

2026

PLAN DE ACCIÓN INDICATIVO PROURE 2026-2035

Versión Preliminar

Director General UPME

Indira Portocarrero Ospina



Subdirector

Johanna Stella Castellanos Arias

© UPME

Av. Calle 26 # 69 D-91 Torre 1 - Piso 9

Bogotá - Colombia

Tel.: +57 6012220601

upme.gov.co

Grupo interno de trabajo:

Olga Victoria González

Ruth Adriana Navas

Angélica Contreras

Alexander Valencia

Bolívar Monroy

David Serrato

Elkin Ramírez

Erika Flórez

Verónica Ortiz



Tabla de Contenido

INTRODUCCIÓN	9
1 ANÁLISIS SECTOR INDUSTRIA.....	12
1.1 Línea base de consumo energético sector industrial.....	12
1.2 Línea meta y medidas de eficiencia energética priorizadas sector industrial	17
1.3 Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales priorizadas sector industrial	21
1.4 Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector industrial.....	22
2 ANÁLISIS SECTOR RESIDENCIAL	24
2.1 Sector Residencial Urbano	25
2.1.1 Línea base de consumo energético sector residencial urbano.....	25
2.1.2 Línea meta y medidas de eficiencia energética priorizadas sector residencial urbano 29	
2.1.3 Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales priorizadas sector residencial urbano.....	33
2.1.4 Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector residencial urbano 35	
2.2 Sector Residencial Rural.....	36
2.2.1 Línea base de consumo energético sector residencial rural.....	36
2.2.2 Línea meta y medidas de eficiencia energética priorizadas sector residencial rural 39	
2.2.3 Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales priorizadas sector residencial rural	42
2.2.4 Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector residencial rural 43	
3 ANÁLISIS SECTOR TRANSPORTE	45
3.1 Línea base de consumo energético sector transporte.....	45
3.2 Línea meta y medidas de eficiencia energética priorizadas sector transporte ...	54

3.3	Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales prioritizadas sector transporte	58
3.4	Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector transporte...	60
4	ANÁLISIS SECTOR TERCIARIO.....	62
4.1	Línea base de consumo energético sector terciario	62
4.2	Línea meta y medidas de eficiencia energética prioritizadas sector terciario	67
4.3	Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales prioritizadas sector terciario.....	75
4.4	Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector terciario.....	76
5	ANÁLISIS SECTOR AGROPECUARIO.....	80
5.1	Línea base de consumo energético sector agropecuario.....	80
5.2	Línea meta y medidas de eficiencia energética prioritizadas sector agropecuario	86
5.3	Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales prioritizadas sector agropecuario	89
5.4	Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector agropecuario	92
6	ANÁLISIS SECTOR HIDROCARBUROS	94
6.1	Línea base de consumo energético sector hidrocarburos	94
6.2	línea meta y medidas de eficiencia energética prioritizadas sector hidrocarburos	99
6.3	Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales prioritizadas sector hidrocarburos.....	103
6.4	Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector hidrocarburos	105
7	ANÁLISIS SECTOR MINERO.....	106
7.1	Línea base de consumo energético sector minero.....	106
7.2	Línea meta y medidas de eficiencia energética prioritizadas sector minero	111
7.3	Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales prioritizadas sector minero	114
7.4	Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector minero.....	116
8	ANÁLISIS SECTOR TERMOELÉCTRICO.....	118

8.1	Línea base de consumo energético sector termoeléctrico	118
8.2	Línea meta y medidas de eficiencia energética priorizadas sector termoeléctrico 124	
8.3	Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales priorizadas sector termoeléctrico.....	127
8.4	Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector termoeléctrico 128	
9	ANÁLISIS SECTOR ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	130
9.1	Línea base de consumo energético sector almacenamiento.....	130
9.2	Línea meta y medidas de eficiencia energética priorizadas sector almacenamiento 134	
9.3	Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales priorizadas sector almacenamiento	136
9.4	Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector almacenamiento.....	137
10	CONSOLIDACIÓN DE METAS POR SECTOR.....	138
	BIBLIOGRAFÍA.....	140

Índice de Tablas

Tabla 1. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector industrial.....	18
Tabla 2. Resultados consolidados sector industrial	19
Tabla 3. Análisis B/C sector Industrial	21
Tabla 4. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector Residencial - Urbano	30
Tabla 5. Análisis B/C sector Residencial - Urbano.....	33
Tabla 6. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector Residencial - Rural	40
Tabla 7. Resumen de resultados sector Residencial-Rural.....	42
Tabla 8. Análisis B/C sector Residencial – Rural.....	42
Tabla 9. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector transporte carretero	55
Tabla 10. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector transporte en otros modos.....	56
Tabla 11. Análisis B/C Sector Transporte	59
Tabla 12. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector terciario	71
Tabla 13. Resultados consolidados sector terciario	72
Tabla 14. Análisis B/C sector terciario	75
Tabla 15. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector agropecuario	88
Tabla 16. Resumen de resultados sector agropecuario	89
Tabla 17. Análisis B/C sector agropecuario.....	90
Tabla 18. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector hidrocarburos	101
Tabla 19. Resumen de resultados sector hidrocarburos	102
Tabla 20. Análisis B/C sector hidrocarburos	103
Tabla 21. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector minero	112
Tabla 22. Resumen de resultados sector minero	114
Tabla 23. Análisis B/C sector minero.....	114
Tabla 24. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector termoeléctrico.....	125
Tabla 25. Resumen de resultados sector termoeléctrico.....	127
Tabla 26. Análisis B/C sector termoeléctrico	127
Tabla 27. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el almacenamiento de energía eléctrica	135
Tabla 28. Resumen de resultados sector almacenamiento de energía eléctrica	136
Tabla 29. Análisis B/C sector almacenamiento de energía eléctrica.....	136
Tabla 30. Potenciales de ahorro y reducción de emisiones por sector de consumo	138
Tabla 31. Potencial de ahorro energético global por tipo de medida	139

Índice de Figuras

Figura 1. Consumo energético sector industrial.....	12
Figura 2. Balance de consumo sector industrial.....	14
Figura 3. Proyección línea base de consumo sector industrial- Energético	16
Figura 4. Proyección línea base de consumo sector industrial- Uso	16
Figura 5. Participación por tipo de medidas en meta sectorial.....	20
Figura 6. Proyección línea meta por uso del sector industrial	20
Figura 7. Balance de consumo sector Residencial.....	24
Figura 8. Balance de consumo sector Residencial – Urbano.....	25
Figura 9. Proyección línea base por energético sector Residencial - Urbano	28
Figura 10. Proyección línea base por uso sector Residencial - Urbano.....	29
Figura 11. Proyección línea meta por uso sector Residencial - Urbano	32
Figura 12. Balance de consumo sector Residencial - Rural	36
Figura 13. Proyección línea base por energético sector Residencial - Rural	38
Figura 14. Proyección línea base por uso sector Residencial - Rural.....	38
Figura 15. Proyección línea meta por uso sector Residencial - Rural	41
Figura 16. Balance de consumo sector transporte por modo y energético, [PJ]	46
Figura 17. Balance de consumo en otros modos de transporte por energético [PJ]	47
Figura 18. Balance de consumo sector transporte (2024), [TJ].....	49
Figura 19. Evolución del consumo energético del sector transporte modo carretero	50
Figura 20. Evolución del consumo energético del sector transporte en otros modos: aéreo, férreo, marítimo y fluvial.....	50
Figura 21. Proyección línea base por energético sector transporte carretero	53
Figura 22. Proyección línea meta por uso del modo carretero del sector transporte	56
Figura 23. Proyección línea meta de otros modos del sector transporte.....	57
Figura 24. Balance de consumo sector terciario.....	63
Figura 25. Proyección línea base por energético sector terciario (comercial y público)	65
Figura 26. Usos energía eléctrica - comercial	66
Figura 27. Usos energía eléctrica - Público	67
Figura 28. División de medidas por tipo	67
Figura 29. Proyección línea meta por uso sector terciario	73
Figura 30. Alcance de subsectores analizados para el sector APAI.....	81
Figura 31. Balance de consumo sector agropecuario.....	81
Figura 32. Distribución de consumo energético por uso sector agropecuario.....	82
Figura 33. Distribución de consumo por energético sector agropecuario – Fuerza motriz	83

Figura 34. Proyección línea base por energético sector agropecuario.....	85
Figura 35. Proyección línea base por uso sector agropecuario	85
Figura 36. Proyección línea meta por uso sector agropecuario.....	89
Figura 37. Balance de consumo sector hidrocarburos	95
Figura 38. Proyección línea base por energético sector hidrocarburos	98
Figura 39. Proyección línea base por uso sector hidrocarburos.....	99
Figura 40. Proyección línea meta por uso sector hidrocarburos	102
Figura 41. Balance de consumo energético sector minero	107
Figura 42. Proyección línea base por energético	109
Figura 43. Proyección línea base por uso sector minero	110
Figura 44. Proyección línea meta por uso sector minero.....	113
Figura 45. Balance de consumo sector termoeléctrico año 2024	119
Figura 46. Consumo de combustibles para generación por uso sector termoeléctrico.....	120
Figura 47. Proyección línea base por energético	122
Figura 48. Proyección línea base por uso sector termoeléctrico.....	123
Figura 49. Proyección línea meta por uso sector termoeléctrico	126
Figura 50. Generación de Seguridad Fuera de Mérito - GFM por causal	131
Figura 51. GFM por recurso y energético año 2024	132
Figura 52. Generación de Seguridad Fuera de Mérito por subárea operativa	132
Figura 53. Proyección línea meta sector almacenamiento de energía eléctrica	135
Figura 54. Distribución del potencial de ahorro energético global por tipo de medida ...	139

Introducción

La eficiencia energética se ha consolidado como uno de los principales pilares para avanzar hacia sistemas energéticos más sostenibles, resilientes y competitivos.

A nivel internacional, organismos como la Agencia Internacional de Energía (IEA) han reconocido que la eficiencia energética constituye una de las herramientas más costo-efectivas para reducir emisiones de gases de efecto invernadero, mejorar la seguridad energética, disminuir costos operativos y garantizar el camino hacia la carbono neutralidad.

En Colombia, la política y el planeamiento en materia de eficiencia energética se concretan en el Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía, PAI PROURE, que es formulado por la UPME en el marco de sus funciones y concertado y adoptado por el Ministerio de Minas y Energía (MME) a través de una resolución.

Desde la formulación de la Ley 697 de 2001, complementada con las leyes 1715 de 2019 y 2099 de 2021, se ha avanzado progresivamente en la definición de medidas y acciones de eficiencia energética, cada vez con mejor y más información, que han permitido su priorización considerando tres tipos de medidas: de reconversión tecnológica, sustitución de energéticos y buenas prácticas de operación; a partir de análisis que consideran madurez tecnológica, retos de implementación y aporte a la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero. Lo anterior, incluyendo análisis de beneficio-costos en tres niveles: el usuario o privado, el sistema energético y la sociedad, que orienten el diseño de instrumentos de política pública que permitan la implementación de dichas medidas y acciones priorizadas.

La evolución de la matriz energética nacional, el crecimiento de la demanda de energía, la incorporación de nuevas tecnologías y los compromisos nacionales en materia de transición energética justa y carbono neutralidad, se constituyen en elementos que motivan la actualización del PAI PROURE para el periodo 2026-2035.

Esta actualización se desarrolla en un contexto de profundas transformaciones tecnológicas y energéticas a nivel global y nacional,

Introducción

como el incremento de los procesos de electrificación, el despliegue de tecnologías digitales y la innovación en construcciones cada vez más, entre otras; enfatizando el rol de la eficiencia energética como habilitador transversal de la transición energética.

Adicionalmente, el país enfrenta desafíos estructurales asociados a la variabilidad climática, el crecimiento de la demanda energética, la expansión de los servicios, la competitividad industrial y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Eventos recientes como el fenómeno de El Niño 2023-2024 evidenciaron la importancia de fortalecer la gestión eficiente de la energía y la confiabilidad operativa del sistema energético nacional, de manera estructural y particularmente en sectores estratégicos como transporte, industria, residencial y terciario.

La actualización del PAI PROURE se estructuró a partir del análisis de líneas base sectoriales de consumo energético, proyecciones de demanda, caracterización de usos finales y evaluación de medidas de eficiencia energética en los principales sectores económicos y energéticos del país. Este ejercicio incorporó información técnica sectorial, estudios realizados por la entidad y referencias internacionales, permitiendo identificar oportunidades de eficiencia y ahorros energéticos y de reducción de emisiones; aumentando productividad y competitividad y mejorando calidad de vida de la población.

Uno de los principales elementos diferenciales de esta actualización corresponde a la incorporación de nuevas tendencias tecnológicas y operativas que están redefiniendo los sistemas energéticos y los patrones de consumo. En este sentido, el documento integra enfoques asociados a inteligencia artificial, analítica avanzada, submedición, automatización, mantenimiento predictivo, sistemas de gestión energética, infraestructura de medición avanzada (AMI) y flexibilidad de demanda, reconociendo su papel estratégico para la optimización energética y la integración de recursos energéticos distribuidos.

Asimismo, el PAI PROURE 2026-2035 incorpora una visión más amplia de la transición energética, entendiendo que la eficiencia energética debe articularse con procesos de electrificación, de incorporación de energías renovables, de descarbonización y participación y fortalecimiento territorial. En este marco, se incluyen

Introducción

estrategias orientadas al desarrollo de distritos energéticos, edificaciones sostenibles, electrificación de procesos térmicos en la industria manufacturera, de fuerza motriz, aprovechamiento de calor residual y modernización de infraestructura energética en sectores intensivos en consumo de energía.

De manera complementaria, el análisis incorpora evaluaciones de beneficio-costo desde las perspectivas privada, sistémica y de la sociedad, permitiendo identificar aquellas medidas con mayores impactos en términos de ahorro energético, reducción de emisiones, competitividad y beneficios. Este enfoque facilita la formulación de recomendaciones orientadas al diseño de instrumentos de política pública, regulatorios y de planeación que permitan acelerar la implementación de las medidas priorizadas.

Vale la pena aclarar que, las metas de eficiencia energética siguen siendo indicativas, con criterios que involucren la mejor tecnología disponible, sus costos y el impacto ambiental. Asimismo, se resalta que los resultados de la valoración costo-beneficio del presente documento son preliminares y sujetos a ajustes a partir de nueva información tras su consulta pública.

En conjunto, el PAI PROURE 2026-2035 busca consolidar una estrategia para fortalecer la eficiencia energética como eje estructural de la transición energética colombiana, contribuyendo simultáneamente a la seguridad energética, la competitividad económica, la sostenibilidad ambiental y el cumplimiento de las metas nacionales de reducción de emisiones y carbono neutralidad.

Se somete a consideración de los agentes interesados la presente propuesta preliminar de medidas y acciones priorizadas de eficiencia energética, con su respectivo análisis costo-beneficio en tres niveles, y se espera su retroalimentación para fortalecer el documento definitivo e incluir recomendaciones de tipo general y transversal que permitan su adopción e implementación.

1 ANÁLISIS SECTOR INDUSTRIA

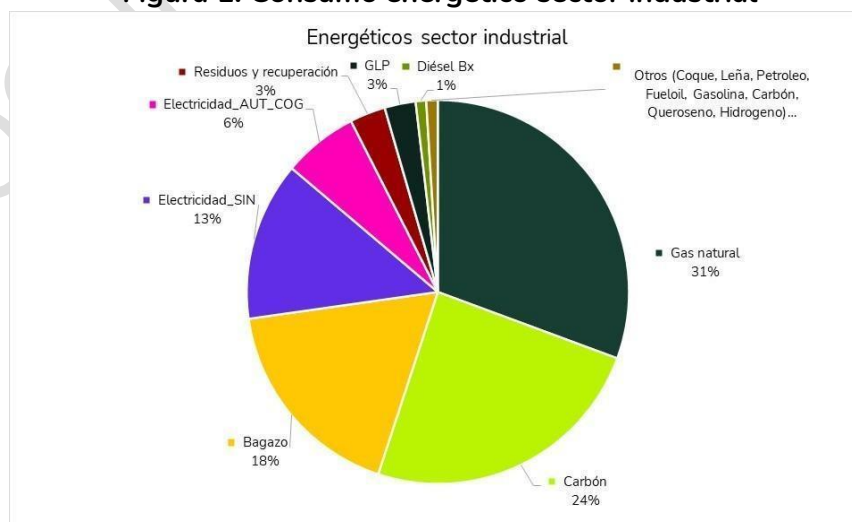
1.1 Línea base de consumo energético sector industrial

En el sector industrial se destaca un número amplio de energéticos, lo cual es explicado principalmente por la diversidad de actividades que agrupa el sector de industria manufacturera, en las que se consideran las actividades económicas entre los códigos CIU:

Código CIU	Actividad	Código CIU	Actividad
10, 11, 12	Alimentos, bebidas y tabaco	20, 21, 22	Productos químicos
13, 14, 15	Textiles y cueros	24, 25	Hierro y acero
23	Minerales no metálicos	26, 27, 28	Maquinaria
16	Madera y productos de la madera	29, 30	Equipos de transporte
17, 18	Pulpa, papel e imprenta	31, 32	Industria no especificada

De esta manera, de acuerdo con la información del BECO 2024, los principales energéticos consumidos en la industria son el gas natural con el 31%, equivalente a cerca de 94 PJ, seguido del carbón con el 24% cercano a 78,31 PJ, bagazo con 56,77 PJ que representa un 18% de consumo y finalmente, la energía eléctrica del SIN que corresponde al 13% del consumo con cerca de 42 PJ. Adicionalmente, destaca el uso de auto y cogeneración que se ubica en el 6% del consumo con 20,31 PJ de consumo. Con menor proporción, se identifican consumos en la industria de GLP (3%), residuos (3%) Diesel (1%) y menos del 1% energéticos como coque, leña, carbón de leña, petróleo y gasolina.

Figura 1. Consumo energético sector industrial



Fuente: UPME, BECO, 2025

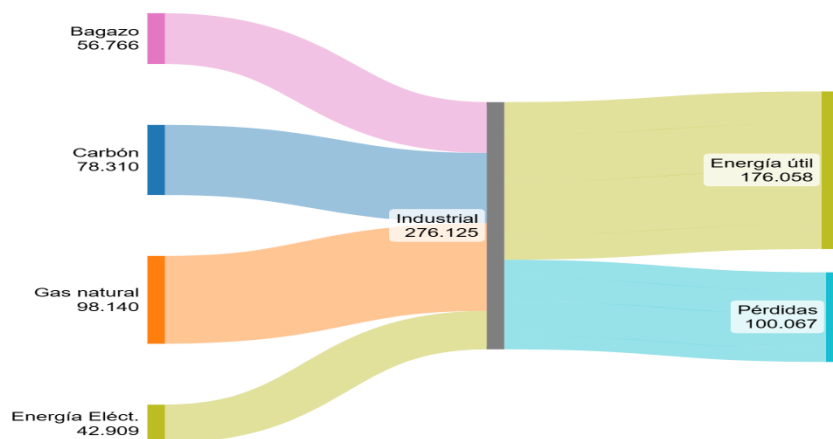
Estos consumos están dirigidos principalmente a usos en calor indirecto con el 50%, seguido de 33% en calor directo y a usos en fuerza motriz con el 13% del consumo. El principal equipo asociado a este uso es la caldera con consumos intensivos en los CIU 20 (fabricación de productos químicos), 21 (fabricación de productos farmacéuticos), 22, 23, 25 (fabricación de productos elaborados de metal) y 31 (fabricación de muebles, colchones y somieres) y con menores tamaños en las actividades en los sectores de alimentos, bebidas, textiles y papel principalmente. En cuanto a las tecnologías se identifican calderas acuatubulares, piro tubulares y mixtas.

En otros equipos con calor indirecto, especialmente en el CIU 22 que calientan aire o agua para distintos procesos entre ellos el procesamiento de plásticos y aire caliente en la producción de láminas de plástico, así como el uso masificado de sistema de distribución de vapor para procesos de calentamiento a temperaturas menores de 130°C. (UPME-INCOMBUSTION, 2014).

En calor directo se identifica el uso de hornos, secadores, equipos de extrusión y atomizadores entre otros. Dentro de los equipos de mayor consumo, destacan los hornos ladrilleros, hornos cementeros, hornos de cerámica y hornos para laminado, así como los secadores en sector de cerámicas y ladrilleros, en ese sentido, entre las actividades con mayor consumo y uso de estos equipos se encuentran industrias del código CIU 23 en la fabricación de tabletas y cerámica, hornos en el CIU 23 en las industrias del vidrio, ladrillo, cerámica y cemento, hornos en las otras industrias del CIU 22 (fabricación de cauchos y plásticos), y en la industria siderúrgica en laminado y trefilado en caliente, también se identifican hornos secadores en los CIU 20 al 25. (UPME-CORPOEMA, 2014).

