Presupuestal (CDP), mediante los cuales se respaldó el traslado de recursos por un valor total de **$119.506.002.724** hacia FONENERGIA. Del monto total trasladado, **$10.420.779.981** corresponden al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI), soportados en el **CDP No. 626**; **$84.676.001.664** al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER), respaldados mediante el **CDP No. 726**; y **$24.409.221.079** al Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE), registrados a través del **CDP No. 526**. Este hito representó un avance fundamental en la consolidación financiera de FONENERGIA, al permitir la incorporación de los recursos provenientes de los fondos existentes bajo un único mecanismo de administración, garantizando la continuidad de la financiación de los proyectos de inversión del sector eléctrico y la adecuada ejecución de los programas de ampliación de cobertura, normalización de redes y energización de las zonas rurales y no interconectadas del país. El detalle del proceso técnico, presupuestal y administrativo que soportó el trámite de traslado de estos recursos se presenta en la **sección 7** del presente informe de gestión.

A continuación, se detallan las gestiones realizadas para cada uno de los proyectos de inversión referidos:

6.2 Proyecto: “Mejoramiento del cubrimiento de la demanda no atendida que perciben los usuarios del SIN y las ZNI Nacional” BPIN 2020011000141 - DNA

El proyecto de inversión “*Mejoramiento del cubrimiento de la demanda no atendida que perciben los usuarios del SIN y las ZNI Nacional” está* asociado a la Transformación productiva, internacionalización y acción climática, el pilar Transición energética justa, segura, confiable y eficiente, el catalizador Transición energética justa, basada en el respeto a la naturaleza, la justicia social y la soberanía con seguridad, confiabilidad y eficiencia del componente Cierre de brechas energéticas.

Con la implementación de este proyecto se busca atender la demanda no atendida percibida por los usuarios del Sistema Interconectado Nacional-SIN y de las Zonas No Interconectadas- ZNI lo que permite mitigar las contingencias operativas y los cortes frecuentes de energía los usuarios de afectados del sin y algunas

localidades. Por consiguiente, los esfuerzos realizados desde el equipo buscaron reducir la DNA percibida por los usuarios.

Con la expedición de la Resolución MME Nro. 40014 del 20 de enero del 2021 fue creado el Grupo de Gestión del Sector Eléctrico Colombiano – GSEC y dentro de su estructura se diseñaron 3 procesos estratégicos:

- Monitoreo del sector eléctrico nacional
- Apoyo a la formulación de políticas y planes del sector
- Procedimiento de gestión de proyectos y convenios especiales

Cabe aclarar que con la Resolución Nro. 00631 de 2023 se reorganizan los grupos internos de trabajo al interior del Ministerio de Minas y Energía y las tareas del GSEC las toma el Grupo de Fondos de Inversión y Gestión del Sector Eléctrico Colombiano.

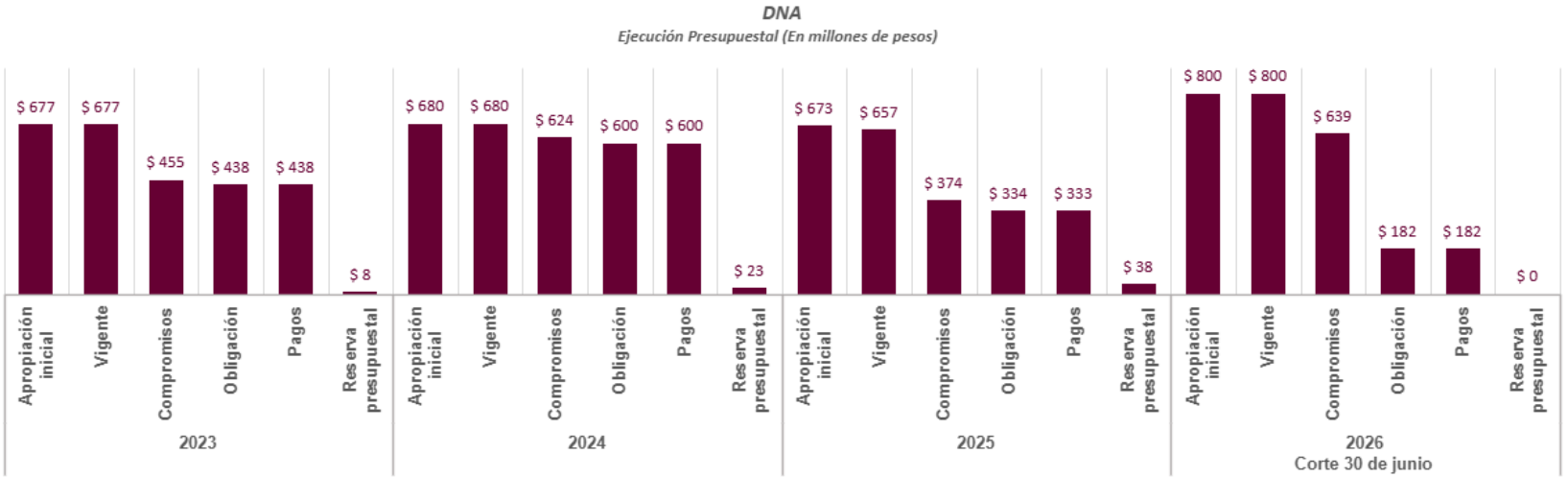
El fortalecimiento de la confiabilidad tanto en el Sistema Interconectado Nacional – SIN como en las Zonas No Interconectadas se puede realizar desde distintos enfoques, este proyecto constituye uno de ellos desde lo relacionado con la demanda no atendida que perciben los usuarios del SIN y ZNI.

Varias de las entidades adscritas a este Ministerio realizan su aporte al fortalecimiento de la confiabilidad desde sus competencias, por ejemplo, la UPME a través de los planes de expansión y la CREG con las subastas de energía firme. Este proyecto busca la coordinación de esos planes, programas y proyectos de las entidades adscritas y otros planes de especial interés nacional derivados de las necesidades energéticas del país, lo que se transmite al usuario en términos de percepción de la demanda no atendida.

Este proyecto está acorde con el objetivo de este Ministerio según lo señalado en el Decreto 1073 de 2015 *"Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía",* el cual en su artículo 1.1.1.1.1. establece:

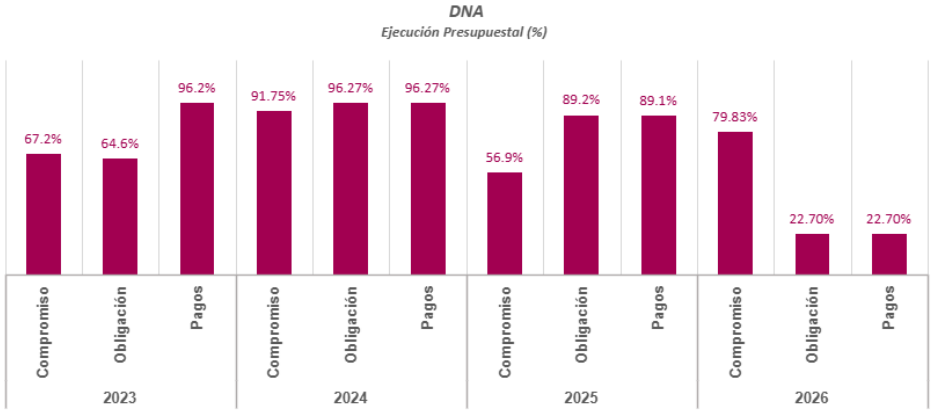
(...) "El Ministerio de Minas y Energía tiene como objetivo formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía." (...)

***Gráfica 16**. Ejecución presupuestal DNA (en millones de pesos)*



Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de las matrices de Seguimiento PAE Vig 2023, 2024, 2025 y 2026

***Gráfica 17.** Ejecución presupuestal DNA (porcentual)*



Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de las matrices de Seguimiento PAE Vig 2023, 2024, 2025 y 2026

6.2.1 Ejecución Presupuestal

Tabla 25. *Seguimiento presupuestal DNA 2023-2026*

DNA - mejoramiento del cubrimiento de la demanda no atendida que perciben los usuarios del SIN y las ZNI nacional					
Objetivo: Reducir la demanda no atendida percibida por los usuarios del SIN y las ZNI					
Vigencia	**Apropiación Inicial**	**Apropiación Vigente**	**Compromiso**	**Obligado**	**Pago**
2023	$ 677.122.097	$ 677.122.097	$ 455.132.549	$ 437.691.215	$ 437.691.215
2024	$ 679.813.338	$ 679.813.338	$ 623.701.424	$ 600.454.428	$ 600.454.428
2025	$ 672.890.022	$ 656.503.355	$ 373.801.353	$ 333.543.327	$ 333.109.454
2026	$800.529.045	$ 800.529.045	$ 638,966,205	$ 181,731,377	$ 181,731,377

Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de las matrices de Seguimiento PAE Vig 2023, 2024, 2025 y 2026

Para la vigencia 2023 en la **Gráfica 16** y **Tabla 25**, se puede observar un valor de compromisos por $ 455.132.549 equivalente al 67,2% (ver **Gráfica 17**) de los recursos asignados durante la vigencia 2023, así mismo observamos que el valor total pago representa un 64,6% del recurso total vigente, quedando un 1% en reserva presupuestal que fue pagado durante la vigencia 2024.

Los recursos que no fueron utilizados se describen de la siguiente manera:

- Estos no fueron utilizados teniendo en cuenta que se presentaron diferencias en los tiempos de ejecución de los contratos suscritos para el cumplimiento de las actividades del proyecto de inversión, con respecto a la planeación inicial.
- Además de los saldos no requeridos de compromiso para necesidades adicionales propias del proyecto.

Para la vigencia 2024, se puede observar un valor de compromisos por $ 623.701.424 equivalente al 91,7% de los recursos asignados durante la vigencia 2024, así mismo observamos que el valor total pago representa un 88,3% del recurso total vigente, quedando un 3,4% en reserva presupuestal que será pagado en el primer trimestre del año 2025 (ver **Gráfica 16**, **Gráfica 17** y **Tabla 25)**.

Los recursos que no fueron utilizados se describen de la siguiente manera:

- $ 31.790.000, relacionados a los saldos de las actividades del proyecto de inversión, tanto por liberaciones realizadas por contratos de prestación de servicios conforme a los tiempos de inicio y ejecución de estos, como por saldos no requeridos de compromiso para necesidades adicionales propias del proyecto.
- $ 24.321.914, saldos no comprometidos por concepto de viáticos, toda vez que no se requirieron los desplazamientos que comprometieran estos recursos

Respecto a la reducción presupuestal de 2024 para el proyecto de inversión $ 31.790.000 se relacionan a los saldos de las actividades tanto por liberaciones realizadas por contratos de prestación de servicios conforme a los tiempos de inicio y ejecución de los mismos, como por saldos no requeridos de compromiso para necesidades adicionales propias del proyecto y $ 24.321.914, fueron saldos no comprometidos por concepto de viáticos, toda vez que no se requirieron los desplazamientos que comprometieran estos recursos.

Para la vigencia 2025, se puede observar un valor de compromisos por $ 373.801.353 equivalente al 56,81% de los recursos asignados durante la vigencia 2025, así mismo observamos que el valor total pago representa un 89,11% del recurso total vigente, quedando un 11% en reserva presupuestal que será pagado en el primer trimestre del año 2025 (ver **Gráfica 16**, **Gráfica 17** y **Tabla 25)**.

Los recursos que no fueron utilizados se describen de la siguiente manera:

- El saldo no ejecutado durante la vigencia 2025 se explica, en parte, por la no suscripción de algunos contratos de prestación de servicios inicialmente previstos, debido a ajustes en las necesidades operativas y a los tiempos requeridos para adelantar los respectivos procesos de contratación.
- Asimismo, se registró una menor ejecución en los recursos destinados a viáticos y comisiones, debido a que la programación y desarrollo de las actividades durante la vigencia no demandaron su utilización en la magnitud inicialmente prevista, generando una ejecución inferior a la estimada en la planeación presupuestal.

Para la vigencia 2026, con corte 30 de junio, se puede observar un valor de compromisos por $ 638,966,205 equivalente al 79,83% de los recursos asignados durante la vigencia 2026, así mismo observamos que el valor total pago representa un 22,7 % (ver **Gráfica 16**, **Gráfica 17** y **Tabla 25**).

6.2.2 Análisis de los productos, acciones y gestiones realizadas

La DNA de referencia es la presentada en el año 2019 en el Sistema Interconectado Nacional la cuál fue de 51.430 MWh. Sobre esta línea base se previó la reducción del 5% anual tal como se evidencia en la Tabla 26**.**

Tabla 26. *Seguimiento presupuestal 2023-2026*

Indicador	Unidad	Línea Base 2021	Meta 2022	Meta 2023	Meta 2024	Meta 2025	Meta 2026
Demanda No Atendida (DNA)	MWh	48.859	46.416	44.095	41.850	39.796	37.806

Fuente: Elaboración propia

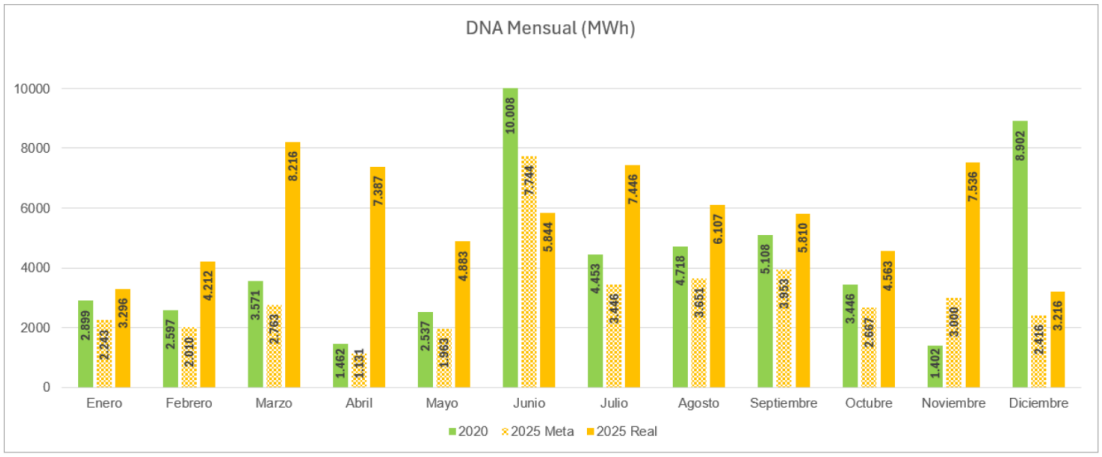
En **2023**, la Demanda No Atendida (DNA) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) alcanzó un total de 61.757 MWh, cifra superior a la meta proyectada. A pesar de este incremento, el comportamiento de la DNA se vio afectado por eventos específicos, particularmente en el mes de mayo, cuando incidentes extremos en Córdoba dispararon las cifras. Hasta abril, la tendencia indicaba que la DNA se mantenía dentro del rango de referencia, pero posteriormente eventos climáticos, como el incremento de lluvias debido al Fenómeno de La Niña, provocaron un aumento en la frecuencia y magnitud de fallas en el sistema eléctrico, lo que impactó el cumplimiento de las metas de reducción del 5% anual.

Las cifras ajustadas de DNA para 2023 reflejan este impacto, mostrando que los eventos programados por mantenimiento y los incidentes fortuitos fueron los principales responsables del incremento. En particular, las lluvias intensas en el último trimestre, tradicionalmente seco, generaron interrupciones imprevistas en diversas regiones. No obstante, el Grupo de Fondos y Gestión del Sector Eléctrico implementó acciones de seguimiento y coordinación con los distintos actores del sector para agilizar el restablecimiento del servicio. Adicionalmente, el análisis sugiere que la estructura radial de ciertas zonas del SIN sigue siendo un factor crítico en la DNA, resaltando la necesidad de continuar con la expansión de la red para reducir vulnerabilidades y mejorar la confiabilidad del sistema.

A través de las acciones adelantadas durante la vigencia **2024**, la DNA se ubicó en 64.567 MWh acumulada, que, aunque se encuentre por encima de las metas establecidas, se tiene que la mayor parte se debió a eventos programados, lo que quiere decir que se están realizando los mantenimientos necesarios para darle mayor calidad y confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional. Al desagregar la DNA por áreas y subáreas se obtiene lo siguiente:

Para 2025 la DNA acumulada asciende a 68.516,9 MWh. Para ir realizando control periódico al comportamiento de la DNA, el grupo GSEC realizó una senda de referencia (barras amarillo claro) sobre el cuál mes a mes se realiza la comparación. En términos generales, los meses presentaron un indicador mayor a lo esperado, especialmente en el mes de abril por 7.387 MWh (ver **Gráfica 18**) donde la cifra de DNA fue muy superior a lo esperado.

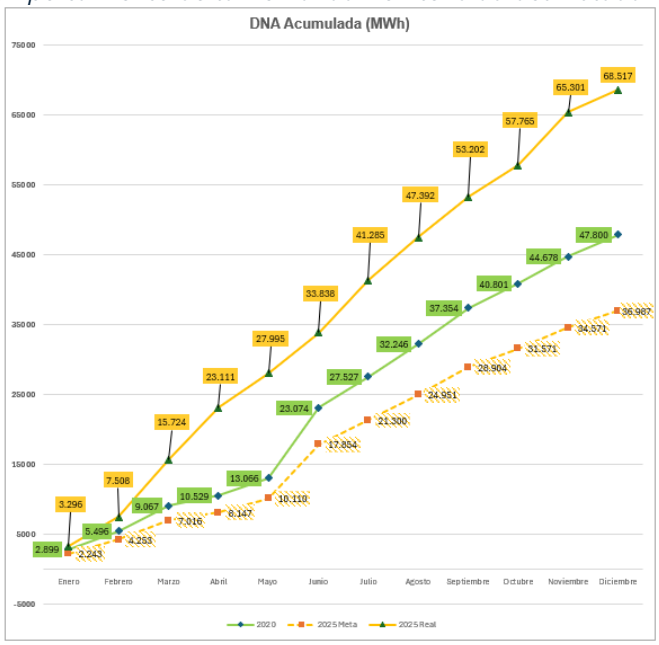
Gráfica 18. *Comportamiento de la Demanda No Atendida mensual 2025*



Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de XM S.A. E.S.P

Adicionalmente, de manera acumulada en la **Gráfica 19** se muestra la demanda mes a mes donde se percibe que siempre se tuvo la DNA por encima de la referencia.

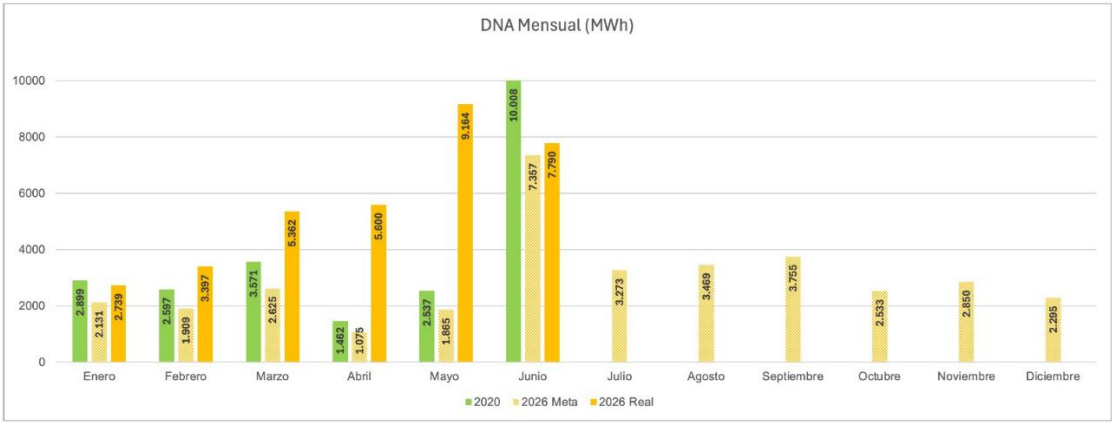
Gráfica 19. *Comportamiento de la Demanda No Atendida acumulada mensual 2025*



Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de XM S.A. E.S.P

Con respecto a 2026, si bien no se cuenta con un panorama completo, a corte de junio de 2026 se cuenta con una DNA de 34.053 MWh. Para ir realizando control periódico al comportamiento de la DNA, el GSEC realizó una senda de referencia (barras amarillo claro) sobre el cuál mes a mes se realiza la comparación (ver **Gráfica 20**).

Gráfica 20. *Comportamiento y proyección de la Demanda No Atendida 2026*



Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de XM S.A. E.S.P

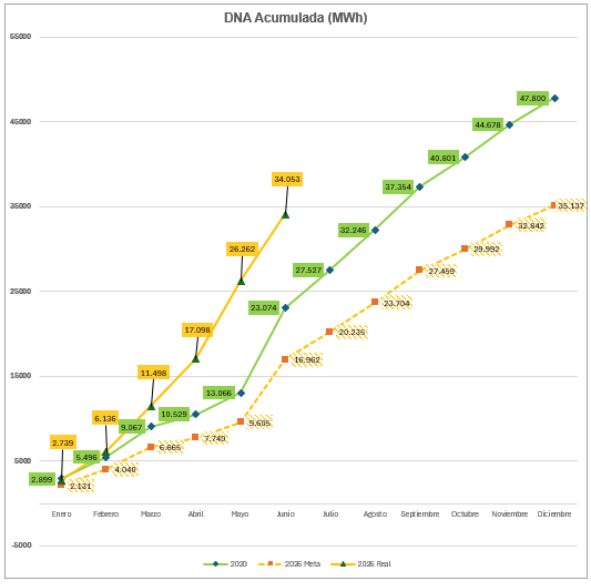
Al realizar un análisis mensual de la Demanda No Atendida (DNA), se observa que a partir de marzo de 2026 se presenta un incremento significativo de este indicador. Este comportamiento este asociado, entre otros factores, a condiciones climáticas que han generado aumentos de temperatura en diversas regiones del país durante el periodo analizado.

Las temperaturas elevadas suelen traducirse en un mayor consumo de energía eléctrica por parte de los usuarios, particularmente debido al incremento en el uso de sistemas de ventilación, aire acondicionado y refrigeración. Como consecuencia, se presentan mayores exigencias operativas sobre la infraestructura eléctrica y sobre la capacidad disponible del sistema, especialmente durante los periodos de máxima demanda. En determinados escenarios, estas condiciones pueden incrementar la probabilidad de restricciones operativas o eventos que impacten la continuidad del suministro, contribuyendo al aumento de la Demanda No Atendida.

En este sentido, los registros observados durante la vigencia 2026 sugieren una correlación entre los incrementos de temperatura registrados en algunas regiones del país y el comportamiento de la DNA, evidenciando la influencia que los factores climáticos pueden ejercer sobre la operación del sistema eléctrico nacional. Esta afirmación cobra fuerza teniendo en cuenta que la DNA no programada es la que mayor porcentaje de participación tiene, con respecto a la DNA total.

Aunado a lo anterior, lo corrido del año el indicador se ha mantenido por encima de la trayectoria esperada para el cumplimiento de la meta establecida, como se muestra en la siguiente **Gráfica 21**.

Gráfica 21. *Comportamiento de la Demanda No Atendida mensual 2026*



Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de XM S.A. E.S.P

El detalle de la información puede consultarse en el **Anexo 4.**

Debe considerarse que el crecimiento sostenido de la demanda nacional, la incorporación de nuevos usuarios, la expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la entrada progresiva de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) han transformado de manera significativa la dinámica operativa del sistema eléctrico. Si bien este proceso representa un avance estructural para el sector, también incrementa la complejidad técnica asociada a la gestión de la confiabilidad y la seguridad del suministro, al introducir nuevas exigencias sobre la infraestructura de generación, transmisión y distribución.

En este contexto, la reducción de la Demanda No Atendida frente a una línea base histórica resulta progresivamente más desafiante, dado que el sistema actual opera bajo condiciones de demanda, cobertura y complejidad significativamente superiores a las existentes al momento de la definición de dicha referencia.

Las acciones desarrolladas en el marco de los programas y estrategias de seguimiento sectorial han contribuido a mitigar riesgos operativos y a preservar niveles adecuados de confiabilidad del sistema. Sin embargo, factores estructurales como el crecimiento de la demanda, la expansión de la infraestructura eléctrica, la integración de nuevas tecnologías de generación y la influencia de variables climáticas continúan representando retos relevantes para el cumplimiento integral de las metas asociadas a este indicador.

En este contexto, el Grupo de Gestión del Sector Eléctrico Colombiano adelantó diversas acciones orientadas al seguimiento de las condiciones de confiabilidad del sistema y a la identificación temprana de riesgos con potencial impacto sobre la atención de la demanda, cuya descripción se amplía en otras secciones del documento, pero que entre otras se pueden destacar las siguientes:

- Seguimiento permanente a la operación del Sistema Interconectado Nacional, mediante la participación en 38 sesiones del Consejo Nacional de Operación (CNO) entre 2023 y mayo de 2026, en las cuales se analizaron restricciones operativas, disponibilidad de generación, condiciones de la red de transmisión y eventos con potencial impacto sobre la atención de la demanda.
- Apoyo técnico al proceso de expansión del sistema eléctrico, participando en la elaboración de los proyectos de resolución mediante los cuales se adoptaron 21 proyectos de expansión entre 2023 y 2025, asociados a una capacidad habilitada de 6.219,9 MW y beneficios económicos estimados en USD 6.242 millones por concepto de reducción de Demanda No Atendida y mejora de la confiabilidad del sistema.
- Seguimiento a la incorporación de nueva capacidad de generación, mediante el monitoreo de la Estrategia 6GW+, alcanzando 4.416,57 MW de capacidad FNCER en operación y pruebas a mayo de 2026, equivalente al 147,2 % de la meta establecida, contribuyendo a fortalecer la suficiencia energética y la capacidad de respuesta del sistema frente al crecimiento de la demanda.
- Monitoreo de alertas regionales y riesgos para la prestación del servicio, incluyendo el seguimiento a las situaciones identificadas en la Región Caribe, el sur de La Guajira, la cuenca del Río Lengupá, la Central Hidroeléctrica Porce III y la Central Hidroeléctrica El Quimbo, permitiendo identificar oportunamente riesgos sobre infraestructura estratégica y formular recomendaciones para su seguimiento institucional.
- Seguimiento a la suficiencia energética y preparación frente al Fenómeno de El Niño 2026-2027, mediante el análisis de variables energéticas, disponibilidad de generación, abastecimiento de combustibles y riesgos operativos, apoyando la identificación temprana de posibles afectaciones sobre la capacidad de atención de la demanda y la confiabilidad del sistema eléctrico nacional.

***Anexo 4**. Datos DNA*

6.3 Proyecto: “Mejoramiento de la calidad y confiabilidad del servicio de energía en los barrios subnormales ubicados en los municipios del sistema interconectado a nivel nacional” BPIN 2018011001045 - PRONE

El Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE creado mediante la Ley 1117 de 2006, consiste en la financiación por parte del Gobierno Nacional de planes, programas o proyectos elegibles de conformidad con las reglas establecidas en el Decreto 1123 de 2008 y las normas que lo sustituyan o complementen, cuya vigencia será igual a la establecida para los diferentes fondos que financien el Programa.

Este será financiado hasta con un 20% del recaudo de los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 1° de la Ley 1117 de 2006 y con los recursos previstos en el artículo 68 de la Ley 1151 de 2007, con los ajustes establecidos en la Resolución CREG-003-2008 y de aquellas que la modifiquen o sustituyan. Estarán a cargo del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC -, quien recaudará de los dueños de los activos del Sistema de Transmisión Nacional -STN- el valor correspondiente y entregará las sumas recaudadas, dentro de los tres (3) días siguientes a su recibo, en la cuenta que para tal propósito determine el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Tiene como objetivo la legalización de usuarios y la adecuación de las redes a los reglamentos técnicos vigentes, en barrios subnormales, situados en municipios del Sistema Interconectado Nacional, SIN. En el caso del Programa de Normalización de Redes Eléctricas, los Operadores de Red serán los encargados de estructurar proyectos de normalización de redes eléctricas en barrios subnormales y estos serán presentados a las convocatorias PRONE que realice el Ministerio de Minas y Energía. Conforme a esto, el área técnica del Ministerio realizará la evaluación técnica y financiera del proyecto y si cumple con los requerimientos previstos en la resolución de la convocatoria, el proyecto será presentado al comité de administración del fondo PRONE para que determinen la asignación de recursos.

El Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, "**Colombia potencia mundial de la vida**", establece un enfoque renovado y estratégico para el sector energético del país, alineado con los principios de sostenibilidad, justicia social y equidad. En miras de fortalecer la infraestructura energética, asegurando que la energía llegue de manera eficiente a todas las regiones del país, especialmente a la ruralidad colombiana en las Zonas No Interconectadas aportando así al bienestar social de las comunidades surge el proyecto de inversión ***"****Mejoramiento de la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica en los barrios subnormales ubicados en los municipios del sistema interconectado a nivel nacional"* fomentando acciones que contribuyen a legalización de usuarios, la adecuación de las redes a los reglamentos técnicos vigentes en barrios subnormales, situados en municipios del Sistema Interconectado Nacional, SIN.

El proyecto de inversión se encuentra asociado a la Transformación Productiva, Internacionalización y Acción Climática, Pilar Transición energética justa, segura, confiable y eficiente; Catalizador Transición energética justa, basada en el respeto a la naturaleza, la justicia social y la soberanía con seguridad, confiabilidad y eficiencia y el Componente Cierre de brechas energéticas.

6.3.1 Ejecución Presupuestal

Tabla 27*. Seguimiento presupuestal PRONE 2023-2026*

PRONE - Mejoramiento de la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica en los barrios subnormales ubicados en los municipios del sistema interconectado a nivel nacional

Objetivo: Aumentar la capacidad de la infraestructura frente al incremento de la demanda del servicio de energía eléctrica						
Vigencia	**Apropiación Inicial**	**Apropiación Vigente**	**Compromiso**	**Obligado**	**Pago**	**Reserva Vigencia n-1 paga en Vigencia n**
2023	$114,167,800,000	$114,167,800,000	$29,242,081,608.00	$1,188,477,105.00	$1,188,477,105.00	$50.798.351.214,50
2024	$159,314,000,000	$159,314,000,000	$36,461,021,693.50	$3,440,910,324.00	$3,416,003,025.00	$18.575.703.921,00
2025	$222,821,000,000	$104,072,544,926	$102,809,629,091.00	$7,632,674,323.50	$7,623,774,323.50	$8.304.145.261,50
2026	$140,000,000,000	$115.590.778.921	$99,220,800.394	$616.643.023	$600.143.023	$47.028.710.957,00

Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de las matrices de Seguimiento PAE Vig 2023, 2024, 2025 y 2026.

Respecto a la ejecución presupuestal del proyecto de inversión se tiene que **para el año 2023** como se evidencia en la (ver **Tabla 27** y **Gráfica 22**) se tienen compromisos por un valor de **$29.242.081.608** equivalente a un 25,61% (ver **Gráfica 23**) del valor total vigente, de los cuales **$18,508,949,698.00** corresponden a la financiación de los 15 proyectos de Normalización de redes eléctricas aprobados en el comité CAPRONE 36 de 2023 y la contratación de profesionales, tiquetes y viáticos para hacer el seguimiento a la ejecución de proyectos por **$1.301.885.308,00**.

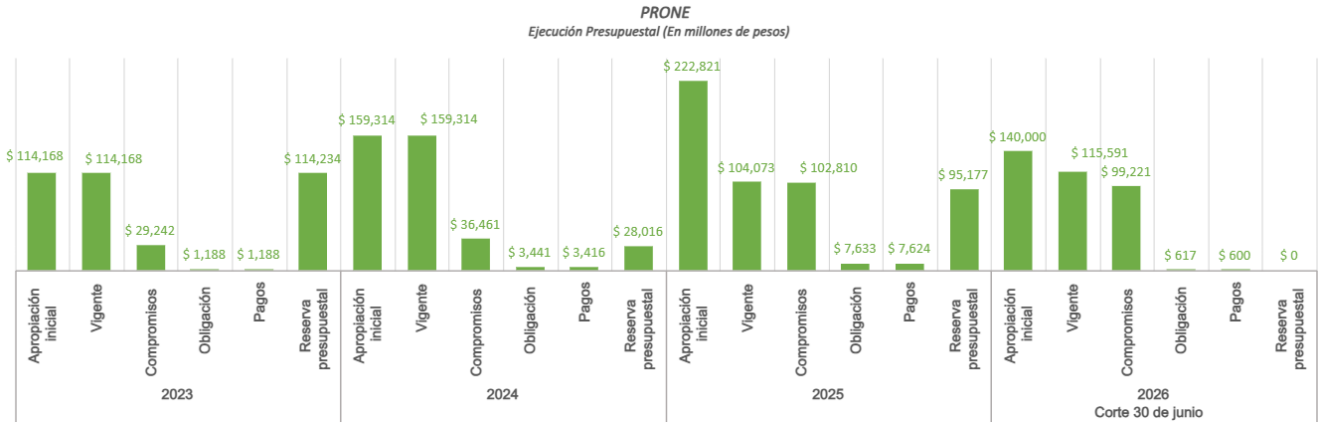
Con respecto a la vigencia 2024 se evidencian compromisos por valor de **$36.461.021.693,50** equivalente al 22,89% de los recursos asignados durante la vigencia, de los cuales **$7.403.579.879,00** correspondieron a los pagos de los hitos programados para la vigencia en mención de los contratos suscritos en 2023, debido al no cumplimiento de los hitos de pago de los ejecutores (Operadores de Red) para la vigencia 2024, así mismo **$3.525.334.347,00** se comprometieron para la contratación de profesionales, tiquetes y viáticos para hacer el seguimiento a la ejecución de proyectos (ver **Tabla 27**, **Gráfica 22** y **Gráfica 23**).

Durante la vigencia 2025 se constituyeron compromisos por **$102,809,629,091.00**, equivalente al 98,79% de los recursos asignados, de los cuales **$ 3.453.033.162,00** corresponden a la contratación de profesionales, tiquetes y viáticos para hacer el seguimiento a la ejecución de proyectos y **$98.324.508.674,00** para la financiación de los proyectos aprobados en las vigencias 2023 y 2025. De estos, **$87,219,138,856.00** corresponden a la financiación de los 30 proyectos de Normalización que incluyen sistemas de autogeneración a pequeña escala, aprobados por los comités CAPRONES 40 y 41 de 2025, mientras que **$11,105,369,818.00** corresponden a los compromisos de pago de los proyectos aprobados en la vigencia 2023 (ver **Tabla 27**, **Gráfica 22** y **Gráfica 23**).

Finalmente, con respecto a la **vigencia 2026** se cuenta con un compromiso por **$99,220,855,394.00**, equivalente al 85,84% de los recursos asignados. De este valor, **$96,301,510,773.00** corresponden a los compromisos de pago de los proyectos aprobados en la vigencia 2025 y **$2.919.344.621,00** para la contratación

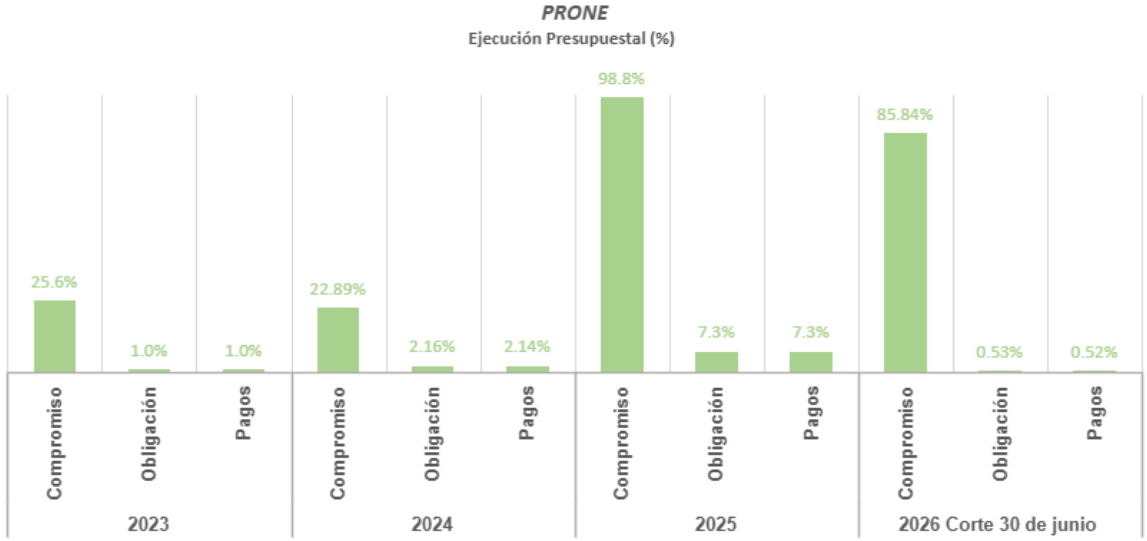
de profesionales, tiquetes y viáticos para hacer el seguimiento a la ejecución de proyectos (ver **Tabla 27**, **Gráfica 22** y **Gráfica 23**).

***Gráfica 22**. Ejecución presupuestal PRONE (en millones de pesos)*



Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de las matrices de Seguimiento PAE Vig 2023, 2024, 2025 y 2026

***Gráfica 23**. Ejecución presupuestal PRONE (porcentual)*



Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de las matrices de Seguimiento PAE Vig 2023, 2024, 2025 y 2026

6.3.2 Análisis de los productos, acciones y gestiones realizadas

Para el año 2023, el Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución 40440 del 29 de junio del 2023 dio apertura a la Convocatoria PRONE 001 de 2023 *"Por la cual se convoca a los Operadores de Red del servicio de energía eléctrica para presentar Planes, Programas y/o Proyectos de Normalización de Redes Eléctricas, para la adjudicación de recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas — PRONE, así como para llevar a cabo su desarrollo",* a la cual se presentaron 43 proyectos por las empresas AIR-E, AFINIA y EMSA. De los proyectos presentados **15 proyectos cumplieron** con los requisitos dispuestos en la Resolución 40440, los cuales fueron remitidos al comité CAPRONE 36 quienes aprobaron su financiación con cargo a recursos de las vigencias 2023, 2024 y 2025 y por consiguiente fueron contratados con las mismas empresas que los presentaron.