El tercer uso más relevante del sector industrial está en los equipos de fuerza motriz, entre los que se encuentran equipos de generación de movimiento de rotación o traslación para agitación, bombeo, ventilación, turbinas, transporte y otros tipos de transmisión de potencia por medio de acople directo, bandas, correas y otros medios (UPME-INCOMBUSTION, 2014). En este sentido, el sector papel (CIU 17) es el mayor consumidor de energía eléctrica para generación de fuerza motriz, seguido por los sectores de alimentos, textiles y confecciones. La alta contribución del sector papel a este consumo obedece a que posee la mayor población de motores eléctricos de alta potencia (mayor a 1000 hp) (UPME-INCOMBUSTION, 2014).

Figura 2. Balance de consumo sector industrial



Made at SankeyMATIC.com
Fuente: UPME-BECO, 2023

La reducción estructural de la oferta de gas natural en el país ha generado presiones al alza en los precios de este energético, lo que obliga a los agentes económicos a replantear sus estrategias de consumo energético y abastecimiento para procesos productivos y generación térmica. Dado que el gas natural cumple un papel relevante tanto como insumo industrial, como en la generación de electricidad, su encarecimiento impacta indirectamente los costos de la energía eléctrica, y modifica las decisiones de inversión y operación de los grandes consumidores.

En este contexto, algunos agentes industriales han manifestado interés en esquemas de autogeneración remota como alternativa para acceder a precios más competitivos de energía eléctrica, y mejorar la viabilidad financiera de sus proyectos, especialmente en sectores electrointensivos y estratégicos como el aluminio y la producción de hidrógeno verde. No obstante, pese a las expectativas generadas en torno a lo dispuesto en el Decreto 1403 de 2024, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Circular 136 de 2025, identificó barreras jurídicas y regulatorias que dificultan su implementación efectiva. En consecuencia, persiste incertidumbre regulatoria para las industrias interesadas en desarrollar proyectos de autogeneración remota, particularmente en lo relacionado con el acceso a exenciones o beneficios tarifarios, lo que limita su consolidación como alternativa estructural de abastecimiento energético.

De manera paralela, el Departamento Nacional de Planeación (DNP), a través del CONPES 4129 de 2023, reconoce la necesidad de revertir los procesos de desindustrialización, evidenciados en la disminución de la participación de la industria manufacturera en el PIB. La política propone incrementar la generación de valor agregado en la producción de bienes y servicios mediante apuestas territoriales y estrategias intersectoriales a nivel nacional,

incluyendo el impulso a la producción y ensamble de vehículos con tecnologías cero y bajas emisiones, así como la consolidación de cadenas productivas asociadas a minerales estratégicos (DNP, 2023).

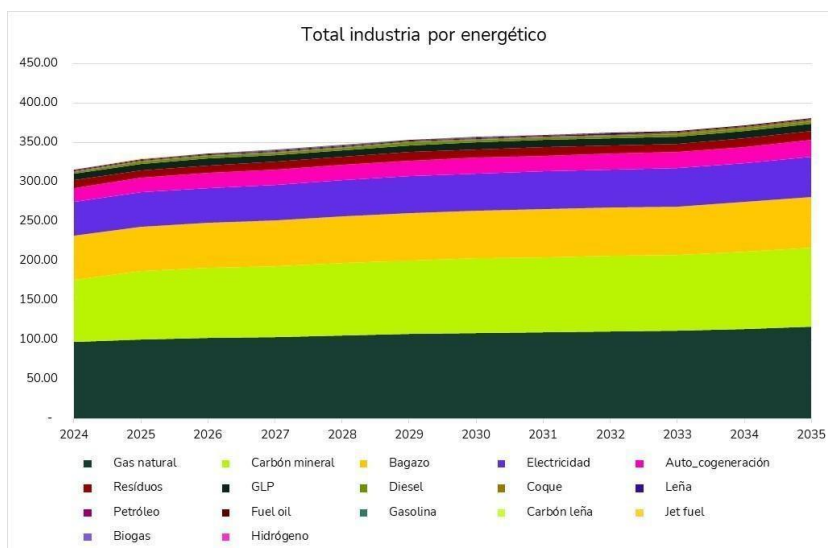
En línea con estos objetivos, el Balance de Resultados 2024 del Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026, en el componente de transformación productiva, internacionalización y acción climática, reportó un avance acumulado del 52% frente a un 54,8% programado para el cuatrienio (DNP, Balance de resultados PND 2022-2026, 2024). Aunque se observa una brecha marginal respecto a la meta prevista, se destacan avances relevantes en la estrategia de transición productiva orientada a la eficiencia energética y al uso de nuevos energéticos y minerales como mecanismo para reducir progresivamente la dependencia de combustibles fósiles. En este marco, la participación de las exportaciones de bienes no minero-energéticos y de servicios alcanzó el 59% del total exportado, superando en 11 puntos porcentuales la meta anual (53,2%) (DNP, Balance de resultados PND 2022-2026, 2024).

No obstante, el desempeño reciente del sector industrial refleja un entorno retador. Con base en cifras de la Encuesta Anual Manufacturera (EAM), la Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI) reportó contracciones del orden de -5% en producción y -4,6% en ventas durante 2024, evidenciando una dinámica sectorial desfavorable. De las 39 ramas industriales analizadas, únicamente 11 registraron crecimiento en el año. En el primer semestre de 2024, los mejores desempeños se observaron en: otros equipos de transporte (18,0%), trilla de café (6,8%), madera (6,5%) y jabones y perfumes (3,7%), actividades que en conjunto aportaron 0,8 puntos porcentuales al resultado agregado; sin embargo, dicha contribución fue insuficiente para compensar la contracción del resto del sector industrial (EAM).

En este contexto, la planeación energética debe incorporar escenarios diferenciados que reflejen: (i) posibles sustituciones de gas por electricidad en procesos industriales, (ii) mayor penetración de esquemas de autogeneración y contratos de largo plazo, y (iii) la evolución regulatoria aplicable a los GCE. La estabilidad del marco regulatorio, la claridad en los cargos aplicables y la definición de condiciones para la autogeneración remota serán determinantes para consolidar señales de inversión y garantizar coherencia entre política energética, transición productiva y competitividad industrial.

Para este ejercicio, el sector industrial se establece la línea base con información identificada tanto de los planes formulados por la UPME, entre ellos el Plan Energético Nacional (UPME, PEN 2024-2054, 2025) la proyección de demanda (UPME, 2024 Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima 2024-2038), y otros estudios de insumo como el Plan Nacional de Innovación y Tecnología (PNIT) en eficiencia energética para la climatización y refrigeración en Colombia (UPME-MITSIDI, 2025).

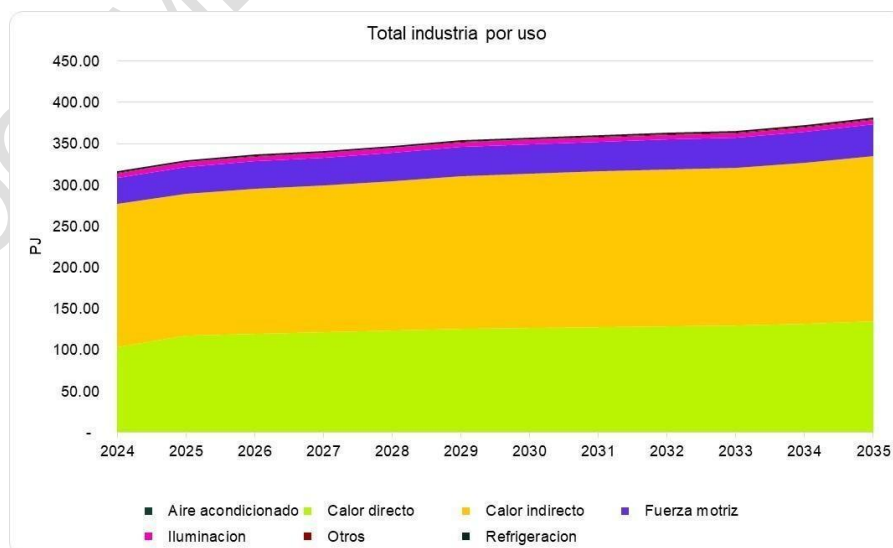
Figura 3. Proyección línea base de consumo sector industrial- Energético



Fuente: UPME a partir de proyecciones LEAP 2025

De acuerdo con estos insumos, se prevé un incremento promedio anual del 2% en el consumo total de energía, para el periodo 2025-2035, logrando un consumo cercano a los 381 PJ de energía para el año 2035, considerando una mayor participación en el consumo de combustibles como gas natural, carbón, seguidos por bagazo y electricidad.

Figura 4. Proyección línea base de consumo sector industrial- Uso



Fuente: UPME a partir de proyecciones LEAP 2025

En cuanto a usos del sector industrial, se concentra en calor indirecto 54,76%, calor directo 32,55%, fuerza motriz 10,07%, así mismo y en menor proporción con un 4.69% lo relacionado a iluminación, refrigeración y otros. En cuanto a subsectores, los de mayor participación en el consumo de energía se encuentran CIIU 10, 11, 12 alimentos, bebidas y tabaco (41%), CIIU 17-18 pulpa, papel e imprenta (10%), y por último CIIU 23 minerales no metálicos (27%).

Considerando este contexto, el potencial de eficiencia energética se concentra en los usos de calor directo e indirecto, con rangos de mejora que pueden partir del 5% y alcanzar niveles de hasta el 70%, dependiendo de la tecnología y el estado de los sistemas (IEA, 2022; Lawrence Berkeley National Laboratory, 2021).

1.2 Línea meta y medidas de eficiencia energética priorizadas sector industrial

Considerando los usos significativos del sector industrial, las medidas evaluadas de mayor impacto se centran en la implementación y mejora de aislamientos térmicos internos y externos, aislamiento de equipos con resistencia eléctrica de calefacción, aislamiento de válvulas, codos y demás accesorios, recuperación de condensados, control de fugas, así mismo en la implementación de sistema Integral de la energía (gestión, monitoreo, control, automatización e implementación de submedición avanzada), así como la optimización de la combustión calor indirecto, dando como resultado una participación del 41% del total de la meta sectorial.

Así mismo, las medidas de buenas prácticas en la operación, mantenimiento de equipos para los usos de fuerza motriz, calor directo e indirecto, así como las medidas de recuperación de calor, control de fugas, precalentamiento del aire de combustión, y por último la implementación de variadores de frecuencia en ventiladores y bombas, así como sustitución de motores existentes por motores eficientes, aportan un 20% de la meta sectorial.

Por otra parte, y considerando la evolución tecnológica de los equipos que permiten la electrificación de los procesos de calor como las bombas de calor, calderas eléctricas y hornos eléctricos, entre otros, se espera que dichos equipos posibiliten la transición a procesos de mayor eficiencia y menor impacto ambiental, así mismo considerando los límites técnicos de dichos equipos, y la posible implementación directa se estima que el 40% de las industrias en los códigos CIIU 10 al 15, 17, 18, 20 al 25, 31 y 32, podrían

implementar dichos equipos y, como resultado de las medidas definidas, se estima un aporte del 19 % a la meta sectorial.

Por último, se agregan medidas relacionadas a la recuperación de calor, control de fugas, precalentamiento del aire de combustión, procesos de cogeneración, implementación de distritos energéticos para calor ENDISTRIC (2025d), frío, energía eléctrica y/o sus combinaciones ENDISTRIC (2025e), así como la mejora en sistemas de refrigeración.

En la siguiente tabla se presentan las medidas analizadas para el sector industrial, así mismo el potencial de ahorro de energía y emisiones.

Tabla 1. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector industrial

Tipo de medida	Medida	Potencial de ahorro (PJ)	Porcentaje de aporte a la meta sectorial	Reducción de Emisiones (MtCO ₂ eq)
BPO	Sistema Integral de la energía (gestión, monitoreo, control, automatización e implementación de submedición avanzada)	78,19	16,30%	4,37
BPO	Optimización de la combustión calor indirecto	63,58	13,25%	3,47
BPO	Aislamientos Térmicos Internos y Externos y aislamiento de equipos con resistencia eléctrica de calefacción y Actualización de los aislamientos térmicos, aislamiento de válvulas, codos y demás accesorios, recuperación de condensados, control de fugas	62,60	13,05%	3,34
Sustitución de combustibles	Sistema de generación de vapor (Gas natural, carbón) con bombas de calor	51,76	10,79%	3,72
BPO	Recuperación de Calor, control de fugas, precalentamiento del aire de combustión	46,27	9,65%	3,19
BPO	Buenas prácticas en la operación, mantenimiento de equipos; Fuerza motriz, calor directo e indirecto	44,40	9,26%	2,25
Sustitución de combustibles	Sistema de generación de vapor (Gas natural, carbón) con caldera eléctrica	40,53	8,45%	3,02
Renovación tecnológica	Variadores de frecuencia en ventiladores y bombas	35,65	7,43%	2,18

Tipo de medida	Medida	Potencial de ahorro (PJ)	Porcentaje de aporte a la meta sectorial	Reducción de Emisiones (MtCO ₂ eq)
Sustitución de combustibles	Sustitución de hornos a combustión (carbón) por hornos eléctricos de alta eficiencia	27,57	5,75%	2,04
Renovación tecnológica	Economizador para calderas de más de 1000 BHP (Gas natural, biomasa, carbón)	14,37	3,00%	0,64
Sustitución de combustibles	Sistema de generación de energía eléctrica y térmica con procesos de cogeneración - Distrito energético	5,40	1,13%	0,35
Renovación tecnológica	Optimización tecnológica y control avanzado del sistema de refrigeración	3,04	0,63%	0,19
BPO	Cogeneración para procesos térmicos y eléctricos	2,74	0,57%	0,10
Renovación tecnológica	Sustitución de motores por eficientes	2,33	0,48%	0,14
BPO	Automatización y calibración de setpoint de temperaturas de proceso	0,72	0,15%	0,04
BPO	Sistemas de refrigeración con bajo GWP (<100 GWP)	0,49	0,09%	0,03
BPO	Instalación de puertas en gabinetes para sistemas de refrigeración comercial	0,09	0,02%	0,01

Fuente: UPME

Para el escenario planteado en este ejercicio se estima un potencial total de ahorro de energía y ambiental, como se describe a continuación:

Tabla 2. Resultados consolidados sector industrial

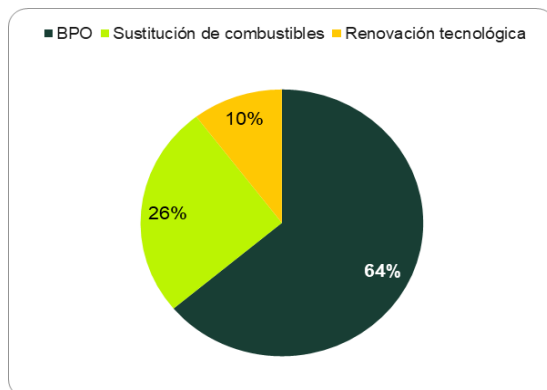
Energéticas	479,75 PJ
Ambiental	29,08 MtCO ₂ eq

Fuente: UPME

A partir de los resultados anteriormente mostrados, se identifica que el 64% de las medidas evaluadas incluyen elementos relacionados con las buenas prácticas operativas en todos los usos, las cuales son acciones que buscan la mejora operativa de los procesos, el reemplazo de equipos y componentes que aportan la mayor cantidad de energía ahorrada.

Por su parte, las acciones relacionadas con renovación tecnológica y sustitución de combustibles incluyen sustitución de equipos y componentes, así como la sustitución de los energéticos utilizados.

Figura 5. Participación por tipo de medidas en meta sectorial

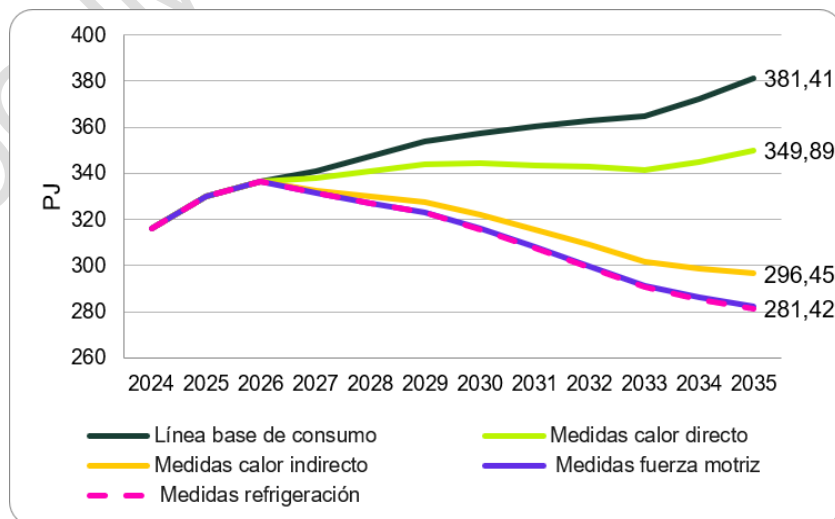


Fuente: UPME

A continuación, se muestra la proyección del consumo energético del sector industrial, para el periodo comprendido entre el año 2026 a 2035, expresado en PJ, comparado con el escenario de línea base, y la implementación de las diferentes medidas por uso, se considera un aumento del consumo de energía del sector constante a 2035.

Frente a este escenario, la gráfica muestra el impacto potencial con una mayor participación en los usos de calor indirecto y directo. Las medidas de fuerza motriz y refrigeración, aunque consideran una aportación menor, lograrían reducir el impacto ambiental del sector, buscando el cumplimiento y aporte del sector con metas de sostenibilidad, competitividad y descarbonización del país.

Figura 6. Proyección línea meta por uso del sector industrial



Fuente: UPME

1.3 Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales priorizadas sector industrial

De acuerdo con el enfoque metodológico, a continuación se presentan los resultados del análisis beneficio costo, para las medidas planteadas.

Tabla 3. Análisis B/C sector Industrial

Medida priorizada	B/C Privado	B/C Sistema	B/C Sociedad
Fuerza motriz - Buenas Prácticas Operacionales (BPO)	0,47	4,91	6,87
Calor directo Energía eléctrica (EE) - BPO	3,95	4,93	38,02
Calor directo Gas Natural (GN) - BPO	0,72	0,46	9,65
Calor directo carbón – BPO	0,08	NA	8,12
Calor directo bagazo – BPO	1,32	NA	1,13
Sistemas de Gestión de la Energía (SGEn) – BPO	0,41	0,45	3,27
GN- Sistema de generación de agua caliente y/o vapor con caldera eléctrica	0,32	0,01	1,20
GN-Sistema de generación de agua caliente y/o vapor con bombas de calor	1,20	0,01	10,72
GN- Sustitución de hornos a combustión por hornos eléctricos de alta eficiencia	0,21	0,01	1,02
Carbón-Sistema de generación de agua caliente y/o vapor con caldera eléctrica	0,11	0,60	1,61
Carbón-Sistema de generación de agua caliente y/o vapor con bombas de calor	0,35	0,34	6,27
Carbón- Sustitución de hornos a combustión por hornos eléctricos de alta eficiencia	0,07	0,20	1,06

Fuente: UPME - Cifras preliminares

Del análisis se observa que las relaciones B/C obtenidas para el análisis de la sociedad se encuentra en todos los casos relaciones superiores a uno, las medidas de calor directo en energía eléctrica, gas natural, bagazo e implementación de sistemas de gestión de energía SGEn presentan relaciones costo beneficiosas desde el punto de vista del usuario. Únicamente, las medidas de BPO en gas natural presentan relaciones B/C inferiores a 1 desde el punto de vista del sistema.

En cuanto a las medidas de electrificación en el sector industrial, resalta que en todos los casos las medidas son costo beneficiosas desde el punto de vista de la sociedad, en este caso, motivado en gran medida por el efecto ambiental, incluso cuando la valoración se realiza con el valor vigente del impuesto del carbono. Particularmente, la medida de sistema de generación de agua caliente y/o vapor con bombas de calor, presenta, además, una relación B/C mayor a uno para los industriales.

1.4 Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector industrial

- Dado que varias de las medidas evaluadas presentan relaciones B/C favorables para la sociedad, pero inferiores a uno para el usuario industrial, se recomienda desarrollar esquemas de concurrencia de recursos que articulen instrumentos tributarios, líneas de crédito verde, recursos de cooperación internacional, banca multilateral, fondos climáticos y mecanismos de financiación empresarial; con el fin de cerrar las brechas de rentabilidad privada, acelerar la modernización y la promoción de nuevas industrias con tecnologías de mayor eficiencia.
- Se recomienda estructurar un programa nacional de electrificación de procesos térmicos industriales dirigido a aplicaciones de baja y media temperatura, priorizando sectores como alimentos, bebidas, papel, químicos y manufacturas. Este programa debería incorporar asistencia técnica, pilotos demostrativos, acompañamiento regulatorio y mecanismos de mitigación de riesgo para facilitar la adopción de bombas de calor, calderas eléctricas y otras tecnologías emergentes.
- El diseño del anterior programa y la implementación de pilotos debería estar acompañado además de programas técnicos, de educación formal y no formal, que garanticen que, de manera simultánea al uso de nuevas tecnologías, se cuenta con el capital humano que permite la apropiación adecuada de la tecnología y con ello un uso generalizado.
- La eficiencia energética debe integrarse como criterio de elegibilidad y evaluación en programas de modernización industrial, reindustrialización y productividad empresarial, de forma que los apoyos públicos promuevan simultáneamente competitividad, reducción de costos energéticos y descarbonización. Es clave incorporar criterios de eficiencia energética en renovación y expansión industrial, de tal manera que los nuevos proyectos industriales y procesos de modernización incluyan desde su diseño, estándares mínimos de desempeño energético, integración de calor residual si aplica, electrificación y digitalización y monitoreo avanzado.
- Las medidas de buenas prácticas operacionales y de recambio tecnológico asociado a la medición y submedición avanzada, representan cerca del 25% de las oportunidades de eficiencia energética en el sector industrial. Son medidas de inversiones bajas que permiten capturar beneficios sociales, además de constituirse

en habilitadoras de medidas de mayor reto de implementación. La relación B/C para la sociedad supera significativamente la unidad.

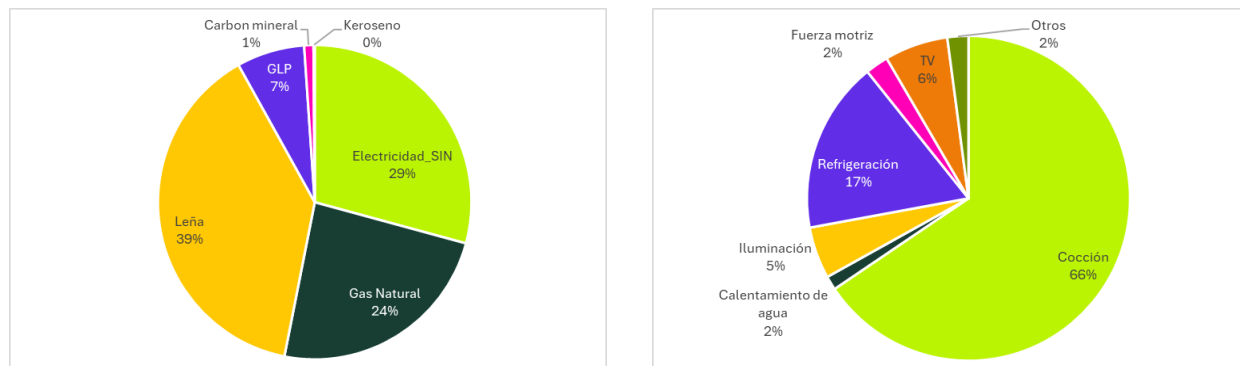
- Incorporar sistemas de control y automatización en todos los usos energéticos del sector industrial, así como su integración con plataformas de información, herramientas de analítica avanzada e inteligencia artificial, y sistemas de medición y submedición, permite gestionar la energía, optimizando la relación consumo por unidad de producto o servicio. Esta estrategia sigue siendo clave para la modernización del sector industrial.
- Como parte del diseño de instrumentos de política pública, se identifica la necesidad de una adaptación regulatoria, en aspectos como respuesta de la demanda, tarifas horarias, modernización de la actividad de comercialización, entre otras, que permita gestionar y materializar los beneficios de medidas de buenas prácticas operacionales, incluidos procesos de automatización y digitalización.
- El aprovechamiento de la energía residual mediante procesos de cogeneración y trigeneración, tanto de forma autónoma y/o a través de la integración con otros energéticos e industrias en una misma zona geográfica mediante distritos energéticos, constituye una estrategia integral para el uso eficiente y la optimización de la energía.
- Reemplazar aislamientos, así como la modernización de equipos de fuerza motriz y de refrigeración y climatización, por tecnologías de mayor eficiencia energética, constituyen estrategias que aportan significativamente a la optimización de la operación y a la reducción del consumo de energía en el sector industrial.
- Las medidas de renovación tecnológica son las que representan los mayores retos, por un lado, porque constituyen esfuerzos de inversión más elevados en comparación con medidas asociadas a las buenas prácticas de operación. Lo anterior amerita el diseño de instrumentos integrales, esquemas de financiamiento, estrategias de capacitación y fortalecimiento de programas dirigidos al sector industrial.
- La transformación necesaria para el sector requiere el impulso de programas de formación de capital humano especializado, que facilite y permita una adecuada transición hacia procesos electrificados, automatizados y digitalizados, para lo cual se resalta la pertinencia del esquema industria-Estado-academia. Se mantiene la recomendación de fortalecer programas que se anidan en las universidades y atienden necesidades regionales, como el Programa de Evaluación Industrial, PEVI.

- Como parte de las labores del PEVI, se recomienda consolidar plataformas nacionales de información energética industrial que permitan realizar benchmarking sectorial, formular y hacer seguimiento a indicadores de intensidad energética y al cumplimiento de metas y la priorización del sector. Esto facilitaría la toma de decisiones y la evaluación de impactos de política.
- Fortalecer la aplicación de sistemas de gestión de energía, la aplicación de auditorías energéticas y motivar la certificación en la norma ISO 50001, continúa siendo clave para el sector industrial, aportando a la construcción del valor agregado de las industrias, motivando factores diferenciales que se construyen desde el uso racional y eficiente de la energía.
- Promover compras públicas y cadenas de suministro bajas en carbono, junto con el desarrollo de mercados para productos industriales de bajas emisiones, puede convertirse en un incentivo adicional para la adopción de medidas de eficiencia energética. Se recomienda, incorporar criterios de huella de carbono, exigir estándares energéticos en compras públicas y promover sellos o certificaciones industriales sostenibles.

2 ANÁLISIS SECTOR RESIDENCIAL

En 2024, el sector residencial representó el 19% del consumo final de energía en el país. Las actividades con usos más intensivos son la cocción con una participación de 66% sobre el consumo total y la refrigeración con un 17%. Respecto a la composición por tipo de combustible, el energético de mayor participación es la biomasa (leña) (39%) seguido de la electricidad (29%), el gas natural (24%) y el Gas Licuado de Petróleo (GLP) (7%).

Figura 7. Balance de consumo sector Residencial



Fuente: PAI-PROURE 2022-2030, BECO 2024

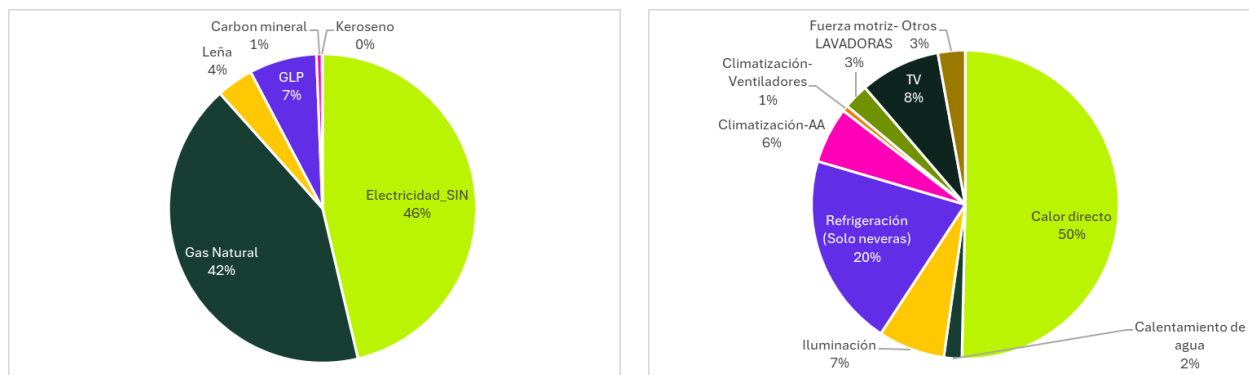
Para esta versión del PAI PROURE se analiza de forma independiente la ruralidad del área urbana, reconociendo que sus patrones de consumo son diferentes, especialmente en relación con los energéticos utilizados en procesos de cocción. En el ámbito rural, la leña representa una parte sustancial de la matriz energética, debido a su uso tradicional y a la baja eficiencia de las tecnologías en las que suele utilizarse, por lo que al realizar un análisis integrado con el ámbito urbano tiende a focalizarse el análisis en ello, desconociendo potenciales clave en el área urbana para alcanzar las metas de eficiencia energética sectoriales.

2.1 Sector Residencial Urbano

2.1.1 Línea base de consumo energético sector residencial urbano

En el año base (2024), el consumo energético del sector residencial urbano se caracterizó por una alta participación de energía eléctrica con 73,19 PJ (46%), seguida por gas natural con 66,53 PJ (42%) y GLP con 11,23 PJ (7%) (ver Figura 8). Estos consumos se destinan principalmente a calor directo (cocción) con 84,6 PJ, refrigeración 34,04 PJ, entretenimiento 14,19 PJ e iluminación con un consumo de 11,8 PJ. La climatización, el calentamiento de agua y fuerza motriz, cuentan cada uno con consumos inferiores a 10 PJ.

Figura 8. Balance de consumo sector Residencial – Urbano



Fuente: PAI-PROURE 2022-2030, BECO 2024

Entre el periodo 2019 a 2024, el consumo de energía en el sector residencial urbano muestra una tendencia de crecimiento sostenido, pasando de 147,10 PJ a 168,02 PJ, lo que representa un incremento total de 14,2%. La energía eléctrica, el energético de mayor consumo en el periodo, es utilizada principalmente en refrigeración (53,5%), iluminación (14,4%) y entretenimiento (17,3%). En la última categoría, aunque se ha dado una adopción progresiva de tecnologías más eficientes (LED), su efecto ha sido parcialmente compensado por el aumento en el equipamiento de los hogares y en los tiempos de uso. Por otro lado, en calentamiento de agua se observa una tasa de crecimiento de uso de energía eléctrica superior a la de gas natural (1,61% vs 1,46%, respectivamente), lo que refleja la preferencia de los usuarios por tecnologías eléctricas.

El uso de energía eléctrica para los aires acondicionados en climatización muestra una tasa de crecimiento en el consumo de 7,3% para el periodo 2019 - 2024, la tasa más alta de crecimiento de consumo en los usos de la energía eléctrica sectorial. Esto podría indicar una probable expansión de las necesidades de confort térmico de las viviendas o una respuesta de los hogares frente a condiciones climáticas más exigentes, lo que evidencia la importancia de priorizar programas de renovación tecnológica en esta categoría, así como la implementación de prácticas de uso eficiente de la energía.

Por su parte, el consumo de energía eléctrica para cocción en el ámbito urbano presenta una participación marginal; el uso de gas natural (69,5%), GLP (14,5%) y leña (11,6%), son los más representativos en esta categoría.

En el ámbito urbano, la estrategia de eficiencia energética se centra en la reconfiguración de los hábitos de consumo, el mayor uso de nuevos equipos, la sustitución o retiro de activos obsoletos y la ampliación de esquemas de etiquetado que favorezcan la compra de equipos eficientes y/o la optimización del consumo. Este es el caso de las estrategias de cocción, donde además de migrar hacia tecnologías eléctricas convencionales y de

inducción, se proyecta la sustitución de quemadores en las estufas a gas natural y GLP para mejorar la eficiencia en la combustión.

Por otro lado, el sector residencial colombiano presenta un reto crítico en refrigeración, ya que 83,2% de los hogares cuenta con neveras y congeladores con promedios de antigüedad que oscilan entre los 7,4 y 12,2 años. Ante ese panorama, resulta estratégica la sustitución tecnológica, la aplicación de esquemas de etiquetado energético y la disposición final de equipos con vidas útiles largas y consumos de energía altamente ineficientes, facilitando además la transición hacia refrigerantes con menor impacto ambiental.

Complementario a esta modernización tecnológica, la implementación de infraestructura de medición avanzada (AMI) se perfila como el habilitador para la modernización del sector residencial, permitiendo la transición de un usuario pasivo a un prosumidor con capacidad de decisión a partir de señales de precios. Al proporcionar datos granulares sobre el comportamiento de los hogares, esta infraestructura no solo permite optimizar las decisiones de los usuarios, sino que facilita el diseño de programas de eficiencia energética especializados, según los perfiles de carga del sector. Esta infraestructura habilita mecanismos como la respuesta de la demanda, que permita que los usuarios residenciales contribuyan de manera más activa al cumplimiento de las metas de eficiencia y la descarbonización.

En Colombia, la Resolución 40072 de 2018, modificada por la Resolución MME 40483 de 2019, estableció una meta de implementación de medidores en el 75% de usuarios conectados al SIN. Esto representa al menos 12 millones de usuarios a 2030, de los cuales según cifras de Asocodis, a diciembre de 2024 se habían instalado cerca de 200.000. Esto evidencia la brecha frente a los objetivos trazados y el reto que supone la implementación de esta tecnología.

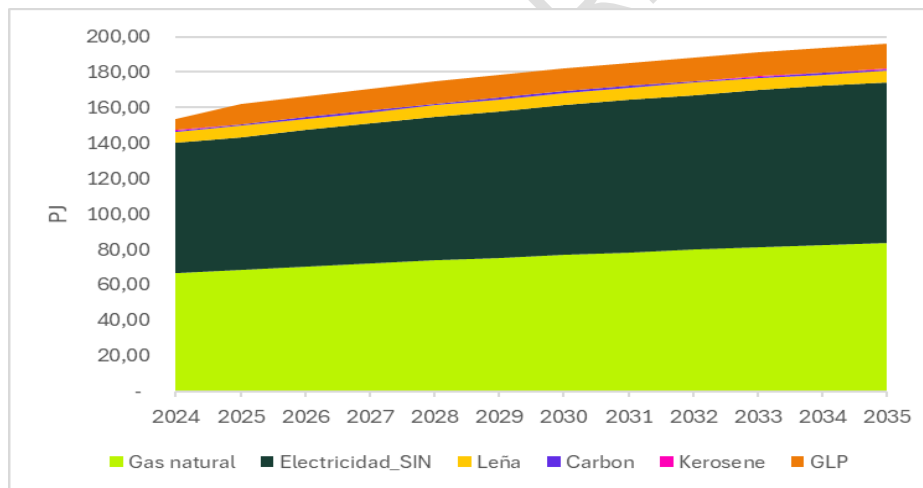
Otro de los retos en transformación sectorial, es el de profundizar la intervención del entorno físico de las viviendas bajo el enfoque de construcción sostenible, reconociendo que este proceso ya presenta avances en el país, entre los que se encuentran procesos de certificación, cambios en materia regulatoria con la expedición de la resolución de Ministerio de Vivienda No. 0194 de 2025. En este sentido, continúa siendo pertinente consolidar la incorporación de criterios de diseño bioclimático y estándares de desempeño energético en las nuevas edificaciones, así como acelerar la transformación progresiva de las edificaciones existentes. Estas modificaciones constructivas, centradas en el uso de materiales eficientes y el aprovechamiento de la iluminación y ventilación natural, habilitan cambios en el consumo final de los hogares, que se perpetúan a lo largo de su vida útil.

Finalmente, como estrategia de integración urbana, los distritos energéticos permiten transitar de sistemas individuales a sistemas colectivos de alta eficiencia. Estos sistemas

permiten centralizar la climatización y la producción de agua caliente y fría, para múltiples usuarios, aprovechando economías de escala y la integración de FNCER, que de manera individual resultarían menos competitivas.

Para la estimación del consumo de energía del sector residencial urbano, se integraron diversas fuentes de información, incluyendo los escenarios del PEN 2024-2054 y las series históricas del BECO. Para la distribución en los usos de energía se considera la estructura del PAI PROURE 2022-2030, que está construida con base en el Balance de Energía Útil e incorporando estudios realizados por la UPME, entre ellos el Estudio de Actualización de Electrodomésticos, Plan Nacional de Innovación y Tecnología (PNIT) en eficiencia energética para la climatización y refrigeración en Colombia (UPME-MITSIDI, 2025), que en conjunto permiten contar con una caracterización sectorial más reciente. Este enfoque metodológico permitió armonizar las proyecciones macro con los hallazgos más recientes sobre la evolución del parque electrodomésticos en los hogares colombianos.

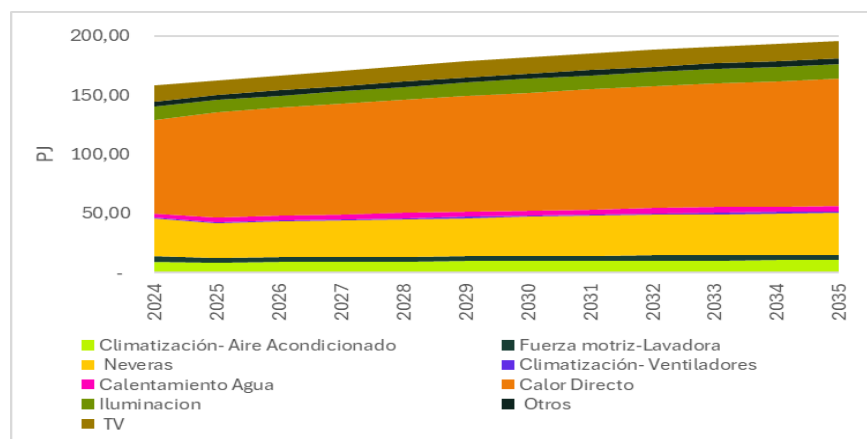
Figura 9. Proyección línea base por energético sector Residencial - Urbano



Fuente: PAI-PROURE 2022-2030, BECO 2024 y 2018, LEAP 2024

De acuerdo con la proyección, se prevé un incremento promedio anual del 1,83% en el consumo total de energía para el periodo 2027-2035, logrando un consumo cercano a los 196 PJ para el año 2035. En este año, la mayor participación en el consumo energético está dado por energía eléctrica (46,4%), gas natural (42,6%), GLP (7,2%), seguidos por leña, kerosene y carbón, en proporciones marginales. El consumo de leña presenta muy poca variabilidad en el tiempo, en promedio se observa un consumo de 6,6 PJ (3,3% sobre el total de consumo del segmento urbano).

Figura 10. Proyección línea base por uso sector Residencial - Urbano



Fuente: PAI-PROURE 2022-2030, BECO 2024 y 2018, LEAP 2024

Al final del periodo de análisis, el consumo del sector residencial urbano está concentrado en usos de calor directo 54,7%, refrigeración 18,2%, entretenimiento 7,3%, iluminación 6,3% y climatización 5,3%, y en menor proporción con un 7,4% lo relacionado con fuerza motriz, calentamiento de agua y otros usos. Bajo ese contexto, el potencial de eficiencia energética se concentra en los usos de calor directo y refrigeración.

2.1.2 Línea meta y medidas de eficiencia energética priorizadas sector residencial urbano

Las medidas de eficiencia energética analizadas para el sector residencial urbano se articulan bajo una estrategia combinada de buenas prácticas operacionales, reconversión tecnológica de la refrigeración y climatización, y sustitución de combustibles en la cocción.

En relación con la cocción, el análisis contempla tanto la sustitución de estufas a gas natural y GLP por energía eléctrica (convencional o de inducción), como mejoras en la combustión de gasodomésticos existentes (sustitución de quemadores). Si bien el uso de la leña en el entorno urbano es marginal, su sustitución definitiva por GLP se identifica como una acción clave para eliminar las ineficiencias críticas remanentes en este segmento.

Por otro lado, la refrigeración se consolida como el segundo uso con mayor potencial de ahorro. Según datos de la UPME, el consumo promedio por hogar de las neveras es de 71,9 kWh-mes, mientras que el consumo promedio de un electrodoméstico eficiente con una prestación igual o superior es de 33.5 kWh-mes (UPME, 2019). En consecuencia, el

recambio tecnológico focalizado en activos obsoletos representa una oportunidad estratégica para reducir la intensidad energética sectorial.

En esa línea, se contempla la reconversión tecnológica en acondicionamiento de aire (climatización), no sólo como respuesta a criterios de ahorro energético (Etiqueta A, RETIQ 2021), sino al cumplimiento normativo ambiental. La transición hacia refrigerantes de bajo impacto con propiedades térmicas superiores, en sinergia con tecnologías como la variación de velocidad inverter (que buscan factores de desempeño estacional - CSPF mucho mayores), resulta fundamental para optimizar los consumos por uso, especialmente en regiones de clima cálido.