En la **Tabla 28**, se relacionan los proyectos contratados en la vigencia **2023** financiados con el Fondo PRONE.

***Tabla 28**. Proyectos financiados por el fondo PRONE - 2023*

Contrato	Departamento	Municipio	Usuarios	Valor Total Proyecto
GGC-1207-2023	Bolívar	Turbana	167	$1,356,207,551
GGC-1180-2023	Meta	Villavicencio	1920	$15,179,700,490
GGC-1183-2023	Bolívar	Turbana	32	$227,718,726
GGC-1189-2023	Bolívar	Turbana	90	$782,314,150
GGC-1191-2023	Bolívar	Santa Rosa	159	$1,093,120,805
GGC-1193-2023	Sucre	Sincelejo	504	$3,123,858,389
GGC-1195-2023	Bolívar	Turbana	66	$467,036,439
GGC-1200-2023	Bolívar	Santa Rosa	47	$358,015,202
GGC-1201-2023	Sucre	Sincelejo	352	$2,105,932,619
GGC-1202-2023	Meta	Granada	774	$5,899,481,457
GGC-1204-2023	Bolívar	Turbana	161	$1,213,428,493
GGC-1205-2023	Bolívar	Cicuco	73	$573,184,300
GGC-1208-2023	Bolívar	Turbana	96	$1,195,522,827
GGC-1211-2023	Sucre	Sincelejo	121	$861,671,499
GGC-1212-2023	Bolívar	Santa Rosa	290	$2,580,706,448

Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, **durante la vigencia 2024** a través de la **Resolución Nro. 40310 del 08 de agosto de 2024** *"(...) se convocó a los Operadores de Red del servicio de energía eléctrica para presentar Planes, Programas y/o Proyectos de Normalización de Redes Eléctricas, para la adjudicación de recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas — PRONE, así como para llevar a cabo su desarrollo"*, en esta, **se postularon 31 proyectos**, los cuales fueron evaluados y el día 16 de septiembre de 2024 se emitió el informe definitivo de evaluación de los

proyectos teniendo como resultado que **ninguno cumplió con la totalidad de los requisitos técnicos, administrativos y financieros solicitados.**

Paralelamente, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público expidió la Circular Nro. 023 de 2024 por medio de la cual "*Se restringe la recepción de solicitudes de trámite de autorización de vigencias futuras con "afectación en la vigencia 2025*", hasta tanto no se defina el Presupuesto General de la Nación 2025, aprobado el 18 de diciembre de 2024 mediante Decreto 1523 de 2024.

No obstante, atendiendo la importancia del gobierno nacional para normalizar el servicio de los usuarios que se ubican en los barrios subnormales, entendiendo los tiempos y movimientos del proceso de estructuración, convocatoria, evaluación y contratación de proyectos, con la debida celeridad y diligencia, la entidad procedió con la elaboración de una **nueva convocatoria PRONE Nro. 002 de 2024** acorde a los lineamientos emitidos en el **Decreto 1023 de 2024** para la incorporación de Sistemas de Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) que aportan a la sostenibilidad de proyectos que atiendan a la normalización de redes, legalización de usuarios y generación de energía mediante fuentes no convencionales de energía y con la que se pretendía comprometer el recurso del fondo destinado para tal fin, para así, posteriormente, proceder con la solicitud de expedición de vigencias futuras para los proyectos que resultaran aprobados con viabilidad técnica y financiera.

Bajo este contexto y considerando que los proyectos susceptibles de financiación con recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas-PRONE superan la vigencia fiscal, es decir que el plazo de ejecución oscila entre los 18 y 24 meses, la financiación de los mismos implica en todos los casos realizar el trámite presupuestales de solicitud de vigencias futuras ordinarias que pasan por flujo de aprobación interno, posteriormente al Departamento Nacional de Planeación y luego al Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Así las cosas, pese a que en el mes de octubre ya se contaba con los documentos soporte de la nueva convocatoria PRONE Nro. 02 de 2024, al considerar el tiempo que implica el trámite de solicitud de vigencias que se ha manejado históricamente y con ocasión a la expedición de la **Circular 023 del MHCP** en la que se **restringió el trámite de las vigencias futuras** que aproximadamente tarda alrededor de tres meses, no era factible iniciar los trámites de convocatoria y contratación en el mismo periodo dado que la solicitud y expedición de vigencias futuras superaban la vigencia fiscal, lo que imposibilitaba apalancar y asegurar la sostenibilidad de los proyectos.

Con el fin de realizar los trámites presupuestales para el manejo de los recursos del proyecto, el 15 de noviembre de 2024 se envió correo electrónico a la Oficina de Planeación y Gestión Internacional con la información propuesta de los recursos susceptibles de aplazamiento, para que realizará los trámites con el MHCP para que el CONFIS emitiera la decisión correspondiente para el aplazamiento.

Adicionalmente, **durante la vigencia 2024** se realizó seguimiento presupuestal a los proyectos de normalización en ejecución, con corte a 31 de diciembre de 2024 y se trabajó en la reglamentación del Decreto 1023 de 2024 ***"****Por el cual se adiciona la Subsección 3.4. a la Sección 3 del Capítulo 3 del Título I - Libro 2 del Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015, en cuanto se reglamenta el artículo 1 de la Ley 1117 del 2006"* en el que se reglamentan los **sistemas de autogeneración a pequeña escala** a partir de **fuentes no convencionales de energía** - AGPE en el programa de **normalización de redes eléctricas,** publicado el 12 de agosto de 2024, lo anterior, en el marco de lo descrito en el **artículo 238 del Plan Nacional de Desarrollo 2022 – 2026** por el cual se modifica el artículo 1 de la Ley 1117 de 2006 en donde indica que *"El Ministerio de Minas y Energía, en un término no superior a seis (6) meses a partir de la expedición de la presente Ley, reglamentará la incorporación de los sistemas de autogeneración a pequeña escala, a los cuales hace referencia este artículo"* como una apuesta alineada a la visión de los objetivos de desarrollo sostenible, específicamente, el "***Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna***" , lo que supone que bajo todos los frentes de acción de Ministerio se acelere *"(...)la transición hacia un sistema energético asequible, seguro y sostenible al invertir en energías renovables, priorizar la implementación de prácticas de eficiencia energética y adoptar tecnologías e infraestructuras de energía limpia"*

Durante el año 2025, se adelantaron todas las gestiones administrativas, técnicas, financieras y jurídicas necesarias para expedir dos convocatorias públicas de alcance nacional las cuales se relacionan en la **Tabla 29**.

Tabla 29*. Convocatorias PRONE - 2025*

Convocatoria Pública	Acto administrativo
Convocatoria PRONE 001 de 2025	Resolución 40243 del 03 de junio de 2025 "*Por la cual se convoca a los Operadores de Red del servicio de energía eléctrica para presentar Planes, Programas y/o Proyectos de Normalización de Redes Eléctricas incluyendo sistemas de Autogeneración a Pequeña Escala, para la adjudicación de recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE 001, así como para llevar a cabo su desarrollo*"
Convocatoria PRONE 002 de 2025	Resolución 40432 del 25 de septiembre de 2025 "*Por la cual se convoca a los Operadores de Red del servicio de energía eléctrica para presentar Planes, Programas y/o Proyectos de Normalización de Redes Eléctrica incluyendo sistemas de Autogeneración a Pequeña Escala, para la adjudicación de recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE 002, así como para llevar a cabo su desarrollo.*"

Fuente: Elaboración propia.

Conforme a lo anterior, **en el primer semestre de ese año**, se lanzó la convocatoria **PRONE 001-2025** expedida a través de la resolución 40243 del 3 de junio de 2025 "*Por la cual se convoca a los Operadores de Red del servicio de energía eléctrica para presentar Planes, Programas y/o Proyectos de Normalización de Redes Eléctricas incluyendo sistemas de Autogeneración a Pequeña Escala, para la adjudicación de recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE 001, así como para llevar a cabo su desarrollo*".

Una vez finalizada la convocatoria y revisados y verificados los proyectos presentados, el 19 de agosto se publicó el informe final de evaluación especificando los **proyectos FAVORABLES**, que, para el caso, **correspondieron a cinco (5) proyectos**, dos (2) de ellos presentados por la Electrificadora del Huila y tres (3) por la empresa Centrales Eléctricas de Nariño. En continuación con las gestiones respectivas, los mismos fueron presentados en el comité de administración del PRONE (CAPRONE) N° 40, realizado el 25 de agosto de 2025 para la aprobación de la contratación de estos.

Aunado a lo anterior, en paralelo al proceso de gestión administrativa para la financiación y contratación de los proyectos favorables de la convocatoria PRONE 001-2025, se realizó una **segunda Convocatoria PRONE 002-2025** a través de la Resolución 40432 "*Por la cual se convoca a los Operadores de Red del servicio de energía eléctrica para presentar Planes, Programas y/o Proyectos de Normalización de Redes Eléctricas incluyendo sistemas de Autogeneración a Pequeña Escala, para la adjudicación de recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE 002, así como para llevar a cabo su desarrollo*".

Una vez finalizada la convocatoria y revisados y verificados los proyectos presentados, el 20 de octubre de 2025 se publicó el informe final de evaluación especificando los **proyectos FAVORABLES**, que, para el caso, **correspondieron a veinticinco (25) proyectos**, uno (1) de ellos presentado por la Electrificadora del Meta y veinte cuatro (24) por la empresa Air-e. En continuación con las gestiones respectivas, los mismos fueron presentados en el comité de administración del PRONE (CAPRONE) N° 41, realizado el 4 de noviembre de 2025 para la aprobación de la contratación de estos.

Gracias a estos esfuerzos institucionales liderados desde la Dirección de Energía Eléctrica, a través de dos Comités de Administración del Fondo (CAPRONE 40 y CAPRONE 41) se aprobó la contratación de **30 proyectos de energización**, destinados a la **normalización de redes en barrios subnormales,** incluyendo la expansión y modernización de infraestructura eléctrica en territorios con rezagos históricos en acceso al servicio público de energía.

Un aspecto especialmente relevante es que estas convocatorias posicionaron al programa como pionero en la **incorporación de proyectos de normalización que integran sistemas de autogeneración a pequeña escala,** una innovación que permite mejorar la confiabilidad del servicio, avanzar en la diversificación de la matriz energética y promover soluciones sostenibles en comunidades donde la infraestructura tradicional presenta limitaciones.

La **inversión total** asociada a los proyectos contratados asciende a **$183.520.649.629**, recursos que permitirán ejecutar obras de alto impacto social y técnico en los territorios priorizados y como resultado, se beneficiarán **10.990 usuarios**, quienes podrán acceder a un servicio eléctrico formal, seguro y continuo en el Sistema Interconectado Nacional-SIN, habilitando condiciones para el desarrollo económico, educativo y comunitario de los territorios beneficiados.

En la **Tabla 30** se consolida la información general de los proyectos contratados durante la vigencia.

***Tabla 30**. Proyectos financiados por el fondo PRONE - 2025*

Contrato	Departamento	Municipio	Barrio	Usuarios	Valor Total Proyecto
GGC-2112-2025	Meta	Puerto Gaitán	Mi Ranchito La Bendicion Semana Santa - Sector Mi Ranchito	2.006	$35.043.411.741,00
GGC-2138-2025	Atlántico	Luruaco	Diecinueve De Marzo	184	$3.204.574.977,00
GGC-2139-2025	Atlántico	Repelón	Cien Pesos Rural	142	$2.894.664.369,00
GGC-2140-2025	Atlántico	Malambo	El Espinal	106	$2.409.272.960,00
GGC-2141-2025	Atlántico	Luruaco	El Progreso Etapa 2	52	$854.509.959,00
GGC-2116-2025	La Guajira	Fonseca	El Retiro Ii	161	$2.830.238.030,00
GGC-2128-2025	La Guajira	Fonseca	Doce De Octubre	456	$8.697.237.664,00
GGC-2142-2025	Atlántico	Manatí	La Inmaculada	235	$3.840.255.015,00
GGC-2130-2025	La Guajira	Uribia	Enrique Ipuana	237	$5.603.820.410,00
GGC-2119-2025	La Guajira	Uribia	Fonseca Siosi	73	$1.445.962.067,00
GGC-2143-2025	Magdalena	Sitionuevo	El Viejo	304	$5.107.749.192,00
GGC-2136-2025	Atlántico	Campo De La Cruz	Ocho De Febrero	183	$3.176.256.489,00
GGC-2137-2025	Magdalena	Ciénaga	Jorge Eliecer Gaitan	446	$7.141.183.715,00
GGC-2120-2025	La Guajira	Maicao	Parrantial Rural Y Villa Sandra	354	$7.793.866.288,00
GGC-2133-2025	Atlántico	Repelón	Las Palmas	235	$4.284.929.684,00
GGC-2121-2025	La Guajira	Maicao	Oscar Mejia	198	$3.486.717.488,00
GGC-2134-2025	Magdalena	El Piñón	Las Pavitas	134	$2.917.271.353,00
GGC-2122-2025	La Guajira	San Juan Del Cesar	Loma Fresca	109	$2.086.609.097,00
GGC-2123-2025	La Guajira	Fonseca	Ocho De Enero	278	$4.470.245.528,00
GGC-2124-2025	La Guajira	Maicao	Simon Bolivar	156	$2.594.524.216,00
GGC-2135-2025	Atlántico	Manatí	Urb La Felicidad	323	$5.497.613.899,00
GGC-2125-2025	La Guajira	Uribia	Patio Bonito	200	$3.514.224.914,00
GGC-2126-2025	La Guajira	Maicao	Urb Zenu Miguel Lora	174	$3.079.555.568,00
GGC-2127-2025	La Guajira	Uribia	Villa Fausta	347	$6.464.328.722,00
GGC-2129-2025	La Guajira	Maicao	Urb Daissy Hernandez	220	$3.721.212.418,00
GGC-1954-2025	Huila	Algeciras	Alamos	165	$3.721.780.723,00
GGC-1955-2025	Huila	Algeciras	Centenario	179	$4.942.687.877,00
GGC-1959-2025	Nariño	Ipiales	Las Americas, Los Chilos, Tusandola, Las Cruces, La Esmeralda, Yerbabuena, El Placer Y El Tejar	1830	$23.395.690.054,00

Contrato	Departamento	Municipio	Barrio	Usuarios	Valor Total Proyecto
GGC-1957-2025	Nariño	Pupiales	La Union, San Francisco Y La Granja	607	$7.187.907.356,00
GGC-1958-2025	Nariño	San Andrés De Tumaco	El Triunfo, La Libertad Y Los Angeles	896	$12.112.347.856,00
Total				**10.990**	**$183.520.649.629**

Fuente: Elaboración propia

Durante la **vigencia 2026**, los esfuerzos institucionales se orientaron principalmente a la consolidación y elaboración del Manual Operativo de FONENERGIA, documento orientado a definir los requisitos, procedimientos y lineamientos para la presentación, evaluación, viabilización y financiación de proyectos, así como los potenciales beneficiarios, las entidades habilitadas para presentar iniciativas y demás aspectos necesarios para la operación del Fondo.

Adicionalmente, si bien no se publicaron convocatorias del Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE) durante la vigencia, se avanzó en la estructuración de tres proyectos de convocatoria: uno orientado a la financiación de proyectos integrales de normalización de redes eléctricas y autogeneración a pequeña escala (AGPE), un segundo dirigido exclusivamente a proyectos de normalización de redes eléctricas y un tercero, igualmente enfocado en normalización de redes, bajo el esquema de operación de FONENERGIA y las disposiciones previstas para el funcionamiento del Fondo. No obstante, al no publicarse dichas convocatorias, no fue posible contratar proyectos ni generar compromisos presupuestales asociados a esta línea de inversión durante la vigencia.

Asimismo, una parte importante de los recursos disponibles se encuentra comprometida con proyectos adjudicados y en ejecución de vigencias anteriores, mientras que los recursos no comprometidos se proyectan como fuente de financiación para los instrumentos y mecanismos que serán implementados a través del FONENERGIA.

En este contexto, la gestión de la vigencia estuvo enfocada en garantizar las condiciones técnicas, jurídicas y administrativas necesarias para la transición hacia el nuevo esquema institucional de financiación, fortaleciendo las capacidades del sector para la ejecución futura de proyectos de energización y normalización eléctrica.

Para más detalle de los contratos suscritos durante las vigencias 2023 y 2025 revisar el **Anexo 5**.

Anexo 5. *Base de datos de contratos*

6.4 Proyecto: “Fortalecimiento de los lineamientos de política pública para lograr la universalización del servicio de energía eléctrica de manera justa y eficiente nacional” BPIN 202300000000359 - PNER

El Ministerio de Minas y Energía dentro de su visión ha establecido la transición energética justa, segura, confiable y eficiente, permitiendo de esta manera el cierre de brecha, la mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de la implementación de los proyectos. Es por ende parte de la visión estratégica de la Dirección de Energía Eléctrica -DEE.

Así mismo una de las funciones de la Dirección es la elaboración e implementación del Plan Nacional de Electrificación Rural, articulándose con sus entidades adscritas como el IPSE y la UPME. El proyecto de inversión se hace necesario al tener como parte de sus objetivos el trazar las líneas de política pública que se hacen necesarias para encaminar al sector bajo un mismo objetivo, tener metodologías de focalización y priorización transversales al acceso de energía y dictar las líneas de política necesarias para crear marcos normativos y regulatorios que permitan una participación más activa del sector privado y una formulación más ágil y eficiente de los proyectos de acceso a energía.

El alcance de este proyecto no solo se limita a las metas del Plan Nacional del Desarrollo bajo las cuales el Ministerio a través de la Dirección de Energía Eléctrica busca llevar servicio de energía eléctrica a 145.000 nuevos usuarios con recursos públicos y privados, sino que el fin último es lograr establecer la hoja de ruta para la universalización del servicio de energía eléctrica en el territorio nacional llegando a las aproximadamente 1.050.000 viviendas rurales que aún no cuentan con el servicio de energía a 2031. Es importante mencionar que a 2023 el proyecto del PNER se asociaba al BPIN 2020011000140, sin embargo, para 2024 se creó un nuevo proyecto de inversión que cuenta con una línea estratégica más amplia alineada con las apuestas nacionales del gobierno de la paz.

6.4.1 Ejecución Presupuestal

Tabla 31. *Seguimiento presupuestal PNER 2024-2026*

PNER - Mejoramiento en la disminución de las brechas de acceso a energía asequible y limpia a nivel nacional						
Objetivo: Incrementar la capacidad de la infraestructura frente al incremento de la demanda del servicio de energía eléctrica.						
Vigencia	**Apropiación Inicial**	**Apropiación Vigente**	**Compromiso**	**Obligado**	**Pago**	**Reserva Vigencia n-1 paga en Vigencia n**
2024	$ 559.410.000	$ 559.410.000	$ 407.630.052	$ 401.132.112	$ 401.132.112	N/A
2025	$ 689.000.000	$ 689.000.000	$ 600.081.206	$ 599.829.716	$ 599,829.716	$ 6,497,940
2026	$ 1.131.338.000	$ 1.131.338.000	$ 721.841.833	$ 266.199.434	$ 266.199.434	$ 251,490

Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de las matrices de Seguimiento PAE Vig 2024, 2025 y 2026

El proyecto de inversión **"Mejoramiento en la disminución de las brechas de acceso a energía asequible y limpia a nivel nacional"** tiene como objetivo incrementar la capacidad de la infraestructura frente al crecimiento de la demanda del servicio de energía eléctrica, mediante la financiación de proyectos orientados a ampliar el acceso, fortalecer la infraestructura eléctrica y promover soluciones energéticas sostenibles en el territorio nacional. En este contexto, el seguimiento presupuestal (ver **Tabla 31**) constituye una herramienta fundamental para verificar la oportunidad en la ejecución de los recursos y el cumplimiento de las metas institucionales asociadas al cierre de brechas energéticas.

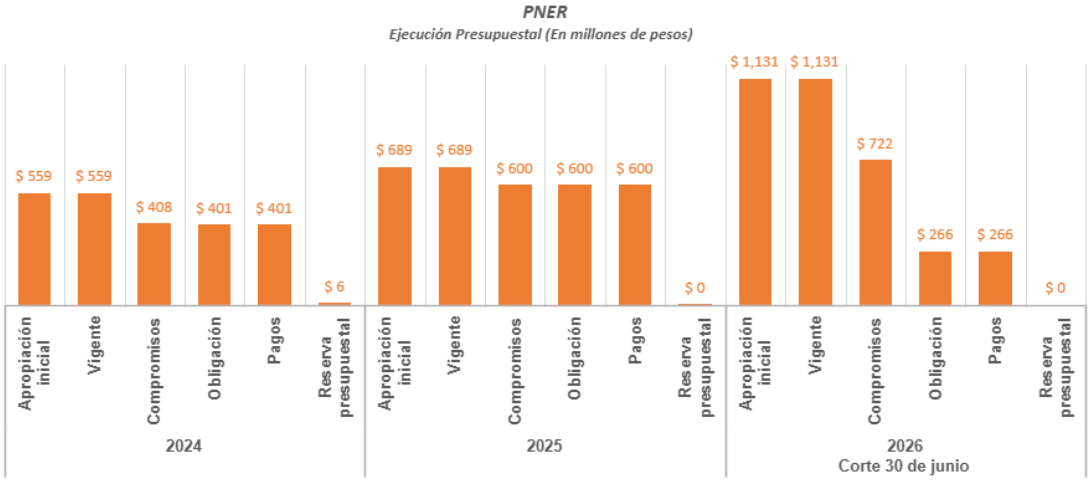
Con respecto a la vigencia 2024, el proyecto inició su ejecución con una apropiación inicial y vigente de **$559.410.000**. Durante la vigencia se comprometieron **$407.630.052**, equivalentes al **72,87 %** del presupuesto disponible, mientras que las obligaciones y los pagos ascendieron a **$401.132.112**, alcanzando una ejecución financiera del **98,41 %** respecto a los recursos comprometidos. Este comportamiento evidencia una adecuada planeación de la ejecución y una eficiente gestión financiera, permitiendo la materialización de las primeras actividades del proyecto. Los recursos estuvieron orientados principalmente al fortalecimiento de los procesos de formulación, estructuración y evaluación de iniciativas para la ampliación del acceso a la energía, el desarrollo de instrumentos técnicos para la identificación de brechas territoriales, el acompañamiento a entidades territoriales y operadores del sector, y la consolidación de información estratégica para la priorización de inversiones en infraestructura energética. Estas actuaciones se alinearon con la política sectorial de democratización energética y con las estrategias nacionales dirigidas a ampliar la cobertura del servicio y promover soluciones energéticas sostenibles.

Con respecto a la vigencia 2025, el proyecto registró una apropiación inicial y vigente de **$689.000.000**, superior a la asignada en la vigencia anterior, reflejando el fortalecimiento del proyecto dentro de la programación presupuestal del Ministerio. Al cierre de la vigencia se alcanzaron compromisos por **$600.081.206**, correspondientes al **87,09 %** del presupuesto disponible, mientras que las obligaciones y los pagos ascendieron a **$599.829.716**, equivalentes al **99,96 %** de los recursos comprometidos. Este nivel de ejecución evidencia una gestión presupuestal altamente eficiente y una adecuada programación de las actividades financiadas. Durante esta vigencia se consolidaron acciones relacionadas con el fortalecimiento de los instrumentos de planeación para la electrificación rural, la estructuración de proyectos destinados a disminuir las brechas de acceso a energía asequible y limpia, el acompañamiento técnico a las entidades territoriales y operadores de red, así como el desarrollo de actividades de soporte para la implementación de la política de transición energética y democratización del acceso al servicio de energía eléctrica. De igual manera, el proyecto contribuyó a generar capacidades institucionales para la identificación y priorización de

inversiones orientadas a poblaciones con mayores niveles de vulnerabilidad energética.

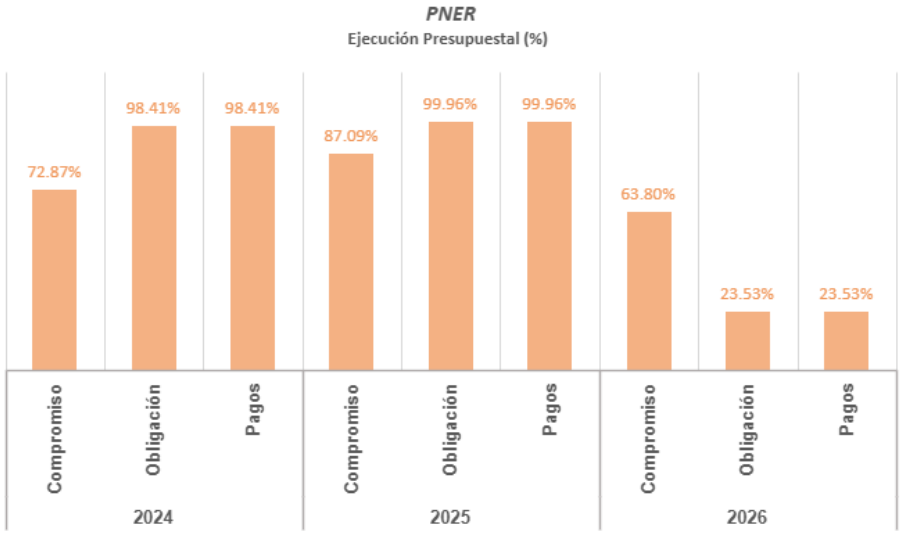
Con respecto a la vigencia 2026, con corte al **30 de junio**, el proyecto presenta una apropiación inicial y vigente de **$1.131.338.000**, lo que representa un incremento cercano al **64 %** respecto de la vigencia 2025, evidenciando el fortalecimiento presupuestal del proyecto y su importancia dentro de la estrategia institucional para el cierre de brechas energéticas. Durante este período se registran compromisos por **$721.841.833**, equivalentes al **63,80 %** del presupuesto disponible, mientras que las obligaciones y pagos ascienden a **$266.199.434**, correspondientes al **23,53 %**. Este comportamiento es consistente con la dinámica de ejecución observada durante los primeros meses de la vigencia, en los cuales se adelantan los procesos de contratación y formalización de compromisos, mientras que la ejecución financiera se incrementa progresivamente conforme avanza la ejecución de los contratos. Los recursos comprometidos han permitido dar continuidad a las actividades de estructuración y acompañamiento técnico de proyectos, fortalecer los mecanismos de planeación y seguimiento para la disminución de las brechas de acceso a la energía, apoyar la implementación de estrategias orientadas a la universalización del servicio de energía eléctrica y consolidar la articulación institucional requerida para la financiación de iniciativas mediante los instrumentos del sector, en concordancia con los lineamientos de la política de transición energética y democratización del acceso a la energía impulsada por el Gobierno Nacional.

***Gráfica 24**. Ejecución presupuestal PNER (en millones de pesos)*



Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de las matrices de Seguimiento PAE Vig 2024, 2025 y 2026

***Gráfica 25**. Ejecución presupuestal PNER (porcentual)*



Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de las matrices de Seguimiento PAE Vig 2024, 2025 y 2026

6.4.2 Análisis de los productos, acciones y gestiones realizadas

Bajo este proyecto de inversión se realizaron varias acciones para la reducción de la brecha energética. Estas fueron:

En la vigencia 2023 se realizó la actualización del Plan Nacional de Electrificación Rural para lo cual se expidió la resolución Nro. 40774 de 2023 "*Por la cual se actualiza el Plan Nacional de Electrificación Rural-PNER para las Zonas No Interconectadas-ZNI y para el Sistema Interconectado Nacional-SIN*".

En la vigencia 2024 como parte de los ejercicios de divulgación y socialización del Plan Nacional de Electrificación Rural-PNER con los diferentes grupos de interés, en la vigencia se realizaron cinco (5) socializaciones a entes territoriales, operadores de red y beneficiarios (Comunidades étnicas) a 184 participantes. En dichos espacios se les realizó la socialización de las diferentes estrategias para la universalización del servicio, los procesos para la asignación de los recursos, criterios para la priorización del recurso, resultados de las fuentes de financiación, operatividad de cada estrategia.

Considerando la importancia y compromiso del gobierno nacional con la paz y todas las acciones asociadas, en 2024, las indicaciones del señor Ministro, Director de Energía y el alto nivel directivo, buscaron la actualización integral del Plan, para lo cual, se realizaron varias mesas de trabajo que buscaban la actualización del PNER desde el componente conceptual y datos (líneas base y proyecciones) de soporte que permitieran contar con la hoja de ruta que reflejara la realidad de cobertura de energía en el territorio nacional, en las que se revisaron los siguientes temas:

- **Internas:** A nivel sectorial con la Unidad de Planeación Minero-Energética-UPME en diversas mesas de trabajo se revisó la actualización de la línea base de las viviendas sin el servicio de energía eléctrica con la revisión del cálculo del Índice de Energía Eléctrica-ICEE, simultáneamente se realizaron mesas de trabajo con la superintendencia para revisar la medición de las viviendas energizadas. A nivel Ministerio, se trabajó con varias dependencias internas con las que se revisaron proyección de metas y costeos internos para lograr aumentar la meta de viviendas con servicio de energía.

- **Externas:** Se revisó con la Unidad de Implementación del Acuerdo de Paz y el Departamento Nacional de Planeación, el procedimiento para la actualización del Plan Nacional Sectorial.

A diciembre de 2024 quedó un documento con avances importantes para la actualización del Plan.

Como resultado del ejercicio conjunto, liderado desde el Grupo de Fondos y Gestión del Sector Eléctrico Colombiano a diciembre de 2025, se publicó la

resolución **Nro. 40631 del 29 de diciembre de 2025** "*Por la cual se adopta el Plan Nacional de Electrificación Rural-PNER para las Zonas No Interconectadas-ZNI y para el Sistema Interconectado Nacional*" en el que se incorporan disposiciones para la inclusión del Capítulo Étnico del Acuerdo Final para la Terminación del Conflicto y la Construcción de una Paz Estable y Duradera.

En la vigencia 2026 se articuló con DNP, ART y Vicepresidencia la estructuración del plan de acción del Plan Nacional Sectorial, el cual fue cargado en la plataforma SIIPO posterior a las aprobaciones de las entidades nacionales competentes.

6.5 Proyecto: "Ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas –ZNI en el territorio nacional" BPIN 2022011000082 - FAZNI

El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas fue creado en los artículos 81 al 83 de la Ley 633 de 2000 con una vigencia a 31 de diciembre de 2007; posteriormente la Ley 1099 de 2006 prolonga su vigencia hasta 31 de diciembre de 2014 y es reglamentado medio del Decreto Reglamentario 1124 de 2008.

El objetivo del FAZNI es financiar los planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en las zonas no interconectadas (ZNI), de acuerdo con la ley y con las políticas de energización que para las zonas no interconectadas ha determinado el Ministerio de Minas y Energía, conforme con los lineamientos de política establecidos por el Consejo Nacional de Política Económica y Social en documentos tales como los Documentos Conpes 3108 de 2001 y 3453 de 2006, para financiar planes, programas y/o proyectos priorizados de inversión para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas No Interconectadas.

El Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, "**Colombia potencia mundial de la vida**", establece un enfoque renovado y estratégico para el sector energético del país, alineado con los principios de sostenibilidad, justicia social y equidad. En miras de fortalecer la infraestructura energética, asegurando que la energía llegue de manera eficiente a todas las regiones del país, especialmente a la ruralidad colombiana en las Zonas No Interconectadas aportando así al bienestar social de las comunidades surge el proyecto de inversión ***"Ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas – ZNI en el territorio Nacional***" fomentando el uso de energías no convencionales con infraestructura energética en las zonas no interconectadas (ZNI).

El proyecto de inversión se encuentra asociado a la Transformación Productiva, Internacionalización y Acción Climática, Pilar Transición energética justa, segura,

confiable y eficiente; Catalizador Transición energética justa, basada en el respeto a la naturaleza, la justicia social y la soberanía con seguridad, confiabilidad y eficiencia y el Componente Cierre de brechas energéticas.

6.5.1 Ejecución Presupuestal

Tabla 32. *Seguimiento presupuestal FAZNI 2023-2026*

FAZNI - Ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas – ZNI en el territorio nacional						
Objetivo: Incrementar la capacidad de la infraestructura frente al incremento de la demanda del servicio de energía eléctrica.						
Vigencia	**Apropiación Inicial**	**Apropiación Vigente**	**Compromiso**	**Obligado**	**Pago**	**Reserva Vigencia n-1 paga en Vigencia n**
2023	$166.549.969	$ 166.549.969	$14.412.383.314	$14.334.021.246	$10.468.987.178,05	$42.606.396.977,96
2024	$144.570.000	$144.570.000	$123.136.784.725	$4.881.371.935	$4.850.930.186	$ 47.484.561,50
2025	$240.317.000	$ 240.317.000	$234.880.270.472	$6.461.372.850	$ 6.461.372.850	$118.233.987.480
2026	$230.000.000	$219.579.220.019	$218.425.337.562	$760.327.966	$ 720.577.966	$ 165.141.839.565,68

Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de las matrices de Seguimiento PAE Vig 2023, 2024, 2025 y 2026.

Respecto a la ejecución presupuestal del proyecto de inversión se tiene que:

Con respecto a la vigencia 2023 (ver **Gráfica 26 y Tabla 32**), el proyecto de inversión inicialmente tenía una apropiación vigente de **$123.857.500.000** sin embargo el 31 de julio de 2023 mediante el Decreto 1276 de 2023 *"Por el cual se adoptan medidas para ampliar el acceso al servicio de energía eléctrica y preservar los medios de subsistencia de la población a través del rescate de la transición energética, con la finalidad de superar la crisis humanitaria y el estado de cosas inconstitucionales o evitar la extensión de sus efectos, en el marco del Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica declarado en el departamento de La Guajira"* se incluyen nuevos ingresos al proyecto de inversión por un valor de **$42.692.469.000** con el fin de financiar proyectos de ampliación de cobertura del servicio de energía eléctrica mediante Fuentes No Convencionales de Energía Renovable a la población de la Guajira. Sin embargo estos recursos no pudieron ser usados debido a que según la Sentencia C-463 del 2 de noviembre del 2023 la corte constitucional Declaró *"INEXEQUIBLE el Decreto Legislativo 1276 del 31 de julio de 2023, "Por el cual se adoptan medidas para ampliar el acceso al servicio de energía eléctrica y preservar los medios de subsistencia de la población a 16 través del rescate de la transición energética, con la finalidad de superar la crisis humanitaria y el estado de cosas inconstitucionales o evitar la extensión de sus efectos, en el marco del Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica declarado en el departamento de La Guajira".*

Por otro lado, en el año 2023, el Ministerio adelanto los procesos precontractuales y contractuales de los proyectos aprobados por los CAFAZNI 85 y 86, por parte de los miembros del comité, sin embargo, estos no fueron viables de contratar antes del 31 de diciembre de 2023, por lo cual no fue posible comprometer los recursos de esa vigencia y dichos proyectos fueron retomados en tema de contratación en el año 2024.

Finalmente, de los **$14.412.383.314** que se comprometieron en el año 2023, **$12.571.387.192,19** correspondieron al compromiso para pago de proyectos que fueron contratados en el 2019 y 2020 y que por dificultades en el desarrollo del proyecto por temas climáticos, orden público y emergencia pandemia Covid, la programación presupuestal expiró y por lo cual debido al cumplimiento de hitos, solicitaron el recurso mediante CAFAZNI 85 quienes aprobaron la asignación con cargo al año 2023.

Con respecto a la vigencia 2024 (ver **Gráfica 26 y Tabla 32**)**,** se resaltan los 19 contratos suscritos en la vigencia 2024 generando un compromiso presupuestal sobre la vigencia 2024 por un valor de **$112.980.906.284,** adicionalmente compromisos por aprobación de vigencias expiradas **$5.221.768.821** y la contratación de profesionales, tiquetes y viáticos para hacer el seguimiento a la ejecución de proyectos por **$4.934.109.620**.

Con respecto a los recursos obligados y pagados en el año 2024 se resalta que debido al bloqueo del trámite de vigencias futuras, no fue posible realizar el desembolso de los recursos comprometidos para la financiación de los 19 proyectos contratados. El valor de obligado (**$4.881.371.935**) y pago (**$4.850.930.186**) registrados en la plataforma corresponde a profesionales, tiquetes y viáticos para hacer el seguimiento a la ejecución de proyectos.

De los compromisos de la vigencia 2024, se evidencia que **$118.285.854.539** constituyeron una reserva presupuestal, debido a la restricción de vigencias futuras establecida en la Circular 023 de 2024, de estos recursos, **$118.233.987.480** fueron pagadas en el año 2025 de acuerdo al cumplimiento de hitos contractuales.

Con respecto a la vigencia 2025 (ver **Gráfica 26 y Tabla 32**)**,** se resaltan los 30 contratos suscritos en la vigencia 2025 generando un compromiso presupuestal sobre la vigencia 2025 por un valor de **$146.666.076.156,** adicionalmente compromisos adquiridos por vigencias futuras de los contratos adjudicados en el 2024 por un valor de **$62.446.647.708** aprobación de adición presupuestal para el contrato GGC-417-2015 por un valor de **$3.321.719.105,45,** aprobación de vigencias expiradas por un valor de **$18.828.643.905,68** y la contratación de profesionales, tiquetes y viáticos para hacer el seguimiento a la ejecución de proyectos por **$3.625.416.930**.

Con respecto a los recursos obligados y pagados en el año 2025 se resalta que este año también se realizó un bloqueo al trámite de vigencias futuras, por lo cual

no fue posible realizar el desembolso de los recursos comprometidos para la financiación de los 30 proyectos contratados. El valor de obligado (**$6.461.372.850**) y pago (**$6.461.372.850**) registrados en la plataforma corresponde a profesionales, tiquetes y viáticos para hacer el seguimiento a la ejecución de proyectos y algunas vigencias expiradas que se lograron tramitar en el transcurso del año a partir de su aprobación.