De manera simultánea, la eficiencia tecnológica se complementa con estrategias de construcción sostenible, las cuales buscan optimizar la envolvente térmica y el diseño bioclimático de las viviendas nuevas para maximizar la ventilación e iluminación natural y reducir los consumos de energía. Estas medidas son estructurales, ya que permiten que los equipos operen bajo menores cargas térmicas.

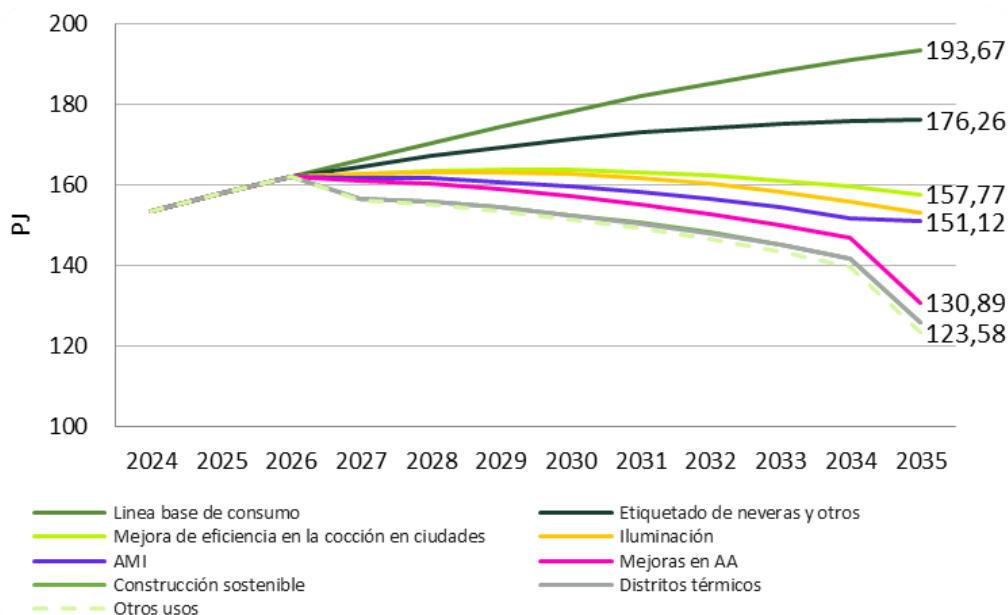
Finalmente, la transformación del sector se complementa con la optimización de la demanda a través de la adquisición de herramientas digitales, como los medidores inteligentes. Estos dispositivos permiten obtener información de consumo y precios en tiempo real, facilitando mecanismos de respuestas de consumo optimizadas, tanto para el usuario final como para el sistema.

Tabla 4. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector Residencial - Urbano

Tipo de Medida	Medida	Potencial de ahorro (PJ)	Porcentaje de aporte a la meta sectorial	Reducción de Emisiones (MtCO ₂ eq)
Buenas Prácticas Operacionales	Optimización de la combustión, ajustes en las estufas de gas. (Hogares existentes)	77,27	23%	4,50
Buenas Prácticas Operacionales	Mantenimiento adecuado, buena operación con ambientes herméticos y óptimo seteo de la temperatura	9,29	3%	0,57

Tipo de Medida	Medida	Potencial de ahorro (PJ)	Porcentaje de aporte a la meta sectorial	Reducción de Emisiones (MtCO ₂ eq)
Buenas Prácticas Operacionales	Mantenimiento adecuado, buena hermeticidad y ajuste óptimo del termostato en refrigeración	19,23	6%	1,18
Reconversión tecnológica	Sustitución de neveras por etiqueta A o superior	73,64	22%	4,50
Reconversión tecnológica	Actualización a equipo de climatización más eficiente de etiqueta tipo A (RETIQ 2021) y ventiladores	42,65	13%	2,61
Reconversión tecnológica	Construcción sostenible en el sector residencial	42,27	13%	2,58
Reconversión tecnológica	Instalación de AMI	25,62	8%	1,57
Reconversión tecnológica	Mejora en la eficiencia y automatización y control en iluminación	16,24	5%	0,99
Reconversión tecnológica	Implementación de sistemas de automatización en equipos ofimáticos	11,32	3%	0,69
Reconversión tecnológica	Sistemas de generación de frío/calor por medio de distritos energéticos	0,67	0%	0,04
Sustitución de combustibles	Mejora de eficiencia en la cocción en ciudades	12,17	4%	0,23

Fuente: UPME

Figura 11. Proyección línea meta por uso sector Residencial - Urbano


Fuente: UPME

Las medidas simuladas para el sector residencial arrojan un potencial de ahorro energético acumulado de 330,3 PJ en el periodo 2027-2035, que representa una reducción cercana al 20% respecto al escenario base.

La implementación de buenas prácticas operacionales asociadas a la optimización de la combustión de los hogares existentes representa la medida de mayor impacto en el sector, aportando cerca del 23% del ahorro total esperado. Esta estrategia prioriza el mantenimiento y la eficiencia de los gasodomésticos como paso crítico de transición hacia tecnologías más avanzadas. Complementariamente, la sustitución de estufas de gas natural y GLP por estufas eléctricas de alto rendimiento, aporta un 4% adicional, consolidando la eficiencia térmica como un pilar fundamental del Plan.

Por su parte, el recambio tecnológico en refrigeración cuenta con el segundo lugar en aporte al potencial de eficiencia energética del sector, con una participación de 22,3% sobre el ahorro total esperado. La sustitución de neveras ineficientes por equipos de etiqueta A o superiores alcanza un ahorro de 73,64 PJ al finalizar el 2035. Esta constituye una medida de alta prioridad dado que estos activos hacen parte de la carga base de consumo eléctrico del sector.

Como eje transversal, la integración de la construcción sostenible y la infraestructura de medición avanzada (AMI) proyectan un ahorro de 67,9 PJ. Esta cifra evidencia que la

eficiencia urbana no depende exclusivamente de la eficiencia nominal de los equipos, sino de una optimización estructural del consumo de energía.

Los resultados indican que, a partir de las medidas propuestas en este PAI-PROURE, existe un potencial de mitigar más de 19 millones de toneladas de CO₂eq en el sector residencial urbano. En conjunto, la optimización de la cocción y la renovación de la refrigeración lideran las metas de eficiencia, sumando entre ambas el 46,3% del potencial de mitigación en el periodo de análisis.

2.1.3 Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales priorizadas sector residencial urbano

Con base en la información de potenciales de medidas y una vez aplicada la metodología de análisis beneficio costo desde tres niveles: usuario, sistema y sociedad se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 5. Análisis B/C sector Residencial - Urbano

Medida	B/C privado	B/C sistema	B/C social
Compra de neveras etiqueta A – Sustitución tecnológica (ST)	2,78	5,24	11,03
Refrigeración-Mantenimiento adecuado, buena hermeticidad y ajuste óptimo del termostato – Buenas Prácticas Operacionales (BPO)	0,30	0,66	1,31
Luminarias LED – ST	0,27	3,64	2,51
Dimerización y control de iluminación – BPO	0,27	3,66	6,05
Sustitución de leña sector urbano – Sustitución de combustibles (SC)	0,00	2,21	0,73
Optimización de la combustión en hogares existentes - BPO	8,10	1,97	18,70
Instalación de medidores inteligentes - BPO	1,47	4,00	2,92
Actualización a equipo de aire acondicionado más eficiente de etiqueta tipo a (retiq 2021) Mini split, refrigerante r410a/R32 – ST	0,16	0,84	5,70
Climatización-Mantenimiento adecuado, buena operación con ambientes herméticos y óptimo seteo de la temperatura - BPO	0,44	1,25	2,20
Ventiladores de alta eficiencia - ST	0,08	0,32	2,54
Construcción sostenible en el sector residencial – BPO	0,23	3,35	2,07
Implementación de sistemas de automatización en equipos ofimáticos -BPO	0,43	0,83	22,78

Fuente: UPME - Cifras preliminares

Estos resultados muestran que las medidas propuestas para el sector residencial urbano presentan desempeños diferenciados según la perspectiva de evaluación. Desde el punto de vista privado, las medidas asociadas a la optimización de la combustión en hogares existentes ($B/C = 8,10$) y la sustitución de neveras por equipos con etiqueta A o superior ($B/C = 2,78$) muestran la mayor rentabilidad para los usuarios, lo que indica que los ahorros obtenidos durante la vida útil de los equipos superan ampliamente las inversiones requeridas. Asimismo, la instalación de medidores inteligentes presenta una relación beneficio-costos favorable ($B/C = 1,47$), reflejando que el acceso a información detallada sobre el consumo puede traducirse en reducciones efectivas de la demanda energética.

Desde la perspectiva del sistema energético, la renovación de neveras eficientes constituye la medida de mayor conveniencia ($B/C = 5,24$), seguida por la instalación de medidores inteligentes ($B/C = 4,00$) y las estrategias de control y modernización de la iluminación (B/C superiores a 3,6). Estos resultados reflejan que la reducción de la demanda eléctrica contribuye a disminuir costos de expansión, generación y operación del sistema, generando beneficios que exceden ampliamente los costos de implementación.

Por su parte, desde la perspectiva social, la optimización de la combustión en estufas a gas presenta la relación beneficio-costos más alta ($B/C = 18,70$), seguida por la sustitución de neveras eficientes ($B/C = 11,03$) y las estrategias de control de iluminación ($B/C = 6,05$). Estos resultados evidencian que los beneficios ambientales, energéticos y económicos agregados para la sociedad son significativamente superiores a los costos asociados, particularmente cuando se consideran las reducciones de emisiones, los efectos sobre la calidad del aire y sus efectos en salud.

En contraste, medidas como el mantenimiento de equipos de refrigeración y la sustitución de luminarias LED presentan relaciones beneficio-costos inferiores a uno desde la perspectiva privada, aunque mantienen resultados positivos para el sistema energético y la sociedad. Esto sugiere la existencia de barreras económicas, de información o de acceso a financiamiento que limitan su adopción voluntaria, a pesar de los beneficios colectivos que generan.

En términos generales, los resultados indican que las mayores oportunidades de eficiencia energética en el sector residencial urbano se concentran en la renovación tecnológica de equipos de refrigeración, la optimización de los procesos de cocción y la digitalización del consumo mediante infraestructura de medición avanzada. Estas medidas, pese a los resultados que aportan en términos económicos, aún presentan retos de implementación que deben ser superados garantizando la concreción de los beneficios.

2.1.4 Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector residencial urbano

- Para el sector residencial urbano es necesario mantener el desarrollo de programas masivos de recambio de neveras eficientes, considerando que esta medida combina elevados beneficios privados, sistémicos y para la sociedad y representa uno de los mayores potenciales de ahorro energético del sector, complementado con el recambio y promoción de equipos de acondicionamiento de aire con etiquetado energético clase A. Los esquemas de etiquetado son una herramienta clave, que puede incorporar de manera constante y oportuna la captura de la evolución tecnológica más costo beneficioso.
- Se identifica clave generar programas de mantenimiento y optimización de gasodomésticos, especialmente mediante esquemas de revisión periódica y sustitución de quemadores, dado su impacto en ahorro energético y reducción de emisiones. Este es un camino novedoso y en el que es clave la participación de actores del sector como distribuidores y comercializadores, y de sectores como la construcción.
- Sigue siendo necesario acelerar la implementación de infraestructura AMI, complementándola con esquemas tarifarios y programas de respuesta de la demanda que permitan aprovechar plenamente los beneficios de estas medidas. Fortalecer a los usuarios como actores informados y tomadores de decisiones en materia energética, requiere la concreción de señales regulatorias.
- Aprovechar el éxito del diseño de mecanismos de financiación e instrumentos de política para tecnologías eficientes de iluminación (restricciones normativas) y refrigeración (esquema de etiquetado/reducción de 14 puntos de IVA), con el fin de superar las barreras económicas que limitan su adopción por parte de los hogares.
- Para el sector residencial urbano sigue siendo pertinente el diseño de programas masivos, liderados desde el sector privado por comercializadoras, distribuidores y constructores y desde las entidades del sector, de tal manera que se logren despliegues masivos en electrodomésticos de alta eficiencia y buenas prácticas de operación.
- Integrar los programas de etiquetado energético con estrategias de disposición final y economía circular, garantizando el retiro efectivo de equipos obsoletos y evitando la permanencia de tecnologías ineficientes en el mercado secundario.

- Promover la construcción sostenible, los distritos energéticos y el diseño bioclimático en nuevos desarrollos inmobiliarios, incorporando criterios mínimos de desempeño energético que reduzcan de forma estructural los consumos futuros.
- Seguir con el despliegue de programas de certificación, sellos verdes constructivos y estrategias de valor comercial, que fomenten en el criterio de compra elementos de construcción sostenible.

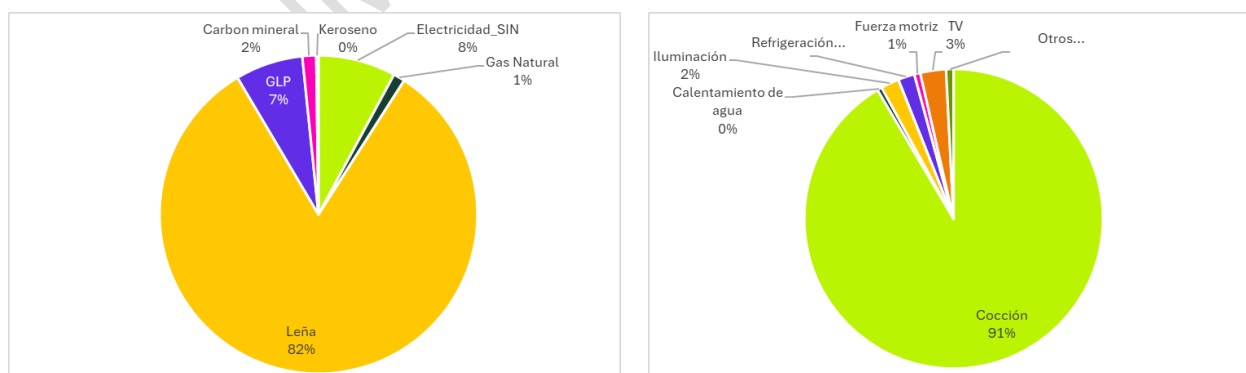
2.2 Sector Residencial Rural

2.2.1 Línea base de consumo energético sector residencial rural

En el año base (2024), en el sector residencial rural predomina el consumo de leña con 104,3 PJ (82%), energía eléctrica con 10,0 PJ (8%) y GLP con 8,7 PJ (5%) (ver

Figura 12). Estos consumos están destinados principalmente a calor directo (cocción) 90,3 PJ, entretenimiento 2,8 PJ, iluminación 1,9 PJ y refrigeración con un consumo de 1,76 PJ. Usos como el calentamiento de agua y fuerza motriz, cuentan cada uno con consumos inferiores a 1 PJ.

Figura 12. Balance de consumo sector Residencial - Rural



Fuente: PAI-PROURE 2022-2030, BECO 2024

Entre el periodo 2019 a 2024, el consumo de energía en el sector residencial rural muestra una tendencia de decrecimiento sostenida, pasando de un total de 104,4 PJ a 98,7 PJ, lo

que representa una disminución total de 5,5%. La leña, el energético de mayor consumo en el periodo, es utilizado exclusivamente para la cocción, uso en el que el GLP tiene el segundo consumo más importante (7,84%). Para esta categoría se evidencian pequeños consumos de energía eléctrica de la red y gas natural (0,6% y 0,5%, respectivamente).

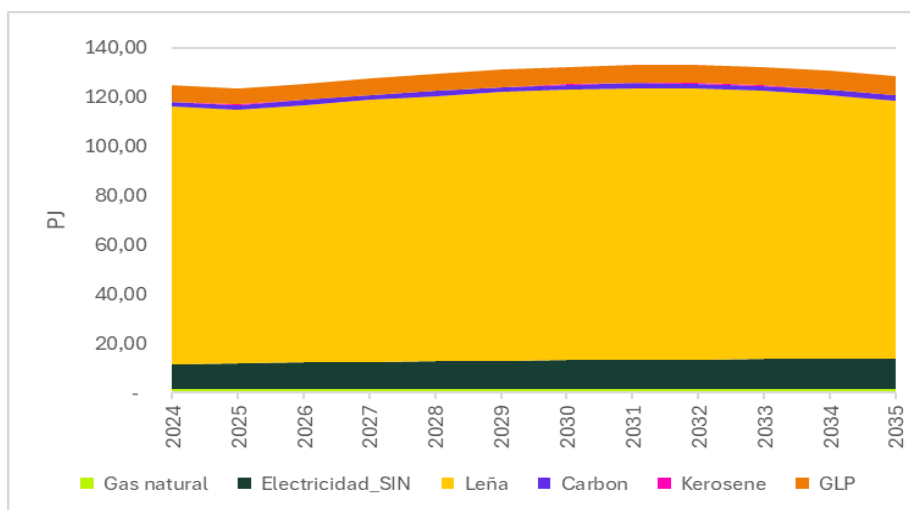
La energía eléctrica en este sector es utilizada principalmente en entretenimiento (televisión) (33,7%), iluminación (23,9%) y refrigeración (21,6%). El calentamiento de agua se da 100% a partir de este recurso. Al igual que en el sector residencial urbano, en el ámbito rural también se observa un cambio en la sustitución de televisores convencionales por tecnologías LED de mayor eficiencia.

La transformación del sector residencial rural gira en torno a la transición de combustibles tradicionales hacia fuentes de energía de mayor eficiencia térmica, buscando revertir la dependencia histórica de la biomasa. Este cambio, alineado con la visión del Plan de Sustitución de Leña (PNSL), promueve el reemplazo de fogones tradicionales por estufas de GLP, gas natural, electricidad, biogás y biometano. El objetivo central es optimizar el perfil de demanda rural y mitigar las externalidades negativas en salud pública y medio ambiente derivadas de las emisiones de material particulado, consolidando una matriz energética más limpia y eficiente.

En este proceso, las comunidades energéticas, definidas mediante el Artículo 235 de la ley del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 y parcialmente reglamentadas por el Decreto 2236 de 2023, juegan un rol importante. Estas figuras impulsan el uso de tecnologías eléctricas, mediante la implementación colectiva de FNCER, convirtiendo la gestión energética en elemento dinamizador de los cambios en los hábitos de consumo de los hogares rurales. A su vez este modelo favorece la modernización de tecnologías de refrigeración y cocción, usos de la energía que hoy tienen un rezago tecnológico mayor frente al ámbito urbano, en beneficio del diseño e implementación optimizada de los sistemas de autogeneración.

Al igual que en el sector residencial urbano, para la estimación del consumo de energía del sector rural, se integraron diversas fuentes de información, incluyendo los escenarios del PEN 2024-2054 y las series históricas del BECO. Con el fin de robustecer la precisión en la distribución por usos finales del sector, se optó por adoptar la estructura del PAI PROURE vigente, en conjunto con el BEU, y estudios recientes elaborados por la entidad. Este enfoque metodológico permitió armonizar las proyecciones macro con los hallazgos más recientes sobre la evolución del parque electrodomésticos en los hogares colombianos.

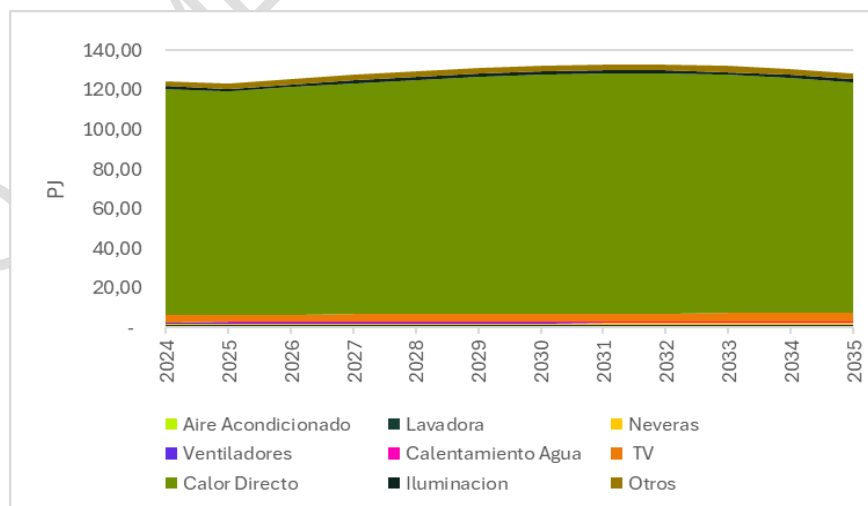
Figura 13. Proyección línea base por energético sector Residencial - Rural



Fuente: PAI-PROURE 2022-2030, BECO 2024 y 2018, LEAP 2024

De acuerdo con esta proyección se prevé una variación interanual de 0,08% en el consumo total de energía para el periodo 2027-2035, logrando un consumo cercano a los 129 PJ para el año 2035. En este año, la mayor participación en el consumo energético está dado por leña (81,3%), energía eléctrica (9,5%) y GLP (5,9%), seguidos por carbón, gas natural y kerosene. El consumo de leña, incluso en el escenario base, presenta una tasa de variación que va disminuyendo en el tiempo, y se vuelve negativa a partir de 2033, lo que responde en gran medida a los esfuerzos de sustitución de este energético.

Figura 14. Proyección línea base por uso sector Residencial - Rural



Fuente: PAI-PROURE 2022-2030, BECO 2024 y 2018, LEAP 2024

El consumo del sector residencial rural está concentrado en el uso de calor directo 90,7%, entretenimiento 3,3% y refrigeración 2,4%. En menor proporción, con un 3,6% lo relacionado con iluminación, fuerza motriz, climatización, calentamiento de agua y otros usos. Lo anterior confirma que es en las eficiencias de las tecnologías de cocción y en la sustitución de los energéticos en donde reside el mayor potencial para reducir la intensidad energética de este sector.

2.2.2 Línea meta y medidas de eficiencia energética priorizadas sector residencial rural

La priorización de medidas de eficiencia energética en el sector residencial rural identifica la sustitución de leña para cocción como la medida de mayor impacto, al concentrar cerca del 93% del potencial de ahorro. Esto responde a la alta dependencia de este energético en zonas rurales, donde se concentra aproximadamente el 92% de los hogares que, a nivel nacional, aún utilizan leña u otros combustibles ineficientes para cocinar.

De acuerdo con cifras del BEU (UPME, 2024) y el estudio UPME (2019), la eficiencia de las estufas de leña se encuentra en un rango del 3 % al 4,4%. Por su parte, el PNSL 2023 establece que las alternativas energéticas viables para la sustitución de combustibles de uso ineficiente y altamente contaminantes (CIAC) en Colombia son el gas natural, el gas licuado de petróleo, la energía eléctrica y el biogás o biometano. De acuerdo con los análisis de viabilidad técnica efectuados en este plan, para 1,38 millones de hogares que no cuentan con combustible alternativo a los CIAC, las redes de Gas Natural y de GLP representan una alternativa proyectada para el 32,9% de los hogares, el GLP en cilindros para el 37,9%, la Energía Eléctrica para el 19,3% y el Biogás para el 9,8% (UPME, 2023).

De manera complementaria, las medidas de reconversión tecnológica, como la medición avanzada, la automatización de consumos y la incorporación de equipos eficientes, permiten mejorar la gestión de la demanda y generar ahorros adicionales. A su vez, las buenas prácticas operacionales representan acciones de rápida implementación que contribuyen a optimizar el uso de la energía a nivel de usuario.

Si bien estas medidas han sido identificadas previamente, su implementación efectiva requiere un enfoque integral que combine la sustitución de energéticos como la leña por alternativas más limpias, la implementación de soluciones energéticas locales y el acompañamiento a los usuarios para asegurar el uso adecuado y sostenido de las tecnologías, contribuyendo así a mejorar la calidad de vida de los hogares.

Tabla 6. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector Residencial - Rural

Tipo de Medida	Medida	Potencial de ahorro (PJ)	Porcentaje de aporte a la meta sectorial	Reducción de Emisiones (MtCO ₂ eq)
Buenas Prácticas Operacionales	Optimización de la combustión, ajustes en las estufas de gas. (Hogares existentes)	7,62	2%	0,50
Buenas Prácticas Operacionales	Mantenimiento adecuado, buena hermeticidad y ajuste óptimo del termostato	0,19	0,05%	0,01
Buenas Prácticas Operacionales	Mantenimiento adecuado, buena operación con ambientes herméticos y óptimo seteo de la temperatura	0,15	0,04%	0,01
Reconversión tecnológica	Mejora en la eficiencia y automatización y control en iluminación	2,03	0,6%	0,12
Reconversión tecnológica	Sustitución de equipos por eficiencia A o superior	1,78	0,5%	0,11
Reconversión tecnológica	Ventiladores de alta eficiencia y actualización a equipo de climatización más eficiente de etiqueta tipo a (retiq 2021) Mini split, refrigerante r410a/R32 y ventiladores	0,39	0,1%	0,02
Reconversión tecnológica	Construcción sostenible en el sector residencial	0,90	0,3%	0,06
Reconversión tecnológica	Instalación de infraestructura AMI	7,85	2,3%	0,48
Reconversión tecnológica	Implementación de sistemas de automatización en equipos ofimáticos.	4,09	1,2%	0,25
Sustitución de combustibles	Sustitución de leña cocción	321,07	93%	

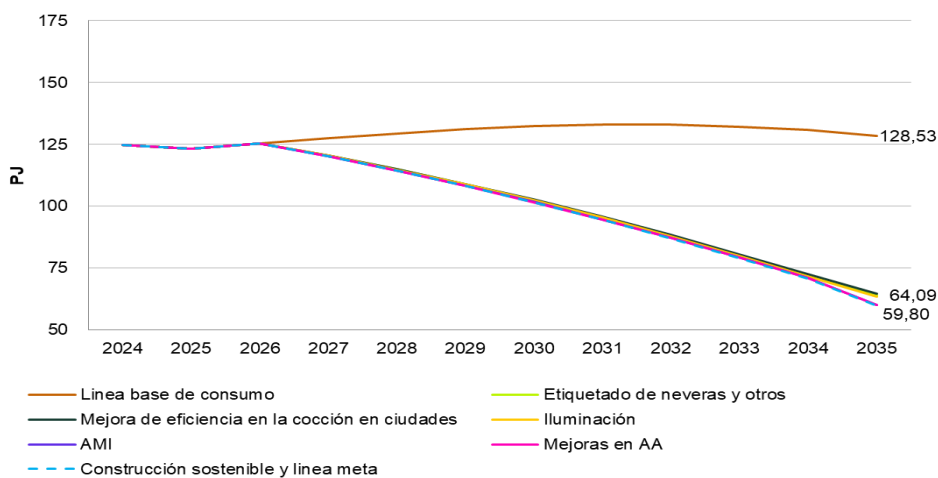
Tipo de Medida	Medida	Potencial de ahorro (PJ)	Porcentaje de aporte a la meta sectorial	Reducción de Emisiones (MtCO ₂ eq)
Sustitución de combustibles	Mejoras en la cocción rural en hogares con gas combustible	0,34	0,1%	0,02

Fuente: UPME

La implementación de las medidas de eficiencia energética en el sector residencial rural permite una reducción significativa en la demanda de energía frente a la línea base proyectada. Mientras que el consumo tendencial es de alrededor de 128,53 PJ hacia 2035, la incorporación de las medidas priorizadas reduce la demanda hasta valores cercanos a 60 PJ, lo que representa una disminución aproximada del 50%.

En este resultado, la sustitución de leña para cocción explica la mayor parte de la reducción y representa un componente relevante por sus efectos asociados. Además de su contribución en términos de consumo energético, se alinea con los compromisos de descarbonización del país y genera beneficios económicos y sociales. Este efecto se complementa con medidas como la reconversión tecnológica, el etiquetado de equipos, iluminación eficiente y la adopción de buenas prácticas, que en conjunto fortalecen los resultados esperados.

Figura 15. Proyección línea meta por uso sector Residencial - Rural



Fuente: UPME

Tabla 7. Resumen de resultados sector Residencial-Rural

Energéticas	• 369,93 PJ
Ambientales	• 3 MtCO ₂ eq

Fuente: UPME

2.2.3 Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales priorizadas sector residencial rural

Los resultados para el sector residencial rural muestran una dinámica diferente a la observada en el ámbito urbano, debido a la alta participación de la leña en la matriz energética y a las condiciones socioeconómicas de los hogares rurales.

Tabla 8. Análisis B/C sector Residencial – Rural

Medida	B/C privado	B/C sistema	B/C social
Compra de neveras etiqueta A – Sustitución tecnológica (ST)	0,50	0,13	1,49
Refrigeración-Mantenimiento adecuado, buena hermeticidad y ajuste óptimo del termostato Buenas Prácticas Operacionales (BPO)	0,10	0,01	3,78
Luminarias LED – ST	3,79	3,70	36,33
Dimerización y control de iluminación – BPO	2,09	3,72	1,19
Sustitución de leña sector rural - Sustitución de combustibles (SC)	0,02	2,21	1,77
Optimización de la combustión en hogares existentes - BPO	79,83	6,40	119,38
Instalación de medidores inteligentes - BPO	1,85	3,77	3,94
Actualización a equipo de aire acondicionado más eficiente de etiqueta tipo A (RETIQ 2021) - ST	0,06	0,02	5,29
Climatización-Mantenimiento adecuado, buena operación con ambientes herméticos y óptimo seteo de la temperatura - BPO	0,08	0,01	3,02
Ventiladores de alta eficiencia - ST	0,03	0,01	0,03
Construcción sostenible en el sector residencial - BPO	0,17	3,41	1,33
Implementación de sistemas de automatización en equipos ofimáticos - BPO	0,07	0,02	3,05

Fuente: UPME - Cifras preliminares

Desde la perspectiva privada, la optimización de la combustión en hogares existentes presenta una relación beneficio-costos excepcionalmente alta ($B/C = 79,83$), convirtiéndose en la medida más atractiva para los usuarios rurales, estos resultados corresponden a resultados preliminares. También destacan las luminarias LED ($B/C = 3,79$), la dimerización y control de iluminación ($B/C = 2,09$) y la instalación de medidores inteligentes ($B/C = 1,85$), las cuales generan beneficios económicos directos derivados de la reducción del consumo energético.

Desde la perspectiva del sistema energético, las medidas con mejor desempeño corresponden nuevamente a la optimización de la combustión ($B/C = 6,40$), la instalación de medidores inteligentes ($B/C = 3,77$), la dimerización y control de iluminación ($B/C = 3,72$) y las luminarias LED ($B/C = 3,70$). Estos resultados reflejan el aporte de estas medidas a la reducción de la demanda, la mejora de la gestión energética y la disminución de costos asociados a la prestación del servicio.

Desde la perspectiva de la sociedad, sobresalen la optimización de la combustión ($B/C = 119,38$), las luminarias LED ($B/C = 36,33$), la actualización de equipos de climatización eficientes ($B/C = 5,29$) y la instalación de medidores inteligentes ($B/C = 3,94$). La elevada rentabilidad social de estas medidas refleja los beneficios asociados a la reducción de emisiones, la mejora en la calidad del aire intradomiciliario, la disminución de riesgos para la salud y el fortalecimiento de las condiciones de bienestar de la población rural.

Un resultado particularmente relevante corresponde a la sustitución de leña para cocción. Aunque esta medida presenta una baja rentabilidad privada ($B/C = 0,02$), registra relaciones beneficio-costos positivas desde la perspectiva del sistema energético ($B/C = 2,21$) y de la sociedad ($B/C = 1,77$). Esto evidencia que los beneficios asociados a la reducción de emisiones, la disminución de enfermedades respiratorias y la mejora de la calidad de vida no son capturados directamente por los hogares, lo que justifica la intervención pública mediante subsidios, incentivos o programas específicos de sustitución energética.

En conjunto, los resultados muestran que la eficiencia energética rural debe abordarse bajo un enfoque integral que combine sustitución de combustibles, modernización tecnológica y fortalecimiento de capacidades de los usuarios para maximizar los beneficios energéticos, ambientales y sociales.

2.2.4 Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector residencial rural

- Sigue siendo oportuno y prioritario concentrar los esfuerzos de política pública en la sustitución de leña para cocción, dado que esta medida representa más del 90 % del potencial de ahorro energético identificado para el sector y genera importantes beneficios sociales y ambientales.
- Se mantiene la necesidad de diseñar esquemas integrales que garanticen la transición hacia cocción con energéticos de mayor eficiencia (electricidad, GLP, gas natural, biogás y biometano), las soluciones en esto ameritan la coordinación interinstitucional con sectores de salud y vivienda, en donde los objetivos de la política energético pueden ser un habilitador de beneficios mayores en temas de salud. En este sentido, es clave incorporar los beneficios en salud pública dentro de los criterios de priorización de proyectos, especialmente aquellos asociados a la reducción de la exposición al humo intradomiciliario derivado del uso de leña.
- Frente a los nuevos programas de energización, con generación distribuida, autogeneración con FNCER, se deben articular de manera oportuna las necesidades de transformación de los procesos de cocción e incluso otras medidas de renovación tecnológica y buenas prácticas de operación (desde el diseño), de tal manera que las estrategias de sustitución de leña y uso eficiente de energía estén alineadas con el desarrollo y energización de las comunidades energéticas rurales.
- Dentro de las ganancias tempranas, se encuentran los avances en la instalación de luminarias LED, frente a esto hay que mantener las señales comerciales y reglamentarias que garantizan la disponibilidad de la tecnología de mayor eficiencia disponible comercialmente. Mantener la evolución constante en iluminación eficiente mediante luminarias LED, garantiza beneficios en las tres perspectivas analizadas.
- Cumplir las metas en materia de instalación de infraestructura de medición y con ello todo es esquema de respuesta de la demanda, es pertinente incluso en la ruralidad, la instalación de medidores inteligentes en un habilitador clave en zonas rurales, capturando los beneficios de la eficiencia como paso conjunto al acceso a la energía.
- Como en el caso del sector residencial - urbano, sigue siendo pertinente el diseño de programas masivos, liderados desde el sector privado por comercializadoras, distribuidores y constructores y desde las entidades del sector, con la articulación de Ministerio de Vivienda, de tal manera que se logren despliegues masivos en electrodomésticos de alta eficiencia y buenas prácticas de operación.

- Complementar el desarrollo de proyectos con programas de capacitación, educación, sensibilización y apropiación social, orientados a garantizar el acceso y el uso adecuado, sostenido de las nuevas tecnologías energéticas.
- Integrar los programas de etiquetado energético con estrategias de disposición final y economía circular, garantizando el retiro efectivo de equipos obsoletos y evitando la permanencia de tecnologías ineficientes en el mercado secundario.

3 ANÁLISIS SECTOR TRANSPORTE

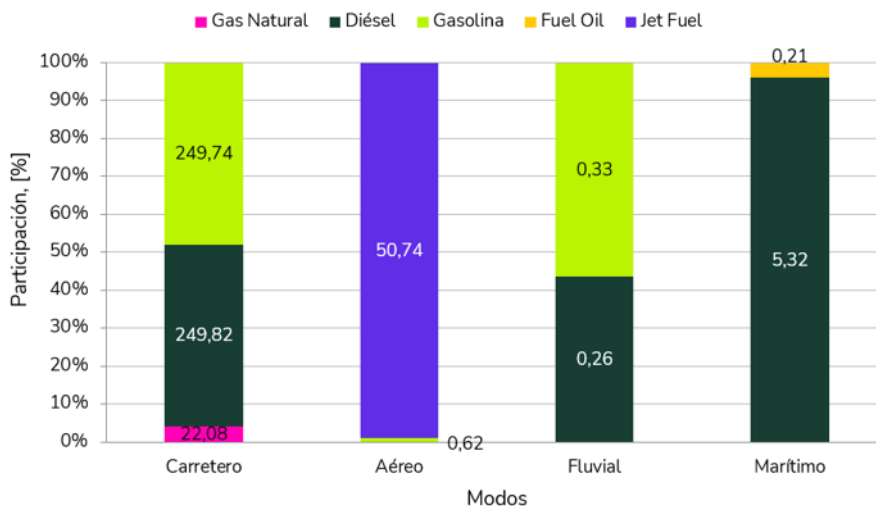
3.1 Línea base de consumo energético sector transporte

De acuerdo con el Balance Energético Colombiano (UPME, 2025), publicado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), y como se presenta en la Figura 16, para el año 2024 el consumo total de energía en el sector transporte en Colombia (incluyendo los modos carretero, aéreo, fluvial, marítimo y férreo) fue de 579,12 PJ. De este total, 255,40 PJ (44,1%) corresponden al consumo de diésel, 250,69 PJ (43,3%) al consumo de gasolina motor, 50,74 PJ (8,8%) al consumo de jet fuel, 22,08 PJ (3,8%) al consumo de gas natural, y 0,21 PJ (0,04%) al consumo de fuel oil.

En términos de participación por modo de transporte, el modo carretero concentró 521,65 PJ, equivalentes al 90,1% del consumo energético del sector transporte. Le siguió el transporte aéreo con 51,35 PJ (8,9%), asociado principalmente al consumo de jet fuel. Por su parte, el transporte marítimo registró 5,53 PJ (1,0%), principalmente por consumo de diésel (5,32 PJ) y fuel oil (0,21 PJ), mientras que el transporte fluvial presentó un consumo energético significativamente menor, con 0,59 PJ (0,1%), distribuido entre diésel (0,26 PJ) y gasolina (0,33 PJ), (UPME, 2025).

Aunque el Balance Energético Colombiano para el año 2024 no registró consumo energético de combustibles líquidos en el modo ferroviario, la Contribución Nacionalmente Determinada de Colombia (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2025), estima que el consumo por transporte férreo en 2024 fue de 1,16 PJ. Estos resultados evidencian que, al 2024, el transporte en Colombia sigue dependiendo casi exclusivamente de combustibles fósiles líquidos.

Figura 16. Balance de consumo sector transporte por modo y energético, [PJ]



Fuente: UPME, 2025

En 2024, el consumo energético del sector transporte en el modo carretero por medio (uso significativo), en el caso del diésel, se concentra principalmente en los segmentos de transporte de carga pesada y transporte de pasajeros. En particular, los tractocamiones y volquetas representaron el 39,53% del consumo de diésel (~97,98 PJ), seguidos por camiones con 26,09% (~64,66 PJ) y buses y busetas con 25,40% (~62,95 PJ). En contraste, en el segmento de vehículo livianos se presentaron participaciones significativamente menores, en camionetas (~11,05 PJ; 4,46%), automóviles y camperos (~7,73 PJ; 3,12%), mientras que el uso de diésel en microbuses (~3,10 PJ; 1,25%) y taxis (~0,40 PJ; 0,16%) resultó marginal. Este patrón confirma la fuerte dependencia del diésel en el transporte de carga y en parte del transporte público urbano e interurbano.

Por su parte, el consumo energético asociado a gasolina se concentra principalmente en el segmento de motocicletas que constituyen el principal consumidor con ~75,61 PJ, equivalentes al 29,99% del consumo total de gasolina, seguidas por camionetas (~64,35 PJ; 25,52%), automóviles y camperos (~47,87 PJ; 18,98%) y taxis (~41,34 PJ; 16,40%). En conjunto, estos cuatro segmentos explicaron más del 90% del consumo de gasolina en el transporte carretero en 2024. Otros segmentos presentaron participaciones mucho menores, como camiones (~11,91 PJ; 4,72%), buses y busetas (~9,21 PJ; 3,65%) y microbuses (~1,58 PJ; 0,63%), mientras que el uso en tractocamiones y volquetas fue marginal (~0,28 PJ; 0,11%). Esta distribución refleja el papel predominante de la gasolina en la movilidad particular y en el transporte urbano.

En cuanto al Gas Natural Vehicular (GNV), el consumo se concentra en el segmento de buses y busetas con una participación del 52,49% del consumo (~11,68 PJ), seguidos por

camiones (~3,33 PJ; 14,95%) y automóviles y camperos (~3,31 PJ; 14,87%). Participaciones menores se observaron en camionetas (~1,53 PJ; 6,88%), taxis (~1,42 PJ; 6,37 %), tractocamiones y volquetas (~0,79 PJ; 3,56%) y microbuses (~0,20 PJ; 0,90%). Este patrón confirma el rol del GNV como combustible de transición, particularmente en flotas de transporte público urbano.