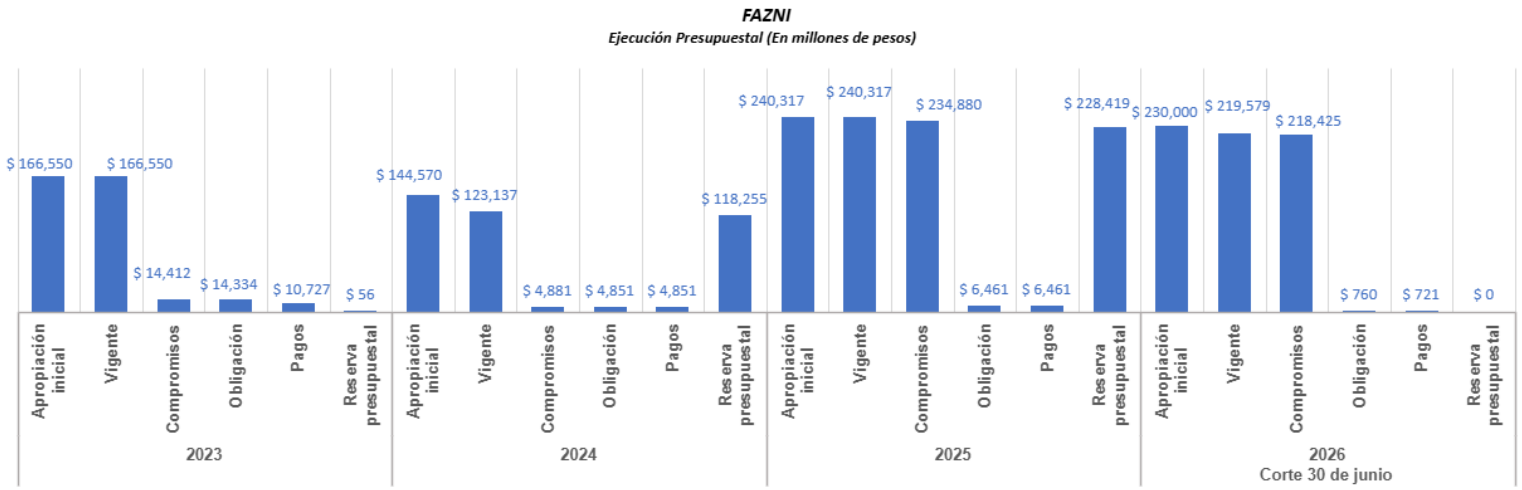
De los compromisos de la vigencia 2025, se evidencia que **$228.418.897.622** constituyeron una reserva presupuestal, debido a la restricción de vigencias futuras establecida en la Circular 026 de 2025 y restricciones de PAC. De estos recursos, **$163.692.946.364,68** han sido pagadas desde enero hasta mayo del 2026 y se espera que en el transcurso del año se continue con el pago de acuerdo al cumplimiento de hitos contractuales.

Con respecto a la vigencia 2026 (ver **Gráfica 26 y Tabla 32**)**,** se resalta que los compromisos adquiridos no corresponden a nuevas contrataciones de proyectos, sino que estos recursos son referentes a compromisos presupuestales mediante vigencias futuras de los contratos adjudicados en los años 2024 (**$68.677.358.006**) y 2025 (**$146.666.076.186**) y la contratación de profesionales, tiquetes y viáticos para hacer el seguimiento a la ejecución de proyectos por **$3.081.903.370**.

Con respecto a los recursos obligados y pagados en el año 2026 valor de obligado (**$760.327.966**) y pago (**$720.577.966**) registrados en la plataforma corresponde a profesionales, tiquetes y viáticos para hacer el seguimiento a la ejecución de proyectos.

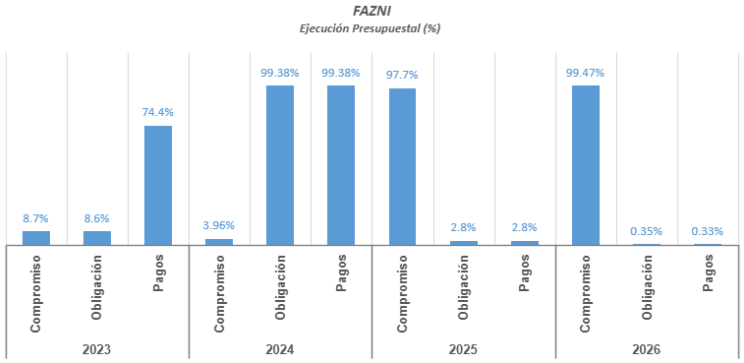
El Grupo de Supervisión mantiene el seguimiento a los contratos adjudicados y relacionados anteriormente, garantizando la verificación del cumplimiento de los hitos contractuales. Una vez dichos hitos sean acreditados durante la presente vigencia, se podrán gestionar los pagos correspondientes, los cuales cuentan con el respectivo respaldo presupuestal conforme a los compromisos previamente descritos.

***Gráfica 26**. Ejecución presupuestal FAZNI (en millones de pesos)*



Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de las matrices de Seguimiento PAE Vig 2023, 2024, 2025 y 2026.

***Gráfica 27**. Ejecución presupuestal FAZNI (porcentual)*



Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de las matrices de Seguimiento PAE Vig 2023, 2024, 2025 y 2026.

6.5.2 Análisis de los productos, acciones y gestiones realizadas mediante el fondo FAZNI

En el periodo comprendido entre las vigencias 2024, 2025 y 2026, mediante recursos del fondo FAZNI se ha logrado llevar el servicio de energía eléctrica a 5.223 nuevos usuarios (Viviendas) en las zonas no interconectadas del territorio nacional, distribuidos así:

157 usuarios en el Amazonas en los municipios de Puerto Alegría y La Chorrera; 1.751 usuarios en el Caquetá en los municipios de Puerto rico, Solano y San Vicente del Caguán; 1.380 usuarios en el Chocó en los municipios de Alto Baudó, Atrato, Bajo Baudó, Carmen del Darién, El Litoral del San Juan y Medio Baudó; 274 usuarios en Magdalena en el municipio de Fundación; 903 usuarios en el Meta en los municipios de Puerto Gaitán y Uribe; 758 usuarios en Tolima en los municipios de Alpujarra, Alvarado, Anzoátegui, Armero, Ataco, Carmen de Apicalá, Casabianca, Chaparral, Coello, Coyaima, Cunday, Falan, Fresno, Guamo, Herveo, Icononzo, Líbano, Natagaima, Ortega, Palocabildo, Planadas, Purificación, Rioblanco, Rovira, San Antonio, San Sebastián de Mariquita, Suárez, Villahermosa y Villarrica

Por otra parte, Durante la vigencia 2024 se suscribieron contratos con siete (7) operadores de red para fase 1 quienes ejecutaran los diecinueve (19) proyectos priorizados para financiación por el fondo así:

- CEDELCA: Contratos GGC-1368-2024; GGC-1380-2024; GGC-1375-2024 y GGC-1376-2024 en el departamento del Cauca.
- CEDENAR: Contrato GGC-1379-2024 en el departamento del Cauca.
- DISPAC: Contratos GGC-1355-2024; GGC-1351-2024; GGC-1364-2024 y GGC-1378-2024 en los departamentos de Chocó, Bolívar y Córdoba. ELECTROHUILA: Contratos GGC-1359-2024; GGC-1371-2024; GGC-1360-2024; GGC-1354-2024 yGGC-1352-2024 en los departamentos de La Guajira, Cesar, Huila y Cauca.
- ENELAR: Contrato GGC-1369-2024 en el departamento de Vichada.

En la **Tabla 33** se relacionan los proyectos contratos en la vigencia 2024 financiados con el Fondo FAZNI.

Tabla 33. *Proyectos financiados por el fondo FAZNI - 2024*

Contrato	Departamento	Municipio	Usuarios	Valor del proyecto
GGC-1371-2024	Cesar	Agustín Codazzi	139	$4,011,316,143
GGC-1364-2024	Bolívar	Arenal	267	$ 7,839,612,109
GGC-1379-2024	Cauca	Balboa	663	$ 18,433,086,627
GGC-1380-2024	Cauca	Bolívar	409	$ 11,652,774,399
GGC-1375-2024	Cauca	Cajibío	460	$ 12,736,566,134
GGC-1360-2024	Huila	Colombia	194	$ 5,490,880,436
GGC-1369-2024	Vichada	Cumaribo	2130	$ 68,421,041,520

Contrato	Departamento	Municipio	Usuarios	Valor del proyecto
GGC-1359-2024	La Guajira	Distracción	94	$ 2,711,251,400
GGC-1354-2024	Cauca	El Tambo	626	$ 16,435,767,168
GGC-1382-2024	Atlántico	Juan De Acosta	103	$ 2,809,262,840
GGC-1351-2024	Chocó	Medio Baudó	242	$ 6,819,793,560
GGC-1381-2024	Córdoba	Montería	301	$ 8,683,996,160
GGC-1353-2024	Casanare	Nunchía	92	$ 2,701,204,578
GGC-1352-2024	Cauca	Páez	675	$ 18,209,936,025
GGC-1357-2024	Casanare	Pore	67	$ 2,058,560,616
GGC-1355-2024	Chocó	Riosucio	211	$ 5,754,355,083
GGC-1368-2024	Cauca	Santander De Quilichao	104	$ 3,144,052,618
GGC-1376-2024	Cauca	Suárez	590	$ 16,387,715,028
GGC-1378-2024	Córdoba	Tierralta	938	$ 29,803,739,554

Fuente: Elaboración propia

Esto garantizará la ampliación de la cobertura de energía eléctrica a 8.305 usuarios, con una inversión superior a $244.104 millones de pesos. Todos los contratos celebrados durante la vigencia de 2024 proyectan la conexión de estos nuevos usuarios en zonas no interconectadas, que forman parte de municipios catalogados como Zonas Más Afectadas por el Conflicto Armado (ZOMAC). Además, 1.865 nuevos usuarios se beneficiarán del servicio de energía eléctrica en zonas no interconectadas ubicadas en municipios incluidos en los Programas de Desarrollo con Enfoque Territorial (PDET).

Es menester indicar que con ocasión a lo establecido en la Circular 023 de 2024 del 25 de julio de 2024 se generó la restricción al trámite para solicitudes de autorización de vigencias futuras, lo que afectó el proceso de planeación para la contratación de los proyectos aprobados por los miembros del CAFAZNI, conllevando a la constitución de reservas por valor de $118.255.412.790.

Por lo cual, se evidencian compromisos por valor de $123.136.784.725 equivalente al 85,2% de los recursos asignados durante la vigencia 2024, los cuales serán girados en el primer semestre de la vigencia 2025 acorde al cumplimiento de los hitos de pago, programación y disponibilidad del PAC.

Durante la vigencia 2025 se suscribieron contratos con siete (7) operadores de red para fase 1 quienes ejecutaran los treinta (30) contratos (ver **Tabla 34**) priorizados para financiación por el fondo así:

- Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.: contratos GGC-1824-2025 y GGC-1825-2025 en el departamento del Putumayo.
- Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P.: contratos GGC-1829-2025 y GGC-1831-2025 en el departamento del Cauca.
- Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.: contratos GGC-1851-2025, GGC-1854-2025 y GGC-1883-2025 en el departamento del Huila

- Empresa de Energía del Casanare S.A E.S.P.: contrato GGC-1863-2025 en el departamento del Casanare
- Empresa de Energía Eléctrica de Arauca S.A. E.S.P.: contratos GGC-1834-2025, GGC-1861-2025 y GGC-1862-2025 en los departamentos de Arauca y Norte de Santander
- Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.: contratos GGC-1845-2025, GGC-1846-2025, GGC-1847-2025, GGC-1853-2025, GGC-1855-2025, GGC-1856-2025, GGC-1857-2025 y GGC-1859-2025 en los departamentos de Bolívar, Cesar, Córdoba y Sucre.
- Gestión Energética S.A. ESP: contratos GGC-1826-2025, GGC-1827-2025, GGC-1828-2025, GGC-1835-2025, GGC-1836-2025, GGC-1838-2025, GGC-1839-2025, GGC-1840-2025, GGC-1848-2025, GGC-1850-2025 y GGC-1852-2025 en el departamento del Atlántico, La Guajira, Magdalena y Santander.

***Tabla 34**. Proyectos financiados por el fondo FAZNI - 2025*

Contrato	Departamento	Municipio	Usuarios	Valor del proyecto
GGC-1853-2025	Córdoba	San Carlos	22	$ 857.545.481
GGC-1834-2025	Arauca	Saravena	200	$ 6.968.563.070
GGC-1828-2025	La Guajira	San Juan del Cesar	799	$ 29.677.904.483
GGC-1855-2025	Cesar	El Copey	289	$ 9.964.191.871
GGC-1827-2025	Magdalena	Ariguaní	351	$ 11.446.464.510
GGC-1827-2025	Magdalena	Nueva Granada	210	$ 6.848.312.100
GGC-1827-2025	Magdalena	Plato	227	$ 7.402.699.269
GGC-1827-2025	Magdalena	Sabanas de San Ángel	240	$ 7.826.642.400
GGC-1862-2025	Norte de Santander	Cácota	48	$ 1.561.176.292
GGC-1862-2025	Norte de Santander	Chinácota	33	$ 1.073.308.701
GGC-1862-2025	Norte de Santander	Chitagá	40	$ 1.300.980.244
GGC-1862-2025	Norte de Santander	Durania	7	$ 227.671.543
GGC-1862-2025	Norte de Santander	Labateca	32	$ 1.040.784.195
GGC-1862-2025	Norte de Santander	Herrán	20	$ 650.490.120
GGC-1862-2025	Norte de Santander	Gramalote	26	$ 845.637.157
GGC-1862-2025	Norte de Santander	Bochalema	33	$ 1.073.308.700
GGC-1859-2025	Sucre	Galeras	17	$ 579.314.043
GGC-1859-2025	Sucre	La Unión	34	$ 1.158.628.085
GGC-1854-2025	Huila	San Agustín	103	$ 3.497.639.456
GGC-1863-2025	Casanare	Trinidad	144	$ 5.043.321.599
GGC-1852-2025	Santander	Coromoro	84	$ 2.807.018.506
GGC-1836-2025	Santander	Encino	32	$ 1.067.436.741
GGC-1836-2025	Santander	El Peñón	25	$ 833.934.954
GGC-1836-2025	Santander	El Carmen de Chucurí	15	$ 500.360.972
GGC-1883-2025	Huila	Pitalito	65	$ 2.188.937.423

Contrato	Departamento	Municipio	Usuarios	Valor del proyecto
GGC-1857-2025	Bolívar	Pinillos	173	$ 5.803.862.948
GGC-1845-2025	Bolívar	Arjona	42	$ 1.416.215.399
GGC-1845-2025	Bolívar	Villanueva	41	$ 1.382.495.984
GGC-1861-2025	Norte de Santander	Salazar	53	$ 1.781.286.854
GGC-1851-2025	Huila	Nátaga	21	$ 686.522.430
GGC-1851-2025	Huila	Íquira	24	$ 784.597.064
GGC-1851-2025	Huila	Campoalegre	6	$ 196.149.265
GGC-1851-2025	Huila	Gigante	15	$ 490.373.165
GGC-1851-2025	Huila	Algeciras	14	$ 457.681.621
GGC-1851-2025	Huila	Acevedo	40	$ 1.307.661.772
GGC-1851-2025	Huila	La Plata	47	$ 1.536.502.582
GGC-1851-2025	Huila	Villavieja	68	$ 2.223.025.012
GGC-1851-2025	Huila	Guadalupe	33	$ 1.078.820.962
GGC-1851-2025	Huila	Garzón	8	$ 261.532.355
GGC-1851-2025	Huila	Tesalia	24	$ 784.597.063
GGC-1851-2025	Huila	Teruel	6	$ 196.149.264
GGC-1850-2025	Magdalena	Santa Bárbara de Pinto	113	$ 3.850.862.834
GGC-1846-2025	Córdoba	Ayapel	178	$ 8.579.895.363
GGC-1835-2025	Atlántico	Palmar de Varela	55	$ 1.788.593.036
GGC-1835-2025	Atlántico	Usiacuri	12	$ 390.238.481
GGC-1840-2025	Magdalena	Santa Marta	883	$ 30.068.285.496
GGC-1847-2025	Bolívar	Norosí	260	$ 11.377.974.501
GGC-1848-2025	Magdalena	Santa Ana	412	$ 14.879.968.763
GGC-1856-2025	Cesar	Chimichagua	327	$ 12.430.853.097
GGC-1826-2025	Magdalena	Tenerife	15	$ 520.002.326
GGC-1826-2025	Magdalena	Zapayán	15	$ 520.002.326
GGC-1826-2025	Magdalena	Chivolo	409	$ 14.178.730.109
GGC-1829-2025	Cauca	Almaguer	400	$ 13.062.045.767
GGC-1839-2025	Magdalena	Plato	604	$ 19.931.057.107
GGC-1839-2025	Magdalena	Tenerife	56	$ 1.847.912.580
GGC-1838-2025	Magdalena	Pivijay	368	$ 12.018.496.188
GGC-1831-2025	Cauca	Rosas	160	$ 5.152.448.411
GGC-1825-2025	Putumayo	Orito	144	$ 4.666.163.665
GGC-1824-2025	Putumayo	Mocoa	344	$ 11.238.876.637

Fuente: Elaboración propia

Esto garantizará la ampliación de la cobertura de energía eléctrica a 8.466 usuarios, con una inversión superior a $293.332 millones de pesos. Todos los contratos celebrados durante la vigencia de 2025 proyectan la conexión de estos nuevos usuarios en zonas no interconectadas, de estos 1.830 usuarios hacen parte

de municipios catalogados como Zonas Más Afectadas por el Conflicto Armado (ZOMAC). Además, 2.384 nuevos usuarios se beneficiarán del servicio de energía eléctrica en zonas no interconectadas ubicadas en municipios incluidos en los Programas de Desarrollo con Enfoque Territorial (PDET).

Es menester indicar que, si bien con ocasión a lo establecido en la Circular 026 de 2025 se generó la restricción al trámite para solicitudes de autorización de vigencias futuras, lo cual afectó inicialmente el proceso de planeación para la contratación de los proyectos aprobados por los miembros del CAFAZNI y conllevó a la constitución de reservas presupuestales para la vigencia 2025, desde el grupo de trabajo se adelantaron de manera oportuna y diligente todos los trámites correspondientes para subsanar esta situación atendiendo a los lineamientos y solicitudes del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, sustentando la necesidad de exceptuar esta medida debido a la destinación especifica del recaudo de este fondo. Gracias a estas gestiones ininterrumpidas, el Consejo Superior de Política Fiscal (CONFIS), en su sesión virtual del 29 de agosto de 2025, decidió autorizar la excepción de la restricción del trámite de vigencias futuras para 2026. Esta importante aprobación permitió viabilizar los recursos para el sector de Minas y Energía, específicamente para el proyecto “Ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas - ZNI en el territorio nacional” (Código C-2102-1900-15) por un valor de $146.666 millones, demostrando el estricto cumplimiento de los procedimientos administrativos requeridos para garantizar la continuidad en la ejecución de los proyectos del fondo.

Para más detalle de los contratos suscritos durante las vigencias 2023, 2024 y 2025 revisar el **Anexo 5**.

6.6 Proyecto: “Mejoramiento del servicio de energía eléctrica en las zonas rurales del territorio nacional” BPIN 2018011001048 - FAER

Fue creado por el Artículo 105 de la Ley 788 de 2002 y reglamentado con el Decreto 1122 de 2008, permite que los Entes Territoriales con el apoyo de las Empresas Prestadoras del Servicio de Energía Eléctrica en la zona de influencia, sean los gestores de planes, programas y proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica. Tiene como objetivo ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las zonas rurales interconectadas, conforme con los planes de ampliación de cobertura que estructurarán cada uno de los Operadores de Red y que deberá contar con la viabilidad de la Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME.

El Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, "Colombia potencia mundial de la vida", establece un enfoque renovado y estratégico para el sector energético del país, alineado con los principios de sostenibilidad, justicia social y equidad. En miras de fortalecer la infraestructura energética, asegurando que la energía llegue de

manera eficiente a todas las regiones del país, especialmente a la ruralidad colombianas aportando así al bienestar social de las comunidades surge el proyecto de inversión “Mejoramiento del Servicio de Energía Eléctrica en las Zonas Rurales del Territorio Nacional” con el propósito de incrementar la capacidad del sistema de distribución eléctrica en las zonas rurales del país.

El proyecto de inversión se encuentra asociado a la Transformación Productiva, Internacionalización y Acción Climática, Pilar Transición energética justa, segura, confiable y eficiente; Catalizador Transición energética justa, basada en el respeto a la naturaleza, la justicia social y la soberanía con seguridad, confiabilidad y eficiencia y el Componente Cierre de brechas energéticas.

6.6.1 Ejecución Presupuestal

Tabla 35. *Seguimiento presupuestal FAER 2023-2026*

FAER- Mejoramiento del servicio de energía eléctrica en las zonas rurales del territorio nacional					
Objetivo: Incrementar la capacidad del sistema de distribución eléctrica en las zonas rurales.					
Vigencia	**Apropiación Inicial**	**Apropiación Vigente**	**Compromiso**	**Obligado**	**Pago**
2023	$144.498.700.000	$144.498.700.000	$89.070.048.863	$ 4.440.289.952	$4.425.289.952
2024	$176.084.000.000	$176.084.000.000	$170.803.031.693	$20.821.734.547	$20.761.358.845
2025	$246.276.000.000	$164.228.989.850	$155.310.032.439	$18.058.758.425	$ 18.051.192.298
2026	$200.000.000.000	$115.323.998.336	$112.783.034.594	$9.210.916.980	$9.207.166.980

Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de las matrices de Seguimiento PAE Vig 2023, 2024, 2025 y 2026.

Respecto a la ejecución presupuestal del proyecto de inversión se tiene que:

Para la vigencia 2023, el proyecto de inversión se puede observar un valor de compromisos por **$ 89.070.048.863** equivalente al **61,64%** (ver **Gráfica 28, Gráfica 29** y **Tabla 35**) de los recursos asignados durante la vigencia 2023, así mismo observamos que el valor total de pagos es de **$4.425.289.952** lo que representa un **3,07%** del recurso total vigente, quedando un **58%** en reserva presupuestal que fue pagado durante la vigencia 2023. Respecto a la ejecución presupuestal del proyecto de inversión se tiene que:

- De los recursos comprometidos se resaltan los recursos de los contratos suscritos en la vigencia 2023 correspondientes a **$84.586.377.962** y pasivos exigibles por un valor de **$2.542.073.670,47**.
- Los recursos pagados en la vigencia 2023 corresponden a **$2.542.073.670,47** pasivos exigibles para los contratos GGC-647-2017, GGC-648-2017, GGC-650-2017, GGC-657-2017 y GGC-649-2017.

Para la vigencia 2024, se puede observar (ver **Gráfica 28, Gráfica 29** y **Tabla 35**) un valor de compromisos por **$ 170.803.031.693** equivalente al **97%** de los recursos asignados durante la vigencia 2024, así mismo observamos que el valor total pago

es de **$ 20.761.358.845** lo que representa un **12,16%** del recurso total comprometido.
Es menester indicar que con ocasión a lo establecido en la **Circular 023 de 2024 del 25 de julio de 2024** se generó la restricción al trámite para solicitudes de autorización de vigencias futuras, lo que afectó el proceso de planeación para la contratación de los proyectos aprobados por los miembros del CAFAER. Respecto a la ejecución presupuestal del proyecto de inversión se tiene que:

- De los recursos comprometidos se resaltan los recursos de los contratos suscritos en la vigencia 2023 y 2024 correspondientes a **$164.380.783.156** y un valor de **$2.398.791.385** para pasivos exigibles.
- Los recursos pagados para la vigencia 2024 se resalta el valor **$15.358.239.647** correspondiente a el primer desembolso del contrato GGC-0651-2024 y un valor de **$1.527.434.862** para pasivos exigibles del contrato GGC-657-2020.

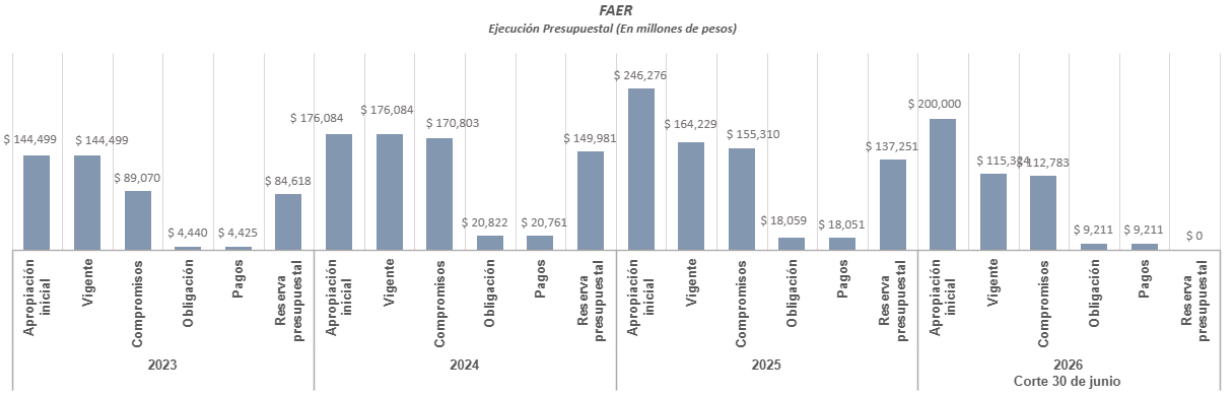
Para la vigencia 2025, se puede observar (ver **Gráfica 28, Gráfica 29** y **Tabla 35**) un valor de compromisos por **$155.310.032.439** equivalente al **94,57%** de los recursos asignados durante la vigencia 2025, así mismo observamos que el valor total pago es de **$ 18.051.192.298** lo que representa un **11,62%** del recurso total comprometido. Respecto a la ejecución presupuestal del proyecto de inversión se tiene que:

- De los recursos comprometidos se resaltan los recursos de los contratos suscritos en la vigencia 2023, 2024 y 2025 correspondientes a **$145.844.274.697** y un valor de **$5.344.599.279** para pasivos exigibles.
- Los recursos pagados para la vigencia 2025 se resalta el valor **$14.152.778.686** correspondiente a cumplimiento de hitos de pago de los contratos GGC-1214-2023, GGC-1203-2023, GGC-1199-2023, GGC-1197-2023, GGC-1196-2023, GGC-1210-2023 y GGC-1192-2023.

Para la vigencia 2026 con corte a 30 de junio, se puede observar (ver **Gráfica 28, Gráfica 29** y **Tabla 35**) un valor de compromisos por **$ 112.783.034.594,00** equivalente al **97,8%** de los recursos asignados durante la vigencia 2026, así mismo observamos que el valor total pago es de **$9.210.916.980,00** lo que representa un **7,99%** del recurso total comprometido. Respecto a la ejecución presupuestal del proyecto de inversión se tiene que:

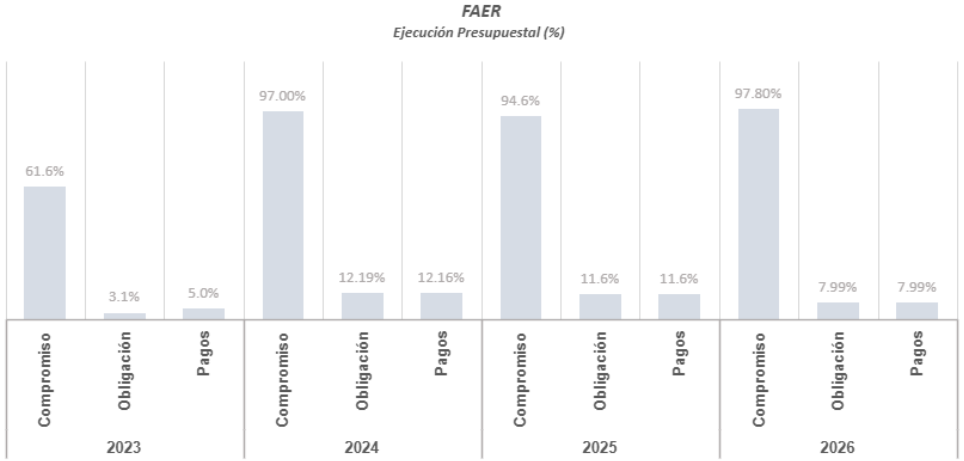
- De los recursos comprometidos se resaltan los recursos de los contratos suscritos en la vigencia 2024, 2025 y 2026 correspondientes a **$109.747.486.654.**
- Los recursos pagados para la vigencia 2026 se resalta el valor **$7.052.307.409** correspondiente a cumplimiento de hitos de pago del contrato **GGC-1637-2026.**

***Gráfica 28**. Ejecución presupuestal FAER (en millones de pesos)*



Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de las matrices de Seguimiento PAE Vig 2023, 2024, 2025 y 2026.

***Gráfica 29**. Ejecución presupuestal FAER (porcentual)*



Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de las matrices de Seguimiento PAE Vig 2023, 2024, 2025 y 2026.

6.6.2 Análisis de los productos, acciones y gestiones realizadas

Para el período del informe, se conectaron **8.675** usuarios (Viviendas), 556 usuarios en el Departamento de Arauca (Arauquita), 574 usuarios en el Departamento de Boyacá (Pesca), 632 usuarios en el Departamento del Caquetá (San Vicente del Caguán), 576 usuarios en el Departamento de Huila (San Agustin), 98 usuarios en el Departamento de La Guajira (Maicao), 2.654 usuarios en el Departamento de Nariño (Barbacoas – Cumbal – El Rosario – Leiva – Ricaurte – Samaniego – Taminango), 3.585 usuarios en el Departamento de Norte de Santander (Ábrego - Convención - El Carmen – El Tarra - Hacarí - La Esperanza - Ocaña - Sardinata – Teorama - Tibú).

Por otra parte, durante la vigencia **2023** se contrataron un total de **nueve (9) proyectos para** la ampliación de cobertura de energía eléctrica y el mejoramiento de servicio de la infraestructura eléctrica de **31.05 usuarios** (3.927 nuevos usuarios y 27.128 usuarios de mejoramiento) con una **inversión superior a $169.172 millones** de pesos.

Respecto a los proyectos de **ampliación de cobertura**, se tiene una inversión superior a los $120.740 millones de pesos que beneficiarán 3.927 nuevos usuarios con el servicio de energía eléctrica, en tres (3) departamentos y doce (12) municipios de las zonas rurales del territorio nacional así:

- 3.927 nuevos usuarios en el departamento del Nariño: 335 Cumbal, 148 Santacruz, 89 Tamatingo, 117 El Rosario, 2582 Roberto Payán, 224 Samaniego y 432 Barbacoas.

En la **Tabla 36** se relacionan los proyectos contratos en la vigencia **2023** financiados con el Fondo FAER.

Tabla 36. *Proyectos financiados por el fondo FAER - 2023*

Contrato	Departamento	Municipio	Usuarios	Valor del proyecto
GGC-1192 - 2023	Guaviare	San José Del Gauviare	18598	$ 33.203.341.006
		El Retorno	3745	$ 6.686.015.274
		Calamar	1940	$ 3.463.516.591
	Meta	Puerto Concordia	2845	$ 5.079.229.227
GGC-1196 - 2023	Nariño	Cumbal	335	$ 11,806,864,761
GGC-1197-2023	Nariño	Santacruz	148	$ 4,919,288,090
GGC-1199-2023	Nariño	Taminango	89	$ 3,018,119,663
GGC-1203 - 2023	Nariño	El Rosario	117	$ 4,640,192,260
GGC-1206 - 2023	Nariño	Roberto Payán	2057	$ 58,461,994,124
GGC-1210-2023	Nariño	Samaniego	224	$ 8,817,916,547
GGC-1213-2023	Nariño	Roberto Payán	525	$ 16,358,903,894

Contrato	Departamento	Municipio	Usuarios	Valor del proyecto
GGC-1214 - 2023	Nariño	Barbacoas	432	$ 12,717,374,485

Fuente: Elaboración propia

Durante la vigencia **2024** se contrataron un total de **seis (6) proyectos** para la ampliación de cobertura de energía eléctrica y el mejoramiento de servicio de la infraestructura eléctrica de **7.574 usuarios** (5.785 nuevos usuarios y 1.789 usuarios de mejoramiento) con una **inversión** superior a **$196.541 millones** de pesos.

Respecto a los proyectos de ampliación de cobertura, se tiene una inversión superior a los $175.991 millones de pesos que beneficiarán 5.785 nuevos usuarios con el servicio de energía eléctrica, en cinco (5) departamentos y veintitrés (23) municipios de las zonas rurales del territorio nacional así:

- 1.842 nuevos usuarios en el departamento del Huila: 326 Pitalito, 219 Acevedo, 181 San Agustín, 177 Garzón, 138 La Plata, 130 Colombia, 129 Gigante, 109 Algeciras, 101 Nátaga, 91 Tesalia, 75 Campo Alegre, 72 Iquira, 45 Guadalupe, 35 Teruel y 14 Villavieja.
- 1.770 nuevos usuarios en el departamento del Caquetá: 423 en San José de la Fragua y 1.347 en San Vicente del Caguán.
- 885 usuarios en el departamento del Cauca (Piamonte): 885 son nuevos usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional.
- 719 nuevos usuarios en el departamento de Santander: 409 Rionegro, 110 Tona, 100 Charta y 100 Gámbita.
- 569 nuevos usuarios en el departamento del Chocó municipio Medio Atrato.

En la **Tabla 37** se relacionan los proyectos contratos en la vigencia **2024** financiados con el Fondo FAER.

Tabla 37. *Proyectos financiados por el fondo FAER - 2024*

Contrato	Departamento	Municipio	Usuarios	Valor del proyecto
GGC-0651-2024	Cauca	Piamonte	885	$ 10,166,074,860
GGC-1361-2024	Santander	Tona	110	$ 2,611,142,605
	Santander	Charta	100	$ 2,373,766,005
	Santander	Rionegro	409	$ 9,708,702,959
	Santander	Gámbita	100	$ 2,373,766,005
GGC-1362-2024	Caquetá	San José Del Fragua	423	$ 14,001,313,099
GGC-1363-2024	Huila	Acevedo	219	$ 6,672,488,795
	Huila	Algeciras	109	$ 3,321,010,405
	Huila	Campoalegre	75	$ 2,285,098,903
	Huila	Colombia	130	$ 3,960,838,098
	Huila	Garzón	177	$ 5,392,833,410
	Huila	Gigante	129	$ 3,930,370,112
	Huila	Guadalupe	45	$ 1,371,059,342

Contrato	Departamento	Municipio	Usuarios	Valor del proyecto
	Huila	Íquira	72	$ 2,193,694,946
	Huila	La Plata	138	$ 4,204,581,981
	Huila	Nátaga	101	$ 3,077,266,522
	Huila	Pitalito	326	$ 9,932,563,230
	Huila	San Agustín	181	$ 5,514,705,351
	Huila	Teruel	35	$ 1,066,379,488
	Huila	Tesalia	91	$ 2,772,586,668
	Huila	Villavieja	14	$ 426,551,795
GGC-1365-2024	Chocó	Medio Atrato	569	$ 22,106,809,608
GGC-1366-2024	Caquetá	San Vicente Del Caguán	1347	$ 56,527,424,841

Fuente: Elaboración propia

Durante la vigencia **2025** se contrataron un total de **tres (3) proyectos** para la ampliación de cobertura de energía eléctrica y el mejoramiento de servicio de la infraestructura eléctrica de **28.255 usuarios** (1.882 nuevos usuarios y 26.373 usuarios de mejoramiento) con una **inversión** superior a **$124.701 millones** de pesos.

Respecto a los proyectos de ampliación de cobertura, se tiene una inversión superior a los $27.725 millones de pesos que beneficiarán 786 nuevos usuarios con el servicio de energía eléctrica, en dos (2) departamentos y dos (2) municipios de las zonas rurales del territorio nacional así:

- 508 nuevos usuarios en el departamento de Nariño, en el Municipio de Tumaco.
- 278 nuevos usuarios en el departamento de Putumayo, en el Municipio de Puerto Guzmán.

En la **Tabla 38** se relacionan los proyectos contratos en la vigencia **2025** financiados con el Fondo FAER.

Tabla 38. *Proyectos financiados por el fondo FAER - 2025*

Contrato	Departamento	Municipio	Usuarios	Valor del proyecto
GGC 1910-2025	Meta	Puerto Concordia	3657	$ 12.910.610.043
	Meta	Puerto Rico	2961	$ 10.453.463.587
	Guaviare	San José Del Guaviare	20851	$ 73.612.012.582
GGC 1912-2025	Nariño	Tumaco	508	$ 21.708.700.273
GGC 1917-2025	Putumayo	Puerto Guzmán	278	$ 6.016.985.231

Fuente: Elaboración propia

Durante la vigencia **2026** se contrató **un (1) proyecto** para la ampliación de cobertura de energía eléctrica de **448 usuarios** con una **inversión** superior a **$14.125 millones** de pesos en el Departamento del Caquetá, 120 usuarios para el Municipio de Anadaquíes. 36 usuarios en el Municipio de El Doncello, 122 usuarios

para el Municipio de Florencia y 170 usuarios para el Municipio de San José de Fragua.

En la **Tabla 39** se relacionan los proyectos contratos en la vigencia **2026** financiados con el Fondo FAER.

Tabla 39. *Proyectos financiados por el fondo FAER - 2026*

Contrato	Departamento	Municipio	Usuarios	Valor del proyecto
GGC 1637-2026	Caquetá	Anadaquíes	120	$ 3.783.502.183
	Caquetá	El Doncello	36	$ 1.135.050.655
	Caquetá	Florencia	122	$ 3.846.560.553
	Caquetá	San José Del Fragua	170	$ 5.359.961.426

Fuente: Elaboración propia

Para más detalle de los contratos suscritos durante las vigencias 2023, 2024 y 2025 revisar el **Anexo 5**.

Los proyectos de energización de ampliación de cobertura de infraestructura eléctrica tienen un tiempo de ejecución aproximado de 18 a 24 meses, es decir, que exceden la anualidad y, por tanto, la financiación de estos se debe gestionar presupuestalmente con trámites de solicitud de vigencias futuras que pasan por flujo de revisión y aprobación ante el Departamento Nacional de Planeación y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público-MHCP respectivamente.

En la vigencia 2024 el MHCP expidió la Circular 023 de 2024 del **25 de julio de 2024** en la cual:

> *"(...) Establecer **restricción de trámite para solicitudes de autorización de vigencias futuras** que afecten el gasto en la vigencia 2025, hasta tanto no se defina el Presupuesto General de la Nación 2025 por el H. Congreso de la República y/o se cuente con la revisión del Plan Financiero 2025. (...)"*

Dicha restricción puso en riesgo la ejecución de los recursos del fondo de energización FAER para la vigencia y retrasó los procesos de contratación de cinco (5) proyectos aprobados por el Comité.