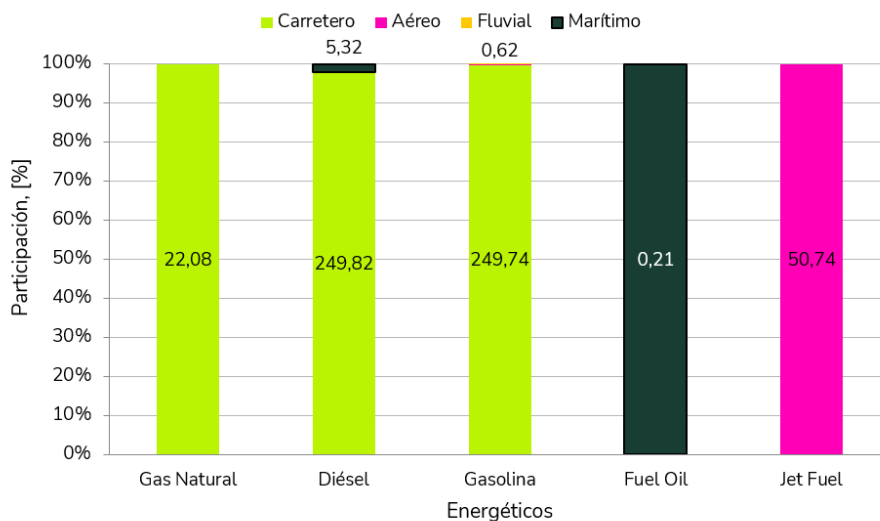
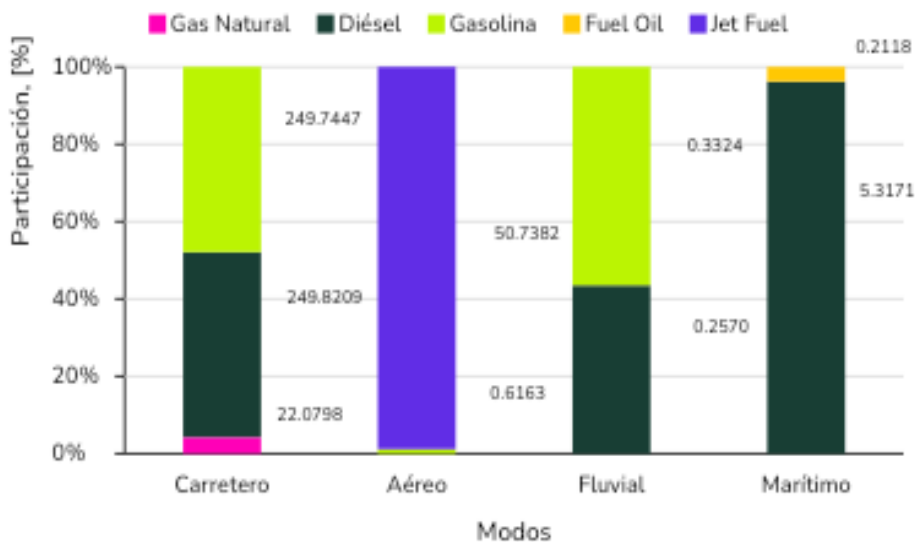
En contraste, los energéticos de bajas y cero emisiones continúan teniendo una participación energética muy reducida. El consumo de electricidad alcanzó aproximadamente 0,75 PJ, con una alta concentración en buses y busetas (~0,46 PJ; 60,34%), seguidos por camionetas (~0,13 PJ; 17,08%) y automóviles y camperos (~0,089 PJ; 11,80%). Otros segmentos presentaron participaciones menores, como camiones (~0,045 PJ; 5,99%), motocicletas (~0,029 PJ; 3,84%) y taxis (~0,004 PJ; 0,55%), mientras que el consumo en tractocamiones y volquetas fue prácticamente nulo (~0,003 PJ; 0,38%).

Finalmente, el uso de GLP e hidrógeno se mantiene marginal y estadísticamente poco significativo en términos energéticos. El GLP registró apenas ~0,003 PJ, concentrado principalmente en camiones (75,87%) y camionetas (24,13%), mientras que el hidrógeno mostró un consumo prácticamente nulo (~0,000016 PJ), asociado exclusivamente al segmento de automóviles en fases iniciales de demostración tecnológica.

De acuerdo con la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC 3.0) (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2025), en 2024, el consumo energético de otros modos de transporte (aéreo, férreo, marítimo y fluvial) fue de 66,73 PJ, donde la aviación nacional representó 80,6% (55,26 PJ); la aviación internacional representó 7,6% (4,99 PJ); la navegación marítima y fluvial nacional representó el 6% (3,95 PJ); la navegación internacional representó 4% (2,61 PJ) y el transporte férreo representó 1,7% (1,14 PJ).

En la Figura 17, se presenta el balance de consumo de otros modos de transporte por tipo de energético en el 2024, donde se resalta que el Jet Kerosene o Jet Fuel es el principal combustible de aviación y el diésel es uno de los principales combustibles de la navegación, junto con el fuel oil. En el transporte férreo el diésel y la electricidad son los combustibles más representativos.

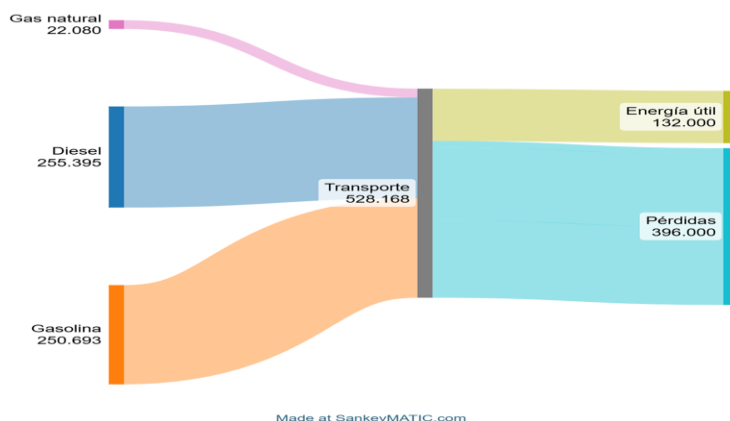
Figura 17. Balance de consumo en otros modos de transporte por energético [PJ]



Fuente: UPME, 2025

Al 2024, analizando la eficiencia del uso de la energía, en la Figura 18, se observa que únicamente ~132 PJ se convierten en energía útil, mientras que ~396 PJ se disipan en forma de pérdidas asociadas principalmente a ineficiencias termodinámicas, fricción, calor residual y otros procesos propios de los sistemas de combustión interna. En términos porcentuales, la energía útil representa alrededor del 25,0% del total consumido, mientras que las pérdidas alcanzan aproximadamente el 75,0%. Estos resultados evidencian una baja eficiencia global del sector, donde tres cuartas partes de la energía primaria se pierden durante los procesos de conversión y uso final, resaltando el potencial de mejora mediante la incorporación de tecnologías más eficientes y procesos de electrificación.

Figura 18. Balance de consumo sector transporte (2024), [TJ]



Fuente: UPME, 2025

En términos de evolución en el tiempo, entre 2019 y 2024, de acuerdo con la Figura 19, se ha identificado una marcada estabilidad en la estructura energética del sector transporte en el modo carretero, con el diésel y la gasolina concentrando de forma conjunta entre el 95% y el 96% del consumo total a lo largo de todo el período. En 2019, la gasolina representa aproximadamente el 48,9% del consumo energético, participación que aumentó de manera sostenida hasta alcanzar un máximo cercano al 50,7% en 2022, año en el que su consumo superó los 277 PJ. Posteriormente, su peso relativo se redujo ligeramente, descendiendo al 49,4% en 2023 y al 47,5% en 2024, pese a mantenerse en niveles absolutos elevados (UPME, 2025).

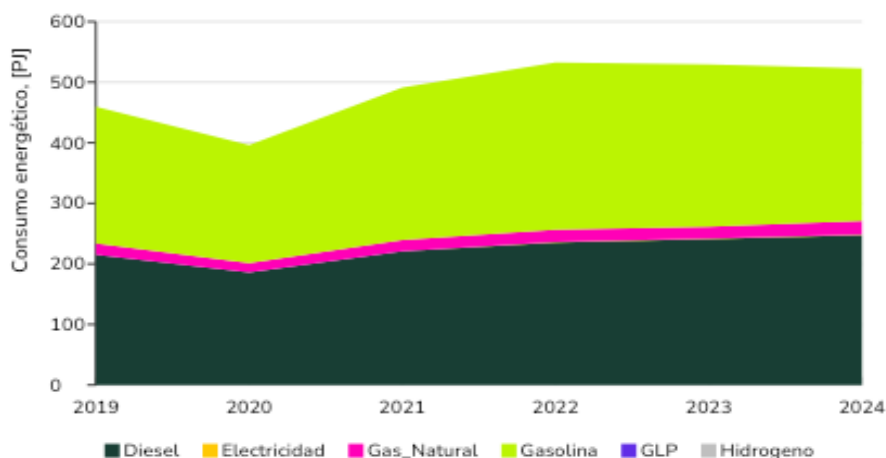
El diésel, por su parte, pasó de representar alrededor del 47,0% del consumo total en 2019, a registrar una caída significativa en 2020, cuando su participación se redujo a cerca del 46,9% en un contexto de contracción de la actividad económica y la movilidad por efecto de la pandemia del COVID19. A partir de 2021, el consumo de diésel retomó una trayectoria de crecimiento sostenido, alcanzando en 2024 un consumo cercano a 255 PJ, equivalente a aproximadamente el 48,4% del total, consolidando su rol estructural en el sector (UPME, 2025).

El gas natural mostró una participación considerablemente menor y relativamente estable, pasando de alrededor del 4,0% en 2019 a un mínimo cercano al 3,9% en 2020, seguido de una recuperación gradual hasta situarse nuevamente en torno al 4,2% en 2024, sin evidenciar cambios estructurales relevantes en su peso relativo.

Finalmente, el consumo de electricidad presentó el mayor crecimiento relativo del período, aumentando desde 0,064 PJ en 2019 hasta 0,72 PJ en 2024, lo que implica un incremento superior a un 1.000%, relacionado con el crecimiento de flota de vehículos eléctricos en diferentes segmentos. Sin embargo, debido a su baja base inicial, su participación en el

consumo total sigue siendo marginal, manteniéndose por debajo del 0,2% en todo el período analizado (UPME, 2025).

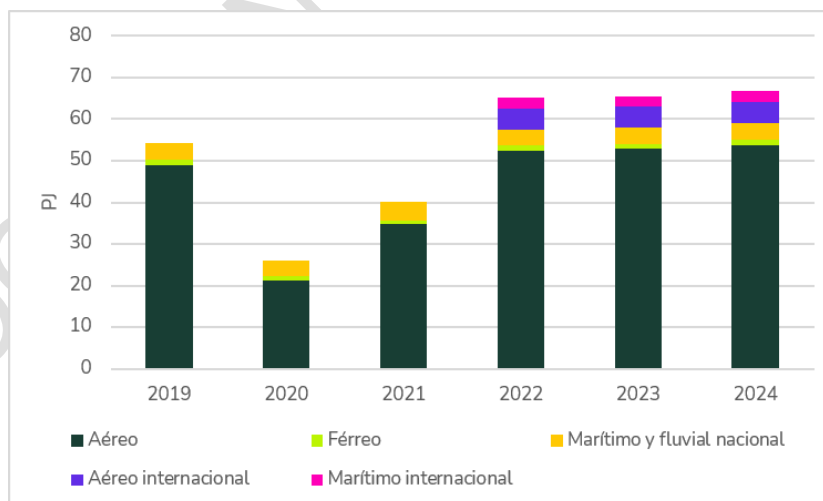
Figura 19. Evolución del consumo energético del sector transporte modo carretero



Fuente: UPME, 2025

Para el caso de otros modos de transporte, como el aéreo, férreo, marítimo y fluvial, de 2019 a 2024 se observa una caída en los años 2020 y 2021 en comparación con el 2019 por motivo de la pandemia del COVID19 y un crecimiento moderado en los años 2022 a 2024 por debajo de 2%, tal como se muestra en la Figura 20.

Figura 20. Evolución del consumo energético del sector transporte en otros modos: aéreo, férreo, marítimo y fluvial



Fuente: UPME, 2025

En 2024, el consumo energético del modo carretero se mantuvo fuertemente concentrado en tecnologías convencionales, con una clara predominancia de tecnologías de combustión

a gasolina y diésel, que en conjunto representaron el 94,5% del consumo energético total del modo carretero. El consumo de tecnologías de combustión a gasolina en este modo explicó el 47,2% del total, impulsada principalmente por motocicletas (~75,6 PJ; 30,6% del consumo de tecnologías de combustión a gasolina y 14,5% del total), camionetas (~61,4 PJ; 24,8% y 11,7% del total), automóviles (~34,9 PJ; 14,1% y 6,7% del total) y taxis (~41,2 PJ; 16,7% y 7,9% del total), segmentos altamente dependientes de esta tecnología.

Por su parte, la tecnología de combustión a diésel alcanzó 47,3% del total, concentrado en los segmentos de carga pesada y transporte de pasajeros, particularmente en camiones (~64,6 PJ; 26,1% del consumo de tecnologías de combustión a diésel y 12,3% del total), tractocamiones (~66,8 PJ; 27,0 % y 12,8%), buses (~53,0 PJ; 21,4% y 10,1% del total) y volquetas (~31,2 PJ; 12,6% y 6,0% del total).

En contraste, las tecnologías de bajas y cero emisiones (BEV, HEV y PHEV) sumaron en conjunto ~4,26 PJ, lo que representa el ~0,8 % del consumo energético total, a pesar de evidenciar un crecimiento sostenido y una caída del precio comercial de estos vehículos (BloombergNEF, 2022; Electrive, 2024).

Por otro lado, la tecnología de combustión a gas natural vehicular (GNV) aportó ~16,87 PJ, equivalentes al 3,2% del consumo total, con mayor presencia en buses, camiones y automóviles, consolidándose como una opción intermedia de transición, mientras que el uso de GLP y tecnologías a hidrógeno se mantuvo marginal y estadísticamente irrelevante en términos energéticos.

Considerando la evolución en el consumo energético por tecnología entre 2019 y 2024, la estructura tecnológica del modo carretero evidenció una persistente dependencia de los combustibles fósiles, aunque con desplazamientos notables en la intensidad de uso por segmento (uso significativo). En 2024, las tecnologías de combustión a gasolina y diésel consolidaron su dominio con un 94,5% del consumo total, frente al 95,2% registrado en 2019, reflejando una transición sumamente lenta hacia energéticos alternativos. El consumo energético asociado al uso de tecnologías de combustión a gasolina mostró una evolución dispar. Mientras las motocicletas incrementaron su demanda un 12,4% (pasando de ~67,3 PJ en 2019 a ~75,6 PJ en 2024), los automóviles particulares experimentaron una reducción del 9,1% (descendiendo de ~38,4 PJ a ~34,9 PJ), lo que sugiere una migración hacia patrones de movilidad más ligeros y una mayor eficiencia por renovación vehicular.

Por otro lado, las tecnologías de combustión a diésel (~47,3 % del total) mantuvieron su hegemonía en el transporte de carga y pasajeros, donde los tractocamiones y camiones sumaron el ~53,1% del consumo (~131,4 PJ combinados), una cifra que representó un crecimiento neto del 3,8 % respecto a los niveles de 2019. En cuanto a las tecnologías de bajas y cero emisiones (BEV, HEV y PHEV), aunque su participación en 2024 sigue siendo

marginal con una participación de ~0,8% (~4,26 PJ), destaca un crecimiento exponencial frente al 0,15% (~0,78 PJ) que representaban en 2019, evidenciando el inicio de un cambio tecnológico hacia tecnologías más eficientes. Finalmente, las tecnologías de combustión a Gas Natural Vehicular (GNV) mostraron una contracción en su cuota de participación, pasando de representar el 3,9% del consumo total en 2019 al 3,2 % en 2024 (~16,87 PJ), concentrándose principalmente en la renovación de flotas de buses y taxis.

De 2019 a 2024 no se han identificado cambios importantes en las tecnologías de los otros modos de transporte (aéreo, férreo, fluvial y marítimo) ni cambio en la eficiencia de estos modos de transporte.

Para estimar el consumo energético, primero se ajustó el parque vehicular efectivamente rodante en el país a partir de los despachos de combustibles líquidos observados en toda la serie histórica reportada en el BECO 2025. Al año 2024, bajo estas consideraciones, se estima un stock real rodante de aprox. 11,4 millones de vehículos, lo cual representa aprox. ~60% del total matriculado históricamente de acuerdo con RUNT. Por otro lado, la proyección del consumo energético en gasolina motor y diésel, los principales energéticos consumidos por este modo de transporte, se ajusta en relación con el Escenario Medio propuesto por la “Proyección de demanda de combustibles y GLP 2026-2040”, garantizando una consistencia entre el volumen de combustibles líquidos consumidos y el número de vehículos rodantes que explican dicho consumo entre el año 2025 y 2035.

Para el caso del sector transporte en el modo carretero se construye un enfoque metodológico propio el cual parte de la base histórica (2012–2024) de nuevas matrículas de vehículos desagregados por medio/segmento (Automóvil, camioneta, motocicleta, bus, camión, etc.), que tiene por objetivo proyectar las matrículas futuras de vehículos para el periodo 2025–2035 por segmento y tecnología, combinando análisis estadístico, técnicas econométricas, simulación estocástica y modelos de optimización. Esta metodología permitió capturar la tendencia de entrada de nuevas tecnologías como BEV, HEV y PHEV en diferentes segmentos, estimando una evolución natural probable. Una vez se estimó la participación tecnológica por segmento vehicular, se procedió a calcular el número de vehículos por tecnología en cada segmento y posteriormente el consumo energético por segmento, por tecnología y por energético.

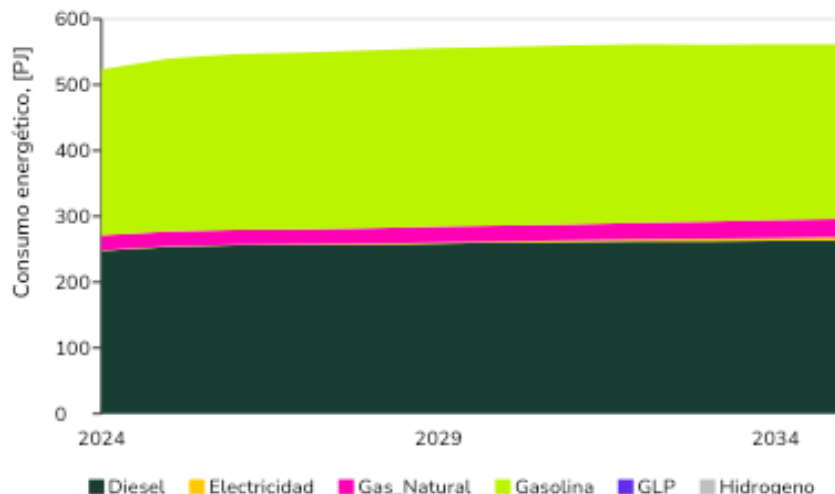
De acuerdo con la Figura 21, entre 2025 y 2035, el consumo energético del modo carretero se mantiene fuertemente concentrado en combustibles fósiles líquidos, particularmente gasolina y diésel, los cuales continúan dominando la matriz energética del transporte terrestre. Hacia 2035, el consumo energético total del transporte carretero aumenta moderadamente hasta aproximadamente 561,6 PJ, lo que representa un crecimiento acumulado cercano al 4,0% respecto a 2025. A pesar de este incremento, la estructura

energética del sector muestra una lenta diversificación tecnológica. En ese año, el diésel alcanza ~262,9 PJ, consolidando su participación con ~46,8% del total, mientras que la gasolina registra ~265,4 PJ, equivalentes al 47,3% del consumo energético, evidenciando una ligera reducción relativa frente a su participación inicial. En conjunto, ambos combustibles continúan explicando cerca del 94,1% del consumo energético del transporte carretero, lo que confirma la persistente dependencia del sector respecto a combustibles fósiles convencionales.

En contraste, los energéticos alternativos presentan tasas de crecimiento significativamente mayores, aunque partiendo de niveles iniciales muy bajos. El consumo energético asociado al GNV aumenta desde ~22,4 PJ en 2025 a ~27,8 PJ en 2035, lo que representa un crecimiento acumulado de aproximadamente 23,9%, elevando su participación dentro de la matriz energética del transporte carretero desde 4,2% hasta cerca del 5,0%. De manera aún más marcada, el consumo de electricidad muestra una expansión acelerada al pasar de ~0,92 PJ en 2025 a ~5,44 PJ en 2035, lo que equivale a un crecimiento cercano al 488%, impulsado principalmente por la creciente penetración de tecnologías de movilidad eléctrica en segmentos ligeros del parque automotor. No obstante, a pesar de esta expansión relativa, la electricidad sigue representando menos del 1% del consumo energético total del modo carretero hacia el final del período de análisis.

Finalmente, el GLP y el hidrógeno mantienen participaciones energéticas prácticamente nulas durante todo el horizonte de proyección. El consumo de GLP permanece constante en torno a ~0,003 PJ, mientras que el hidrógeno registra valores del orden de 10^5 PJ, lo que refleja la ausencia de una penetración significativa de estas tecnologías dentro del transporte carretero en el corto y mediano plazo. En conjunto, estos resultados sugieren que, si bien se observa un crecimiento progresivo de energéticos alternativos y de tecnologías de bajas emisiones, la transición energética del transporte carretero continúa siendo gradual, manteniéndose una fuerte dependencia estructural de combustibles fósiles durante la próxima década.