El 21 de agosto de 2024 el Grupo De Fondos y Gestión del Sector junto con Oficina de Planeación y Gestión Internacional- OPGI y la Secretaría General del Ministerio de Minas y Energía asistieron a sesión extraordinaria del CONFIS, en la cual solicitaron retirar la "*restricción del trámite para solicitudes de autorización de vigencias futuras*" de los fondos de apoyo a la energización, contando con concepto favorable por parte de la instancia el día 30 de agosto de 2024 mediante radicado del MHCP 3-2024-012667 en el cual expresa:

> *"**EXCEPTUAR** a los recursos con fuente específica de recaudo para destinación definida por la Ley, para los fondos de apoyo financiero en el*

sector eléctrico FAZNI y FAER, que financian proyectos de infraestructura eléctrica a mediano plazo, especialmente para proyectos de las comunidades energéticas en zonas rurales".

Aunado a la solicitud realizada por el Director del DNP acerca de la emisión de informe de gestión y resultados de los fondos FAZNI y FAER, documento que se debería anexar a la solicitud.

El día 10 de septiembre de 2024 el Grupo De Fondos y Gestión del Sector junto con OPGI asistieron a mesa de trabajo en el DNP, con el propósito de conocer las observaciones sobre el documento solicitado por el Director, dejando por compromiso el envío definitivo del documento mediante correo electrónico el día 13 de septiembre de 2024.

El 13 de septiembre de 2024 se remitieron los documentos ajustado acorde a la solicitud del DNP, enviando correo electrónico a la OPGI quienes posteriormente enviaron al DNP.

A través del radicado Nro. 20244300002186 del DNP con fecha del 14 de noviembre de 2024 emitió la "*Autorización cupo de vigencias futuras Ordinarias Inversión. Recursos Nación*" y con el radicado Nro. 2-2024-063491 del MHCP fechado el 25 de noviembre de 2024 aprobó la "*Autorización cupo de vigencias futuras Ordinarias Inversión. Recursos Nación*".

Con el concepto favorable, se iniciaron los trámites de precontractuales para la financiación de los proyectos que fueron aprobados en las sesiones 68 y 69 del Comité de Administración del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas – FAER, y en las sesiones 87 y 88 del Comité de Administración del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas-FAZNI, sin embargo, es necesario resaltar que la restricción de las vigencias futuras impactó significativamente en la contratación de los proyectos y en el pago de los recursos comprometidos asociados a estos contratos, lo que afectó la ejecución presupuestal del proyecto.

7 Presupuesto vigencia 2026

De acuerdo con lo establecido 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" y como resultado de los ejercicio, se tuvo una **asignación presupuestal** 2026 a cargo del Grupo de Fondos y Gestión del Sector Eléctrico Colombiano por valor de **$ 571.931.767.045** millones de pesos y la distribución presupuestal para los proyectos liderados desde la coordinación quedó tal como se muestra en la **Tabla 40**.

***Tabla 40**. Asignación Presupuestal 2026*

BPIN / Proyecto		Nombre del proyecto	Valor asignado 2026	Valor vigente 2026
2018011001048	FAER	Mejoramiento del servicio de energía eléctrica en las zonas rurales del territorio nacional	$200.000.000.000	$115.323.998.336
2022011000082	FAZNI	Ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas – ZNI en el territorio Nacional	$230.000.000.000	$219.579.220.019
2018011001045	PRONE	Mejoramiento de la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica en los barrios subnormales ubicados en los municipios del sistema interconectado a nivel nacional	$140.000.000.000	$115.590.778.921
202300000000359	PNER	Fortalecimiento de los lineamientos de política pública para lograr la universalización del servicio de energía eléctrica de manera justa y eficiente nacional	$1.131.338.000	$1.131.338.000
2020011000141	DNA	Mejoramiento del cubrimiento de la demanda no atendida que perciben los usuarios del SIN y las ZNI Nacional	$800.429.045	$800.429.045

Fuente: Elaboración propia

En el marco de la implementación del Fondo Único de Soluciones Energéticas (FONENERGIA), durante la vigencia 2026 se adelantaron las acciones técnicas, administrativas, presupuestales y financieras necesarias para garantizar su entrada en operación y asegurar la disponibilidad de los recursos destinados al cumplimiento de sus objetivos misionales.

Una vez expedido el Decreto 0375 de 2026, mediante el cual se creó FONENERGIA, se desarrolló el proceso integral de estructuración del proyecto de inversión, el cual comprendió las etapas de formulación, revisión, ajustes y aprobación por parte del Departamento Nacional de Planeación (DNP), a través de la Plataforma Integrada de Inversión Pública (PIIP). De manera complementaria, se gestionó la expedición del Manual Operativo del Fondo mediante la Resolución 40233 del 15 de mayo de 2026, instrumento que estableció los lineamientos administrativos, financieros y operativos para su funcionamiento.

En paralelo a estas actuaciones, y con el propósito de habilitar la ejecución presupuestal y financiera del nuevo Fondo, se adelantó de manera articulada con los Grupos Internos de Trabajo de Presupuesto y Planeación el proceso de liquidación de los fondos existentes y la creación de las correspondientes subcuentas en el Sistema Integrado de Información Financiera – SIIF Nación y en la plataforma Neón, asociadas a la gestión de los recursos destinados al sector de energía eléctrica. Estas actividades constituyeron un requisito indispensable para garantizar la correcta administración, trazabilidad y ejecución de los recursos bajo la nueva estructura institucional de FONENERGIA.

Como parte fundamental de este proceso, se gestionó el traslado de los recursos disponibles en los fondos FAZNI, FAER y PRONE hacia FONENERGIA, con el fin de consolidar en un único instrumento financiero los recursos destinados a la financiación de proyectos de energización y ampliación de cobertura del servicio de energía eléctrica, conforme a lo establecido en el marco normativo vigente.

Para tal efecto, se desarrolló un proceso técnico e interinstitucional que involucró la realización de múltiples mesas de trabajo entre la Dirección de Energía Eléctrica, la Oficina Asesora de Planeación, los Grupos de Presupuesto y el Departamento Nacional de Planeación. En estos espacios se definieron los lineamientos metodológicos, financieros y presupuestales aplicables al traslado de recursos, se analizaron las implicaciones de la operación sobre los proyectos de inversión vigentes y se consolidaron los criterios técnicos que sustentaron la necesidad y viabilidad del proceso.

Producto de este ejercicio de coordinación institucional, se obtuvo el aval técnico del Departamento Nacional de Planeación respecto de la procedencia del traslado y de la modificación de las fuentes de financiación de los proyectos de inversión asociados. Posteriormente, se elaboraron y radicaron los documentos técnicos, financieros y jurídicos requeridos para soportar cada una de las solicitudes, incluyendo las respectivas justificaciones, certificaciones, anexos presupuestales y demás soportes exigidos por la normatividad aplicable.

Como resultado de las gestiones adelantadas, se tramitaron las solicitudes de traslado de saldos correspondientes a los diferentes fondos, garantizando la continuidad de la financiación de los proyectos del sector y la puesta en funcionamiento de FONENERGIA como mecanismo unificado para la administración de estos recursos. Los traslados de recursos gestionados durante la vigencia se presentan en la **Figura 1**

***Figura 1**. Traslados presupuestales por fondo de inversión*

Proyecto	Valor Vigente	Compromiso a 30 de junio	Saldo a 30 de junio
FAZNI	$ 230.000.000.000	$ 218.425.337.562	$ 11.574.662.438
FAER	$ 200.000.000.000	$ 112.783.034.594	$ 87.216.965.406
PRONE	$ 140.000.000.000	$ 99.220.800.394	$ 40.779.199.606
TOTAL	$ 570.000.000.000	$ 430.429.172.550	$ 139.570.827.450

Fuente: Elaboración propia

Nota: Con corte a 03 de julio el traslado presupuestal de los fondos (FAZNI, FAER, PRONE) a FONENERGIA, se encuentra con concepto favorable de DNP y está en trámite ante el MHCP.

El saldo de los fondos (FAZNI, FAER, PRONE) a 30 de junio de 2026 es de 450.493.997.276, el cual tiene en cuenta los compromisos derivados de los 88 contratos vigentes con los operadores de red, además del personal que realiza las labores de seguimiento.

8 Vigencias Futuras

Considerando que los proyectos de energización financiados por los fondos (Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas – FAZNI y Fondo De Apoyo Financiero Para La Energización De Las Zonas Rurales Interconectadas – FAER) cuentan con un tiempo de ejecución que oscila entre dieciocho (18) y veinticuatro (24) meses) , se hace necesario solicitar el trámite presupuestal de vigencias futuras ordinarias para la contratación de todos los proyectos que se financian por estos fondos.

Así las cosas, con corte de 31 de diciembre de 2025 una vez el Ministerio contó con la viabilidad técnica y financiera de los proyectos ampliación de cobertura del servicio de energía de energía eléctrica susceptibles de financiación por los fondos FAZNI y FAER junto con la aprobación del Comité de Administración respectivo, inició el trámite presupuestal de solicitud de vigencias futuras en la Plataforma Integrada de Inversión Pública (PIIP), estas se pueden evidenciar en la **Tabla 41**.

***Tabla 41**. Vigencias futuras 2025-2026*

BPIN	Proyecto	Turno PIIP	Vigencia Aprobada	Valor	Radicado de MHCP[6]	Observaciones
20180110010 45	PRONE	EJ-TP-VFO-210101-0015	2025	$11.105.369.818	2-2023-058731	Proyectos priorizados mediante el Comité de Administración del Programa de Normalización de Redes Eléctricas (CAPRONE) 36 del 11 de septiembre de 2023, para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica, con el propósito de legalizar usuarios del servicio de energía eléctrica y adecuar las redes a los reglamentos técnicos vigentes en barrios subnormales situados en municipios del Sistema Interconectado Nacional, permitiendo normalizar las redes de aproximadamente 4.852 viviendas.
20180110010 48	FAER	EJ-TP-VFO-210101-0013	2025	$35.202.242.897	2-2023-048404	Proyectos priorizados en los Comités de Administración del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas - CAFAER 62 del 29 de mayo y CAFAER 63 del 10 de julio de 2023, para la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica en las zonas rurales interconectadas, que permitirá ampliar la cobertura en 33.319 usuarios.
20180110010 48	FAER	EJ-TP-VFO-210101-0016	2025	$9.063.806.831	2-2023-063518	Proyectos aprobados en el Comité de Administración del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zona Rurales Interconectadas - CAFAER 64 del 11 de septiembre de 2023, para la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica en las zonas rurales interconectadas, que permitirá ampliar la cobertura 1.236 usuarios.

[6] En el **Anexo 6** se encuentra el radicado de la vigencia aprobado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

BPIN	Proyecto	Turno PIIP	Vigencia Aprobada	Valor	Radicado de MHCP[6]	Observaciones
20220110000082	FAZNI	EJ-TP-VFO-210101-0017	2025	$63.260.277.698	2-2024-056273	Proyectos priorizados mediante los comités de administración del fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas – CAFAZNI 87 y 88 del 30 de abril y 20 de junio de 2024. Lo anterior para el desarrollo de 19 proyectos que contemplan la construcción de infraestructura para ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas - ZNI, la capacitación sobre el uso eficiente de la energía a las personas beneficiadas y la correspondiente interventoría a la ejecución del contrato, beneficiando a 8.305 usuarios
			2026	$76.799.926.771		
		EJ-TP-VFO-210101-0023	2026	$146.666.076.186	2-2025-057969	Garantizar la disponibilidad de recursos el año 2026 para la financiación de los proyectos de ampliación de cobertura financiados mediante el comité de administración de recursos del Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas (CAFAZNI 91), teniendo en cuenta que este tipo de proyectos tienen un tiempo de ejecución de 10 meses.
2018011001048	FAER	EJ-TP-VFO-210101-0018	2025	$49.747.486.250	2-2024-063491	Proyectos aprobados en el Comité de Administración del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zona Rurales Interconectadas - (CAFAER) 68 del 02 de agosto de 2024 y (CAFAER) 69 del 22 y 23 de octubre de 2024, para la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica en las zonas rurales interconectadas, que permitirá ampliar la cobertura 4.900 usuarios.
			2026	$33.164.990.833		
2018011001045	PRONE	EJ-TP-VFO-210101-0027	2026	$26.781.000.000	2-2025-068442	Financiación los planes, programas y/o proyectos de inversión priorizados por el Comité de Administración del Programa de Normalización de Redes Eléctricas - CAPRONE, de conformidad con lo aprobado en la sesión No. 40, llevada a cabo el 25 de agosto de 2025.
2018011001045	PRONE	EJ-TP-VFO-210101-0031	2026	$69.520.510.773	2-2025-080500	Vigencia futura se autoriza con el fin de que la Entidad financie los planes, programas y/o proyectos de inversión priorizados por el Comité de Administración del Programa de Normalización de Redes Eléctricas - CAPRONE, de conformidad con lo aprobado en la sesión No. 41, llevada a cabo el 4 de noviembre de 2025.

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 6. *Vigencias Futuras*

9 Gestión del Sector

9.1 Plan de expansión de Transmisión

Como parte de las actividades de apoyo a la planeación sectorial, el Grupo de Gestión del Sector Eléctrico Colombiano participó en la revisión técnica y elaboración de los proyectos de resolución mediante los cuales el Ministerio de

Minas y Energía adoptó los Planes de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión elaborados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Estas actividades incluyeron el análisis de los proyectos recomendados por la UPME, la revisión de los soportes técnicos, la consolidación de observaciones y la preparación de los actos administrativos requeridos para su adopción por parte del Ministerio.

Como resultado de este proceso, entre 2023 y 2025 se adoptaron 21 proyectos de expansión del Sistema Interconectado Nacional, incluyendo obras de transmisión, subestaciones, transformadores y proyectos asociados al fortalecimiento de la infraestructura eléctrica nacional. Estas actuaciones contribuyen a garantizar la atención de la demanda futura, mejorar la confiabilidad del sistema y facilitar la incorporación de nueva generación al mercado eléctrico.

Los principales resultados asociados a los proyectos de expansión adoptados durante este periodo incluyen los mostrados en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**. Para más detalle consultar el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.

***Tabla 42**. Resultados de los proyectos de expansión adoptados*

Indicador	Resultado acumulado 2023-2025
Proyectos de expansión adoptados	21 proyectos
Nueva capacidad habilitada en el Sistema Interconectado Nacional	6.219,9 MW
Beneficios económicos estimados por reducción de Demanda No Atendida (DNA)	USD 6.242 millones

Fuente: Elaboración propia

Las resoluciones mediante las cuales se adoptaron los Planes de Expansión de transmisión (junto con sus modificaciones) se muestran en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.

***Tabla 43**. Resoluciones que adoptan los planes de expansión 2023- 2026*

Año	Resolución	Enlace
2023	Resolución 40477 de 2023	Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2022 - 2036
2024	Resolución 40252 de 2024	Por la cual se adopta Anexo al Plan de Expansión de Transmisión 2022 — 2036
2024	Resolución 40513 de 2024	Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones 40039 del 11 de febrero de 2021, 40492 del 21 de noviembre de 2022 y 40252 del 18 de julio de 2024, asociadas a proyectos de los Planes de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2015 — 2029, 2
2024	Resolución 40529 de 2024	Por la cual se adopta anexo complementario al Plan de Expansión de Transmisión 2022 - 2036 que contiene obras del primer y segundo paquete de obras urgentes 2024 y se modifica parcialmente la resolución 40477 de 2023
2025	Resolución 40245 de 2025	Por medio de la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2024-2038
2025	Resolución 40600 de 2025	Por medio de la cual se modifica la Resolución 40529 del 6 de diciembre de 2024 “Por la cual se adopta anexo complementario al Plan de Expansión de Transmisión 2022-2036 que contiene obras del primer y Segundo paquete de obras urgente 2024 y se modifica p

Año	Resolución	Enlace
2025	Resolución 40601 de 2025	Por medio de la cual se modifica la Resolución 40245 del 4 de junio de 2025 "Por medio de la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2024-2038"
2025	Resolución 40632 de 2025	Por la cual se modifica la Resolución 40279 del 26 de agosto de 2021, asociada a los proyectos del Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2020-2034
2026	Resolución 40287 del 23 de junio de 2026	Por medio de la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2025 - 2039

Fuente: Elaboración propia

La capacidad adicional habilitada mediante estas obras fortalece la capacidad de transporte y transformación del sistema eléctrico, facilita la conexión de nuevos proyectos de generación y contribuye a la reducción de restricciones operativas en diferentes regiones del país. De igual manera, los beneficios económicos estimados reflejan el impacto positivo de estas inversiones sobre la confiabilidad del suministro y la reducción de riesgos asociados a eventos de Demanda No Atendida.

Adicionalmente, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) elaboró el Plan de Expansión de Transmisión 2025-2039, en el cual se identifican las obras necesarias para mejorar la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía en diversas regiones del país. Este plan responde a la necesidad de atender las crecientes demandas del sistema eléctrico y garantizar un servicio eficiente a largo plazo.

En este contexto, el Ministerio de Minas y Energía, a través del Grupo de Fondos y Gestión del Sector, ha adelantado las actuaciones necesarias para la adopción del Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 elaborado por la UPME. En desarrollo de este proceso, se elaboró el proyecto de acto administrativo correspondiente y se surtieron las etapas de publicación para comentarios de la ciudadanía y los grupos de interés.

Una vez finalizado el periodo de participación, los comentarios recibidos fueron remitidos a la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) para su análisis y respuesta, en atención a que gran parte de las observaciones se encuentran relacionadas con el contenido técnico del Plan de Expansión. Una vez recibidas dichas respuestas, el Ministerio de Minas y Energía continuará con las actuaciones requeridas para culminar el trámite de adopción del Plan.

Finalmente, el Ministerio mantiene un trabajo permanente de seguimiento y articulación con las distintas entidades y empresas del sector energético, con el propósito de recibir y evaluar propuestas de ajuste a los planes de expansión. Dichas propuestas se consideran siempre que estén enmarcadas en la transición energética y contribuyan a fortalecer la estabilidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico nacional.

Anexo 7. *Obras adoptadas Planes de Expansión de Transmisión*

9.2 Seguimiento a proyectos FNCER

En adición a lo descrito en cuanto a los avances del indicador Plan Nacional de Desarrollo "*ID 24-Capacidad en operación comercial de generación eléctrica a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)*", y con el fin de promover y establecer un acompañamiento continuo alrededor de los proyectos FNCER, desde el Grupo de Fondos de inversión y Gestión del sector se adelantaron, para el período del informe, acciones articuladoras para fortalecer e incentivar el desarrollo de estos proyectos en el país en el marco de la Estrategia 6GW+.

Esta estrategia liderada por el Ministerio de Minas y Energía y la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) busca acelerar la transición energética en Colombia mediante la incorporación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable y tecnologías limpias, superando barreras técnicas, regulatorias, sociales y de seguridad que limitaban la entrada en operación de proyectos de generación y transmisión, con el fin de ampliar la capacidad instalada, diversificar la matriz energética y fortalecer la seguridad energética del país.

Como mecanismo de implementación, se creó el Comité 6GW+, instancia interinstitucional permanente de coordinación, seguimiento y toma de decisiones que articula entidades del sector energético, ambiental y productivo —entre ellas la Comisión de Regulación de Energía y Gas, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, el Servicio Geológico Colombiano, Ecopetrol y el Grupo de Energía de Bogotá— para gestionar riesgos, resolver cuellos de botella y asegurar la trazabilidad de las acciones.

Durante el 2025 se realizaron 11 sesiones plenarias desde su instalación en junio, consolidando este espacio como instancia de coordinación y definición de acciones prioritarias para el cumplimiento de los objetivos del plan. Para el año 2026 el comité 6GW+ continuó con su objetivo de articulador interinstitucional por medio de las sesiones plenarias de seguimiento y las acciones que cada entidad adelanta permanentemente. Con corte a junio 2026 se han realizado en el año 2 sesiones plenarias del comité 6GW+ que pueden ser consultadas en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.

Anexo 8. *Actas Comités 6GW+*

9.2.1 Definición del indicador de seguimiento del plan

En el marco de la implementación de la estrategia 6GW, uno de los componentes fundamentales del plan de trabajo consistió en la consolidación integral y representativa del indicador que refleje el avance real de los proyectos de generación a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en el país.

De esta manera, se define que el indicador considera los proyectos de generación de energía eléctrica que se encuentren en estado de operación comercial y de pruebas, con un universo que contempla los proyectos de generación centralizada y se fortalece incorporando aquellos proyectos desarrollados por actores privados bajo esquemas de Autogeneración (AG) y Generación Distribuida (GD), así como las iniciativas financiadas con recursos públicos provenientes de programas como el FAZNI, IPSE, SGR, FENOGE y Obras por Impuestos. Además, se incluirán proyectos impulsados por Comunidades Energéticas y Colombia Solar, iniciativas que responden al enfoque de Transición Energética Justa (TEJ) y descentralizada, y que representan un aporte significativo en términos de equidad y acceso.

9.2.2 Avance del indicador

A 30 de junio de 2026, la gestión del sector eléctrico de Colombia evidencia avances en el fortalecimiento del sistema energético, especialmente en la incorporación de generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, el seguimiento a proyectos y la articulación con actores del sector. Estos resultados reflejan progresos en el cumplimiento de las metas de transición energética, confiabilidad del servicio y sostenibilidad del sistema eléctrico nacional.

El país registra 4.466,57 MW de capacidad FNCER en operación y pruebas, distribuidos cómo se muestra en la ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..

***Tabla 44**. Capacidad de proyectos de FNCER en Operación y pruebas*

Estado	Capacidad [MW]	
	Acumulada	Cuatrienio
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: Elaboración propia a partir de datos extraídos de UPME, XM, IPSE

En cuanto a la desagregación técnica de la capacidad instalada, esta se relaciona en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.

***Tabla 45**. Desagregación de la capacidad instalada en SIN y ZNI*

Categoría	MW
Generación a gran escala	1.612,60
Generación distribuida	184,38
Autogeneración a gran escala (AGGE)	474,13
Autogeneración a pequeña escala (AGPE)	553,54
Proyectos en pruebas	1.511,45
ZNI - IPSE	72,15
ZNI - UPME	8,32
Total	**4.416,57**

Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de UPME, XM, IPSE

La capacidad acumulada incluye proyectos en operación comercial, proyectos en pruebas y proyectos desarrollados en Zonas No Interconectadas (ZNI), independientemente de la fecha de entrada en operación. El listado completo de los proyectos se puede consultar en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.

***Anexo 9.** Indicador 6GW*

9.2.3 Puntos Clave en la evolución de la capacidad FNCER

A continuación, se relación los aspectos más destacados en la evolución de la capacidad de FNCER en el sistema eléctrico colombiano:

- Durante el periodo de análisis se consolidaron importantes hitos en la expansión de la capacidad instalada de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en el país. En particular, se destaca el inicio de la fase de pruebas de los parques solares **Puerta de Oro** (300 MW) y **Atlántico** (180 MW), en noviembre de 2025 y febrero de 2026, respectivamente. Estos proyectos representan un aporte significativo a la incorporación de nueva capacidad renovable, sobresaliendo Puerta de Oro como el proyecto solar de mayor tamaño desarrollado en Colombia y como una infraestructura estratégica para el avance de la Transición Energética Justa.
- Por otra parte, entraron en operación comercial las plantas solares **Shangri-La** (160 MW), el 10 de octubre de 2025, y **Guayepo III** (180 MW), el 26 de febrero de 2026, contribuyendo al fortalecimiento de la matriz energética nacional y al cumplimiento de las metas de expansión de las FNCER en el país.
- Adicionalmente, es importante resaltar que una proporción significativa del crecimiento de este indicador proviene de proyectos de **autogeneración a pequeña y gran escala**, los cuales aportan más de **1 GW** al cumplimiento de la meta sectorial. Este resultado evidencia el impacto de las políticas e instrumentos implementados por el Gobierno Nacional para promover la adopción de tecnologías renovables por parte de hogares, comercios, industrias y demás usuarios del servicio de energía eléctrica mediante FNCER.

- Finalmente, se destaca la entrada en operación de proyectos de autogeneración como **Autog Solar Palmira II Berry**, **Autog Hidrosolar I** y **Celsia Solar Puerto Tejada**, proyectos sujetos a las Resoluciones CREG 011 de 2022 y CREG 148 de 2021.

9.2.4 Matriz de Generación

El avance en el indicador además muestra un claro impacto en la matriz de generación eléctrica nacional. La capacidad de energías limpias (solar y eólica) en operación y pruebas alcanzó 4,466.97 MW, lo que representa el 18,42% de la matriz eléctrica nacional (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

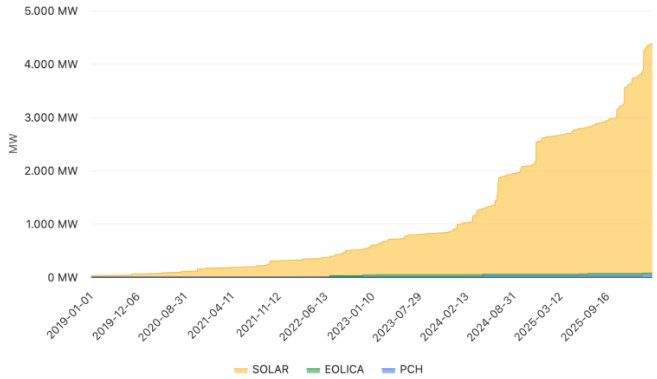
***Gráfica 30**. Matriz de generación eléctrica en Colombia*

Fuente: Elaboración propia con corte a junio 2026.

***Nota:** Para el cálculo de la matriz de generación únicamente se toman los datos de plantas que se ubican en el Sistema Interconectado Nacional.*

Se evidencia el aumento de las FNCER en el territorio nacional, producto de las distintas acciones del gobierno en cabeza del ministerio, en el marco principalmente de la estrategia 6GW+, y que si bien a lo largo de todo el periodo se presenta un crecimiento es a partir de 2024 dónde se evidencia un mayor aumento en la capacidad tal como se observa en la ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..

***Gráfica 31**. Evolución de generación eléctrica en Colombia por tipo de proyecto*



Fuente: Extraído del Centro de monitoreo UPME con corte a junio 2026.

9.2.5 Logros y avances

La Estrategia 6GW+ se consolidó como el principal instrumento de articulación institucional para acelerar la incorporación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), superar barreras que limitaban la entrada en operación de proyectos de generación y transmisión, y fortalecer la seguridad energética del país. A través del Comité 6GW+ se promovió la coordinación entre entidades del sector y se impulsaron acciones regulatorias, técnicas, ambientales y operativas orientadas a destrabar proyectos estratégicos y acelerar la transición energética justa.

Los resultados alcanzados evidencian avances significativos en el cumplimiento de las metas de diversificación de la matriz energética y fortalecimiento de la infraestructura eléctrica nacional. Mientras que en 2022 el país contaba con menos de 300 MW de capacidad instalada de generación renovable, a junio de 2026 se alcanzaron 4,466.97 MW de capacidad instalada en operación comercial y pruebas del SIN y ZNI, consolidando uno de los mayores crecimientos de energías renovables en la historia del sector eléctrico colombiano. Este avance representa un paso decisivo hacia la meta de incorporación de más de 6 GW de capacidad instalada con fuentes limpias, fortaleciendo la confiabilidad del sistema, reduciendo la dependencia de la hidrología y contribuyendo al cumplimiento de los compromisos climáticos del país.

Dentro de los principales avances regulatorios y sectoriales alcanzados en el marco de la estrategia se destacan:

- Expedición[7] del Decreto 1091 de 2025 y de la Resolución 40178 de 2026, mediante los cuales se establecieron mecanismos de contratación de largo plazo para proyectos de generación, almacenamiento, transmisión y distribución de energía eléctrica.

[7] Para acceder a los actos administrativos dirigirse a los siguientes enlaces: https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=265396 y https://normativame.minenergia.gov.co/normatividad/7629/norma/.

- Ajustes regulatorios orientados al fortalecimiento del Cargo por Confiabilidad (Resoluciones CREG 101 079 y 101 092 de 2025) y a la incorporación de nuevas señales de mercado para garantizar la suficiencia energética y la seguridad del suministro en el mediano y largo plazo (Resoluciones MME 40178 y 40208 de 2026).

- Expedición[8] de la Resolución 40358 de 2025 la cual estableció mecanismos para facilitar la coexistencia entre proyectos de energías renovables y actividades minero-energéticas, contribuyendo a reducir conflictos asociados a superposiciones territoriales y otorgando mayor seguridad jurídica a los inversionistas.

- Implementación[9] de medidas regulatorias para optimizar la asignación de capacidad de transporte y promover la liberación voluntaria de puntos de conexión no utilizados, permitiendo recuperar y reasignar más de 6.019 MW de capacidad de transporte para nuevos proyectos con alta probabilidad de ejecución.

- Reglamentación[10] de la autogeneración remota mediante la expedición de la Resolución 40379 de 2025 y su desarrollo regulatorio por parte de la CREG, promoviendo nuevos esquemas de generación distribuida y descentralización energética.

- Expedición[11] del primer marco normativo integral para la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía con baterías en Colombia, estableciendo las bases regulatorias para su integración al Sistema Interconectado Nacional y a las Zonas No Interconectadas.

- Impulso[12] al desarrollo de la energía eólica costa afuera, consolidando la primera ronda de asignación de áreas marítimas para proyectos offshore y avanzando hacia la adjudicación de un proyecto con una capacidad estimada de 425 MW

De manera complementaria, la estrategia impulsó acciones orientadas a fortalecer los procesos de licenciamiento ambiental para proyectos solares y eólicos, mediante la articulación con el Ministerio de Ambiente y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), promoviendo la simplificación de trámites y la reducción de tiempos para proyectos estratégicos de transición energética.

---

[8] Para acceder al acto administrativo dirigirse al siguiente enlace: https://normativame.minenergia.gov.co/normatividad/7343/norma/

[9] Para acceder al acto administrativo dirigirse al siguiente enlace: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_upme_0757_2025.htm

[10] Para acceder al acto administrativo dirigirse al siguiente enlace: https://normativame.minenergia.gov.co/normatividad/7344/norma/

[11] Para acceder al acto administrativo dirigirse al siguiente enlace: https://normativame.minenergia.gov.co/normatividad/7659/norma/

[12] Para acceder al sitio web dirigirse al siguiente enlace: https://www.minenergia.gov.co/es/micrositios/energ%C3%ADa-e%C3%B3lica-costa-afuera/

Los avances[13] alcanzados en el marco de la Estrategia 6GW+ permitieron consolidar condiciones regulatorias, institucionales y operativas más favorables para el desarrollo de proyectos de energías renovables y de infraestructura eléctrica, fortaleciendo la capacidad del país para avanzar hacia una matriz energética más diversificada, resiliente y sostenible.

9.3 Seguimiento a la operación y confiabilidad del sector eléctrico

9.3.1 Sesiones del Consejo Nacional de Operación

Como parte de las actividades permanentes de monitoreo del sector eléctrico, el Grupo de Gestión del Sector Eléctrico Colombiano participó en las sesiones de seguimiento del Consejo Nacional de Operación (CNO), instancia técnica encargada de analizar aspectos relacionados con la operación, seguridad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional. En estos espacios el Ministerio participa con voz, contribuyendo al análisis de situaciones que puedan requerir acciones de política pública, coordinación institucional o seguimiento por parte de las entidades del sector.

Entre 2023 y junio de 2026, el Grupo participó en 40 sesiones de seguimiento del Centro Nacional de Operación, distribuidas como se muestran en **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**. Para ver el detalle de las actas referirse al **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.

***Tabla 46**. Cantidad de sesiones del CNO en la cual hubo participación del GSEC*

Año	Sesiones de seguimiento
2023	11
2024	12
2025	11
2026*	6
Total	**40**

Fuente: Elaboración propia con corte a junio de 2026.

Durante estas sesiones se realizó seguimiento a temas relacionados con la operación de las plantas de generación, el comportamiento de la red de transmisión, la disponibilidad de infraestructura crítica, los balances energéticos, las condiciones hidrológicas, los eventos de Demanda No Atendida (DNA), las restricciones operativas del sistema y los riesgos asociados a la confiabilidad energética del país. Asimismo, se analizaron alertas operativas y situaciones coyunturales con potencial impacto sobre la prestación del servicio de energía eléctrica y la seguridad energética nacional.

[13] Para acceder a la normatividad dirigirse a los siguientes enlaces: https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=264716 y https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=269437.

La participación del Grupo en estos espacios permitió identificar oportunamente riesgos y alertas sectoriales, consolidar información para la elaboración de informes de seguimiento que incluyen el análisis de las variables del sector eléctrico (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), y apoyar el análisis de medidas regulatorias, operativas e institucionales requeridas para atender situaciones que pudieran afectar la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional. De igual manera, los insumos obtenidos en el marco del CNO sirvieron como soporte para la atención de requerimientos institucionales, la formulación de recomendaciones sectoriales y el seguimiento a eventos estratégicos como la preparación del sector frente a un eventual Fenómeno de El Niño.

Anexo 10. *Actas CNO*

Anexo 11. *Informe de Variables Eléctricas*

9.3.2 Análisis de las Variables del Sector Eléctrico

Desde el grupo de Grupo de Fondos de Inversión y Gestión del Sector Eléctrico colombiano, se realiza el monitoreo y seguimiento constante al comportamiento de las variables más relevantes de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el Mercado de Energía Mayorista (MEM).

Este ejercicio de monitoreo incluye el seguimiento a las principales variables del mercado, como el precio de bolsa y las transacciones internacionales de energía, con el objetivo de monitorear el funcionamiento eficiente del sistema y levantar alertas relacionadas a señales de escasez. Además, incluye el monitoreo de variables asociadas a la operación propia del SIN, como la generación de energía (discriminando la tecnología de generación), la demanda de energía del sistema (discriminando el tipo de mercado, el operador de red correspondiente, entre otras) y el nivel de los embalses y el comportamiento de general de la hidrología; esta información es clave para asegurar un funcionamiento adecuado del sistema eléctrico en Colombia, acorde a las condiciones climatológicas y las necesidades dinámicas que contantemente debe afrontar el sistema.

Este análisis continuo no solo visibiliza el nivel de riesgo y la necesidad de activar recursos de respaldo, sino que se constituye en una herramienta fundamental para la toma de decisiones estratégicas, permitiendo adoptar cursos de acción oportunos y coordinar medidas de política pública orientadas a mitigar impactos y salvaguardar la seguridad del abastecimiento energético nacional.

Con esta información centralizada se elaboran semanalmente informes de seguimiento a las principales variables del sector eléctrico colombiano (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), con el objetivo de que estos sean insumo clave para la dirección de energía eléctrica del Ministerio en su análisis y monitoreo constante del comportamiento del sistema nacional. Los informes semanales mantienen un formato estandarizado y replicable, lo que permite

analizar de manera consistente la información presentada. Se incluye la información sobre el precio de bolsa, el comportamiento de la demanda nacional, la generación de energía en el sistema, intercambios internacionales, alertas operativas levantadas por el Consejo Nacional de Operación (CNO) y el avance en el Plan 6GW+.

9.3.3 Tableros de seguimiento a variables del sector eléctrico

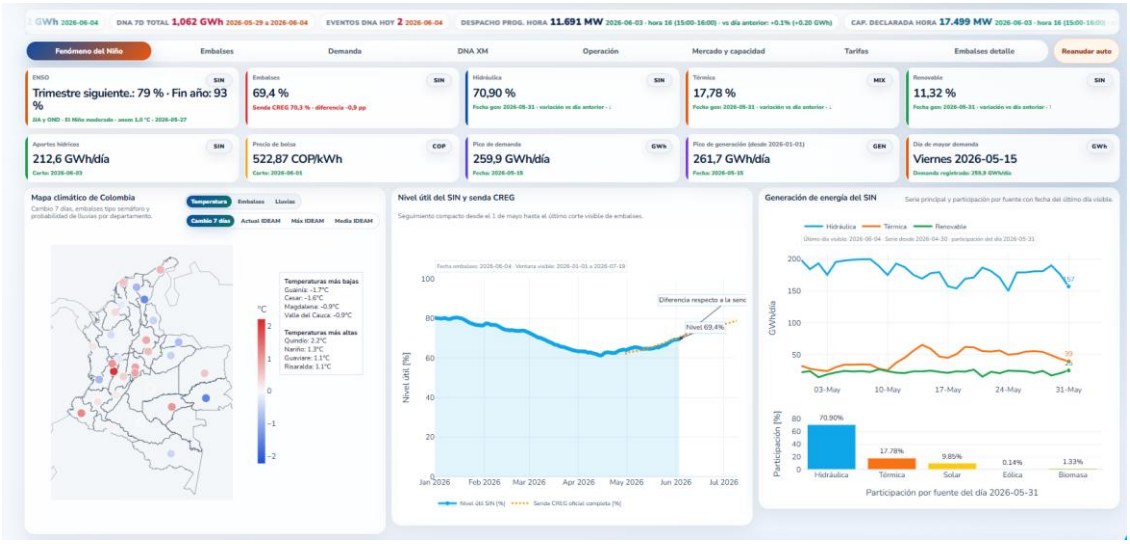
Con el propósito de fortalecer las capacidades de monitoreo, análisis y toma de decisiones del Ministerio de Minas y Energía, el Grupo de Fondos de Inversión y Gestión del Sector Eléctrico ha desarrollado tableros interactivos para el seguimiento de variables del Sistema Interconectado Nacional. La herramienta consolida información técnica y operativa proveniente de fuentes oficiales del sector eléctrico, permitiendo visualizar de manera dinámica indicadores relacionados con capacidad instalada, generación de energía, infraestructura del SIN y Operadores de red. Asimismo, incorpora filtros geográficos y tecnológicos que facilitan el análisis por departamento, agente y tecnología de generación.

9.3.3.1 Visual de Fenómeno de El Niño

El tablero[14] (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) permite revisar las principales variables eléctricas y climatológicas asociadas al impacto del Fenómeno de El Niño en el sistema eléctrico colombiano. Se busca contar con una herramienta visual para análisis estratégico que permita evaluar la situación de demanda de energía, generación y embalses para la toma de decisiones adecuadas por parte del sector.

***Figura 2**. Tablero de Fenómeno de El Niño*

[14] Para acceder al tablero asociado a variables del Fenómeno del niño dirigirse al siguiente enlace: https://riesgoclimatico.solarion.com.co/



Fuente: Elaboración propia

9.3.3.2 *Visual de capacidad instalada y generación con distribución territorial e infraestructura eléctrica*

El tablero[15] permite realizar seguimiento permanente a la evolución de la capacidad instalada en operación y pruebas, identificar la distribución territorial de los recursos energéticos, monitorear el comportamiento de la generación eléctrica nacional y analizar la infraestructura de transmisión del país mediante mapas interactivos y visualizaciones estadísticas (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Esta herramienta constituye un insumo estratégico para la evaluación de la transición energética y el seguimiento al desempeño de la infraestructura del sector eléctrico colombiano.

***Figura 3**. Tablero de seguimiento al Sector Eléctrico Colombiano*

[15] Para acceder al tablero asociado a variables del Fenómeno del niño dirigirse al siguiente enlace: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMGU3YWQwOTAtMDQwMy00ZjIzLWJhYjEtZWE4MDk4OTExMWE0IiwidCI6ImQ4MjYzNmJlLTZkZDItNGU2NC1hMjg0LTdhMzQwMmYyNGUyNyJ9

Fuente: Elaboración propia

9.3.4 Monitoreo de alertas y riesgos del sector eléctrico

Como parte de las actividades de monitoreo sectorial, el Grupo de Gestión del Sector Eléctrico Colombiano realizó seguimiento permanente a diferentes alertas operativas, sociales, regulatorias y de infraestructura con potencial impacto sobre la prestación del servicio de energía eléctrica, la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional y la seguridad energética del país. Estas actividades permitieron consolidar información técnica, promover espacios de articulación institucional y apoyar la toma de decisiones frente a situaciones que requerían atención prioritaria por parte del Ministerio de Minas y Energía.

9.3.4.1 Infraestructura crítica y confiabilidad del sistema

Durante la vigencia se realizó seguimiento a situaciones que representaban riesgos para activos estratégicos del sector eléctrico y para la operación confiable del Sistema Interconectado Nacional, evaluando posibles afectaciones sobre infraestructura de generación y transmisión de energía, así como las acciones requeridas para su mitigación, las cuales se describen a continuación:

9.3.4.1.1 Situación de riesgo en la cuenca del río Lengupá

El Grupo realizó seguimiento a la situación de riesgo identificada en la cuenca del río Lengupá, particularmente en jurisdicción de los municipios de Santa María y San Luis de Gaceno, del departamento de Boyacá. A partir de la información suministrada por entidades y empresas del sector, se analizaron los riesgos asociados a posibles avenidas torrenciales, represamientos y procesos de remoción en masa que podrían afectar la subestación Chivor 230 kV y varios

corredores de transmisión asociados, para más detalle ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.

Como resultado de este seguimiento se promovió la articulación con la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres, autoridades territoriales y agentes del sector energético, orientada a fortalecer la evaluación del riesgo y la definición de medidas preventivas y de mitigación.

Actualmente se encuentra en elaboración una Hoja de Ruta territorial para adelantar medidas que permitan superar la situación de riesgo, mediante la coordinación interinstitucional y el apoyo de los agentes privados del sector eléctrico que están involucrados con la Subestación Chivor y sus líneas asociadas.

Anexo 12. *Situación Rio Lengupa*

9.3.4.1.2 Situación de la Central Hidroeléctrica Porce III

Se efectuó seguimiento (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) a la situación presentada en la Central Hidroeléctrica Porce III como consecuencia del incremento de actividades de minería no autorizada en zonas cercanas a la infraestructura del proyecto. El análisis realizado permitió identificar riesgos asociados a la operación de la central, posibles afectaciones sobre la cadena hidráulica vinculada al complejo de generación y eventuales impactos ambientales y sociales que podrían comprometer la confiabilidad del sistema eléctrico nacional. Los resultados fueron consolidados en documentos de análisis técnico orientados a facilitar el seguimiento institucional de la situación.

Se espera respuesta articular acciones con la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales del Ministerio de Minas y Energía, que permitan analizar y gestionar la situación que se presenta, en compañía con EPM, agente del sector dueño de la planta hídrica.

Anexo 13. *Situación riesgo Central Porce III*

9.3.4.1.3 Seguimiento a la Central Hidroeléctrica El Quimbo

El Grupo participó en el seguimiento a la situación presentada por bloqueos en los accesos a la Central Hidroeléctrica El Quimbo (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), los cuales dificultaban la ejecución de actividades de mantenimiento programado. En el marco de esta gestión se acompañaron espacios de diálogo entre la empresa operadora, autoridades territoriales y representantes comunitarios, y se promovió la recopilación de información técnica sobre el aporte de la central al Sistema Interconectado Nacional y los posibles efectos que las restricciones operativas podrían generar sobre la confiabilidad del sistema.

Actualmente ENEL, empresa dueña de la central, se encuentra analizando las propuestas y reclamos del grupo que se encuentra realizando los bloqueos. Sin

embargo el Grupo se encuentra atento a la participación en nuevos espacios de diálogo para continuar con el seguimiento de la situación.

Anexo 14. *Seguimiento Central Hidroeléctrica Quimbo*

9.3.4.2 Prestación del servicio y alertas regionales

El Grupo desarrolló actividades de monitoreo sobre situaciones que afectaban la prestación del servicio de energía eléctrica en diferentes regiones del país, realizando seguimiento a restricciones operativas, eventos de demanda no atendida, limitaciones de infraestructura y problemáticas asociadas a la calidad y continuidad del servicio.

9.3.4.2.1 Situación de la Región Caribe

Durante el primer semestre de 2026 se realizó seguimiento a las alertas presentadas en el Consejo Nacional de Operación relacionadas con el incremento de eventos de Demanda No Atendida (DNA), restricciones operativas en activos de transmisión y distribución y agotamiento de capacidad de la red en la Región Caribe (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Como parte de esta actividad se analizaron los principales activos afectados, las medidas de mitigación propuestas por los operadores de red y las acciones requeridas para fortalecer la confiabilidad del sistema, consolidando una hoja de ruta institucional para el seguimiento de la situación.

Anexo 15. *Situación Región Caribe*

9.3.4.2.2 Situación del suministro eléctrico en el sur de La Guajira

Se efectuó seguimiento a las afectaciones registradas en el sur del departamento de La Guajira, particularmente en los municipios abastecidos desde la subestación Cuestecitas (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). El análisis realizado permitió identificar limitaciones estructurales de capacidad, incrementos extraordinarios de demanda asociados a eventos climáticos y riesgos operativos sobre la continuidad del servicio. En este contexto, el Grupo participó en espacios de coordinación con entidades territoriales, empresas prestadoras y operadores de red para apoyar la evaluación de medidas de contingencia y alternativas de solución.

Anexo 16. *Situación sur de La Guajira*

9.3.4.2.3 Audiencia pública sobre la prestación del servicio en el departamento del Magdalena

En atención a la audiencia pública convocada para analizar la situación de la prestación del servicio de energía eléctrica en el departamento del Magdalena, el Grupo elaboró insumos técnicos para apoyar la participación institucional del Ministerio (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Los documentos

preparados consolidaron información relacionada con aspectos regulatorios, tarifarios, calidad del servicio, reducción de pérdidas, expansión de cobertura y programas orientados a mejorar las condiciones de prestación del servicio en la Región Caribe.

Anexo 17. *Situación Departamento de Magdalena*

9.3.4.3 Seguimiento regulatorio y de mercado

Como parte de las actividades de monitoreo del sector eléctrico, se realizó seguimiento a actuaciones regulatorias y decisiones administrativas con potencial impacto sobre el funcionamiento del mercado mayorista de energía y las señales económicas que orientan la operación del sistema.

9.3.4.3.1 Análisis de la Resolución SSPD 20262400322795

El Grupo elaboró un análisis técnico de la Resolución SSPD 20262400322795 (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), mediante la cual la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios confirmó la sanción impuesta a ENEL Colombia por conductas asociadas a la formación de precios de oferta de la Central Hidroeléctrica Betania. El análisis permitió evaluar los antecedentes de la actuación administrativa, los efectos identificados sobre el funcionamiento del mercado y las implicaciones regulatorias derivadas de la decisión, aportando elementos técnicos para el seguimiento institucional de temas relacionados con la formación de precios y la eficiencia del despacho económico en el mercado eléctrico colombiano.

Anexo 18. *Análisis Resolución SSPD 20262400322795*

9.3.4.4 Informes especiales de monitoreo

En el marco de las funciones de seguimiento y monitoreo del sector eléctrico a cargo del Grupo, se elaboraron y presentaron informes técnicos en atención a los requerimientos formulados por la Dirección y demás dependencias del Ministerio. Estos documentos abordaron diversas temáticas relacionadas con el sector eléctrico, a nivel nacional, regional, departamental o por agente específico, según las necesidades de información identificadas en cada caso.

Los informes consolidaron y analizaron información técnica, operativa y sectorial proveniente de diferentes fuentes oficiales, incluyendo aspectos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica, el comportamiento de la generación de energía, el avance de proyectos de generación, transmisión y distribución, la incorporación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), así como otros temas estratégicos para el seguimiento del sector.

De acuerdo con el objeto de cada solicitud, los análisis incorporaron indicadores de calidad y continuidad del servicio, tales como SAIDI y SAIFI, información operativa reportada por los agentes del sector y por el Centro Nacional de

Despacho (CND), estadísticas de cobertura y usuarios atendidos, avances físicos y regulatorios de proyectos de infraestructura eléctrica, así como demás variables relevantes para evaluar el estado, desempeño y evolución de la actividad eléctrica en el país.

De esta manera, los informes elaborados constituyen un insumo técnico para la toma de decisiones institucionales, el seguimiento a la evolución del sector, la identificación de situaciones que requerían atención o monitoreo especial y la atención oportuna de requerimientos formulados, tanto por la alta dirección, como por las diferentes instancias del Gobierno Nacional.

A continuación, se relacionan algunos de los informes producidos en el marco de esta función, los cuales ilustran el alcance y la diversidad de los análisis realizados (para más detalle referirse al **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**):

- Informe AIR-e – Costa Caribe
- Informe AIR-E E.S.P.- GENSA E.S.P. - GECELCA E.S.P.
- Informe Caracterización prestación del servicio – Helios
- Informe Centrales Eléctricas Del Norte De Santander S.A. ESP (CENS) – Norte de Santander
- Informe Compañía Energética del Occidente CEO – Cauca
- Informe ENELAR – Arauca
- Informe Grupo de Energía de Bogotá GEB
- Informe Infraestructura y prestación del servicio – La Guajira
- Informe prestación del servicio – AIR-e
- Informe prestación del servicio – Mitú
- Informe prestación del servicio – Vichada

Anexo 19. *Informes especiales de Monitoreo*

9.3.5 Proyectos de Transmisión y de Generación del Cargo por Confiabilidad

El Grupo de Gestión del Sector Eléctrico de la Dirección de Energía Eléctrica realizó el monitoreo y seguimiento al estado de avance de los proyectos enfocados en la expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), abarcando tanto el segmento de transmisión de energía como el de generación. Esta labor es fundamental para garantizar que la infraestructura del país crezca de manera armónica, oportuna y alineada con las proyecciones de demanda, asegurando así la confiabilidad, la estabilidad y la suficiencia del servicio a mediano y largo plazo en todo el territorio nacional.

En lo correspondiente al segmento de transmisión, el grupo adelanta el levantamiento detallado de información y el seguimiento de los proyectos de transmisión asociados a los Planes de Expansión adoptados por la Unidad de

Planeación Minero-Energética (UPME). Este proceso permite verificar el continuo avance de la adjudicación de convocatorias y el desarrollo de las obras de infraestructura de red, tanto del Sistema de Transmisión Nacional (STN) como del Sistema de Transmisión Regional (STR), identificando de manera temprana posibles desviaciones u obstáculos en la ejecución de las líneas y subestaciones que resultan críticas para la interconexión regional y nacional.

Por su parte, en el componente de generación, el grupo realiza la identificación y el seguimiento continuo a aquellos proyectos que cuentan con Obligaciones de Energía Firme (OEF), asignadas de acuerdo con los resultados de las subastas del Cargo por Confiabilidad. A través de este monitoreo se evalúa de manera estricta la evolución de las nuevas plantas de generación, validando que los agentes cumplan con las metas de desarrollo y asegurando que el sistema disponga de la capacidad de energía firme necesaria para respaldar la demanda del país, especialmente ante escenarios de condiciones climáticas extremas o periodos de sequía.

Como resultado de esta gestión, se desarrollaron bases de datos consolidadas y centralizadas que agrupan la información de la totalidad de los proyectos identificados en ambos segmentos (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Estas herramientas dinámicas se mantienen en constante actualización de acuerdo con los avances y reportes constructivos de cada iniciativa, constituyéndose en un insumo técnico de alto valor para el seguimiento de la expansión del sistema y en la base analítica para la toma de decisiones sectoriales y la formulación de política pública.

Específicamente, para el componente de transmisión se consolidó un inventario estructurado que detalla los proyectos formalmente adoptados mediante resolución del Ministerio de Minas y Energía, cruzados con las convocatorias UPME asociadas y el estado administrativo y constructivo de las mismas. Asimismo, para el componente de generación, se levantó una base de datos robusta que registra las plantas con obligaciones de energía firme asignadas en las subastas de cargo por confiabilidad desarrolladas en el periodo comprendido entre 2012 y 2028, permitiendo verificar de manera precisa su estado actual de avance y su viabilidad de entrada en operación comercial en los tiempos previstos por las subastas.

Anexo 20. *Proyectos de transmisión y CxC*

9.3.6 Impacto de la integración de energías renovables en el sistema eléctrico colombiano

Como parte de las actividades de monitoreo del sector eléctrico, el Grupo de Gestión del Sector Eléctrico Colombiano desarrolló un análisis contrafactual orientado a evaluar el impacto de la integración de generación solar y eólica en la operación del Sistema Interconectado Nacional durante el periodo comprendido

entre enero de 2022 y marzo de 2026. El ejercicio permitió estimar el comportamiento que habría presentado el despacho eléctrico colombiano en términos de costos, utilización de recursos convencionales y precios de energía en un escenario hipotético sin la participación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

Para el desarrollo del análisis se empleó información operativa y de mercado reportada por XM, considerando variables asociadas al despacho de generación, disponibilidad de recursos, precios de oferta y operación del sistema. A partir de esta información se construyó un escenario alternativo en el cual la generación solar y eólica era reemplazada por recursos convencionales, permitiendo cuantificar los beneficios asociados a la incorporación de estas tecnologías en el sistema eléctrico colombiano.

Entre los principales resultados obtenidos conforme a los indicadores previamente definidos (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) se destacan:

- **Energía generada**: durante el periodo 2022-01-01 a 2026-03-31 se generaron 12.325,89 GWh de energía solar y eólica. De no existir estos recursos en el país, esta energía habría tenido que ser asumida por plantas hídricas y térmicas, según orden de mérito y restricciones del sistema.
- **Costo evitado:** de acuerdo a los resultados de los análisis, se estima que se evitaron costos por COP $2,78 billones, considerando que gracias a la generación solar y eólica, no se despacharon recursos hídricos y térmicos más costosos.
- **Precio de bolsa:** el precio de bolsa promedio diario en caso de que no se hubiera desarrollado la energía solar y eólica en el país, se incrementaría en $17,61 COP/kWh en promedio al día.
- **Fenómeno de El Niño**: el beneficio económico de las renovables se aprecia con mayor claridad durante los periodos de presión hidrológica de 2024 y comienzos de 2025. En esos meses, al retirar la generación solar y eólica del Caso Base, el Caso sin solar y eólica exige cubrir el faltante con recursos de mayor precio de oferta, elevando el precio promedio ponderado diario. El ahorro se concentra principalmente en las horas solares, entre h10 y h15.

***Tabla 47**. Indicadores principales del análisis contrafactual*

Indicador	Valor
Energía total generada	341.673,04 GWh
Energía solar y eólica a retirar	12.325,89 GWh
Energía a sustituir con recursos hídricos y térmicos	12.325,89 GWh
Costo energía despachada (Caso base)	78,66 billones COP
Costo energía despachada (Caso sin solar y eólica)	81,45 billones COP
Diferencia costo de energía (Caso Base vs Caso sin solar y eólica)	2,78 billones COP
Diferencia precio de bolsa promedio ponderado diario (Caso Base vs Caso sin solar y eólica)	17,61 COP/kWh

Fuente: Elaboración propia

***Anexo 21.** Análisis redespacho de energía sin FNCER 2022-2026*

9.4 Preparación del sector energético frente al posible Fenómeno de El Niño 2026-2027

Ante las señales climáticas observadas durante el primer semestre de 2026 y los pronósticos que advertían la posible ocurrencia de un Fenómeno de El Niño durante el periodo 2026-2027, el Viceministerio solicitó al Grupo de Gestión del Sector Eléctrico Colombiano apoyo para desarrollar actividades de seguimiento técnico, análisis de riesgos e identificación de posibles impactos sobre la confiabilidad y suficiencia energética del país. Estas actividades estuvieron orientadas a apoyar la toma de decisiones institucionales y a fortalecer el seguimiento a las medidas preventivas que venían siendo implementadas por las diferentes entidades y agentes del sector energético.

Al respecto el Grupo está participando en las sesiones que se están llevando a cabo de la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento de la Situación Energética CACSSE, en donde se está llevando a cabo tanto las discusiones a nivel sectorial como el seguimiento, la evaluación, análisis y seguimiento de las acciones dispuestas para enfrentar el eventual Fenómeno de El Niño 2026-2027 (para mas detalle ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

Anexo 22. *Fenómeno de El Niño*

9.4.1 Seguimiento técnico a riesgos para la confiabilidad energética

El Grupo realizó seguimiento permanente a la evolución de las condiciones climáticas y energéticas reportadas por XM, IDEAM y demás entidades del sector, analizando los posibles efectos de un escenario hidrológico deficitario sobre la operación del Sistema Interconectado Nacional. Como parte de este ejercicio se evaluaron riesgos asociados a la disponibilidad de generación, suficiencia energética, abastecimiento de combustibles, utilización del parque térmico nacional y condiciones operativas de los embalses, generando insumos técnicos para apoyar el seguimiento institucional de la situación.

De manera complementaria, se promovieron ejercicios de análisis relacionados con los posibles efectos de la implementación del Decreto 0177 de 2026 sobre la operación de embalses hidroeléctricos y la confiabilidad energética del país. En este contexto, se solicitó al Consejo Nacional de Operación y a XM el desarrollo de modelaciones y análisis técnicos orientados a evaluar escenarios de restricción operativa, efectos sobre la energía firme, balances energéticos y condiciones de suficiencia del Sistema Interconectado Nacional.

9.4.2 Atención de requerimientos institucionales y elaboración de insumos técnicos

El Grupo participó en la preparación de respuestas e insumos técnicos requeridos por organismos de control y diferentes actores del sector energético respecto de las acciones adelantadas por el Gobierno Nacional para enfrentar escenarios

asociados al Fenómeno de El Niño. Dentro de estas actividades se destaca la elaboración de información para atender requerimientos de la Procuraduría General de la Nación relacionados con medidas preventivas, coordinación institucional, seguimiento a riesgos energéticos y evaluación de impactos sobre la confiabilidad del sistema.

Asimismo, se prepararon documentos de análisis y respuestas dirigidas a gremios y asociaciones del sector energético, en las cuales se consolidó información sobre las medidas de preparación adelantadas por el sector y las acciones identificadas en la hoja de ruta sectorial.

9.4.3 Análisis y gestión de propuestas sectoriales

Como parte del seguimiento realizado, el Grupo recopiló, analizó y consolidó observaciones, propuestas y recomendaciones presentadas por diferentes agentes y gremios del sector energético en relación con la preparación del país frente a un eventual Fenómeno de El Niño. Estas recomendaciones fueron revisadas técnicamente, contrastadas con las medidas que venían siendo evaluadas por el sector y puestas en conocimiento de las entidades competentes para su análisis dentro de los espacios institucionales correspondientes.

Este ejercicio permitió fortalecer el flujo de información entre los diferentes actores del sector, identificar riesgos emergentes y aportar elementos técnicos para la evaluación de medidas orientadas a preservar la confiabilidad, continuidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en el país.

9.5 PINES: Proyectos estratégicos para el país

En el marco de las actividades de análisis y apoyo a la política sectorial, el Grupo de Gestión del Sector Eléctrico Colombiano adelantó un ejercicio de identificación y evaluación de proyectos de infraestructura eléctrica con relevancia estratégica para la seguridad energética, la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional y el avance de la Transición Energética Justa. Este ejercicio tuvo como propósito identificar iniciativas cuya ejecución resulta prioritaria para garantizar la atención de la demanda, fortalecer la capacidad de transporte de energía, facilitar la integración de nuevas fuentes de generación renovable y reducir restricciones operativas en diferentes regiones del país.

Como resultado de este trabajo se consolidó información técnica, regulatoria y sectorial de proyectos de generación y transmisión considerados estratégicos para el país, evaluando aspectos relacionados con su estado de desarrollo, beneficios para el sistema eléctrico, riesgos para su ejecución y contribución al cumplimiento de los objetivos de política energética. Con base en este análisis se elaboró una propuesta de proyectos susceptibles de ser considerados dentro del mecanismo de Proyectos de Interés Nacional y Estratégico (PINES), con el fin de apoyar la priorización institucional de iniciativas críticas para el desarrollo del sector. Los proyectos identificados se presentan en la ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. clasificados por tipología y según los ejecutores.

***Tabla 48**. Proyectos PINE identificados*

Proyecto	Tipo / Tecnología	Promotor
SE Alcaraván 230 kV	Transmisión STN	Transmisora de Energía de los Llanos
Proyecto UPME 02-2024 - Nueva Subestación Magangué 500 kV y Líneas de Transmisión Asociadas	Transmisión STN	ISA Intercolombia
Proyecto UPME 05-2021 - Nueva Subestación Pasacaballos 220 kV y Líneas de Transmisión Asociadas	Transmisión STN	ISA Intercolombia
Subestación Norte 230/115 kV	Transmisión STN	Enel Colombia
Renovación SVC Chinú (STATCOM)	Modernización de infraestructura	ISA Intercolombia
Parque Solar Valledupar (100 MW)	Generación Solar Fotovoltaica	Enel Colombia
Parque Solar Guayepo III (200 MW)	Generación Solar Fotovoltaica	Enel Colombia
Parque Solar Andrómeda (100 MW)	Generación Solar Fotovoltaica	Mainstream Colombia
Subestación Pacífico 230 kV	Transmisión STN	Celsia Colombia
Proyecto URMO Segundo Circuito Montería Urabá 220 kV y la Bahía para el tercer transformador en la subestación Montería 220 kV	Transmisión STN	INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P - ISA ENERGÍA
CONSTRUCCIÓN DEL CORTE “A” DEL DIÁMETRO 1 EN LA SUBESTACIÓN CHINÚ PARA LA CONEXIÓN DE CAMPANO SOLAR	Transmisión STN	INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. - ISA

Fuente: Elaboración propia

La evaluación realizada permitió identificar proyectos con impactos significativos sobre la confiabilidad del suministro eléctrico, la reducción de restricciones en la red de transmisión, la atención de la demanda en zonas con alto crecimiento, la integración de nueva generación renovable y el fortalecimiento de la infraestructura requerida para garantizar la seguridad energética del país. Asimismo, el ejercicio constituyó un insumo para los procesos institucionales posteriores para evaluación y priorización de proyectos estratégicos, de manera que se puedan presentar en el CIPE para evaluación de catalogación como proyectos PINE.

Se incluyen como anexos de esta sección: presentación resumen desarrollada por el grupo con la información consolidada de los proyectos identificados a ser considerados como PINES (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) y memorando remitido a la Oficina de Planeación y Gestión Internacional del Ministerio de Minas y Energía, con el objetivo de que esta información sea presentada por la oficina de planeación en sus respectivas gestiones.

***Anexo 23.** Proyectos PINES*

10 Trámites de Gestión del Sector

De acuerdo con lo definido en el Portafolio de Trámites y Servicios del Ministerio de Minas y Energía, el de Gestión del Sector Eléctrico Colombiano tiene a su cargo dos (2) trámites a su cargo: (i) Fijación de capacidad instalada y fecha de entrada en operación comercial de una central de generación eléctrica y ii) Fijar la proporción en que debe distribuirse el impuesto de industria y comercio entre los

municipios afectados por la construcción de centrales de generación eléctrica. A continuación, se detallan las gestiones que se han realizado en el marco de estos:

10.1.1 Fijación de capacidad instalada y fecha de entrada en operación comercial de una central de generación eléctrica

De conformidad con lo dispuesto en la Ley 56 de 1981 y las disposiciones reglamentarias vigentes, el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Dirección de Energía Eléctrica, adelanta el análisis y trámite de las solicitudes relacionadas con la fijación de la capacidad instalada y la fecha de entrada en operación comercial de las centrales de generación eléctrica.

En desarrollo de esta función, se verifica el cumplimiento de los requisitos técnicos y jurídicos de la solicitud, se revisa la información aportada por el interesado y el concepto técnico correspondiente, y se proyecta el acto administrativo mediante el cual se fija la capacidad instalada y la fecha de entrada en operación comercial para los efectos previstos en la Ley 56 de 1981 y demás normas aplicables.

Durante las vigencias 2024, 2025 y con corte al 31 de mayo de 2026, se adelantó la atención y análisis de las solicitudes presentadas por diferentes empresas del sector eléctrico, relacionadas con proyectos hidroeléctricos y fuentes no convencionales de energía renovable, las cuales se encuentran consignadas en la **Tabla 49**.

***Tabla 49**. Relación de tramites de fijación de capacidad instalada*

Trámite	Municipio - Depto	Nombre proyecto	Nombre del peticionario	Estado
Fijación de capacidad instalada	Briceño, Buriticá, Ituango, Liborina, Peque, Sabanalarga, San Andrés de Cuerquia, Santa fe de Antioquia, Toledo y Valdivia del Departamento de Antioquia	Unidades 1 y 2 del proyecto hidroeléctrico Ituango	HIDROELECTRICA ITUANGO S.A. E.S.P Empresas Públicas de Medellín E.S.P	Resolución 01027 del 27 de septiembre de 2023. Notificada por correo mediante radicado MME 2-2023-029668
Fijación de capacidad instalada	Alpe - Huila	Brisas Solar	AES Colombia & CIA S.C.A.	Resolución 00538 de 7 de junio de 2024. Notificada por correo mediante radicado MME 2-2024-018025
Fijación de capacidad instalada	Guapotá-Santander	PCH OIBITA	PCH San Bartolomé SAS	Resolución 00536 de 7 de junio de 2024. Notificada por correo mediante radicado MME 2-2024-018031

Trámite	Municipio - Depto	Nombre proyecto	Nombre del peticionario	Estado
Fijación de capacidad instalada	Guapotá y OIBA-Santander	PCH San Bartolomé	PCH San Bartolomé SAS	Resolución 00537 de 7 de junio de 2024. Notificada por correo mediante radicado MME 2-2024-018030
Fijación de capacidad instalada	Briceño, Buriticá, Ituango, Liborina, Peque, Sabanalarga, San Andrés de Cuerquia, Santa fe de Antioquia, Toledo y Valdivia del Departamento de Antioquia	Unidades 3 y 4 del proyecto hidroeléctrico Ituango	HIDROELECTRICA ITUANGO S.A. E.S.P Empresas Públicas de Medellín E.S.P	En trámite
Fijación de capacidad instalada	Sabana Larga y Ponedera – Atlántico	Planta solar Guayepo I y II	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P	En trámite
Fijación de capacidad instalada	Pivijay y Fundación – Magdalena	Planta Solar Fundación	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P	En trámite

Fuente: Elaboración propia

Los actos administrativos expedidos y en el marco de los trámites anteriormente relacionados en la **Tabla 49** se encuentran en el **Anexo 24**.

Anexo 24. *Resoluciones de Fijación de Capacidad Instalada*

10.1.2 Fijar la proporción en que debe distribuirse el impuesto de industria y comercio entre los municipios afectados por la construcción de centrales de generación eléctrica

La fijación de la proporción en que debe distribuirse el impuesto de industria y comercio (ICA) entre los municipios afectados por la construcción de centrales de generación eléctrica constituye una competencia asignada al Gobierno nacional, orientada a garantizar una distribución objetiva de este tributo entre las entidades territoriales en cuyo territorio se desarrollan las obras asociadas a proyectos de generación de energía eléctrica.

Este trámite tiene como fundamento principal la Ley 56 de 1981, cuyo artículo 7 establece que las entidades propietarias de obras para generación de energía eléctrica podrán ser gravadas con el impuesto de industria y comercio, correspondiéndole al Gobierno nacional fijar mediante decreto la proporción en que dicho impuesto debe distribuirse entre los municipios afectados por la construcción de la respectiva obra. Esta disposición fue posteriormente reiterada por el artículo 181 de la Ley 1607 de 2012.

De igual manera, el Decreto 2024 de 1982, compilado en el Decreto 1073 de 2015, desarrolla las disposiciones aplicables a este trámite, mientras que el Decreto 1933 de 1994 establece requisitos específicos para los proyectos hidroeléctricos, particularmente en lo relacionado con la delimitación de las áreas de influencia por parte del Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC) o de la autoridad catastral competente. Adicionalmente, la elaboración y expedición de los decretos correspondientes se encuentra sujeta a las disposiciones de técnica normativa contenidas en los Decretos 1609 de 2015 y 1273 de 2020.

En desarrollo de esta función, el Ministerio de Minas y Energía, a través del Grupo de Fondos y Gestión del Sector, adelanta la revisión técnica y jurídica de las solicitudes presentadas por las empresas generadoras obligadas al pago del impuesto, verificando el cumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa vigente. Para tal efecto, se analiza la información relacionada con la localización del proyecto, las áreas efectivamente utilizadas en cada municipio, los porcentajes de distribución propuestos por el solicitante, los planos y documentos técnicos aportados, así como la resolución de fijación de capacidad instalada y fecha de entrada en operación comercial previamente expedida por el Ministerio.

Con base en la información verificada, el Grupo elabora los proyectos de decreto y las memorias justificativas correspondientes, coordina las revisiones técnicas y jurídicas requeridas al interior de la entidad, atiende las observaciones formuladas durante el proceso y adelanta las actuaciones necesarias para la remisión de los documentos a la Oficina Asesora Jurídica y, posteriormente, a la Secretaría Jurídica de la Presidencia de la República para el trámite de expedición del acto administrativo correspondiente.

Así las cosas, durante las vigencias 2023, 2024, 2025 y lo corrido de 2026 se recibieron las solicitudes (ver **Tabla 50**) asociadas con este trámite.

***Tabla 50**. Relación de tramites de fijación de ICA*

Trámite	Municipio - Depto	Nombre proyecto	Nombre del peticionario	Observaciones	Estado
Decreto impuesto industria y comercio	Briceño, Buriticá, Ituango, Liborina, Peque, Sabanalarga, San Andrés de Cuerquia, Santa fe de Antioquia, Toledo y Valdivia - Antioquia	Unidades 1 y 2 de la Central Hidroeléctrica Ituango	Empresas Públicas de Medellín-E.P.M E.S.P	Se recibió solicitud mediante radicado 1-2024-031617. Se encuentra actualmente en la OAJ para trámite ante presidencia	En trámite
Decreto impuesto industria y comercio	Castilla La Nueva-Meta	San Fernando Solar	AES Colombia & CIA S.C.A.	Mediante radicado 3-2024-027777 la OAJ concluyó que el Proyecto San Fernando Solar no aplica para la fijación del impuesto bajo la Ley 56 de 1981 por no entregar energía al SIN; por ende, debe tributar el ICA bajo la Ley 14 de 1983 ante el municipio de Castilla La Nueva (Meta) sobre sus	Finalizado

Trámite	Municipio - Depto	Nombre proyecto	Nombre del peticionario	Observaciones	Estado
				ingresos brutos por venta de energía.	
Decreto impuesto industria y comercio	Castilla La Nueva-Meta	Castilla Solar	AES Colombia & CIA S.C.A.	La OAJ mediante radicado 3-2024-026719 dio respuesta a solicitud bajo radicado MME 3-2024-019209 del 21 de junio de 2024. Con el grupo jurídico se elaboró memorando para clarificar marco legal para la atención del trámite	En trámite
Decreto impuesto industria y comercio	Guapotá y OIBA-Santander	PCH San Bartolomé	PCH San Bartolomé SAS	Se recibió solicitud mediante radicado 1-2024-039427. Se encuentra actualmente en la OAJ para trámite ante presidencia	En trámite
Decreto impuesto industria y comercio	Guapotá - Santander	PCH Oibita	PCH San Bartolomé SAS	Se recibió solicitud mediante radicado 1-2024-042930. Se encuentra actualmente en la OAJ para trámite ante presidencia	En trámite

Fuente: Elaboración propia

11 Otras acciones

11.1 Mecanismo Obras Por Impuestos - OXI

El mecanismo de Obras por Impuestos (OxI) surge como una respuesta innovadora del Estado Colombiano frente a los desafíos históricos del desarrollo desigual y el abandono institucional en territorios marcados por el conflicto armado, la pobreza estructural y la débil presencia estatal. Fue creado mediante la Ley 1819 de 2016, en el contexto de la Reforma Tributaria estructural, como parte de la implementación de los compromisos del Acuerdo de Paz firmado ese mismo año. Aunque los recursos invertidos provienen del impuesto de renta de las empresas, siguen siendo fondos públicos del Presupuesto General de la Nación (PGN); sin embargo, su ejecución se transfiere a actores privados, quienes financian y ejecutan directamente obras destinadas a garantizar derechos básicos en los municipios priorizados por los Programas de Desarrollo con Enfoque Territorial (PDET). Esta alternativa surge ante la constatación de que el Estado ha tenido serias limitaciones institucionales, operativas y logísticas para ejecutar con eficacia obras de impacto en estas zonas, por lo cual se busca apalancar la capacidad técnica y administrativa del sector privado para avanzar en el cierre de brechas sociales.

El funcionamiento del mecanismo se da bajo dos modalidades principales: **fiducia y convenio**, cada una con características distintas. En la modalidad fiducia, los

recursos del contribuyente son administrados por un patrimonio autónomo manejado por una sociedad fiduciaria, que se encarga de contratar y ejecutar el proyecto, lo que garantiza una mayor independencia del sector público. En la modalidad convenio, el contribuyente firma un convenio con una entidad estatal (tanto un municipio beneficiario y el ministerio de minas y energía) y participa activamente en la ejecución del proyecto. Esta última modalidad permite una relación más directa con las comunidades y autoridades locales, aunque requiere una mayor gestión administrativa y capacidad financiera del contribuyente. La elección entre ambas modalidades depende del tipo de proyecto, el perfil del contribuyente y el territorio donde se desarrollará la obra.

Entre las generalidades más importantes del mecanismo se destaca que solo pueden presentarse proyectos que estén registrados en el Banco de Proyectos de Inversión Nacional (BPIN), lo que garantiza su alineación con las políticas públicas y la planificación nacional del desarrollo, especialmente la alineación con el **Plan Nacional de Desarrollo "Colombia potencia mundial de la vida"**.

Estos proyectos deben contar con el concepto de viabilidad técnica emitido por el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE) o la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la Dirección de Energía Eléctrica (DEE) del Ministerio de Minas y Energía, y el Departamento Nacional de Planeación (DNP), garantizando así su coherencia técnica y su articulación con las metas del acceso universal a la energía.

11.1.1 Viabilización de Proyectos

Para la vigencia 2023, la Dirección de Energía logró dar viabilidad sectorial favorable a **11 proyectos** de ampliación de cobertura de energía eléctrica, con la implementación de soluciones solares fotovoltaicas, que beneficiaran a **1.423 nuevos usuarios** ubicados en los departamentos de Antioquia, Cesar, Cundinamarca, La Guajira y Putumayo. Con una inversión privada de aproximadamente de $45.620 millones de pesos. A continuación, en la **Tabla 51** se detallan los proyectos contratados en 2023.

***Tabla 51**. Proyectos financiados por el Mecanismo de OXI - 2023*

Contrato	Departamento	Municipio	Usuarios	Valor del proyecto
GGC- 1169-2023	Cundinamarca	Paratebueno	106	$ 3,065,440,010
GGC-0722-2023	Cundinamarca	Medina	75	$ 2,133,681,797
GGC-1172-2023	La Guajira	Bosconia	92	$ 4,063,085,612
GGC-1173-2023	Antioquia	Bajo Cauca	245	$ 7,343,589,679
GGC-1174-2023	Cesar	Becerril	92	$ 3,856,414,215
GGC-1175-2023	La Guajira	Villanueva	111	$ 4,291,558,432
GGC-1177-2023	La Guajira	La Jagua Del Pilar	43	$ 1,939,106,963
GGC-1181-2023	Cesar	La Paz	92	$ 4,095,221,897
3-1-113943-002- 2024	Putumayo	Valle de Guamuez	36	$1.822.870.899

3-1-113711-004-2023	La Guajira	Maicao	317	$ 7,094,263,889
3-1-113929-002-2023	Antioquia	Amalfil, Anori , Briceño, Ituango, Sergovia, Vañdivia	214	$ 5,915,220,216

Fuente: Elaboración propia

En este sentido, la Dirección de Energía para la **vigencia 2024** logró dar viabilidad sectorial favorable a **18 proyectos de ampliación** de cobertura de energía eléctrica, con la implementación de soluciones solares fotovoltaicas, que beneficiaran a **4.615 nuevos usuarios** ubicados en los departamentos de Arauca, Casanare, Cauca, Cesar, Córdoba, La Guajira, Nariño, Putumayo y Tolima. Con una inversión privada de aproximadamente de $171.717 millones de pesos. A continuación, en la **Tabla 52** se detallan los proyectos contratados.