Figura 21. Proyección línea base por energético sector transporte carretero



Fuente: UPME

En cuanto a otros modos de transporte (aéreo, férreo, marítimo y fluvial), se proyecta un crecimiento promedio de 2,9% con picos en 2027 y 2028 de 3,3% y 3,2%, respectivamente, de acuerdo con la información reportada en la NDC 3.0. No se espera un cambio en los tipos de combustible utilizados en ninguno de los otros modos de transporte (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2025).

3.2 Línea meta y medidas de eficiencia energética priorizadas sector transporte

La trayectoria de consumo energético del transporte carretero bajo escenario de línea base presenta una tendencia creciente en el mediano plazo, pasando de aproximadamente 523 PJ en 2024 a un máximo cercano a 560–562 PJ entre 2031 y 2035, como se presenta en la Figura 22, lo que implica un incremento acumulado del orden de ~7,3% en dicho periodo. El ahorro energético total esperado asociado con la implementación de las medidas priorizadas para el modo carretero del sector transporte se contabiliza en ~240,4 PJ con emisiones evitadas esperadas durante el periodo 2027-2035 del orden de 17,1 MtCO₂. A continuación, en la Tabla 9, se presentan las medidas priorizadas con mayor potencial de ahorro energético para el modo carretero del sector transporte.

Tabla 9. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector transporte carretero

Tipo de medida	Medida	Potencial de ahorro [PJ]	Emisiones evitadas [MtCO ₂ eq]	Participación [%]
Sustitución de combustibles	Cambio modal: Particular liviano (Automóvil, Campero, Camioneta) → No motorizado	10,84	0,75	4,51%
Reconversión tecnológica	Mejoramiento de la eficiencia vehicular: (Adquisición de HEV, PHEV + Implementación de Etiqueta y Estándares de Eficiencia Energética)	71,02	5,05	29,54%
Sustitución de combustibles	Sustitución de combustibles líquidos → Adquisición de vehículos eléctricos: Automóvil, Campero, Camioneta, Motocicleta, Taxi, Microbús, Bus, Buseta, Camión, Tractocamión.	109,62	7,77	45,60%
Buenas Prácticas Operacionales	Digitalización (EcoDriving, Fleet Management Systems – FMS, EcoRouting): Buses (Transporte masivo de pasajeros) + Camión, Tractocamión (Transporte logístico)	48,90	3,50	20,34%

Fuente: UPME

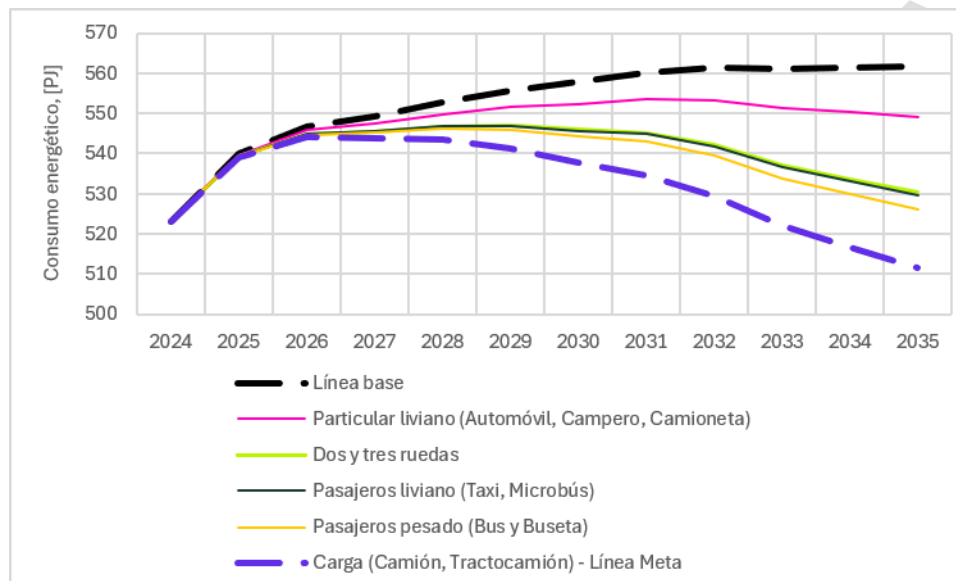
La sustitución de combustibles líquidos se posiciona como la principal estrategia de mitigación, con un aporte de 109,62 PJ, equivalente al 45,60% del potencial total de ahorro energético. Este resultado confirma que la transición hacia energéticos alternativos particularmente la electrificación, constituye el eje central para alcanzar los objetivos del sector. En segundo lugar, el mejoramiento de la eficiencia vehicular contribuye con 71,02 PJ (29,54%), consolidándose como la principal estrategia complementaria. Esto indica que, mientras se materializa la sustitución total de combustibles, la optimización de tecnologías existentes y la incorporación de estándares más exigentes de eficiencia permiten capturar reducciones significativas en el corto y mediano plazo.

Por su parte, la digitalización aporta 48,90 PJ (20,34%), evidenciando que las acciones operacionales como la conducción eficiente, la gestión de flotas y la optimización de rutas tienen un rol relevante y transversal en la reducción del consumo, especialmente por su capacidad de implementación relativamente rápida y su efecto acumulativo sobre la eficiencia del sistema en segmentos donde la electrificación presenta barreras de corto plazo para su despliegue.

En contraste, el cambio modal de viajes en el uso de particular privado (Automóvil, Campero, Camioneta) hacia alternativas no motorizadas, presenta la menor contribución, con 10,84 PJ (4,51%), lo que sugiere que, en el horizonte analizado, las transformaciones

en los patrones de movilidad y en la demanda de transporte tienen un impacto más limitado frente a las intervenciones tecnológicas. Esto refleja tanto la alta dependencia estructural del sistema respecto al modo carretero como las mayores barreras de implementación asociadas a cambios en comportamiento, infraestructura y planificación territorial.

Figura 22. Proyección línea meta por uso del modo carretero del sector transporte



Fuente: UPME

La trayectoria de consumo energético de otros modos de transporte bajo el escenario de línea base presenta una tendencia creciente en el mediano plazo, pasando de aproximadamente 65,9 PJ en 2024 a 96 PJ en 2035, como se presenta en la Figura 23, lo que implica un incremento acumulado del orden de ~45,6% en dicho periodo. El ahorro energético total esperado asociado con la implementación de las medidas priorizadas para otros modos del sector transporte se contabiliza en ~67,6 PJ durante el periodo 2027-2035, con un ahorro estimado de 5,65 MtCO₂eq. A continuación, en la Tabla 10, se presentan las medidas priorizadas con mayor potencial de ahorro energético para los otros modos del transporte, los cuales incluyen el modo aéreo, férreo, marítimo y fluvial.

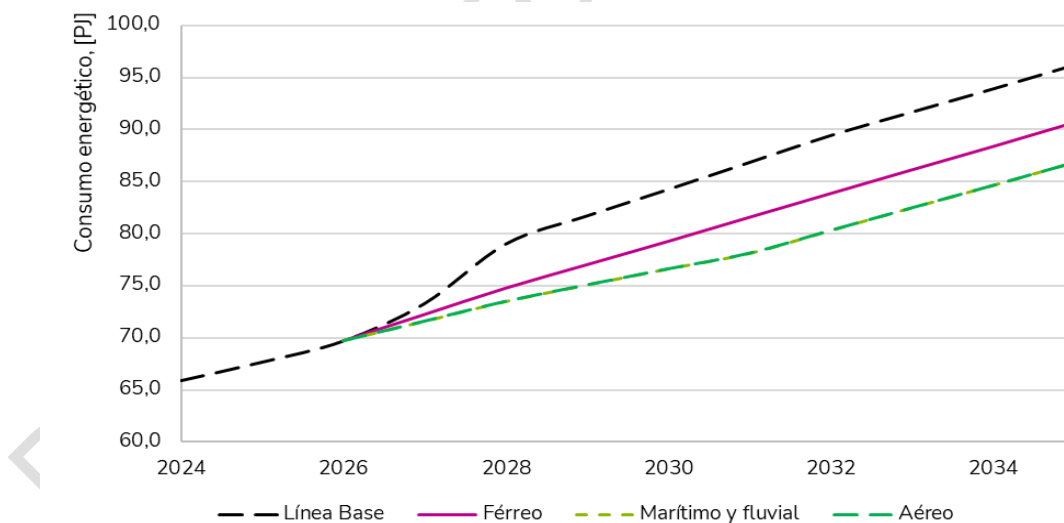
Tabla 10. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector transporte en otros modos

Tipo de medida	Medida	Potencial de ahorro [PJ]	Reducción de Emisiones (MtCO ₂ eq)	Participación [%]
Sustitución de combustibles	Transferencia de carga y pasajeros al Sistema férreo	42,7	3,44	63,13%
Buenas Prácticas Operacionales	Navegación aérea basada en desempeño	24,41	2,16	36,09%
Sustitución de combustibles	Electrificación de los motores fuera de borda en sistemas de navegación fluvial	0,28	0,026	0,41%
Sustitución de combustibles	Transferencia de carga al sistema fluvial	0,25	0,024	0,37%

Fuente: UPME

En la Figura 23 se puede observar la proyección de la línea base y la línea meta en los otros modos del sector transporte, donde se evidencia un crecimiento en el consumo de energéticos con un cambio en la tendencia por las medidas de eficiencia energética, donde el sistema férreo y el aéreo son los que más aportan a la meta.

Figura 23. Proyección línea meta de otros modos del sector transporte



Fuente: UPME

3.3 Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales priorizadas sector transporte

Los resultados actualizados para el sector transporte muestran una diferenciación muy marcada entre los distintos modos de transporte y tipos de intervención tecnológica, evidenciando que los beneficios económicos, energéticos y sociales de las medidas dependen significativamente de la intensidad energética de cada segmento, de los factores de utilización de las flotas y de la magnitud de las externalidades evitadas. En términos generales, las medidas asociadas al transporte carretero de pasajeros continúan presentando los mejores resultados desde la perspectiva social, aun cuando las relaciones beneficio-costo privadas permanecen ampliamente por debajo de la unidad.

Como se presenta en la Tabla 11, La sustitución de diésel en transporte carretero de pasajeros registra un B/C privado de apenas 0,27, mientras que el B/C sistema alcanza 0,98 y el B/C social 3,16. De manera similar, la sustitución de taxis por vehículos eléctricos e híbridos presenta un B/C privado de 0,32, frente a un B/C social de 2,43. Estos resultados evidencian que, aunque las inversiones requeridas todavía representan una barrera económica importante para los agentes privados, los beneficios agregados asociados a reducción de emisiones, disminución de contaminación urbana, reducción de consumo de combustibles fósiles y menores impactos sobre salud pública generan ganancias netas significativas para la sociedad. Este comportamiento es consistente con sectores intensivos en kilometraje y utilización diaria, donde los beneficios energéticos y ambientales acumulados son sustancialmente mayores.

Por su parte, como se presenta en la Tabla 11, el transporte de carga por carretera muestra un comportamiento intermedio, alcanzando un B/C privado de 0,31, un B/C sistema de 1,00 y un B/C social de 1,94. Este resultado es particularmente relevante desde la perspectiva económica, ya que evidencia que los beneficios energéticos sistémicos prácticamente compensan los costos de implementación, mientras que los beneficios sociales terminan consolidando la viabilidad económica integral de la medida. Esto sugiere que las externalidades positivas asociadas a reducción de emisiones y sustitución de diésel son suficientemente significativas para justificar mecanismos de apoyo público orientados a acelerar procesos de modernización tecnológica y logística. En contraste, la sustitución tecnológica en vehículos particulares continúa mostrando resultados limitados, con un B/C privado de 0,60 y relaciones beneficio-costo sistema y social de apenas 0,46. Este comportamiento sugiere que, bajo las condiciones evaluadas, los beneficios energéticos y ambientales asociados al recambio masivo de vehículos particulares aún no logran compensar los costos de inversión requeridos, particularmente debido a menores factores

de utilización y menores impactos agregados frente a otros segmentos de transporte intensivo.

Tabla 11. Análisis B/C Sector Transporte

Medida priorizada	B/C Privado	B/C Sistema	B/C Sociedad
Sustitución vehículos particulares por VE e híbridos	0,60	0,46	0,46
Sustitución de taxis por VE e híbridos	0,32	0,92	2,43
Sustitución de diésel en transporte carretero de pasajeros	0,27	0,98	3,16
Sustitución de diésel en transporte de carga	0,31	1,00	1,94
Sustitución diésel, gasolina en transporte de férreo	1,15	0,18	0,70
Sustitución de diésel, gasolina y fuel oil en transporte fluvial y marítimo	1,59	0,43	1,52

Fuente: UPME – Cifras preliminares

Los resultados incorporados para los modos férreo y fluvial/marítimo introducen además elementos particularmente relevantes para el análisis de política pública sectorial. La sustitución de diésel y gasolina en transporte férreo presenta un B/C privado de 1,15, es decir, económicamente rentable desde la perspectiva del inversionista privado, pero con beneficios sistémicos y sociales inferiores a la unidad, alcanzando valores de 0,18 y 0,70 respectivamente. Esto sugiere que los beneficios capturados por el agente privado provienen principalmente de eficiencias operacionales y costos energéticos directos, mientras que el impacto agregado sobre el sistema energético y la sociedad resulta comparativamente limitado bajo los supuestos evaluados.

En contraste, la sustitución de diésel, gasolina y fuel oil en transporte fluvial y marítimo presenta uno de los resultados más interesantes del análisis: un B/C privado de 1,59 y un B/C social de 1,52, aunque con un B/C sistema de apenas 0,43. Este comportamiento evidencia que las medidas orientadas al sector fluvial y marítimo logran simultáneamente generar rentabilidad privada y beneficios sociales positivos, probablemente asociados a reducciones relevantes en emisiones contaminantes y mejoras en eficiencia energética de combustibles de alto impacto ambiental como el fuel oil.

3.4 Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector transporte

- Se recomienda el diseño de instrumentos de política pública, que permitan capturar los resultados del análisis beneficio-costos, en donde se valoran las externalidades positivas significativas, en segmentos como transporte público, taxis y carga. La focalización en estos segmentos evidencia el beneficio para la sociedad, lo que orienta la intervención estatal generando mayores retornos para el país.
- Por otro lado, se propone continuar con el desarrollo de mecanismos integrales de financiación para la renovación tecnológica de flotas de transporte público, carga y logística, mediante esquemas que combinen crédito preferencial, garantías, incentivos tributarios, instrumentos de pago por resultados ambientales y recursos de cooperación internacional orientados a mitigación climática.
- Es clave impulsar corredores energéticos para transporte de carga estratégicos que integren infraestructura de recarga eléctrica, abastecimiento de combustibles de bajas emisiones, plataformas digitales de gestión logística y mecanismos de respuesta de la demanda, facilitando la transición energética del transporte pesado.
- Se recomienda diseñar e implementar un esquema integral para la aceleración del despliegue de infraestructura de recarga para vehículos eléctricos, con un énfasis particular en superar las barreras existentes para el privado, particularmente en conjuntos residenciales y propiedades horizontales, encontrando respuestas anticipadas en los nuevos requerimientos para los sistemas eléctricos locales, potenciando los efectos de la electrificación en procesos de respuesta de la demanda, diseñando mecanismos para que los procesos de electrificación continúen su masificación con un papel activo del usuario como agente del sistema, con un usuarios informado que captura las señales regulatorias y normativas, que se convierten en un insumo de sus decisiones de consumo.
- Continuar con esquemas de formación del comportamiento en los usuarios (esquemas de pico y placa, y pico y placa solidario) esquemas de valoración de externalidades, en donde se transfieren a los usuarios el costo total, incluso el que no perciben por el uso de bienes públicos, congestión, contaminación, uso eficiente de los espacios públicos, contribuye a que se capturen beneficios sociales y ambientales, se aceleren los procesos de electrificación de la flota.
- Considerando los resultados energéticos obtenidos, se recomienda fortalecer la planificación e inversión en infraestructura férrea y fluvial como estrategia estructural de eficiencia energética nacional, dado que el cambio modal representa

una de las intervenciones con mayor potencial de reducción de consumo energético y emisiones en el largo plazo.

- En relación con las medidas fluviales y marítimas y su potencial particularmente interesante debido a que logran simultáneamente rentabilidad privada y beneficios para la sociedad positivos, se sugieren incluir como estratégicas claves en programas de modernización energética sectorial, representando ganancias tempranas y co-beneficios en el territorio, que superarían incluso efectos sectoriales, como la generación de empleo, los nuevos encadenamientos productivos, y las reducciones de costos logísticos, entre otros.
- Se recomienda promover la adopción masiva de herramientas de analítica avanzada, telemetría, gestión de flotas, inteligencia artificial y optimización logística que permitan mejorar los factores de utilización vehicular, reducir recorridos vacíos y optimizar el consumo energético de los sistemas de transporte.
- Así mismo, implementar un sistema nacional de monitoreo que permita realizar seguimiento periódico a indicadores de eficiencia energética, electrificación, penetración tecnológica, intensidad energética y reducción de emisiones por modo de transporte, facilitando la evaluación, el cumplimiento en las metas y ajuste de las políticas sectoriales.
- En conjunto, los resultados reflejan que las medidas de transición energética en transporte presentan una importante divergencia entre la rentabilidad privada y el valor económico agregado para el sistema y la sociedad. Las medidas donde el B/C para el sistema y la sociedad superan la unidad y el B/C privado permanece deficitario, constituyen los casos más robustos para justificar instrumentos de promoción pública. Desde una perspectiva económica, esto evidencia la existencia de externalidades positivas que no son apropiadas directamente por los inversionistas privados, generando fallas de mercado que limitan la adopción espontánea de tecnologías eficientes y de bajas emisiones. Bajo este contexto, los incentivos tributarios contemplados en las Leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021, adquieren una justificación técnica y económica sólida, particularmente para segmentos como transporte carretero de pasajeros, taxis y carga, donde los beneficios al sistema energético y a la sociedad, son significativamente superiores a la rentabilidad privada observada.

4 ANÁLISIS SECTOR TERCIARIO

4.1 Línea base de consumo energético sector terciario

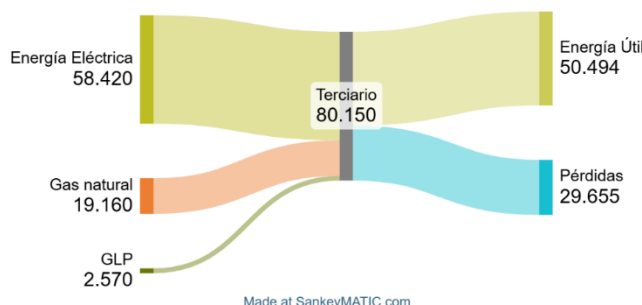
De acuerdo con el Balance Energético Colombiano (BECO) (UPME-BECO, 2023), para el año 2024 el consumo total de energía en el sector terciario fue de 82 PJ, incluyendo el consumo final de actividades comerciales y de la actividad pública, lo cual representó aproximadamente el 5 % del consumo energético nacional, de los cuales 58,63 PJ (71%) correspondió al consumo de energía eléctrica, 19,86 PJ (24,0%) al consumo de gas natural y 3,55 PJ (4%) para GLP. Estos resultados evidencian que, al 2024, la energía eléctrica sigue siendo el energético de mayor consumo con participaciones menores de gases combustibles.

En términos de evolución, entre 2019 y 2024 se observa una marcada estabilidad en la estructura energética del sector, con distribuciones cercanas al 70% para energía eléctrica y entre el 22% y el 24% para gas natural y consumos promedio del 4% de GLP. Los cambios entre 2019 frente a la participación de los consumos energéticos son marginales, durante el periodo de análisis se observaron reducciones en el consumo total del sector para los años, 2020 y 2021 en el que se alcanzaron consumos de 67,3 PJ totales, sin embargo, para los años 2022 y 2023 se observan aumentos de consumo del 11 y 12% respectivamente, con una leve reducción para el año 2024.

Con relación a los usos la caracterización energética y el estudio de formulación de medidas innovadoras realizados en los años 2022 y 2023 por la UPME, señalan que el mayor consumo energético se destina a usos en calor directo, que para el sector se refiere a procesos de cocción y calentamiento de agua, con una participación del 32,5% del consumo total del sector, para este uso el principal energético es el gas natural con una participación del 66,5%, lo que representa el total del consumo de este energético (19,86PJ), igual situación se presenta con el GLP, que corresponde al 13% del consumo en calor directo, pero al cual se destina la totalidad del consumo de GLP con 3,55PJ.

En este mismo estudio, respecto a otros usos el único energético es la energía eléctrica, donde se identifica un consumo en aire acondicionado con el 30,2%, seguido de otros, en lo que se incluye consumo en ofimáticos, con el 13,3% y el 12,6% en iluminación, estos cuatro usos (calor directo, aire acondicionado, otro e iluminación) concentran el consumo energético y eléctrico del sector, con consumos marginales para refrigeración, fuerza motriz y calor indirecto. Sin embargo, dichas cifras serán complementadas con otros estudios para determinar el consumo del sector.