***Tabla 52**. Proyectos financiados por el Mecanismo de OXI - 2024*

Contrato	Departamento	Municipio	Usuarios	Valor del proyecto
N/A[16]	Casanare	Paz De Ariporo	306	$ 10,286,189,146
N/A	Casanare	Monterrey	62	$ 2,106,639,821
GGC-1333-2024	Cesar	Curumaní	464	$ 17,355,589,560
GGC-1335-2024	Cesar	San Diego	51	$ 2,011,565,486
GGC-1336-2024	Casanare	Támara	454	$ 16,510,705,698
GGC-1337-2024	Putumayo	Valle Del Guamuez	71	$ 3,005,233,612
GGC-1338-2024	Putumayo	Puerto Asís	492	$ 18,879,914,995
GGC-1339-2024	La Guajira	Maicao	232	$ 8,764,975,266
GGC-1340-2024	Cauca	Santa Rosa	662	$ 24,194,459,804
GGC-1341-2024	La Guajira	Riohacha	72	$ 3,034,760,035
GGC-1342-2024	Nariño	Mallama	48	$ 1,976,320,610
GGC-1343-2024	Arauca	Cravo Norte	226	$ 8,183,192,031
GGC-1344-2024	Putumayo	San Miguel	309	$ 11,889,829,152
GGC-1345-2024	Córdoba	Tierralta	667	$ 23,553,363,148
GGC-1346-2024	Tolima	Chaparral	160	$ 6,297,134,855
GGC-1347-2024	Casanare	Chámeza	81	$ 3,639,605,748
GGC-1348-2024	Casanare	Hato Corozal	129	$ 5,438,104,449
GGC-1349-2024	Cauca	Mercaderes	129	$ 4,590,137,864

Fuente: Elaboración propia

En este sentido, la Dirección de Energía para la **vigencia 2025** logró dar viabilidad sectorial favorable a **4 proyectos de ampliación** de cobertura de energía eléctrica, con la implementación de soluciones solares fotovoltaicas, que beneficiaran a **712 nuevos usuarios** ubicados en los departamentos de Córdoba, Nariño, Norte de Santander y Putumayo. Con una inversión privada de aproximadamente de $34.417 millones de pesos. A continuación, en la **Tabla 53** se detallan los proyectos contratados.

[16] Estos no tienen un numero de contrato asociado ya que no fue un convenio suscrito sino por la modalidad de fiducia.

***Tabla 53**. Proyectos financiados por el Mecanismo de OXI – 2025.*

Contrato	Departamento	Municipio	Usuarios	Valor del proyecto
GGC-1554-2025	Putumayo	Puerto Caicedo	362	$ 12,149,743,567
GGC-2166-2025	Cordoba	Tierralta	31	$ 3,415,209,006
N/A	Norte De Santander	Teorama	98	$ 4,786,796,647
N/A	Nariño	Barbacoas	231	$ 14,066,155,845

Fuente: Elaboración propia

Para la vigencia actual se logró dar viabilidad sectorial favorable a **3 proyectos de proyectos de ampliación** de cobertura de energía eléctrica, con la implementación de soluciones solares fotovoltaicas, que beneficiaran a 628 **nuevos usuarios** ubicados en los departamentos de Norte de Santander Chocó y Vichada. Con una inversión privada de aproximadamente de $37.141 millones de pesos. A continuación en la **Tabla 54** se detallan los proyectos viabilizados.

***Tabla 54**. Proyectos viabilizados para ser financiados por el Mecanismo de OXI - 2026*

Departamento	Municipio	Usuarios	Valor del proyecto
Norte De Santander	Sardinata	30	$ 2,167,911,351
Chocó	Litoral De San Juan	27	$ 2,106,003,791
Vichada	Cumaribo	571	$33,141,469,513

Fuente: Elaboración propia

11.1.2 Contratación de interventorías

En cumplimiento de las obligaciones del Ministerio de Minas y Energía como Entidad Nacional Competente (ENC), se adelanta la contratación de la interventoría administrativa, técnica, jurídica, ambiental, social, financiera y contable para los convenios de Obras por Impuestos, conforme a la Ley 80 de 1993 y demás disposiciones aplicables, garantizando el cumplimiento de los principios de la función administrativa, la selección objetiva y el régimen de inhabilidades e incompatibilidades. Aunado a lo anterior, en la **Tabla 55** se describen los procesos de contratación y los contratos de interventoría suscritos en la vigencia 2024 y 2025.

***Tabla 55**. Interventorías contratadas para los proyectos financiados por el Mecanismo de OXI – 2024 y 2025*

AÑO	OBJETO	Concurso de Méritos	No. Contrato de Interventoría	PROVEEDOR
2024	Instalación de soluciones individuales fotovoltaicas para la generación de energía eléctrica en zona rural dispersa del municipio de Medina en el departamento de Cundinamarca	CM-001-2024	GGC-1127-2024	CONSORCIO INT OXI 203 (PROINGES S.A.S - 60% GEPROING S.A.S - 40%)
	Instalación de soluciones individuales fotovoltaicas para la generación de energía eléctrica en zona rural dispersa del municipio de Paratebueno en el departamento de Cundinamarca	CM-001-2024	GGC-1128-2024	UNION TEMPORAL OXI 2024 (ANTER S.A.S - 50% SEGEN INGENIERIA S.A.S - 50%)
	Suministro e instalación de paneles solares: soluciones individuales para viviendas en el sector rural, de la subregión PDET del bajo cauca del departamento de Antioquia	CM-06-2024	GGC-986-2025	PROINGES S.A.S.
	Construcción de soluciones individuales solares fotovoltaicas para las comunidades rurales y dispersas de las ZNI del municipio de Bosconia, departamento de cesar	CM-06-2024	GGC-0988-2025	PROINGES S.A.S.
	Construcción de soluciones fotovoltaicas individuales para comunidades rurales y dispersas de las ZNI del municipio de la paz, departamento de Cesar	CM-001-2024	GGC-1122-2024	CONSORCIO INT OXI 203 (PROINGES S.A.S - 60% GEPROING S.A.S - 40%)
	Construcción de soluciones individuales solares fotovoltaicas para las comunidades rurales y dispersas de las ZNI del municipio de becerril, departamento de cesar	CM-001-2024	GGC-1125-2024	CONSORCIO INT OXI 203 (PROINGES S.A.S - 60% GEPROING S.A.S - 40%)
	Instalación de soluciones individuales fotovoltaicas para la generación de energía eléctrica en zona rural dispersa del municipio Villanueva en el departamento de la guajira	CM-001-2024	GGC-1123-2024	CONSORCIO INT OXI 203 (PROINGES S.A.S - 60% GEPROING S.A.S - 40%)
	Construcción de soluciones individuales fotovoltaicas para la generación de energía eléctrica en vivienda rural dispersa del municipio de la jagua del pilar en el departamento de la guajira	CM-001-2024	GGC-1124-2024	CONSORCIO INT OXI 203 (PROINGES S.A.S - 60% GEPROING S.A.S - 40%)
2025	Instalación de soluciones individuales fotovoltaicas para la generación de energía eléctrica en zona rural dispersa del municipio de támara en el departamento de casanare	CM-03-2025	GGC-2095-2025	CONSORCIO INTERVENTORIA SOLAR OXI 2025 (PROINGES S.A.S - 55% GEPROING S.A.S. - 41% CIVEL S.A.S. - 4%)
	Construcción de proyecto para dar solución energética sostenible a comunidades en la zona rural ubicadas en el municipio de santa rosa, cauca	CM-03-2025	GGC-2094-2025	CONSORCIO INTERVENTORIA SOLAR OXI 2025 (PROINGES S.A.S - 55% GEPROING S.A.S. - 41% CIVEL S.A.S. - 4%)
	Construcción de sistemas individuales solares fotovoltaicos para las comunidades rurales y dispersas de las ZNI del municipio de san diego departamento del cesar.	CM-03-2025	GGC-2087-2025	ARDCO CONSTRUCCIONES S.A.S.

AÑO	OBJETO	Concurso de Méritos	No. Contrato de Interventoría	PROVEEDOR
	Construcción de sistemas individuales solares fotovoltaicos para las comunidades rurales y dispersas de las ZNI del municipio curumaní departamento de cesar	CM-03-2025	GGC-2093-2025	CONSORCIO INTERVENTORIA SOLAR OXI 2025 (PROINGES S.A.S - 55% GEPROING S.A.S. - 41% CIVEL S.A.S. - 4%)
	Instalación de soluciones individuales fotovoltaicas para la generación de energía eléctrica en zona rural dispersa del municipio de maicao en el departamento de la guajira	CM-03-2025	GGC-2096-2025	CONSORCIO INTERVENTORIA SOLAR OXI 2025 (PROINGES S.A.S - 55% GEPROING S.A.S. - 41% CIVEL S.A.S. - 4%)
	Instalación de soluciones individuales fotovoltaicas para la generación de energía eléctrica en zona rural dispersa del municipio de riohacha, en el departamento de la guajira	CM-03-2025	GGC-2097-2025	CONSORCIO INTERVENTORIA SOLAR OXI 2025 (PROINGES S.A.S - 55% GEPROING S.A.S. - 41% CIVEL S.A.S. - 4%)
	Instalación soluciones individuales fotovoltaicas para la generación de energía eléctrica en zona rural dispersa del municipio de chaparral en el departamento de tolima	CM-03-2025	GGC-2109-2025	UT NOVA ENERGIA 2025 (SEGEN INGENIERIA S.A.S. - 45% ANTER S.A.S. - 40% WEG INGENIERIA S.A.S. - 15%)
	Implementación de soluciones solares fotovoltaicas para veredas de la zona rural en el municipio de puerto asís putumayo	CM-03-2025	GGC-2098-2025	CONSORCIO INTERVENTORIA SOLAR OXI 2025 (PROINGES S.A.S - 55% GEPROING S.A.S. - 41% CIVEL S.A.S. - 4%)
	Implementación de sistemas individuales solares fotovoltaicos para usuarios de la zona rural del municipio de valle del guamuez, putumayo”	CM-03-2025	GGC-2105-2025	SERVICIOS DE CONSULTORÍA OBRAS Y BIENES S.A.S. -SECOB S.A.S.
	Implementación de soluciones solares fotovoltaicos para usuarios de las veredas de la zona rural del municipio de san miguel putumayo	CM-03-2025	GGC-2106-2025	SERVICIOS DE CONSULTORÍA OBRAS Y BIENES S.A.S. -SECOB S.A.S.
	Implementación de soluciones solares fotovoltaicas para usuarios de las veredas de la zona rural del municipio de cravo norte, arauca	CM-03-2025	GGC-2111-2025	UT NOVA ENERGIA 2025 (SEGEN INGENIERIA S.A.S. - 45% ANTER S.A.S. - 40% WEG INGENIERIA S.A.S. - 15%)
	Construcción de proyecto para dar solución energética sostenible a comunidades en la zona rural ubicadas municipio de mercaderes departamento del cauca”	CM-03-2025	GGC-2089-2025	ISES
	Construcción instalación e implementación de soluciones de energía sostenibles consistentes en sistemas solares fotovoltaicos individuales para generar electricidad para usuarios rurales dispersos en las ZNI Tierralta córdoba	CM-03-2025	GGC-2099-2025	CONSORCIO INTERVENTORIA SOLAR OXI 2025 (PROINGES S.A.S - 55% GEPROING S.A.S. - 41% CIVEL S.A.S. - 4%)

AÑO	OBJETO	Concurso de Méritos	No. Contrato de Interventoría	PROVEEDOR
	Instalación de soluciones individuales fotovoltaicas para la generación de energía eléctrica en zona rural dispersa del municipio de Chameza en el departamento de Casanare	CM-03-2025	GGC-2108-2025	SERVICIOS DE CONSULTORÍA OBRAS Y BIENES S.A.S. -SECOB S.A.S.
	Instalación de soluciones individuales fotovoltaicas para la generación de energía eléctrica en zona rural dispersa del municipio de hato corozal en el departamento de Casanare	CM-03-2025	GGC-2110-2025	SERVICIOS DE CONSULTORÍA OBRAS Y BIENES S.A.S. -SECOB S.A.S.

Fuente: Elaboración propia

Para la vigencia 2026, se estructuró el proceso de selección mediante concurso de méritos para los convenios relacionados en la siguiente tabla. Como soporte de la estimación presupuestal, se realizó un sondeo de mercado a través de la plataforma SECOP II (SIP-048-2026), a partir del cual se definieron los costos de interventoría por proyecto, así como los requisitos habilitantes y criterios de evaluación de las ofertas. Finalmente, el estudio previo fue remitido al área contractual para su revisión, aprobación y posterior publicación del proceso en SECOP II. En la **Tabla 56** se referencian los contratos que actualmente están en proceso de publicación de contratación de interventorías a través del concurso de méritos.

***Tabla 56**. Interventorías en proceso de contratación para los proyectos financiados por el Mecanismo de OXI – 2024 y 2025*

No. Contrato	Municipio/Dpto	No. de Usuarios
GGC-1342-2024	Municipio de Mallama - Nariño	48
GGC-1554-2025	Municipio de Puerto Caicedo- Putumayo	362
GGC-2166-2025	Municipio de Tierra Alta- Córdoba	31

Fuente: Elaboración propia

Se encuentra ***pendiente*** la celebración del concurso de méritos la cual se encuentra programada para el mes de julio y agosto.

11.1.3 Actualización Manual Operativo OXI

El Ministerio de Minas realizó diferentes mesas de trabajo durante la vigencia 2024, para ajustar y fortalecer los lineamientos técnicos y operativos del mecanismo. Razón por la cual la Agencia de Renovación del Territorio-ART adoptó las dichas actualizaciones, contenidas en las siguientes actas:

- Acta No. 1 de 2024: Actualización Manual Operativo Obras por Impuestos ART - DNP Julio 2024. (Primera actualización del Manual Operativo, en la cual se introducen ajustes a los procedimientos y lineamientos aplicables.)

- Acta No. 2 de 2024: Actualización Manual Operativo Obras por Impuestos ART - DNP diciembre 2024 (Segunda actualización, que incorpora precisiones adicionales para la implementación del mecanismo.)

Por otra parte, teniendo en cuenta las diferentes iniciativas del Ministerio para fomentar proyectos encaminados en la transición energética que puedan fomentar la diversificación de la matriz energética, se creó la necesidad de ampliar las tipologías de presentación de proyectos de la línea de energía, actualización evidenciada en la versión 5.0 del Manual Operativo en diciembre de 2025, dichas tipologías son:

- Generación de energía eléctrica: Proceso mediante el cual se obtiene energía eléctrica a partir de alguna otra forma de energía.
- Distribución de energía eléctrica: Transferencia de energía eléctrica a los consumidores, dentro de un área específica.
- Autogeneración a pequeña escala: Autogenerador con capacidad instalada o nominal igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya (límite máximo 1 MW).
- Generación distribuida: Es la actividad de generar energía eléctrica con una planta con capacidad instalada o nominal de generación menor a 1 MW, y que se encuentra instalada cerca de los centros de consumo, conectada al Sistema de Distribución Local – SDL.
- Autogeneración Colectiva – AGDC: Actividad realizada por la comunidad energética que produce energía, principalmente, para atender su propia demanda de energía. En el evento en que se generen excedentes de energía a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin.
- Generación Distribuida Colectiva – GDC: Es la producción de energía eléctrica realizada por la comunidad energética, cerca de los centros de consumo, conectada a un sistema de distribución local (SDL) o a una microrred. La entrega de la energía al Sistema de Distribución Local (SDL) se rige bajo la regulación que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin, dentro del plazo de tres (3) meses siguientes a la expedición del presente decreto.

Estas nuevas tipologías de proyectos permiten que los contribuyentes interesados puedan optar por proyectos estructurados en las Zonas No Interconectadas del país para aumentar la cobertura del servicio de energía, garantizar el acceso del servicio a las poblaciones más vulnerables; promover 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 en las comunidades y aumentar la confiabilidad del sistema mediante la inclusión de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables -FNCER.

Finalmente, en la **Tabla 57**. Datos de ejecución OXI y **Gráfica 32** se encuentra consolidada la gestión realizada desde el grupo de fondos y gestión del sector en la suscripción de proyectos a través de convenios, fiducias y la contratación de interventorías a través de concursos de méritos expedidos.

Gráfica 32. *Ejecución OXI*

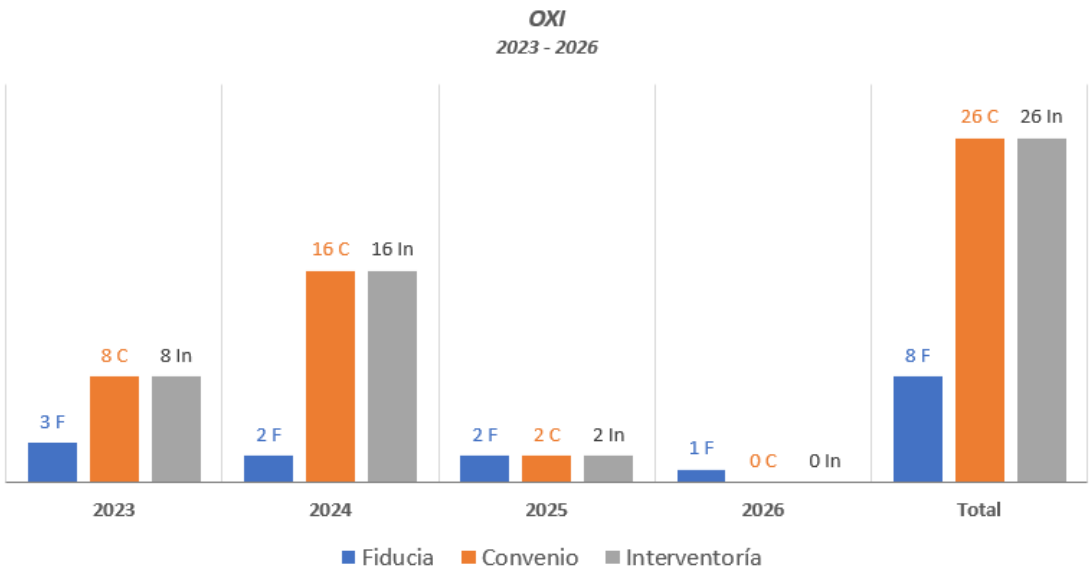


Tabla 57*. Datos de ejecución OXI*

Tipo	AÑO				Total
	2023	2024	2025	2026	
Fiducia	3 F	2 F	2 F	1 F	8 F
Convenio	8 C	16 C	2 C	0 C	26 C
Interventoría	8 In	16 In	2 In	0 In	26 In
Total Obras por Impuestos	**11**	**18**	**4**	**1**	**34**

Fuente: Elaboración propia

11.2 Actas Comité de Administración celebrados en las vigencias 2024 - 2026

Durante las vigencias 2024, 2025 y 2026 se ha gestionado y se ha participado desde el rol de Secretaría Técnica conforme en la designación realizada a la Coordinación del Grupo de Fondos y Gestión del Sector en los Comités de Administración de los fondos de inversión FAZNI, FAER y PRONE. En estos se ha realizado la aprobación de recursos para el financiamiento de proyectos orientados a la ampliación de cobertura y normalización de redes eléctricas, la aprobación de Vigencias Expiradas y la terminación anticipada de proyectos previamente financiados. A continuación, en la **Tabla 58** se relacionan las Actas de Comité de Administración de los fondos anteriormente mencionados.

***Tabla 58**. Relación de Actas de Comité de Administración de los fondos de Inversión FAZNI, FAER y PRONE*

Comité de Administración	Número	Fecha	Decisión
CAFAZNI	87	30/04/2024	Los integrantes del comité después del análisis realizado deciden: 1. Aprobar, por unanimidad, la recomendación expuesta por la Dirección de Energía Eléctrica, la cual consiste en disponer de VEINTISEIS MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y SEIS MILLONES CUARENTA Y TRES MIL SETECIENTOS DIECISÉIS PESOS M/CTE ($26.246.043.716), por concepto de Vigencia Expirada para cumplir con los compromisos adquiridos en el marco de la ejecución de los contratos referenciados. 2. Aprobar la continuación del trámite de contratación de los 16 proyectos aprobados en los CAFAZNI 85 y 86 por valor de $242.536.061.825 para beneficiar a 7.952 viviendas en la ZNI. 3. Analizar para posterior revisión la financiación de los tres (3) proyectos ubicados en los Departamentos de Casanare y Huila mediante la estrategia de comunidades energéticas o validar otra fuente de financiación dada la disponibilidad presupuestal del FAZNI. 4. Adelantar de proceso de interventoría de los 16 proyectos CAFAZNI mediante concurso público de méritos, incluyendo mecanismo de participación comunitaria.
CAFAZNI	88	20/06/2024	Los integrantes del comité de conformidad con la recomendación de la Dirección de Energía Eléctrica, después del análisis realizado deciden: 1. Aprobar por unanimidad, la recomendación expuesta por la Dirección de Energía Eléctrica, la cual consiste en disponer de los recursos disponibles de ciento doce mil novecientos ochenta millones novecientos seis mil doscientos ochenta y cuatro pesos M/CTE ($112.980.906.284) para la financiación de 19 proyectos, de los cuales 16 fueron aprobados mediante comité CAFAZNI 87 y 3 proyectos que son aprobados en este comité. 2. Adelantar de proceso de interventoría de los 3 proyectos aprobados en el presente CAFAZNI mediante concurso público de méritos, incluyendo mecanismo de participación comunitaria.
CAFAZNI	89	06/11/2024	Los integrantes del comité después del análisis realizado deciden: Aprobar por unanimidad la recomendación expuesta por la Dirección de Energía sobre el ajuste y financiación de diecinueve (19) proyectos por valor de $244.104.911.998 y proceder con la contratación de los proyectos con ocasión a la autorización de

Comité de Administración	Número	Fecha	Decisión
			vigencias futuras expedida por el Departamento Nacional de Planeación - DNP Y Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
CAFAZNI	90	03/12/2024	Los integrantes del comité después del análisis realizado deciden establecer como mínimo las siguientes obligaciones específicas al Ejecutor (administrador delegado) en el clausulado del contrato, así: 1 - Adelantar el proceso de contratación de la interventoría con un tercero independiente del Ejecutor (administrador delegado) y del Contratista Derivado de obra, en el marco de un proceso competitivo y transparente que garantice criterios de evaluación: experiencia, calidad y cumplimiento de requisitos que facilite la pluralidad de oferentes y selección objetiva. 2 - El Ejecutor (administrador delegado) deberá realizar el proceso de selección de la interventoría conforme a su reglamento interno y disposiciones definidas por la supervisión del MME, la cual deberá quedar registrada mediante comunicación oficial. "
CAFAZNI	91	17/06/2025	La Decisión del comité es: 1. Aprobar por unanimidad disponer de DIECISIETE MIL OCHOCIENTOS CUARENTA Y SEIS MILLONES OCHOCIENTOS CUATRO MIL TRES PESOS M/CTE ($17.846.804.003), por concepto de Vigencias Expiradas para cumplir con los compromisos adquiridos en el marco de la ejecución de los contratos de obra FAZNI-GGC-615-L03-20 y FAZNI-GGC-656-L07-20. 2. Aprobar por unanimidad disponer de NOVECIENTOS SETENTA Y TRES MILLONES SEISCIENTOS SEIS MIL QUINIENTOS SETENTA Y UN PESOS M/CTE ($973.606.571), por concepto de Vigencias Expiradas para cumplir con los compromisos adquiridos en el marco de la ejecución de los contratos de interventoría expuesto en el numeral 5.2. 3. Aprobar por unanimidad la asignación de recursos por valor de DOSCIENTOS NOVENTA Y TRES MIL TRESCIENTOS TREINTA Y DOS MILLONES CIENTO CINCUENTA Y DOS MIL TRESCIENTOS CUARENTA Y DOS PESOS M/CTE ($293.332.152.342) para la financiación de proyectos que buscan la ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas que beneficiaran a 8.466 nuevos usuarios que habitan en los departamentos de Arauca, Casanare, Cauca, Putumayo, Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Huila, La Guajira, Magdalena, Norte de Santander, Santander y Sucre. Establecer como mínimo las siguientes obligaciones específicas al ejecutor en el clausulado del contrato, así: 1. Adelantar el proceso de contratación de la interventoría con un tercero independiente del Ejecutor y del Contratista Derivado de obra, en el marco de un proceso público, competitivo y transparente que garantice criterios de evaluación: experiencia, calidad y cumplimiento de requisitos que facilite la pluralidad de oferentes y selección objetiva. 2. El ejecutor deberá realizar el proceso de selección de la interventoría conforme a su reglamento interno y disposiciones definidas por la supervisión del MME, la cual deberá quedar registrada mediante comunicación oficial.
CAFAZNI	92	10/11/2025	La decisión del comité es: 1. Aprobar, por unanimidad, disponer de SEISCIENTOS VEINTISÉIS MILLONES CUARENTA Y NUEVE MIL NOVECIENTOS CUARENTA Y UN PESOS M/CTE ($626.049.941), por concepto de Vigencias Expiradas para cumplir con los compromisos adquiridos en el marco de la ejecución de los contratos de obra (FAZNI–GGC–634–L05–20) e interventoría (FAZNI–GGC–429–L03–20, FAZNI–GGC–433–L2–20 y FAZNI–GGC–631–L03–20) descritos en el numeral 5. 2. Aprobar por unanimidad la adición de TRES MIL TRECIENTOS NOVENTA Y CUATRO MILLONES NOVECIENTOS CUARENTA Y NUEVE

Comité de Administración	Número	Fecha	Decisión
			MIL OCHOCIENTOS UN PESOS CON CUARENTA Y CINCO CENTAVOS M/CTE ($3.394.949.801,45) al Contrato FAZNI GGC–417–15. 3. Aprobar por unanimidad la autorización de la cesión del Contrato FAZNI GGC–615–20 suscrito con ELECTROHUILA S.A. E.S.P., a la empresa ESPDELCA S.A.S. E.S.P.
CAFAZNI	93	13/04/2026	La decisión del comité es: Aprobar, por unanimidad, la recomendación expuesta por la Dirección de Energía Eléctrica, la cual consiste en disponer de MIL CIENTO CINCUENTA Y DOS MILLONES NOVECIENTOS SESENTA Y CINCO MIL SETECIENTOS OCHENTA Y NUEVE CON SESENTA CENTAVOS M/CTE ($1,152,965,789.60), por concepto de Vigencia Expirada para cumplir con los compromisos adquiridos en el marco de la ejecución de los contratos referenciados en el numeral 5.
CAFAER	65	04 de abril del 2024	El Comité de Administración decidió: a) Aprobar la actualización del cronograma (según solicitud del Operador de Red del 2 de abril de 2024) y manifestar que la ejecución del proyecto se realizará con recursos vigencia 2024, sin constituir vigencias futuras para el desarrollo del proyecto, y sin modificación de los demás ítems aprobados en el CAFAER 62. b) Aprobar la solicitud de vigencias expiradas por valor de VEINTISIETE MIL QUINIENTOS TREINTA Y NUEVE MILLONES DOSCIENTOS VEINTICINCO MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y SEIS PESOS CON CATORCE CENTAVOS ($27.539.225.246,14), para cumplir con los compromisos adquiridos en el marco de la ejecución de los contratos: FAER GGC 435-15, FAER GGC 657-20, FAER GGC 372-16, FAER GGC 553-20, FAER GGC 554-20, FAER GGC 504-22, FAER GGC 501-22 y FAER GGC 508-22
CAFAER	66	26 de abril del 2024	El Comité de Administración decidió: a) Devolver los proyectos FAER No. 1469 y 1480 a los estructuradores para que realicen la actualización, ajuste de precios y diseños y, posteriormente inicien el proceso de presentación de proyectos de acuerdo con lo establecido en la Resolución Nro. 40379 del 16 de mayo de 2023 junto con el cumplimiento de los requisitos allí definidos
CAFAER	67	18 de julio del 2024	El Comité de Administración decidió: a) Aprobar la solicitud de modificación al contrato 504 de 2022 en atención a las recomendaciones presentadas por la supervisión y la Dirección de Energía Eléctrica. Igualmente, solicita a la dirección junto con las demás dependencias competentes del ministerio, adelantar los trámites administrativos, jurídicos, presupuestales y contractuales correspondientes
CAFAER	68	2 de agosto del 2024	El Comité de Administración decidió: a) aprueba la financiación de los cuatro (4) proyectos de ampliación de cobertura presentados mediante recursos del FAER que beneficiarán a 3.553 nuevos usuarios por un valor de $109.297.529.327 pesos colombianos (COP)
CAFAER	69	22 y 23 de octubre del 2024	El Comité de Administración decidió: a) Aprobar la financiación del proyecto de ampliación de cobertura presentado para la financiación mediante el Fondo De Apoyo Financiero Para La Energización De Las Zonas Rurales Interconectadas – FAER que beneficiarán a 1.347 nuevos usuarios por un valor de $56.527.424.841 pesos colombianos (COP)
CAFAER	70	25 de julio 2025	El Comité de Administración decidió: a) Aprobar el pago de vigencias expiradas por valor de SEIS MIL QUINIENTOS SETENTA Y CUATRO MILLONES NOVENTA Y OCHO MIL CUATROCIENTOS TREINTA Y SIETE PESOS CON DIEZ CENTAVOS ($6.574.098.437,10), con el fin de cumplir con los compromisos

Comité de Administración	Número	Fecha	Decisión
			adquiridos en el marco de la ejecución de los contratos GGC-553-2020, GGC-758-2019, GGC-807-2019 y GGC-422-2019. b) Autorizar la terminación anticipada de los contratos FAER GGC 501 y 508 de 2022. c) Ratificar la decisión contenida en el Acta de Reunión CAFAER No. 67, respecto al valor del costo por usuario (CxU) del contrato FAER GGC 504-2022. d) Aprobar la asignación de recursos del FAER para financiar tres proyectos orientados a la ampliación de cobertura y mejoramiento de la infraestructura eléctrica, que beneficiarán a 1.882 nuevos usuarios y 26.373 usuarios existentes, por un valor total de $124.701.771.716 pesos colombianos (COP).
CAFAER	71	12 de noviembre de 2025	El Comité de Administración decidió: a) Aprobar la asignación de recursos FAER para financiar un proyecto orientado a la ampliación de cobertura y mejoramiento de la infraestructura eléctrica, que beneficiará a 448 nuevos usuarios, por un valor total de $14.125.074.818 pesos colombianos (COP).
CAFAER	72	9 enero de 2026	El Comité de Administración decidió: a) Continuar con la asignación de recursos FAER para financiar un proyecto orientado a la ampliación de cobertura y mejoramiento de la infraestructura eléctrica, que beneficiará a 448 nuevos usuarios, por un valor total de $14.125.074.818 pesos colombianos (COP).
CAFAER	73	13 de abril de 2026	El Comité de Administración decidió: a) Aprobar el pago de vigencias expiradas para cumplir con los compromisos del contrato GGC-550-2020 b) Aprobar el pago de vigencias expiradas para cumplir la obligación pendiente para el contrato GGC-435-2015.
CAFAER	74	08 de mayo de 2026	El Comité de Administración decidió: a) Aprobar el pago de vigencias expiradas para cumplir con los compromisos de los contratos GGC-488-2022, GGC-732-2019 y GGC-741-2019
CAPRONE	37	25 de abril de 2024	El Comité decidió aprobar la solicitud de vigencias expiradas por valor de CINCO MIL CIENTO SESENTA Y DOS MILLONES TRESCIENTOS SETENTA Y UN MIL OCHOCIENTOS CINCUENTA Y SEIS PESOS ($ 5.162.371.856), para cumplir con los compromisos adquiridos en el marco de la ejecución de los contratos: PRONE GGC-619-20, GGC-606-20, GGC-600-20, GGC-629-20, GGC-597-20, GGC-610-20, GGC-620-20, GGC-612-20, GGC-604-20, GGC-624-20, GGC-640-20, GGC-598-20, GGC-628-20, GGC-607-20, GGC-618-20, GGC-609-20, GGC-595-20, GGC-601-20, GGC-621-20 y GGC-659-21.
CAPRONE	38	18 de julio de 2024	La decisión del Comité es: a) Negar la solicitud de cambio de medida AMI sin reducir el valor del contrato, y alternativamente, el comité acoge la propuesta de aprobar la terminación anticipada de los sesenta y nueve (69) contratos presentados por el grupo de supervisión, ordenando a la Dirección de Energía Eléctrica junto con las demás dependencias competentes del Ministerio, adelantar los trámites administrativos, jurídicos, presupuestales y contractuales correspondientes, aunado a la devolución total de los recursos desembolsados, junto con sus rendimientos financieros y demás elementos a que haya lugar. b) Aprobar la solicitud de modificación al contrato 596 de 2020 para dar continuidad al contrato y lograr la normalización de 477 usuario en el barrio Nuevo Milenio – Riohacha, ordenando a la Dirección de Energía Eléctrica junto con las demás dependencias

Comité de Administración	Número	Fecha	Decisión
			competentes del Ministerio, adelantar los trámites administrativos, jurídicos, presupuestales y contractuales correspondientes. c) Solicitar a la Dirección de Energía notificar a los operadores de red las decisiones por parte de los miembros del comité.
CAPRONE	39	25 de julio de 2025	El Comité de Administración decidió: a) Aprobar, por unanimidad, la recomendación expuesta por la secretaría técnica, la cual consiste en disponer de MIL CUATROCIENTOS OCHENTA Y DOS MILLONES DOCIENTOS SETENTA Y DOS MIL OCHOCIENTOS DIEZ PESOS $1.482.272.810 para cumplir con los compromisos adquiridos en el marco de la ejecución de los contratos GGC 611 2020 GGC 606 20 GGC 619 2020 y GGC 719 2022 b) Aprobar la Terminación Anticipada del Contrato GGC 779 de 2019 de conformidad con las cláusulas expuestas en el numeral 6 de esta presentación
CAPRONE	40	25 de agosto d e 2025	El Comité de Administración decidió: a) Aprobar la asignación de recursos del PRONE para financiar cinco (5) proyectos que cumplieron con los requisitos establecidos en la Convocatoria PRONE 001 de 2025 para la normalización de 3.677 usuarios por valor de $51.360.413.866.
CAPRONE	41	4 de noviembre de 2025	El Comité de Administración decidió: a) Aprobar la asignación de recursos del PRONE para financiar veinticinco (25) proyectos que cumplieron con los requisitos establecidos en la Convocatoria PRONE 002 de 2025 para la normalización de 7.313 usuarios por valor de $132.160.235.763. b) Aprobar la disposición de TREINTA MILLONES CIENTO SIETE MIL OCHOCIENTOS TRES PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS ($ 30.107.803,50), para cumplir con los compromisos adquiridos en el marco de la ejecución del contrato GGC 629-2020.
CAPRONE	42	13 de abril de 2026	El Comité de Administración decidió: a) Dar por terminada la sesión del CAPRONE hasta tanto se realice la revisión de los posibles conflictos de interés y, de ser necesario, se efectúen las delegaciones correspondientes.
CAPRONE	43	13 de mayo de 2026	El Comité de Administración decidió: a) Aprobar el pago de vigencias expiradas por valor de DIECISÉIS MIL CIENTO TREINTA Y DOS MILLONES CUARENTA Y UN MIL CUATROCIENTOS NOVENTA Y NUEVE PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS ($16.132.041.499,50) M/CTE, para cumplir con los compromisos adquiridos en el marco de la ejecución de los contratos GGC-619-20, GGC-606-20, GGC-629-20, GGC-624-20, GGC-713 22, GGC-729-22, GGC-718-22, GGC-714-22, GGC-731-22, GGC-723-22, GGC-716-22, GGC-730 22, GGC-724-22, GGC-717-22, GGC-732-22, GGC-726-22, GGC-733-22, GGC-738-22, GGC-734 22, GGC-720-22, GGC-735-22, GGC-740-22, GGC-736-22, GGC-737-22, GGC-725-22 y GGC-727-22

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con lo definido en el Portafolio de Trámites y Servicios del Ministerio de Minas y Energía, el Grupo de Fondos y Gestión del Sector Eléctrico Colombiano tiene a su cargo tres (3) trámites a su cargo: (i) Fijación de capacidad instalada y

fecha de entrada en operación comercial de una central de generación eléctrica, ii) Fijar la proporción en que debe distribuirse el impuesto de industria y comercio entre los municipios afectados por la construcción de centrales de generación eléctrica y iii) Declaración de Utilidad Pública e Interés Social. A continuación, se detallan las gestiones que se han realizado en el marco de estos:

11.3 Declaratoria de Utilidad Pública e Interés Social

Las Declaratoria de Utilidad Pública e Interés Social (DUPIS) se concretizan en un acto administrativo mediante el cual se determina de Utilidad Pública e Interés Social un plan, un proyecto o una ejecución de obras para la generación, transmisión, distribución de energía eléctrica. Desde el Grupo se hace verificación técnica y administrativa inicial de la documentación aportada por el solicitante a la luz de lo dispuesto en Artículo 2 del Decreto 1537 de 2022 "*Por el cual se adiciona y se modifica el Decreto 1073 de 2015 y se reglamenta el parágrafo segundo del artículo 17 de la Ley 56 de 1981 así como el artículo 30 de la Ley 2169 en lo relacionado a la expedición del acto administrativo de declaratoria de utilidad pública e interés social*", como resultado de la verificación se puede derivar un concepto técnico positivo o negativo a la solicitud de DUPIS y/o en algunos casos devolución del trámite por no cumplimiento total de requisitos. Para el seguimiento a las solicitudes tramitadas se establece el indicador mostrado en la **Tabla 59**.

Tabla 59. *Indicador DUPIS*

Indicador	Unidad de medida	Fórmula	Meta
Solicitudes tramitadas	%	$Atención\ \% = \left(\frac{Núm.\ Solicitudes\ recibidas}{Núm.\ Solicitudes\ atendidas}\right) * 100$	100 %

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con lo establecido en los numerales 3 y 4 del artículo 2.2.3.7.4.2. del Decreto 1073 de 2015, modificado por el artículo 2° del Decreto 1537 de 2022, se tiene que:

> *"(...)*
> 3. *A partir de la recepción de los documentos solicitados por parte de la Dirección de Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía, ésta tendrá diez (10) días siguientes a la fecha de radicación de los mismos para revisarlos.*
>
> *En el evento que la Dirección de Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía tenga observaciones sobre la solicitud, o denote que la misma no cumple con la totalidad de la documentación anteriormente anotada, requerirá al solicitante dentro de los diez (10) días siguientes a la fecha de radicación para que, por una única vez, la complete o atienda sus comentarios en el término máximo de un (1) mes contado a partir del día*

siguiente de la recepción del requerimiento. En el caso de los documentos requeridos en los numerales: 1.4, 1.7, 1.10 y, 1.11 del presente artículo, y que hagan falta por aportar, la Dirección de Energía Eléctrica verificará con las autoridades competentes si los mencionados documentos reposan en dichas entidades.

4. *Cuando no se complete la totalidad de la documentación requerida y/o no se atienda las observaciones llevadas a cabo por la Dirección de Energía Eléctrica después de haber requerido al propietario del proyecto, si fue necesario; o, verificado con las entidades relacionadas en la expedición de los documentos señalados en el numeral 3° del presente artículo, dicha Dirección dará por finalizado el trámite a través de oficio.*

   (...)"

5. *Una vez se cuente con la información requerida, la Dirección de Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía enviará a la Oficina Asesora Jurídica un concepto técnico sobre la procedencia o no de la expedición del acto administrativo de declaratoria de utilidad pública e interés social.*

6. *La Oficina Asesora Jurídica revisará la información presentada por el propietario del proyecto, así como el concepto técnico rendido por la Dirección de Energía Eléctrica, para con base en ello determinar si procede o no la declaratoria de utilidad pública. En caso de que sea procedente, proyectará el acto administrativo correspondiente para la firma del Ministro de Minas y Energía.*

7. *El Ministro de Minas y Energía, después de que se surta el trámite anterior y el proyecto de acto administrativo se haya publicado a comentarios de la ciudadanía, resolverá de fondo la solicitud que haga el propietario del proyecto sobre expedición del acto administrativo de declaratoria de utilidad pública e interés social en un término no mayor de un (1) mes."*

En ese sentido, durante las vigencias 2023 - 2026 la Dirección de Energía recibió las solicitudes (ver **Tabla 60** y **Anexo 25**) a las cuales se dio el manejo correspondiente de acuerdo con lo establecido en el Decreto 1537 de 2022 las cuales se relacionan a continuación:

- Para la vigencia **2023** se dio tramite a 11 solicitudes correspondientes a 9 proyectos de generación, 6 en el departamento de Antioquia, 1 en el Departamento de Caldas, 1 en el departamento de Cundinamarca, 2 en el departamento de Santander y 1 en el departamento de Vaupés, de los tramites, 7 de ellos se encuentran con tramite finalizado, 3 con concepto Favorable y 1 con concepto No Favorable.
- Para la vigencia **2024** se dio tramite a 8 solicitudes correspondientes a 7 proyectos de generación, 4 en el departamento de Antioquia, 1 en el

Departamento del Meta, 1 en el departamento de Santander y 2 en el departamento del Tolima, de los tramites, 3 de ellos se encuentran con tramite finalizado, 4 con concepto Favorable y 1 con concepto No Favorable.

- Para la vigencia **2025** se dio tramite a 9 solicitudes correspondientes a 8 proyectos de generación y 1 de trasmisión, 3 en el departamento de Antioquia, 1 en el Departamento del Atlántico, 2 en el departamento del Cesar, 1 en el departamento de Cundinamarca, 1 en el departamento de Santander y 1 en el departamento del Tolima, de los tramites, 5 de ellos se encuentran con tramite finalizado, 3 con concepto Favorable y 1 con concepto No Favorable.
- Para la vigencia **2026** se dio tramite a 4 solicitudes correspondientes a 4 proyectos de generación, 1 en el departamento de Antioquia, 1 en el Departamento de Cundinamarca, 1 en el Departamento del Huila y 1 en el Departamento de Córdoba, 1 de ellos se encuentra con trámite finalizado, 1 con concepto Favorable y 2 de ellos se encuentran en trámite.

***Tabla 60**. DUPIS tramitadas 2023-2026*

ID	Radicado	Año Radicación	Tipo Proyecto	Nombre Proyecto	Depto	Municipio	Concepto
1	1-2023-040696	2023	Generación	Parque Solar MATAKABI	Vaupés	Vaupés-Mitú	Tramite Finalizado
2	1-2023-007884	2023	Generación	Proyecto Hidroeléctrico Santa Rosa y Altamira	Santander	Santander-Suaita	Tramite Finalizado
3	1-2023-057239	2023	Generación	Proyecto Hidroeléctrico Santa Rosa y Altamira	Santander	Santander-Suaita	Tramite Finalizado
4	1-2023-026907	2023	Generación	Central de Energía Renovable Santa Ana	Antioquia	Antioquia-Jericó	Tramite Finalizado
5	1-2023-061810	2023	Generación	Central de Energía Renovable Santa Ana	Antioquia	Antioquia-Jericó	Tramite Finalizado
6	1-2023-038036	2023	Generación	Central Hidroelectrica El Limón	Antioquia	Antioquia-Andes	Tramite Finalizado
7	1-2023-011271	2023	Generación	Parque Solar Puerta de Oro 300MW	Cundinamarca	Cundinamarca-Guaduas	Tramite Finalizado
8	1-2023-041428	2023	Generación	Pequeña Central Hidroeléctrica El Limón (Hidrolimón) - PCH El Limón	Antioquia	Antioquia-Santo Domingo	No Favorable
9	1-2023-020445	2023	Generación	PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA NARE - PCHN	Antioquia	Antioquia-Alejandría	Favorable
10	1-2023-022071	2023	Generación	PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA PCH AURRA-SUCIA	Antioquia	Antioquia-San Pedro De Los Milagros	Favorable

ID	Radicado	Año Radicación	Tipo Proyecto	Nombre Proyecto	Depto	Municipio	Concepto
11	1-2023-026386	2023	Generación	Pequeña central Hidroeléctrica Río Hondo	Caldas	Caldas-Samana	Favorable
12	1-2024-032575	2024	Generación	AES Solar 3 Girasoles	Tolima	Tolima-Armero	Tramite Finalizado
13	1-2024-047308	2024	Generación	AES Solar 3 Girasoles	Tolima	Tolima-Armero	Tramite Finalizado
14	1-2024-049156	2024	Generación	Proyecto Hidroeléctrico San Bartolome	Antioquia	Antioquia-Remedios	Favorable
15	1-2024-016427	2024	Generación	Pequeña Central Hidroelectrica Hidromonos 9.9 MW	Antioquia	Antioquia-Amalfi	No Favorable
16	1-2024-027259	2024	Generación	Proyectos Hidroelecricos Santa Rosa y Altamira	Santander	Santander-Suaita	Favorable
17	1-2024-003226	2024	Generación	Pequeña Central Hidroeléctrica El Limón (Hidrolimón) - PCH El Limón	Antioquia	Antioquia-Santo Domingo	Favorable
18	1-2024-054394	2024	Generación	BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 8 (170 MW) SU CONEXIÓN A LA SUBESTACIÓN OCOA 115 KV	Meta	Meta-Villavicencio	Tramite Finalizado
19	1-2024-056752	2024	Generación	PEQUEÑA CENTRAL HIDROLECTRICA HIDROTIGRE 4,5 MW	Antioquia	Antioquia-Amalfi	Favorable
20	1-2025-028721	2025	Generación	AES Solar 3 Girasoles	Tolima	Tolima-Armero	Concepto técnico Favorable
21	1-2025-027707	2025	Transmisión	LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA 34,5 KV SABANALARGA – CERVECERÍA DEL ATLÁNTICO	Atlántico	Atlántico-Sabanalarga	No Favorable
22	1-2025-022078	2025	Generación	PARQUE SOLAR MINERO 9,9 MW y su línea de conexión de 34,5 kV	Cundinamarca	Cundinamarca-Guachetá	Tramite Finalizado
23	1-2025-055602	2025	Generación	Planta Solar Tamarino 200MW	Antioquia	Antioquia-Puerto Nare	Favorable
24	1-2025-010129	2025	Generación	Parque Solar Terra I y Parque Solar Terra II	Cesar	Cesar-El Copey	Tramite Finalizado
25	1-2025-044934	2025	Generación	Parque Solar Terra I y Parque Solar Terra II	Cesar	Cesar-El Copey	Favorable
26	1-2025-046685	2025	Generación	PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL REMANSO	Antioquia	Antioquia-Frontino	Tramite Finalizado

ID	Radicado	Año Radicación	Tipo Proyecto	Nombre Proyecto	Depto	Municipio	Concepto
27	1-2025-046685	2025	Generación	PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL REMANSO	Antioquia	Antioquia-Frontino	Tramite Finalizado
28	1-2025-020633	2025	Generación	PROYECTO DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA GR PARQUE SOL DE CIMITARRA 9.9 MW – 34.5 kV	Santander	Santander-Cimitarra	Tramite Finalizado
29	1-2026-011045	2026	Generación	PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL REMANSO	Antioquia	Antioquia-Abriaquí	Favorable
30	1-2026-015849	2026	Generación	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA BARZALOSA 100MW	Cundinamarca	Nariño-Albán	Trámite finalizado.
31	1-2026-028027	2026	Generación	PARQUE SOLAR SANDALO II	Córdoba	Córdoba-Puerto Libertad	En Tramite.
32	1-2026-030201	2026	Generación	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DSE NEIVA	Huila	Huila-Neiva	En Tramite.

Fuente: Elaboración propia

Conforme al indicador establecido, se evidencia que durante las vigencias en mención se ha cumplido con la gestión del 100% de las solicitudes realizadas por los peticionarios tal como se observa en la **Tabla 61**.

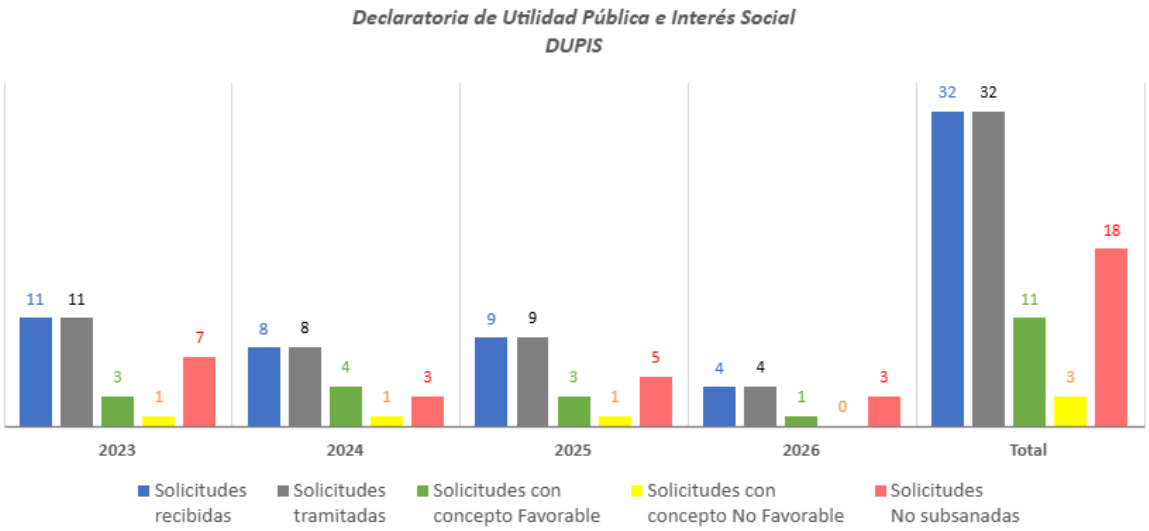
***Tabla 61**. Porcentaje de Solicitudes tramitadas de DUPIS 2023-2026*

	AÑO				
	2023	2024	2025	2026	Total
Solicitudes recibidas	11	8	9	4	**32**
Solicitudes tramitadas	11	8	9	4	**32**
% Solicitudes tramitadas	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

Fuente: Elaboración Propia

Así mismo, como se evidencia en la **Gráfica 33** en total de las treinta solicitudes que se han tramitado en el periodo mencionado solo el 36% obtuvieron concepto vavorable. Para mas detalle de las solicutdes con respecto a hectareas afectadas, docuemntos remitirdos, observacione, entre otros, dirigirse al **Anexo 25**.

***Gráfica 33**. Cantidad de solicitudes tramitas de DUPIS 2023-2026*



Fuente: Elaboración propia

***Anexo 25.** Base de datos DUPIS 2023-2026*

11.4 Viabilidad técnica en los proyectos de desarrollo sostenible de las Regiones con recursos de la línea de redescuento con tasa compensada de FINDETER S. A.

De acuerdo con las disposiciones existentes en la Resolución Nro. 40393 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía a través del Grupo de Fondos de Inversión y Gestión del Sector Eléctrico Colombiano realiza revisión y en los casos aplicables emite **viabilidad técnica** a los proyectos recibidos sobre el estudio y diseño, construcción, rehabilitación, mantenimiento, mejoramiento, ampliación, interventoría, equipos y bienes requeridos para la operación, mantenimiento y dotación de infraestructura en el sector energético que cumplan la totalidad de requisitos.

Así las cosas, el Artículo 1 de la citada resolución, precisa que:

> *"Los recursos de la línea de redescuento con tasa compensada, se destinarán a la financiación de proyectos de inversión del sector energético relacionados con estudios y diseños, construcción, rehabilitación, mantenimiento, mejoramiento, ampliación, interventoría, equipos y bienes requeridos para el desarrollo de la operación, y dotación, para el desarrollo sostenible de las regiones en actividades de producción, generación, interconexión, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, transformación y comercialización de todo tipo de energía en los subsectores de gas combustible, carbón, energía eléctrica y proyectos relacionados con*

fuentes no convencionales de energía y energías renovables en el marco de lo establecido en la Ley 1715 de 2014, así como las normas que la reglamenten, modifiquen o sustituyan.”

A continuación, se presentan las solicitudes recibidas para el otorgamiento de la viabilidad técnica a proyectos recibidos en las vigencias 2023 y 2026:

Para la **vigencia 2023** se tramitaron once (11) solicitudes las cuales están relacionadas en la **Tabla 62**, una de ellas con concepto favorable, una (1) en estado incompleto y nueve (9) con concepto pendiente.

***Tabla 62**. Solicitudes para financiamiento de FINDETER - 2023*

Depto	Municipio	Proyecto	Presentó	Valor Total Del Proyecto	Solicitud a Findeter	Fase Del Proyecto	Estado
Quindío	Salento-Ciscacia-Filandia-Quimbaya	Línea Los Pinos — Quimbaya 33 KV	EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. ESP. - EDEQ S.A. E.S.P.	$ 12.345.082.829	$ 11.524.472.157	3	Pendiente
Antioquia	Barbosa Y San Vicente	PCH OVEJAS	PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA OVEJAS S.A.S. E.S.P	$78.654.000.000	$56.001.648.000	3	Pendiente
Caldas	Manizalez	Modernización parcial de la infraestructura del alumbrado público municipio de Manizales	INSTITUTO DE VALORIZACIÓN DE MANIZALES (INVAMA)	$30.000.000	$20.000.000	3	Incompleto
Caldas	Marmato	Modernización y Reposición Subestación El Dorado 33/13,2 kV	CHEC SA. ESP BIC	$13.174.716.000	$10.004.000.000	3	Pendiente
Risaralda	Dosquebradas	EFICIENCIA ENERGÉTICA CON CALDERA DE VAPOR BOSCH DE CARTONES Y PAPELES DEL RISARALDA - CYPR	CARTONES Y PAPELES DEL RISARALDA – CYPR	$ 2.542.691.563	$ 2.542.691.563	3	Favorable

Depto	Municipio	Proyecto	Presentó	Valor Total Del Proyecto	Solicitud a Findeter	Fase Del Proyecto	Estado
Santander	Puerto Wilches	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (1MW), A PARTIR DE LA CAPTURA Y TRANSFORMACIÓN DE BIOGÁS, PRODUCIDO POR EL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES DE LA PLANTA EXTRACTORA DE ACEITE DE PALMA Y DE ACEITE DE PALMISTE DE EXTRACTORA MONTERREY	EXTRACTORA MONTERREY SAS	$ 12.671.641.677	$ 12.671.641.677	3	Pendiente
Huila	Neiva	MODERNIZACIÓN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA EDIFICIO GOBERNACIÓN DEL HUILA	GOBERNACIÓN DEL HUILA	$ 1.010.412.465	$ 1.000.000.000	3	Pendiente
Cordoba	Santa Lucia	GRANJA SOLAR SOL&CIELO I	SOL & CIELO S.A.S.	$ 45.946.000.000	$ 32.162.200.000	3	Pendiente
Caldas	Samaná	PCH RIO HONDO	GENSA S.A. E.S.P.	$ 190.946.129.210	$ 133.662.290.447	3	Pendiente
Sucre	Toluviejo	SFV OLD T (SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE 12.93 MWp EN PISO INTERCONECTADO A LA RED)	TOLU VIEJO ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. E.S.P.	$ 41.123.526.976	$ 25.477.000.000	3	Pendiente
Mocoa	Putumayo	Subestación Renacer 2X50 MVA 115/33/13,2 KV conexión al SSTN Mocoa — Putumayo	EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A.S E.S.P.	$ 96.459.966.220	$ 96.459.966.220	3	Pendiente

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a la **vigencia 2024** se tramitaron ocho (8) solicitudes, todas con concepto favorable (ver **Tabla 63**).

***Tabla 63**. Solicitudes para financiamiento de FINDETER - 2024*

Dpto	Municipio	Proyecto	Presentó	Valor Total Del Proyecto	Solicitud A La Línea De Redescuento Findeter	Fase Del Proyecto	Estado
Caldas	La Dorada	Segundo transformador 230/115 kV subestacion Purnio	CENTRAL HIDROELETRICA DE CALDAS S.A E.S.P BIC	$ 30.296.019.919,00	$ 28.647.651.797,00	3-Factibilidad	Favorable
Sucre	Toluviejo	SFV OLD T (Sistema solar Fotovoltaico de 12.93 MWp en piso interconectado a la red)	Tolu Viejo Energias Renovables SAS ESP	$ 37.647.688.300,00	$ 25.477.000.000,00	3-Factibilidad	Favorable
Putumayo	Mocoa	Subestación Renacer 2X50 MVA 230/115/34,5/13,2 KV conexión al SSTN Mocoa – Putumayo	Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	$ 96.479.558.781,00	$ 95.016.960.993,00	3-Factibilidad	Favorable
Atlantico	Galapa	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO JUMI	ERCO ENERGÍA S.A.S.	$ 38.178.000.000,00	$ 22.825.000.000,00	3-Factibilidad	Favorable
Risaralda	Dosquebradas	Nueva Subestación Molinos 115/33/13.2kV	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. CHEC S.A. ESP BIC	$ 60.001.207.317,00	$ 47.923.260.244,00	3-Factibilidad	Favorable
Bolívar	Cartagena	Conexión SDL de Caribemar en Subestación La Marina 110 kV (Operando inicialmente a 66 kV)	CEMAR CARIBE S.A.S E.S.P	$ 45.943.271.767,00	$ 30.000.000.000,00	3-Factibilidad	Favorable
Caldas	La Dorada	Nueva subestación Dorada Norte (DON) 115_33_13.2 kV y ampliación de la Subestación Purnio 115 Kv	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. CHEC S.A. ESP BIC	$ 60.442.710.447,00	$ 44.066.754.411,00	3-Factibilidad	Favorable
Bolívar	Arjona	Proyecto Solar fotovoltaico PN1	PN1 ENERGIAS RENOVABLES S.A.S E.S.P	$ 40.461.000.000,00	$ 24.936.000.000,00	3-Factibilidad	Favorable

Fuente: Elaboración propia

Para la **vigencia 2025** se tramitaron diez (10) solicitudes, tres (3) de ellas con concepto favorable, uno (1) en estado incompleto y seis (6) con concepto pendiente tal como se evidencia en la **Tabla 64**.

***Tabla 64**. Solicitudes para financiamiento de FINDETER - 2025*

Dpto	Municipio	Proyecto	Presentó	Valor Total Del Proyecto	Solicitud A La Línea De Redescuento Findeter	Fase Del Proyecto	Estado
Risaralda	Pereira	Proyecto eficiencia energética de un molino de papel de PAPELES NACIONALES S.A.S. – PANASA	PANASA CON FIRMAS CONTRATISTAS.	$112,154,455,870.00	$100,409,992,529.00	3-Factibilidad	Favorable
Córdoba	La Apartada	PARQUE SOLAR INTI II	URRÁ SA ESP	$53.000.000.000	$40.000.000.000	3-Factibilidad	Incompleto
Risaralda	Dosquebradas	Modernización subestación Campestre 33/13,2kV	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. CHEC S.A. ESP BIC	$14,729,063,952.00	$12,056,377,860.00	3-Factibilidad	Favorable
Tolima	Ibagué	Autogeneración de energía aprovechando el potencial hidroeléctrico de la fuente de agua cruda Cocora en la PTAP LA Pola del IBAL S. A E. S.P Oficial.	IBAL S. A E. S.P Oficial	$6,920,633,196.00	$6,920,633,196.00	3-Factibilidad	Pendiente
Antioquia	Unión	Proyecto PCH CHILSA	Central Energy S.A.S	$39,929,000.00	$27,406,000.00	3-Factibilidad	Pendiente
Bolivar	Cartagena	Proyecto de generación FOTOSFERA	FOTOSFERA ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. E.S.P.	51.679.000.000	18.088.000	3-Factibilidad	Pendiente
Santander	Aracatoca	Proyecto Generación de energía con FNCER Panachi 1.8 MWp	Kirapower S.A.S. E.S.P.	$7.161.036.151,00	$7.162.000.000,00	3-Factibilidad	Pendiente
Puertos Wilches	Santander	Proyecto Puerto Wilches 19.9 MW	Wilches Solar 1 S.A.S. E.S.P	102.487.013.000	71.740.909.000	3-Factibilidad	Pendiente
Dosquebradas	Risaralda	Proyecto Modernizacion Subestacion	CHEC SA ESP BIC	14.729.063.952	$12,056,377,860.00	3-Factibilidad	Favorable

Dpto	Municipio	Proyecto	Presentó	Valor Total Del Proyecto	Solicitud A La Línea De Redescuento Findeter	Fase Del Proyecto	Estado
		Campestre 33/13,2 kV					
Dosquebradas	Risaralda	Proyecto Modernizacion subestacion La Rosa	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS - CHEC S.A. E.S.P. BIC.	16.524.232	15.449.329.927	3-Factibilidad	Pendiente

Fuente: Elaboración propia

Finalmente en lo que corresponde a la **vigencia 2026** se tramitaron cuatro (4) solicitudes hasta la fecha, todas ellas con concepto pendiente (ver **Tabla 65**).

***Tabla 65**. Solicitudes para financiamiento de FINDETER - 2026*

Dpto	Municipio	Proyecto	Presentó	Valor Total Del Proyecto	Solicitud A La Línea De Redescuento Findeter	Fase Del Proyecto	Estado
Rivera	Huila	Proyecto Campoalegre 9,9MW	Atlántica – HIC Renovables S.A.S.	44.580.842.489	$30.850.000.000	3-Factibilidad	Pendiente
Bosconia	Cesar	Proyecto San Angel Energy Planta solar Fotovoltaica de 19.9MW.”	SKAT INVESTMENT S.A.S	$91.685.126.279	70.000.000	3-Factibilidad	Pendiente
Victoria, Samaná, Norcasia, Manzanares, Marqueta lia Y Dorada	CALDAS	Proyecto Modernización y Repotencia ción del SDL del Nororiente de Caldas	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P BIC,	$71,173,556,221.00	$47,948,801,289.00	3-Factibilidad	Pendiente
San Martin	Meta	Proyecto Parque Solar Fotovoltaico El Tropezón	Parque Solar Colombia III S.A.S-E.S.P.	50.186.843.631	40.149.471.943	3-Factibilidad	Pendiente

Fuente: Elaboración propia

Complementariamente a las revisiones de las solicitudes hechas, se inició el ejercicio de la **actualizar el proyecto de resolución** que adopta el procedimiento y define requisitos y líneas de acción dado que se busca establecer los mecanismos y lineamientos para obtener la **viabilidad técnica y financiera de los proyectos de inversión** del sector energético para el desarrollo sostenible de las Regiones

con **recursos de las líneas de crédito de la Financiera de Desarrollo Territorial – FINDETER S.A**., así como el seguimiento y control a los mismos. Dicha actualización se trabajó en el desarrollo de mesas técnicas con el equipo técnico del grupo, el Viceministerio de Energía, la UPME y con los enlaces de FINDETER.

Se proyectó que los recursos se destinarán a la financiación de proyectos del sector energético para el desarrollo sostenible de las regiones, en las siguientes etapas:

a. **Pre- inversión:** En esta etapa se financian aspectos como la formulación y estructuración de proyectos, así como los estudios de orden técnico, financiero, ambiental, social, legal y demás que deben realizarse para definir el esquema más eficiente de ejecución de los recursos.
b. **Inversión:** Se financian las actividades que fueron planeadas para cumplir con el alcance y los objetivos propuestos en la formulación del proyecto, las cuales comprenden, pero no se limitan, a aspectos tales como la contratación de proveedores para el suministro de los insumos, la administración de personal, equipos y materiales, la coordinación con los diferentes actores vinculados al proyecto, el control del presupuesto, el cronograma y demás acciones de gerencia para el mismo.

Se actualizan los requisitos que deben presentarse de manera general tanto para la etapa de pre- inversión y la etapa de inversión.

a. Dentro de la carta de presentación se solicita presentar el número de usuarios a beneficiar.

Se presentan los requisitos específicos que se deben tener en cuenta para cada una de las etapas.

a. Se solicita un certificado de la Entidad Territorial.
b. Certificado de la ET sobre ubicación en zona de alto riesgo.
c. Certificado de Parques Nacionales Naturales de Colombia.
d. Certificado de que el proyecto está acorde al POT.
e. Información geográfica de usuarios beneficiados
f. Acta de concertación con la comunidad.
g. Concepto de pertinencia, oportunidad de consulta previa y tramite de licencia ambiental.
h. Inscripción de comunidad energética (si aplica)
i. Dentro de la carta de presentación se solicita presentar el número de usuarios a beneficiar.

Se modifica el procedimiento para la radicación y tramite de proyectos, todos los proyectos que requieran viabilidad técnica y financiera deberán ser radicados ante el Ministerio de Minas y Energía con copia a la Financiera de Desarrollo Territorial S.A. - FINDETER. El Ministerio de Minas y Energía o la entidad a quien éste o la ley

hayan delegado, emitirán la aprobación y certificación de la viabilidad técnica y financiera dirigida al solicitante con copia a la Financiera de Desarrollo Territorial S.A. – FINDETER.

Finalmente, dicho proyecto de acto administrativo fue enviado a Findeter para revisión y ajustes. El MME está al pendiente de recibir respuesta para continuar con el procedimiento de actualización (ver **Anexo 26**).

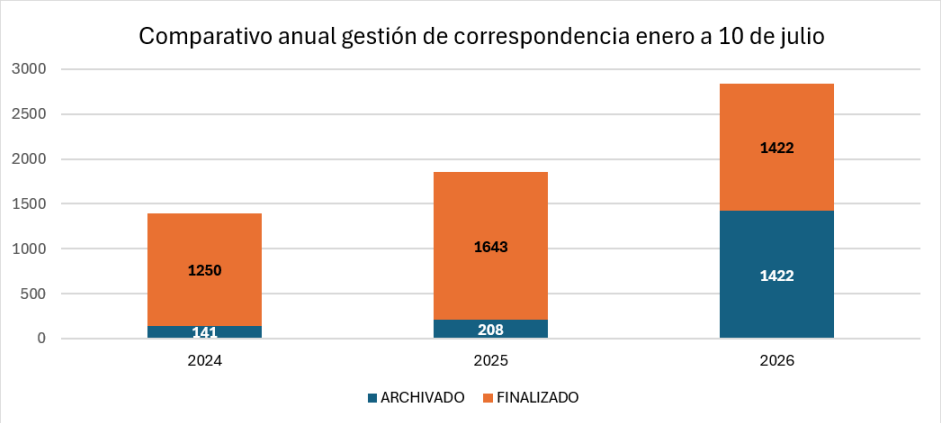
Anexo 26. *Resolución FINDETER*

11.5 Derechos de petición y comunicaciones

En el marco de las funciones asignadas al Grupo de Fondos y Gestión del Sector, se realiza la atención, análisis y trámite de las comunicaciones y derechos de petición relacionados con las competencias del Grupo los cuales, garantizando el ejercicio efectivo del derecho fundamental de petición y el acceso oportuno a la información por parte de ciudadanos, entidades territoriales, empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica y demás actores del sector minero-energético.

Durante las vigencias 2024 y 2025, así como en el período comprendido entre el 1 de enero y el 10 de julio de 2026, el Grupo gestionó aproximadamente 8.800 comunicaciones recibidas mediante la articulación de los equipos técnico y jurídico (ver **Gráfica 34** y **Anexo 27**), permitiendo brindar respuestas de fondo frente a las solicitudes presentadas y realizar el seguimiento correspondiente al cumplimiento de los términos legales establecidos en la normativa vigente.

Gráfica 34*. Relación de los Derechos de Petición gestionados 2024-2026*



Fuente: Elaboración propia

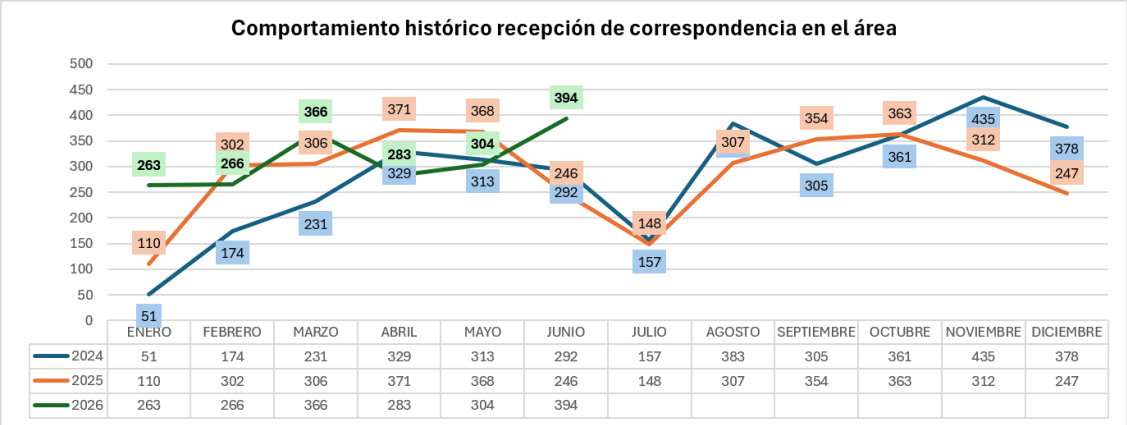
La recepción de correspondencia en el grupo de Fondos y Gestión del Sector históricamente presenta un comportamiento similar, con picos de solicitudes en abril, julio y octubre. Se presenta una disminución en junio, en diciembre y enero,

fechas usualmente vacacionales en el país, en promedio por mes se reciben 286 comunicaciones tal como se evidencia en la **Gráfica 35**.

Las solicitudes atendidas estuvieron relacionadas principalmente con consultas sobre la prestación del servicio de energía eléctrica, proyectos de energías renovables, mecanismos de financiación del sector, ampliación de cobertura del servicio de energía, así como solicitudes de información relacionadas con los fondos administrados por el Ministerio de Minas y Energía y los instrumentos de política pública asociados al sector eléctrico.

Como resultado de la gestión adelantada, se mantuvo un seguimiento permanente sobre las comunicaciones asignadas al Grupo, fortaleciendo los mecanismos de control interno para la verificación de términos y la trazabilidad de las actuaciones realizadas durante el trámite de las solicitudes.

***Gráfica 35**. Comportamiento histórico de la recepción de comunicaciones 2024-2026*

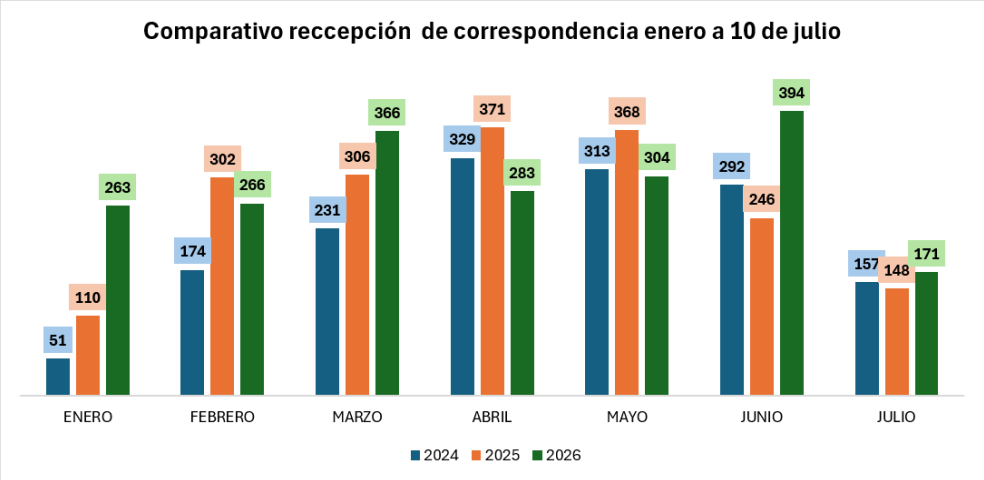


Fuente: Elaboración propia (Dato de Julio 2024 a 2026, tiene corte el 10 del mes)

En cuanto a la gestión de correspondencia en general el comportamiento de 2024 a 2026 deja ver como el 89% de las comunicaciones se finalizan y el 11% se archivan (ver **Gráfica 36**).

Es de resaltar que durante el período reportado se garantizó la atención oportuna de los requerimientos recibidos, sin que se registraran derechos de petición vencidos o respuestas emitidas por fuera de los términos legales, contribuyendo al fortalecimiento de la atención al ciudadano y al cumplimiento de los principios de eficiencia, transparencia y oportunidad en la gestión pública.

***Gráfica 36**. Comportamiento de la recepción de comunicaciones durante 2026*

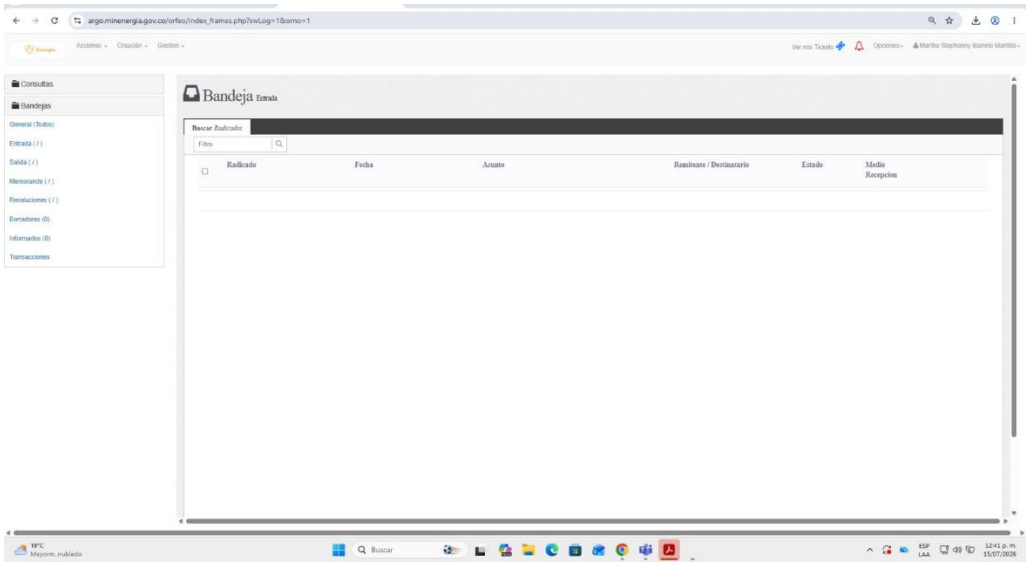


Fuente: Elaboración propia

A corte de julio 10, el 2026 es el año que más comunicaciones ha recibido el área con un total de 2047, seguido de 2025 con 1851 y 2024 con 1547, este comportamiento se vio influenciado por la gran cantidad de radicados recibidos en enero 2026.

Es pertinente recalcar que en el momento de la entrega de la coordinación del Grupo de Fondos y Gestión del Sector se encontraban todas las comunicaciones tramitadas tal como se evidencia en la **Figura 4**.

***Figura 4**. Pantallazo de la bandeja del aplicativo ARGO*



Fuente: Elaboración propia

***Anexo 27.** Base de datos Derechos de petición 2024-2026*

11.6 Asuntos Jurídicos

11.6.1 Cumplimiento de las sentencias

En el marco de las decisiones judiciales que ordenan la participación del Ministerio de Minas y Energía en diferentes procesos y escenarios de seguimiento, la entidad ha adelantado las acciones necesarias para atender los requerimientos establecidos por las autoridades judiciales, en coordinación con las demás entidades vinculadas. Estas actuaciones han estado orientadas a garantizar el cumplimiento de las obligaciones asignadas al Ministerio, así como a contribuir al desarrollo de las medidas, compromisos y actividades definidas en cada una de las providencias judiciales.

Por lo tanto y en aras de brindar un estado actual de estos asuntos, el detalle de las sentencias, las gestiones realizadas, los avances alcanzados, los compromisos adquiridos y las actividades pendientes de seguimiento se encuentran consignados en el documento complementario que acompaña el presente informe **Anexo 28**. Dicho documento constituye el insumo de referencia para la continuidad de la gestión institucional y el seguimiento a las acciones que el Ministerio de Minas y Energía debe continuar desarrollando en cumplimiento de las órdenes judiciales vigentes:

- Sentencia No. 003 del 17 de octubre de 2025
- Sentencia No. 004 del 28 de octubre de 2025
- Sentencia No. 005 del 18 de diciembre de 2025
- Sentencia Acción Popular Del Consejo De Estado

El día 26 de febrero de 2026, desde el Grupo de Fondos de Inversión y Gestión del Sector, se dio alcance a la respuesta al Grupo de Defensa Judicial, Extrajudicial y Asuntos Constitucionales, mediante escrito con radicado **MME 3-2026-011623**, donde se remitió lo actuado, para su conocimiento y en atenta solicitud de dar respuesta directa al Juzgado Cuarto Civil del Circuito Especializado en Restitución de Tierras con Enfoque Étnico de Mocoa.

El día 27 de febrero de 2026, el Grupo de Defensa Judicial, Extrajudicial y Asuntos Constitucionales, se lo asignó a la Doctora Shirley Andrea Ortiz Diaz como el responsable de gestionar la respuesta colectiva y finalizar el trámite - Para dar trámite del asunto.

El día 14 de mayo de 2026, desde el Grupo de Fondos de Inversión y Gestión del Sector, se solicitó información y consolidación del control de cumplimiento de las Sentencias No. 003 y 005 de 2025 al Grupo de Defensa Judicial, Extrajudicial y Asuntos Constitucionales, mediante escrito con radicado **MME -2026-026582**, y se remitió actualización de lo actuado, para su conocimiento, no obstante, a la fecha no se cuenta con respuesta formal por parte de la Oficina Asesora Jurídica.

11.6.2 Alertas Tempranas

Durante el periodo objeto del informe, el Grupo de Fondos y Gestión del Sector Eléctrico Colombiano adelantó acciones permanentes de seguimiento, articulación interinstitucional y gestión territorial en el marco de las **Alertas Tempranas** emitidas por la Defensoría del Pueblo. Estas actividades incluyeron la formulación y remisión de comunicaciones a entidades territoriales y operadores de red, la realización de espacios de coordinación institucional, el seguimiento al estado de proyectos de energización y la promoción de mecanismos de articulación orientados a fortalecer la prestación del servicio de energía eléctrica en los territorios priorizados.

Como resultado de estas gestiones, se consolidó información sobre avances, dificultades, necesidades territoriales y proyectos financiados a través de los fondos de apoyo a la energización, contribuyendo al cumplimiento de las recomendaciones asociadas a las diferentes Alertas Tempranas y al fortalecimiento de la respuesta institucional del sector. El detalle de las actuaciones realizadas, comunicaciones emitidas, resultados obtenidos, proyectos identificados y soportes respectivos se encuentra contenido en el documento adjunto como anexo al presente informe (**Anexo 29**).

Esta gestión abarca el seguimiento realizado en el marco de las seis (6) alertas tempranas emitidas por la Defensoría del Pueblo, las que se relacionan a continuación:

1. Alerta Temprana 001-2021 (Cauca, Putumayo, Caquetá, Piamonte, Puerto Guzman, San José del Fragua, Curillo, Solita)
2. Alerta Temprana 013-2023 (Chocó-Bagadó)
3. Alerta Temprana No. 027-2021 (Chocó Nóvita y Condotó)
4. Alerta Temprana 029-2020 (Pez, Iquirá)
5. Alerta Temprana 034-2022 (Alto Baudó, Medio Baudó, Bajo Baudó)
6. Alerta Temprana 063-2018 Algeciras.

Entre las recomendaciones que ha realizado la Defensoría del Pueblo, se encuentra:

- ***Al Ministerio de Minas y Energía****, priorizar la cobertura del servicio de energía en las zonas rurales que carecen del servicio y a la empresa DISPAC la Energía del Chocó, para que mejore la prestación del servicio en las comunidades que cuentan con la conexión del servicio y realice de manera periódica mantenimiento a las redes debido a las fallas que se derivan de la prestación del servicio.*
- ***Al Ministerio de Minas y Energía****, priorizar la cobertura, del servicio de energía en las zonas rurales que carecen del servicio y a la administración municipal para que de manera urgente dote a las comunidades rurales de plantas eléctricas comunitarias, incluyendo el combustible mensual para sostenimiento y mantenimiento. Se insta, así mismo, a coadyuvar y/o apoyar*

técnicamente en lo que corresponda a sus competencias para el efecto a la(s) empresa(s) que prestan el servicio en estas jurisdicciones.

- ***Al Ministerio de Minas y Energía**, en coordinación con Operadores de Red, ampliar la cobertura del servicio de electricidad para los territorios focalizados en la presente Alerta, así como diseñar y ejecutar un programa de normalización del servicio para los habitantes de Íquira y Páez que permita su prestación en condiciones seguras, y el efectivo reporte de conexiones eléctricas de carácter ilegal con consumos sustanciales del fluido eléctrico.*
- ***Al Ministerio de Minas y Energía**: En coordinación con Operadores de Red, adelantar las acciones necesarias para la inclusión en el programa de normalización del servicio de energía a los habitantes que lo requieren de las veredas con Alertas Tempranas, permitiendo la prestación del servicio en condiciones legales y seguras.*
- ***Al Ministerio de Minas y Energía**, en coordinación con las Gobernaciones, alcaldías y las empresas electrificadoras correspondientes, ampliar la cobertura del servicio de electricidad para los territorios focalizados en las presentes Alertas, garantizando la prestación continua del mismo. En todos los casos deberá tenerse en cuenta las iniciativas contempladas sobre esta materia en los PDET, Pactos Municipales de Transformación Regional y Planes de Acción para la Transformación Regional correspondiente.*
- ***Al Minsiterio de Minas y Energía,** en coordinación con la Electrificadora del Huila y la Compañía Energética de Occidente, ampliar la cobertura del servicio de electricidad para los territorios focalizados en la presente Alerta, así como diseñar y ejecutar un programa de normalización del servicio para los habitantes de Íquira y Páez que permita su prestación en condiciones seguras, y el efectivo reporte de conexiones eléctricas de carácter ilegal con consumos sustanciales del fluido eléctrico.*

Se evidencia la necesidad de mantener una articulación institucional permanente entre el Ministerio de Minas y Energía, entes territoriales y operadores de red, con el fin de garantizar las recomendaciones impartidas por la Defensoría del Pueblo, cumplimiento oportuno de las recomendaciones y la implementación de medidas que logren articular las necesidades de estas regiones con el avance de sus proyectos de energización. Así las cosas, se recomienda consolidar una matriz unificada de seguimiento que permita:

- Identificar las recomendaciones específicas por parte de la Defensoría del Pueblo.
- Definir responsables institucionales.
- Establecer cronogramas de cumplimiento.
- Mantener actualizada la información de actuaciones, comunicaciones y respuestas emitidas por entes territoriales y operadores de Red.
- Consolidar soportes y evidencias de cumplimiento.
- Fortalecer la trazabilidad de las actuaciones adelantadas.

***Anexo 29:** Alertas Tempranas*

11.7 Entes de Control

Para el periodo del reporte, el Grupo de Fondos y Gestión del Sector Eléctrico Colombiano ha atendido de manera oportuna los requerimientos, solicitudes de

información y reportes formulados por los diferentes entes de control, mediante la recopilación, análisis y consolidación de información técnica, administrativa y financiera asociada a la gestión de los fondos y a los proyectos de energización. Asimismo, se elaboraron y remitieron los reportes requeridos en el marco del seguimiento a las acciones de construcción de paz y postconflicto, contribuyendo al cumplimiento de los compromisos institucionales y a la rendición de información ante las instancias competentes (ver **Anexo 30**).

11.7.1 Planes de Mejoramiento

11.7.1.1 Plan de Mejoramiento Contraloría General de la República-CGR

En el Informe de la Auditoría Financiera 2023 con fecha de elaboración de mayo de 2024, quedó en firme el "**hallazgo 14 Incumplimiento de requisitos establecidos de convocatoria del Contrato"** con la causa *"(...) Los certificados que debían encontrarse previa a la Convocatoria para los contratos de obra de los Operadores de Red e interventoría no existen, a pesar de que este proceso debió surtirse en la etapa previa*(...).

Para atender dicho hallazgo, desde el Grupo se elaboró plan de mejoramiento (hallazgo código 445) con lo que se realizó la actualización, Oficialización y publicación el 1 de junio de 2026 en el Sistema de Gestión Integral del procedimiento "*M-EN-P-06 PROCEDIMIENTO DE ASIGNACIÓN RECURSOS A PROYECTOS FINANCIADOS POR EL PROGRAMA DE NORMALIZACIÓN PRONE*" con el objetivo de esclarecer el proceso que debe seguirse para expedir una convocatoria orientada al financiamiento de proyectos de normalización de redes eléctricas. Complementario a este, se estableció el formato de evaluación a implementarse en cada convocatoria con el fin de unificar el criterio de evaluación de los proyectos planes y/o programas "*M-EN-F-43 EVALUACIÓN DE CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS PARA PROYECTOS DE NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS BAJO LA CONVOCATORIA VIGENTE*". Las referidas gestiones para el cierre de la acción, fueron reportadas a la Oficina de Control Interno a través de radicado Nro. 3-2026-034727 del 26 de junio de 2026.

11.7.1.2 Plan de Mejoramiento Oficina de Control Interno

En la vigencia 2025, la Oficina de Control Interno realizó auditoría interna al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, cuyo objeto consistió en "*Evaluar el diseño, la eficacia y efectividad de los controles asociados al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas - FAZNI en cuanto a la evaluación y aprobación de las propuestas seleccionadas, así como la ejecución de la supervisión y liquidación de los contratos de los proyectos financiados por el fondo FAZNI*".

Resultado de esta, quedó el hallazgo Nro. 1 “I***ncumplimiento de requisitos legales y normativos en la ejecución contractual***.” sobre el cual, el Grupo de Fondos y Gestión del Sector Eléctrico Colombiano proyecto dos acciones de mejora en miras de subsanar las causas que dieron origen a las mismas.

Acciones definidas:

- Elaborar matriz de seguimiento de los contratos de prestación de servicios financiados con recursos del FAZNI, con el fin de controlar la publicación oportuna de la documentación requerida en el SECOP II

- Comunicar al supervisor del contrato las observaciones y recomendaciones a tener en cuenta respecto a la documentación requerida en el SECOP II, para los contratos de prestación de servicios financiados con recursos del FAZN

Las acciones referidas tienen fecha de terminación al 15/12/2026, sin embargo, con el propósito de avanzar en las

Para dar cumplimiento a las mismas, se avanzó en la revisión integral de los contratos identificados en la muestra de la auditoría y en subsanar lo identificado por la Oficina de Control Interno. De manera que a la fecha se tiene un avance estimado de cumplimiento del 90%.

11.7.2 Rendición de reportes para la Cuenta anual en SIRECI

En cumplimiento de lo establecido en la Resolución Reglamentaria No. 066 de 2024 de la Contraloría General de la República, mediante la cual se reglamenta la rendición electrónica de la cuenta, los informes y demás información a través del Sistema de Rendición Electrónico de la Cuenta e Informes y Otra Información (SIRECI), el Grupo de Fondos y Gestión del Sector Eléctrico Colombiano realiza semestralmente el reporte del **Formato M1.1 – Información de los Recursos Destinados al Posconflicto**. Dicho reporte tiene como finalidad registrar y hacer seguimiento a los recursos del Presupuesto General de la Nación destinados a la implementación de acciones asociadas al Acuerdo Final de Paz, permitiendo evidenciar la asignación, compromiso, obligación, pago y regionalización de los recursos ejecutados por la entidad.

Para la elaboración de estos reportes, el Grupo realiza el seguimiento a los recursos ejecutados a través de los fondos FAER y FAZNI, identificando las inversiones que contribuyen al cumplimiento de los compromisos derivados del Acuerdo Final de Paz, particularmente aquellos asociados al pilar de Infraestructura Eléctrica de la Reforma Rural Integral. La información reportada incluye datos sobre apropiaciones presupuestales, recursos comprometidos, obligados y pagados, así como la identificación de proyectos, beneficiarios y territorios impactados por las intervenciones financiadas.

Asimismo, mediante los formularios F69.1, F69.1.1 y F69.1.2, se reporta la regionalización de las inversiones realizadas en municipios PDET y no PDET, evidenciando el aporte de los proyectos de energización al cierre de brechas territoriales, la ampliación de cobertura del servicio de energía eléctrica y el fortalecimiento de las condiciones de desarrollo en zonas priorizadas para la construcción de paz.

La gestión realizada por el Grupo ha permitido garantizar el cumplimiento oportuno de las obligaciones de reporte ante la Contraloría General de la República, así como la consolidación de información estratégica sobre la contribución del sector eléctrico al cumplimiento de los objetivos de desarrollo territorial, reconciliación y fortalecimiento institucional en las regiones más afectadas por el conflicto armado. Así las cosas, se adjuntan los reportes realizados conforme a los periodos establecidos en la **Tabla 66** de los informes.

***Tabla 66**. Periodo de reporte SIRECI – 2024-2026*

Año	Periodo del reporte
2024	Segundo semestre
2025	Primer semestre Segundo semestre
2026	Primer semestre

Fuente: Elaboración propia

11.7.2.1 Requerimientos entes de control

Anualmente tanto la Procuraduría Delegada Preventiva y de Control de Gestión 5 para el Seguimiento de Paz y la Contraloría General de la República, anualmente realizan seguimiento a la implementación de avances del Acuerdo de Paz, dichos informes son elaborados (en su mayoría) por el Grupo de Fondos y Gestión del Sector Eléctrico Colombiano de acuerdo con la siguiente relación en el periodo del informe:

***Tabla 67**. Relación de informes del seguimiento a la implementación de avances del Acuerdo de Paz 2024-2026*

Año	Contraloría General de la República	Procuraduría General de la Nación
2024	Octavo Informe de Seguimiento a los recursos destinados al Postconflicto	*Sexto Informe al Congreso de la República sobre avances en la Implementación del Acuerdo de Paz*
2025	Noveno Informe de Seguimiento a los recursos destinados al Postconflicto (3-2025-014417)	Séptimo Informe al Congreso de la República sobre avances en la Implementación del Acuerdo de Paz
2026	Décimo Informe de Seguimiento a los recursos destinados al Postconflicto (3-2026-021039)	**No ha sido requerido en la vigencia 2026.*

Fuente: Elaboración propia

Complementariamente, a continuación, se relacionan los requerimientos que han sido atendidos parcial o completamente por el Grupo de Fondos y Gestión del Sector Eléctrico Colombiano en la vigencia del informe:

En la **Tabla 68** se relacionan los requerimientos realizados **en la vigencia 2024**.

***Tabla 68**. Requerimientos generales - 2024*

Entidad	Radicado	Asunto	Respuesta
CGR	2024EE0208661	Solicitud información de recursos con relación a los proyectos en ejecución y liquidados de las vigencias 2020 hasta 2024.	3-2024-038762
CGR	2024EE-1230062	Solicitud información para Capitulo IERNA 2024 – 2025	3-2024-043665

Fuente: Elaboración propia

En la **Tabla 69** se relacionan los requerimientos realizados **en la vigencia 2025**.

***Tabla 69**. Requerimientos generales - 2025*

Entidad	Radicado	Asunto	Respuesta
PGN	E-2024-747170 de 6 de diciembre 2024 y 1-2025-002904 de 27 enero 2025	Traslado por competencia	Radicado No.: 2-2025-002468 Fecha: 01-02-2025
CGR-PGN	2025EE0016134	Solicitud de información	Radicado No.: 3-2025-007944 Fecha: 20-02-2025
CGR	2025EE0044883	Solicitud de información No 05 – Derecho Petición 2025-330370-82111-SE Radicado 2025ER0028623	Radicado No.: 3-2025-010471 Fecha: 13-03-2025
CGR	2025EE0049730	Solicitud de información No 06 – Presupuestal y Contractual	Radicado No.: 3-2025-011038 Fecha: 20-03-2025
CGR	2025EE0048964	Solicitud de información Estudio Sectorial Abastecimiento con Calidad y Almacenamiento de Energéticos en Colombia, 2019-2025.	Radicado No.: 3-2025-011112 Fecha: 21-03-2025
CGR	2025EE0051219	Solicitud información para el Noveno Informe de Seguimiento de los recursos destinados al posconflicto	Radicado No.: 3-2025-014417 Fecha: 22-04-2025
CGR	CGR 2025EE0052793	"[SIRECI] Ajuste Rendición vigencia 2024 Modalidad Posconflicto"	Radicado No.: 3-2025-011441 Fecha: 28-03-2025
CGR	2025EE0069622	Comunicación Auto No. 00620 del 18/03/2024 y solicitud de información	Radicado No.: 3-2025-014901 Fecha: 25-04-2025
CGR	2025EE0070406	"Comunicación de observaciones de la No. 01 a la No 06 - AF MME Vigencia 2024".	Radicado No.: 3-2025-014576 Fecha: 23-04-2025
PGN	1512 410500000 E-2025-163612 / IIRA Radicado No. E-2025-163612	Solicitud de información para la elaboración del Séptimo Informe al Congreso de la República sobre avances en la Implementación del Acuerdo de Paz	Radicado No.: 3-2025-018955 Fecha: 22-05-2025

Entidad	Radicado	Asunto	Respuesta
PGN	PRICH – CVMG – No. 0582	ACCIÓN PREVENTIVA – TRASLADO POR COMPETENCIA – RECLAMO AFECTACIÓN POR MÁS DE 10 DÍAS DE SERVICIOS ENERGÍA ELÉCTRICA Y TELECOMUNICACIONES MUNICIPIO MEDIO BAUDÓ – CHOCÓ - RADICADO E2025-192080	Radicado No.: 3-2025-017781 Fecha: 13-05-2025
CGR	2025EE0082085	"Solicitud de información para informe IERNA 2024, Cap. 3 Seguimiento a la gestión e implementación de la Estrategia Nacional de Economía Circular",	Radicado No.: 3-2025-017708 de Fecha: : 12/05/2025
CGR	2025EE0099578	Reiteración solicitud información para Noveno Informe de Seguimiento a los recursos destinados al Posconflicto.	Radicado No.: 3-2025-019807 Fecha: 29-05-2025
CGR	2025EE0117222	Solicitud de información Estudio Sectorial Abastecimiento con Calidad y Almacenamiento de Energéticos en Colombia, 2020-2025.	Radicado No.: 3-2025-025982 Fecha: 04-07-2025
CGR	Por email y 17 ago CGR 2025EE0143931	Solicitud de información No. 1, AC Fondos PRONE y Fondo Especial de Cuenta de Fomento Gas Natural, vigencia 2024.	Radicado No.: 3-2025-028770 Fecha: 24-07-2025
CGR	CGR 2025EE0145358	Solicitud de información No.1 AG8-2 AC FNCER (MME-FENOGE) VIGENCIA 2024	Radicado No.: 3-2025-028808 Fecha: 25-07-2025
CGR	CGR 2025EE0182034	Solicitud de información FONENERGÍA - Estudio Sectorial Abastecimiento con Calidad y Almacenamiento de Energéticos en Colombia, 2019-2025.	Radicado No.: 2-2025-038644
CGR	CGR 2025EE0180229	Solicitud información para Seguimiento a los recursos destinados al Estado de Conmoción Interna en la región del Catatumbo	Radicado No.: 3-2025-037528 Fecha: 12-09-2025
PGN	MME 1-2025-046823 PGN S-2025-037885	"Reiteración a solicitud S-2025-033538 - Vigilancia preventiva – Prestación del servicio de energía eléctrica en el departamento de Cauca. E-2025-420440.	Radicado No.: 2-2025-044171 Fecha: 06-10-2025
PGN	MME 1-2025-052604, PGN-S-2025-042763	Solicitud de información en relación con el Plan de Acción Específico para la recuperación de Mocoa. E-2025-357499	Radicado No.: 3-2025-044720 Fecha: 23-10-2025
SSPD	1-2025-053323- SSPD 20252203310411	Traslado de solicitud contenida en el numeral 11-Radicado SSPD No.20255294318302 CGR 2025EE0219889- Asunto: Solicitud de información, Seguimiento Permanente Intersectorial - Vigencia 2024-2025. 11. Relación de los proyectos PRONE que se han generado en el área de influencia, detallando valor y número de usuarios a beneficiar.	Radicado No.: 3-2025-045492
CGR	2025EE0227437	: Solicitud de información No. 15, AC Fondos PRONE y Fondo Especial de Cuenta de Fomento Gas Natural, vigencia 2024.	Radicado No.: 3-2025-045352 Fecha: 28-10-2025

Entidad	Radicado	Asunto	Respuesta
PGN	MME No. 1-2025-054467	Asunto: Seguimiento compromisos Mesa de Trabajo para el monitoreo de a los recursos públicos orientados al cumplimiento al Acuerdo de Paz. Municipios PDET departamento del Magdalena (Aracataca, Fundación, Ciénaga y Santa Marta). Traslado por competencia E-2025-058044-WAMC de la Procuraduría	Radicado No.: 3-2025-047148 Fecha: 05-11-2025
PGN	Radicado 1515-410500000-E-2025-619826 DPAN	avance en la implementación del Acuerdo de Paz.	Radicado No.: 3-2025-055898 Fecha: 15-12-2025

Fuente: Elaboración propia

En la **Tabla 70** se relacionan los requerimientos realizados **en la vigencia 2025**.

***Tabla 70**. Requerimientos generales - 2026*

Entidad	Radicado	Asunto	Respuesta
CGR	MME 1-2026-006061 CGR 2026EE0022967	Solicitud de información estado de proyectos STN, STR y expansión de generación	No.: 2-2026-003970 Fecha: 11-02-2026 Traslado por competencia a la CREG Radicado No.: 2-2026-003949 Fecha: 11-02-2026 y a UPME Radicado No.: 2-2026-003948 Fecha: 11-02-2026
PGN	MME 1-2026-014139-PGN E-2026-132520 152410500000-E-2026-132520-AMDZ	Solicitud de información respecto a pedagogía en territorio del Plan Nacional Sectorial a su cargo	Radicado No.: 3-2026-021244 Fecha: 15-04-2026
CGR	MME-1-2026-014451 CGR2026EE0066170	Asunto: Notificación de inconsistencias en la rendición SIRECI-Vigencia 2025.	Radicado No.: 3-2026-019096 Fecha: 06-04-2026
CGR	MME 1-2026-016055 CGR 2026EE0067736	Solicitud de información para evaluación PND 2022 – 2026 y ODS	Radicado No.: 3-2026-021365 Fecha: 16-04-2026 Traslados por competencia: Radicado No.: 2-2026-016075 Fecha: 21-04-2026 a Mintransporte Radicado No.: 2-2026-015228 Fecha: 15-04-2026 a ANLA Radicado No.: 2-2026-015229 Fecha: 15-04-2026 a Minambiente Radicado No.: 2-2026-015226 Fecha: 15-04-2026 a UPME
CGR	2026EE0051718	Formulario para el Décimo Informe de Seguimiento a los recursos del Acuerdo Final de Paz	Radicado No.: 3-2026-021039 Fecha: 14-04-2026
PGN	MME 1-2026-018914 SIM E-2026-132296	E-2026-132296– Comentarios CNO al Decreto 0177 de 2026, Por el cual se adoptan medidas en materia ambiental y desarrollo Sostenible en el marco de la declaratoria del Estado de Emergencia Económica,Social y Ecológica en parte del territorio	Radicado No.: 2-2026-019789 Fecha: 8 de mayo de 2026

Entidad	Radicado	Asunto	Respuesta
		nacional”. REFERENCIA:Requerimiento de información – sobre comunicación remitida por el Consejo Nacional de Operaciones.	
PGN	1-2026-020162- PGN-E-2026-151946 Oficio PRIC / JNS N° 26-3705.	REQUERIMIENTO OFICIAL CONTROL DE GESTION IUS-E-2026-151946	Radicado No.: 3-2026-024975 Fecha: 06-05-2026
PGN	S-2026-024367 MME No. 1-2026-022614	E-2026-132296– Comentarios CNO al Decreto 0177 de 2026, Por el cual se adoptan medidas en materia ambiental y desarrollo Sostenible en el marco de la declaratoria del Estado de Emergencia Económica,Social y Ecológica en parte del territorio nacional”. REFERENCIA:Requerimiento de información – sobre comunicación remitida por el Consejo Nacional de Operaciones.	Radicado No.: 2-2026-023810 Fecha: 29-05-2026
PGN	MME 1-2026-024230. Oficio-1512-410500000-E- 2026-129895	Seguimiento preventivo a la presentación de los reportes de avance de plan de acción de los Planes Nacionales Sectoriales de la Reforma Rural Integral”.	Radicado No.: 3-2026-028611 Fecha: 29-05-2026
PGN	MME 1-2026-024783 E-2025-514409.	PGN - DP Medidas preventivas crisis energética	Radicado No.: 3-2026-028279
PGN	MME 1-2026-024691-PGN Oficio 05741- E-2026-230071- P-2026-4329326	"Solicitud de información en relación con la maqueta de paz del bajo Calima".	Radicado No.: 3-2026-036994 Fecha: 06-07-2026
CGR	MME 1-2026-025191 CGR2026EE0111449	Traslado por competencia derecho de petición 2026-381740-82111-NC con Radicado 2026ER0117132, relacionado con infraestructura eléctrica - CO TO 1243 COYAIMA ATACO".	Radicado No.: 3-2026-028679 Fecha: 29-05-2026
Defensoría del pueblo	MME 1-2026-025459-DFP 202600600902975791	Solicitud protección de derechos colectivos AP. 321631-25	Oficio a la Defensoría Radicado No.: 2-2026-024720 Fecha: 03-06-2026 y traslados a IPSE Radicado No.: 2-2026-024627 Fecha: 03-06-2026 y Electrocaquetá Radicado No.: 2-2026-024630 Fecha: 03-06-2026
Defensoría del pueblo	1MME 1-2026-027918 DP202600401403257001	Reporte semana del 30 de mayo al 05 de junio de 2026 del Observatorio de Conflictividad Social de la Defensoría del Pueblo. Situación de conflictividad por cuenta de la prestación de servicios públicos en la región Caribe.	Traslado AFINIA Radicado No.: 2-2026-027338 Fecha: 18-06-2026 Traslado AIRE Radicado No.: 2-2026-027339 Fecha: 18-06-2026
PGN	MME 1-2026-030059 PDFP1 No. 0216 PDAAMEA E-2026-054978	Requerimiento de información- Vigilancia Preventiva a la Intervención de AIR-E y riesgo sistémico en el Mercado de Energía Mayorista ante el Fenómeno de El Niño 2026.	Radicado No.: 3-2026-037190 Fecha: 07-07-2026

Fuente: Elaboración propia

Anexo 30: *Respuestas a Entes de Control*

11.8 Procedimientos

Durante las vigencias 2025 y 2026, el Grupo de Fondos y Gestión del Sector adelantó actividades de actualización, creación y fortalecimiento de los procedimientos (ver **Anexo 31**) asociados a la financiación de planes, programas y proyectos a través de los fondos de inversión del sector, así como de aquellos relacionados con los trámites de fijación de capacidad instalada, fijación de la proporción del impuesto de industria y comercio y declaratorias de utilidad pública.

Como resultado de estas actividades, se obtuvieron los siguientes avances:

- Oficialización y publicación el 3 de marzo de 2026 en el Sistema de Gestión Integral el procedimiento para la asignación de recursos de proyectos financiados por el Fondo de Apoyo financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas (ZNI) "*M-EN-P-05 PROCEDIMIENTO DE ASIGNACIÓN RECURSOS DE PROYECTOS FINANCIADOS POR EL FONDO DE APOYO FINANCIERO (FAZNI)*".
- Oficialización y publicación el 1 de junio de 2026 en el Sistema de Gestión Integral el procedimiento "*M-EN-P-06 PROCEDIMIENTO DE ASIGNACIÓN RECURSOS A PROYECTOS FINANCIADOS POR EL PROGRAMA DE NORMALIZACIÓN PRONE*" con el objetivo de esclarecer el proceso que debe seguirse para expedir una convocatoria orientada al financiamiento de proyectos de normalización de redes eléctricas. Complementario a este, se estableció el formato de evaluación a implementarse en cada convocatoria con el fin de unificar el criterio de evaluación de los proyectos planes y/o programas "*M-EN-F-43 EVALUACIÓN DE CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS PARA PROYECTOS DE NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS BAJO LA CONVOCATORIA VIGENTE*".
- Se actualizó el procedimiento "*M-EN-P-08 Procedimiento para fijar la proporción en que debe distribuirse el impuesto de industria y comercio*", incorporando ajustes orientados a fortalecer la trazabilidad del trámite y la aplicación de los criterios técnicos y jurídicos requeridos para su atención. Actualmente se encuentra pendiente de publicación en el Sistema Integrado de Gestión (SIG).
- Se actualizó el procedimiento "*M-EN-P-12 Procedimiento para fijar la capacidad instalada y la fecha de entrada en operación comercial de una central de generación eléctrica*", con el fin de armonizar sus actividades con la normativa vigente y las necesidades operativas identificadas durante la

gestión de los trámites. Actualmente se encuentra pendiente de publicación en el Sistema Integrado de Gestión (SIG).

- Se adelantó la gestión respectiva para la actualización del procedimiento "*M-EN-P-04 PROCEDIMIENTO PARA LA ASIGNACIÓN DE RECURSOS DE PROYECTOS FINANCIADOS CON EL FONDO DE APOYO FINANCIERO (FAER)*" dado que era necesario esclarecer las actividades principales para la asignación de recursos. Este se encuentra en su segunda revisión por el profesional asignado del grupo de Planeación de la Dirección de Energía Eléctrica. La finalidad es
- Se adelantó la gestión respectiva para la actualización del procedimiento "*M-EN-P-02 PROCEDIMIENTO DE DECLARATORIA DE UTILIDAD PÚBLICA E INTERÉS SOCIAL*" el cual se encuentra en su segunda revisión por el profesional asignado del grupo de Planeación de la Dirección de Energía Eléctrica. Esto en el marco de ampliar la información asociada a las actividades que se realizaran para conceptuar y aprobar la declaración de un predio como de Utilidad Pública e interés Social.

Anexo 31. *Procedimientos*

12 Reportes e Informes

A continuación, en la **Tabla 71**, se relacionan informes cualitativos mensuales y cuantitativos que se reportan desde el Grupo de Fondos y Gestión del Sector Eléctrico Colombiano se realizan los siguientes reportes:

Tabla 71*. Relación de informes cualitativos y cuantitativos realizados periódicamente*

Tema	Reporte	Frecuencia
Plan Nacional de Desarrollo	Avance indicador Capacidad en operación comercial de generación eléctrica a partir de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER)	Mensual
	Avance indicador Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica beneficiados con recursos públicos y privados.	Mensual
	Porcentaje de avance de nuevos usuarios con proyectos puestos en operación y servicio sostenible en ZNI	Mensual
	Reporte mensual cualitativo y cuantitativo de la ejecución presupuestal de cinco (5) proyectos de inversión: • Ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas –ZNI en el territorio nacional. (FAZNI) BPIN 2022011000082 • Mejoramiento del cubrimiento de la demanda no atendida que perciben los usuarios del SIN y las ZNI Nacional" (DNA) BPIN 2020011000141 • Mejoramiento de la calidad y confiabilidad del servicio de energía en los barrios subnormales ubicados en los municipios del sistema interconectado a nivel nacional (PRONE) BPIN 2018011001045 • Mejoramiento del servicio de energía eléctrica en las zonas rurales del territorio nacional (FAER) BPIN 2018011001048 • Fortalecimiento de los lineamientos de política pública para lograr la universalización del servicio de energía eléctrica de manera justa y eficiente nacional. (PNER) BPIN 202300000000359	Mensual (Los 5 primeros días hábiles de cada mes)

Macrometa Presidencial	Informe de Macrometas Presidenciales Meta 6GW	Mensual
Plan Nacional Sectorial del Plan Nacional de Electrificación Rural	Reporte cualitativo y cuantitativo de avance	Trimestral
Paz	Informe de rendición de cuentas sobre el cumplimiento del acuerdo de paz-Entidades Nacionales	Anual
Cuenta Semestral	Reporte de la cuenta ante Contraloría General de la República SIRECI M-1.1 Postconflicto	Semestral
Cuenta anual	Reporte de la cuenta ante Contraloría General de la República - F37 Informe de Gestión Ministerial y departamentos Administrativos.	Anual

Fuente: Elaboración propia

13 Recomendaciones

13.1.1 Política pública del Sector Energético

- Respecto al Plan Nacional de Electrificación Rural es necesario para el 2027 continuar con el proceso de actualización del documento ante el Departamento Nacional de Planeación – DNP, Unidad de Implementación del Acuerdo de Paz -UIAFP y la Agencia de Renovación del Territorio – ART a fin de incorporar las recomendaciones solicitadas por estas entidades.
- Desde la vigencia 2027 se requiere incorporar la desagregación étnica en el reporte de los indicadores de paz A29 y A29P.
- Apoyar el cumplimiento de las acciones definidas en el Acta resultado de la "*mesa técnica de acuerdos para la incorporación del enfoque étnico y las salvaguardas de género, mujer y familia y generación y objeción cultural en los Planes Nacionales de la Reforma Rural Integral (PNSRRI)*" (ver **Anexo 32**).
- Retomar mesas de trabajo junto con la Oficina de Planeación y DNP para realizar el cierre de la acción del CONPES 4083, con ocasión a la entrada en operación de FONENERGIA.

13.1.2 Plan Nacional de Desarrollo "Colombia Potencia Mundial de la Vida"

- Realizar el seguimiento a los proyectos de generación a gran escala para garantizar la confiabilidad, seguridad y abastecimiento de energía en el sistema interconectado nacional.
- Continuar con el seguimiento de los nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica beneficiados con recursos públicos y privados.
- Fijar la fecha de entrada de puesta en operación o inicio del Fondo de Soluciones Energéticas – FONENERGIA con el propósito de contar con un único fondo orientado a la energización del país, principalmente en las Zonas No interconectadas, municipios PDET y ZOMAC o territorios con menor índice de cobertura de energía.
- Con respecto al indicador 392 si bien el Ministerio de Minas y Energía, a través del Grupo de Fondos y Gestión del Sector Eléctrico, logró la

contratación de 21 proyectos para beneficiar a 6.261 usuarios indígenas, es pertinente señalar que se han presentado factores de orden público que han impactado el cumplimiento de los cronogramas. En consecuencia, se proyecta que al corte del 31 de diciembre no se alcanzará el 100% de ejecución en los proyectos asociados a este indicador. Ante este escenario, se recomienta que el Ministerio lidere de forma continua mesas de seguimiento con la MPC, ejecutores, interventorías y contratistas de obra con el fin de mantener los espacios de articulación con los representantes de la MPC, cuyo liderazgo comunitario e interlocución en territorio son fundamentales para consolidar acuerdos que viabilicen la correcta ejecución contractual. Por otra parte, considerando que el Instituto de Planificación y Solución de Soluciones Energéticas (IPSE) no concretó la financiación de proyectos para la meta total de 15.000 usuarios indígenas debido a un recorte presupuestal, pero avanza en la estructuración de estas soluciones, se recomienda asegurar la continuidad de los recursos de inversión y recomendar a la MPC para que este requerimiento sea incorporado como un nuevo compromiso estratégico en las bases del próximo Plan Nacional de Desarrollo.

13.1.3 Proyectos de Inversión

- Solicitar ante la Oficina de Planeación el usuario, clave y rol de formulador y gestor para poder realizar los cargue de los reportes mensualmente.
- En el 2027 formular los proyectos de inversión de FAZNI, FAER y PRONE (Esto solo aplicaría en tal caso que no se constituya la implementación y puesta en operación de FONENERGIA)
- En el 2027 formular el proyecto de inversión de DNA con ocasión a que el horizonte finaliza en dicha vigencia.
- Solicitar a IPSE y UPME los proyectos susceptibles de financiación para el segundo semestre de 2026 y 2027 para la celebración de los fondos FAZNI y FAER (Esto solo aplicaría en tal caso que no se constituya la implementación y puesta en operación de FONENERGIA).
- Se cuenta con el borrador de la convocatoria PRONE por lo que es necesario que la alta dirección determine su publicación o no (Esto solo aplicaría en tal caso que no se constituya la implementación y puesta en operación de FONENERGIA).
- Para el fondo FAER adelantar las gestiones respectivas para el financiamiento de los proyectos de ampliación de cobertura y el mejoramiento de las redes eléctricas en las zonas rurales que a la fecha cuentan con concepto FAVORABLE por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) teniendo en cuenta que este fondo sigue vigente hasta tanto el Fondo Único de Soluciones Energéticas entre en operación. Esto en el entendido de que se optimizarán los tiempos de ejecución, toda vez que las etapas de evaluación y viabilización técnica ya se encuentran cumplidos.

- Se adelanta actualmente el proceso de contratación del concurso de méritos para la interventoría de los siguientes convenios: Mallama, Puerto Caicedo, y Tierralta, a la fecha los Estudios Previos se encuentran en revisión del equipo contractual del MEE. Una vez aprobado el documento y surtidos los pasos en la plataforma Secop ii, cumpliendo el cronograma del proceso y realizada la evaluación de las propuestas allegadas, se debe aprobar y adjudicar los proyectos a los contratistas de interventoría que cumplen los requisitos establecidos.

13.1.4 Gestión del Sector Eléctrico Colombiano

- Consolidar y automatizar las herramientas de seguimiento desarrolladas por el Grupo para el monitoreo de variables energéticas, proyectos estratégicos, indicadores de confiabilidad, expansión del sistema y avance de la transición energética. Esto permitiría disponer de información más oportuna para la toma de decisiones y fortalecer los mecanismos de seguimiento institucional.

- Fortalecer los mecanismos de identificación, análisis y seguimiento de riesgos que puedan afectar la prestación del servicio de energía eléctrica, incluyendo eventos climáticos extremos, retrasos en proyectos estratégicos, restricciones operativas, limitaciones de infraestructura y riesgos asociados al abastecimiento energético. Por lo anterior es importante que el grupo siga participando en los espacios establecidos por el CNO, y que se establezcan mecanismos de revisión de alertas con tomadores de decisión al interior del Ministerio.

- Profundizar el seguimiento a los proyectos estratégicos del sector eléctrico, especialmente aquellos relacionados con la incorporación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, la expansión de la red de transmisión y los proyectos priorizados para fortalecer la seguridad energética del país. Este seguimiento permitiría identificar oportunamente riesgos para su entrada en operación y apoyar la adopción de medidas orientadas a reducir retrasos en su ejecución.

- Continuar fortaleciendo los espacios de intercambio técnico con entidades como la UPME, XM, CREG, IPSE y demás actores del sector eléctrico, con el propósito de consolidar información estratégica para el seguimiento de proyectos, la identificación de riesgos sectoriales y la evaluación de alternativas para mejorar la confiabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico colombiano.

Anexo 32. *Recomendaciones*