Figura 24. Balance de consumo sector terciario



Fuente: UPME-BECO, 2023

En 2025, se formuló el Plan Nacional de Innovación y Tecnología (PNIT) en eficiencia energética para la climatización y refrigeración en Colombia (UPME-MITSIDI, 2025), este estudio permitió identificar que, del total del consumo energético 8,491 GWh en 2023, el 50% de este consumo proviene de zonas con clima cálido húmedo, así mismo se proyectó crecimientos anuales cercanos al 2,2%, correspondientes a la atención de demandas no cubiertas y a nuevas necesidades de climatización, en especial en a zonas de clima cálido húmedo, cálido seco y templado. Así mismo, desde las principales tecnologías se encuentran equipos split, centrales, pared/ventana y chillers, siendo esta última la más representativa con 5.726.923 TR en 2023.

En cuanto a refrigeración, la demanda energética relacionada para 2023 alcanzó un consumo de 1.580 GWh, impulsado por un crecimiento del sector servicios turísticos y la cadena de frío de alimentos y otros perecederos del sector salud, esto resulta en una participación en consumo de 5,8 % en producción, 41,56% en procesamiento, 48,7% en el empaque, almacenamiento, ventas, hoteles y restaurantes, y por último 4 % en el restante del sector terciario. En promedio se espera un crecimiento anual de 4% incluyendo demandas no satisfechas de refrigeración.

En cuanto al detalle en calor directo como ya se referenció, al cual corresponde el 100% de los consumos de gas natural y GLP, estos consumos están asociados principalmente a establecimientos de alojamiento y servicios de comida (79,9%), seguido de actividades recreativas y de esparcimiento (15,2%) y en menor proporción a actividades de administración pública, educación y salud (UPME-CORPOEMA, 2022), con el uso de equipos de cocción y calentamiento de agua. Finalmente, los consumos en energía eléctrica asociados a este uso se concentran en hornos, calentadores de agua y una entrada moderada de instalación de estufas eléctricas convencionales y en menor medida de inducción.

En el caso de la iluminación, la fuerza motriz y la refrigeración, los cambios tecnológicos y las medidas de eficiencia energética a nivel nacional, han llevado a que haya una mayor eficiencia en los equipos, gracias a acciones como etiquetado energético, por medio de la Resolución

180173 de 2011 del Ministerio de Minas y Energía, restringiendo la utilización de bombillas o lámparas incandescentes como parte del RETILAP (UPME, 2022) y la aplicación de incentivos tributarios. Con respecto a la iluminación, ha sido importante la sustitución de luminarias de tecnologías como la incandescente y fluorescente por tecnología LED, que además de ser una tecnología con mayor eficiencia, han logrado procesos de madurez tecnológica y comercial que han permitido su masificación, lo cual implica una reducción del consumo energético asociado y una recomposición de la matriz de consumo del sector.

ProColombia señala que en los últimos años se han materializado importantes inversiones en la construcción y ampliación de *data centers* en el país, lo que evidencia una consolidación de Colombia como un mercado relevante en la región. En uno de sus informes, la entidad indica que, según estimaciones de *Frost & Sullivan*, Colombia incrementó su participación en el mercado regional de centros de datos en aproximadamente un 1% entre 2017 y 2022, alcanzando cerca del 9% del mercado latinoamericano, lo que la posiciona como el tercer mercado más importante de la región. Asimismo, los ingresos de la industria de *data centers* habrían alcanzado aproximadamente USD 37,6 millones en 2022, con un crecimiento anual cercano al 13% (PROCOLOMBIA, 2025).

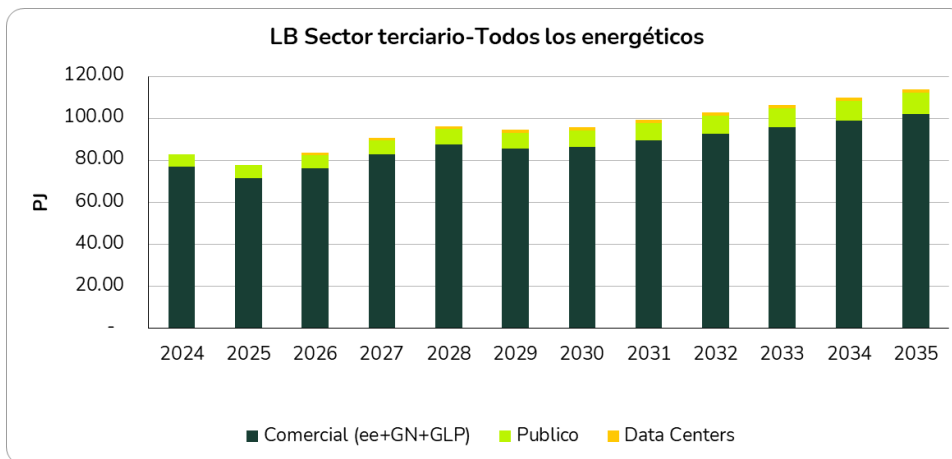
Este dinamismo del sector implica un aumento en los requerimientos de consumo energético, particularmente de energía eléctrica, dado el carácter electrointensivo de este tipo de infraestructura. Dicho crecimiento ha sido incorporado en los escenarios de planeación de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), específicamente dentro del componente de Grandes Consumidores Especiales (GCE), el cual considera las solicitudes de conexión y expansión de carga reportadas a la entidad.

En este contexto, la UPME señala que “Al incluir la información de vehículos eléctricos y GCE Grupo 1, se estima que la demanda de energía eléctrica en el escenario medio tendría un crecimiento anual entre 2,36% y 3,31%. Si se adiciona la demanda asociada a los GCE Grupo 2, el crecimiento se ubicaría entre 2,31% y 4,88% para el período 2024-2038, sin considerar el comportamiento de la generación distribuida” (UPME, 2025).

Para este ejercicio, se estableció el consumo de energía para el sector terciario, considerando los datos de referencia (2012–2024) por energético del escenario tendencial del PEN 2022-2052 (UPME, PEN 2022-2052, 2025), la tasa de crecimiento estimada para el escenario de políticas declaradas del PEN 2025-2054 y los escenarios de demanda de energía eléctrica formulados por la UPME, complementado con la información de caracterización de consumo del sector, las estrategias propuestas en materia de eficiencia energética y lo formulado por el Plan Nacional de Innovación y Tecnología en climatización y refrigeración (PNIT), así como las participaciones por uso, energético y avances tecnológicos, se proyectan los consumos esperados para cada uso y energético, con especial énfasis en los cambios advertidos en climatización, refrigeración, otros usos

(ofimáticos), entre otros, lo que nos permite proyectar la línea base de consumo energético del sector para el periodo 2025-2035.

Figura 25. Proyección línea base por energético sector terciario (comercial y público)



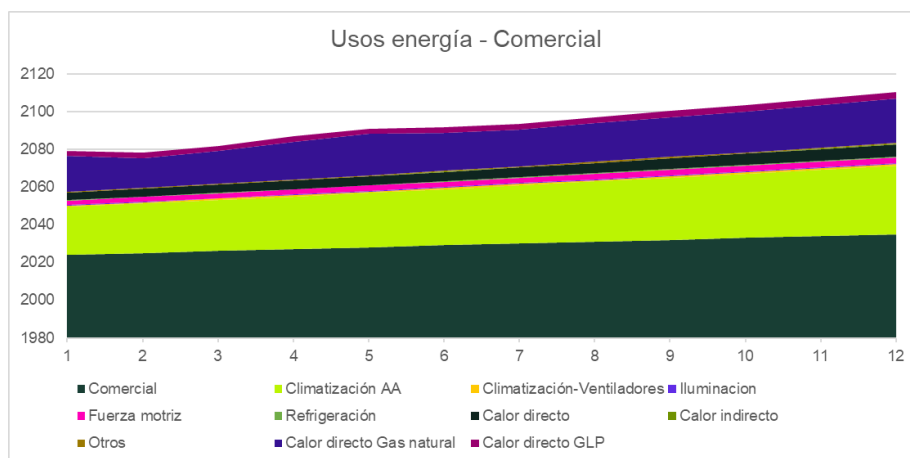
Fuente: UPME a partir de información proyecciones LEAP 2025

Considerando la participación de los usos de energía eléctrica en el sector terciario, y su evolución en la línea base de consumo, se evidencia que los sistemas de climatización (incluyendo acondicionamiento de aire y ventilación) concentran la mayor demanda energética, con una participación igual o superior al 50%, manteniendo además una tendencia creciente a lo largo del periodo analizado. Este comportamiento responde al incremento en la demanda de confort térmico. En contraste, los sistemas de iluminación han reducido progresivamente su participación relativa hasta aproximadamente un 21%, como resultado de la adopción de tecnologías de alta eficiencia (como LED) y la implementación de mejores prácticas en el diseño y operación de edificaciones, aunque en términos absolutos se observa un crecimiento moderado en el consumo.

Por su parte, los usos asociados a calor directo (electricidad) y calor indirecto (electricidad) representan cerca del 11% y 4%, respectivamente, mostrando una tendencia creciente que puede estar asociada a procesos de electrificación de cargas térmicas en el sector. Asimismo, los sistemas de refrigeración aportan alrededor del 9% del consumo total, con un crecimiento sostenido en línea, con el aumento de la demanda de procesos de enfriamiento para la conservación de productos perecederos.

Por último, los equipos de fuerza motriz representan aproximadamente el 5% del consumo eléctrico del sector terciario, manteniendo una participación relativamente estable y menor frente a otros usos finales.

Figura 26. Usos energía eléctrica - comercial



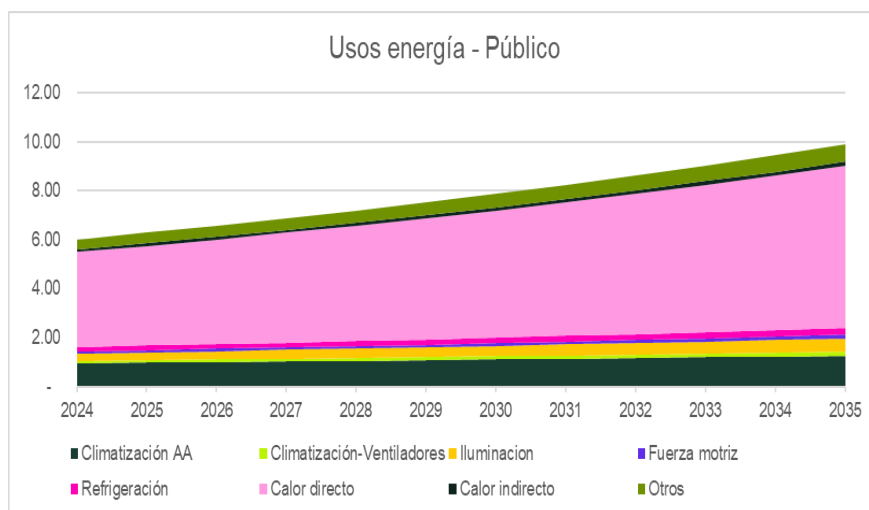
Fuente: UPME a partir de información proyecciones LEAP 2025

Para los energéticos gas natural y GLP en el sector terciario, se observa que el gas natural mantiene una participación predominante, cercana al 85%–90% del consumo total de estos energéticos, mientras que el GLP representa aproximadamente entre el 10% y el 15% en lo relacionado a calor directo con combustibles. La línea base evidencia una tendencia general de crecimiento en el consumo de gas natural a lo largo del periodo analizado, con algunas variaciones interanuales, mientras que el GLP presenta un incremento moderado y sostenido.

Este comportamiento revela la alta dependencia del sector terciario del gas natural para usos de calor directo, especialmente en aplicaciones como cocción, calentamiento de agua y otros servicios térmicos. No obstante, en línea con los objetivos de eficiencia energética y descarbonización, se proyecta una reducción progresiva en el consumo de estos energéticos, impulsada por la sustitución hacia soluciones eléctricas más eficientes, como bombas de calor, y otras tecnologías de electrificación del calor.

Para el caso público, la mayor participación se da en el uso de energía eléctrica en calor directo, seguidos por lo relacionado a sistemas de climatización con acondicionadores de aire y la iluminación.

Figura 27. Usos energía eléctrica - Público



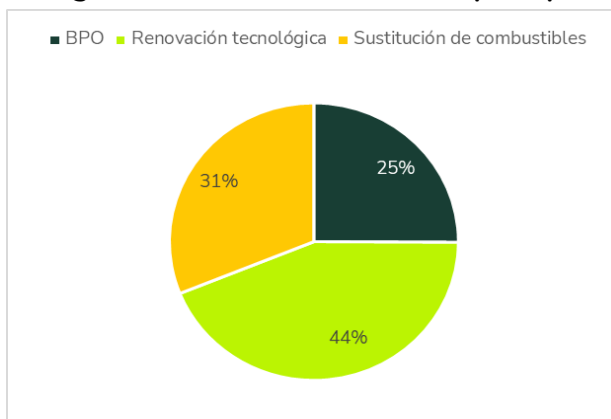
Fuente: UPME a partir de información proyecciones LEAP 2025

En este contexto, la tendencia esperada a mediano y largo plazo es una desaceleración del crecimiento del consumo de gas natural y GLP, e incluso su reducción en términos relativos, a medida que se incrementa la penetración de tecnologías eléctricas y se implementan medidas de eficiencia energética en el sector.

4.2 Línea meta y medidas de eficiencia energética priorizadas sector terciario

Dentro del análisis se incluyeron medidas orientadas a la mejora de la eficiencia energética del sector agrupadas en tres categorías: buenas prácticas operativas, renovación tecnológica y sustitución de combustibles, distribuidas como se muestra a continuación:

Figura 28. División de medidas por tipo



Fuente: UPME

En cuanto a las medidas relacionadas con el sector terciario, aquellas asociadas a la sustitución de combustibles se destacan por su enfoque en la electrificación de los usos térmicos, especialmente en aplicaciones de calor directo. Estas incluyen el reemplazo de equipos tradicionales que operan con combustibles fósiles por tecnologías eléctricas más eficientes, como bombas de calor, hornos eléctricos con control avanzado y sistemas de cocción por inducción.

De igual forma, las medidas orientadas a la implementación de sistemas de digitalización, submedición y control, junto con las estrategias de recuperación de calor, y la sustitución de equipos y sistemas por opciones de mayor eficiencia energética y con refrigerantes de bajo potencial de calentamiento atmosférico (GWP), constituyen un conjunto de acciones clave para la reducción del consumo de energía en los usos de climatización y refrigeración.

De manera complementaria, se destacan la implementación de infraestructura de medición avanzada (AMI) y la adopción de buenas prácticas operativas (BPO) en el uso de todos los energéticos, incluyendo la gestión energética a nivel institucional mediante figuras como el gestor municipal y la implementación de sistemas integrales de energía. Asimismo, se consideran acciones como la optimización de la combustión, el mejoramiento de los sistemas de iluminación mediante tecnologías eficientes y dispositivos de control, así como la incorporación de variadores de velocidad y la sustitución de motores por alternativas de mayor eficiencia energética.

Adicionalmente, se incluyen medidas específicas como la telegestión del alumbrado público, la instalación de puertas en vitrinas refrigeradas, la dimerización y sustitución por sistemas de iluminación LED, y el mejoramiento del aislamiento térmico en equipos eléctricos de calefacción, las cuales contribuyen a reducir pérdidas energéticas y optimizar la operación de los sistemas. Finalmente, la implementación de distritos energéticos (calor, frío, energía eléctrica) o la adición de nuevos usuarios a los ya implementados, complementado con el uso de fuentes no convencionales de energía, sistemas de enfriamiento innovadores y soluciones orientadas a nuevos desarrollos, aunque presentan un menor impacto relativo individual, aportan a la consolidación de una estrategia integral de eficiencia energética al abordar de manera transversal diferentes usos finales y condiciones operativas del sector.

De manera transversal y considerando que, a nivel global, el sector de edificaciones se ha consolidado como un eje estratégico para la transición hacia modelos de desarrollo sostenible, con una creciente incorporación de requisitos de eficiencia energética y construcción sostenible tanto en esquemas obligatorios como voluntarios. Se debe a las medidas pasivas que han adquirido un papel predominante, especialmente aquellas relacionadas con el diseño de la envolvente y la aplicación de principios de arquitectura

bioclimática, que permiten reducir la demanda energética desde la fase de concepción de las edificaciones.

Los marcos regulatorios internacionales evidencian un alto nivel de exigencia en componentes como cubiertas, muros y acristalamientos, así como en los sistemas de climatización (acondicionamiento de aire y ventilación). Sin embargo, aún persisten brechas en elementos complementarios, como dispositivos de sombreado y otros componentes constructivos, los cuales pueden incidir significativamente en el desempeño térmico global. En este sentido, el fortalecimiento de las medidas pasivas representa una de las estrategias más costo-efectivas para mejorar la eficiencia energética, especialmente en climas donde las condiciones ambientales permiten maximizar el aprovechamiento de la ventilación natural, la inercia térmica y la protección solar.

En Colombia, el marco normativo ha evolucionado para integrar criterios de construcción sostenible, destacando la actualización de lineamientos que incorporan la diversidad climática del país. Esta clasificación permite definir estrategias diferenciadas según condiciones de temperatura y humedad, promoviendo soluciones adaptadas a cada contexto. La implementación de medidas pasivas, como la optimización de la relación ventana-pared, el mejoramiento de la transmitancia térmica de los materiales, el uso de vidrios de control solar y la incorporación de cubiertas verdes, contribuyen de manera significativa a la reducción del consumo energético en edificaciones.

De manera complementaria, las medidas activas de eficiencia energética se enfocan en la optimización de los sistemas de iluminación y climatización (acondicionamiento de aire y ventilación). En iluminación, se prioriza el aprovechamiento de la luz natural, la reducción de la densidad de potencia instalada y el uso de controles inteligentes. En climatización, se promueve la adopción de equipos de alta eficiencia, la incorporación de sensores para el control de la ventilación y la implementación de tecnologías como variadores de velocidad y sistemas de recuperación de calor.

Adicionalmente, los estudios técnicos desarrollados en el país han evidenciado que la combinación de medidas pasivas, activas y estrategias de electrificación permite alcanzar mejoras significativas en el desempeño energético de las edificaciones. Los resultados muestran que las condiciones climáticas juegan un papel determinante en el consumo, siendo los climas cálidos húmedos los de mayor demanda energética en climatización, mientras que en climas templados y cálidos secos existe un mayor potencial para la aplicación de estrategias pasivas.

Finalmente, la transición hacia edificaciones sostenibles requiere la implementación de acciones estructurales que integren el diseño eficiente, la electrificación de los usos finales y la adopción de estándares de desempeño energético. En este sentido, la consolidación de herramientas como el etiquetado energético y la definición de metas de electrificación

total en nuevas edificaciones constituyen elementos fundamentales para avanzar hacia la carbono neutralidad del sector.

El análisis de las medidas de eficiencia energética para el sector terciario evidencia un importante potencial de reducción del consumo energético y de las emisiones de gases de efecto invernadero, mediante medidas que corresponden principalmente a la electrificación de usos finales, la modernización tecnológica y la implementación de criterios de sostenibilidad en edificaciones.

En este contexto, la sustitución de tecnologías de cocción convencionales por soluciones eléctricas eficientes se posiciona como una de las principales estrategias. De igual manera, las medidas de construcción sostenible, relacionadas con el aprovechamiento de iluminación natural y el mejoramiento del confort térmico, reflejan la importancia de integrar criterios de eficiencia energética desde las etapas de diseño y construcción.

En el componente de reconversión tecnológica se destacan las acciones relacionadas con la modernización de sistemas de climatización y refrigeración, integrando refrigerantes de bajo potencial de calentamiento atmosférico (GWP), así como la implementación de intercambiadores de calor y sistemas de recuperación de energía.

Las estrategias de digitalización y gestión energética también presentan un papel relevante. La implementación de sistemas integrales de energía, automatización, monitoreo y submedición avanzada facilita el seguimiento del desempeño energético, mejora la operación de los equipos y permite identificar oportunidades de optimización. De igual manera, la incorporación de tecnologías de medición avanzada fortalece la gestión de la demanda y habilita esquemas de control y operación más eficientes.

Las buenas prácticas operacionales continúan siendo un componente fundamental dentro de las estrategias de eficiencia energética del sector terciario. Acciones como la optimización de sistemas de climatización, el mantenimiento preventivo, la mejora de aislamientos, el control de fugas y la calibración de equipos permiten obtener reducciones importantes en el consumo energético sin requerir grandes inversiones. Asimismo, las medidas relacionadas con iluminación eficiente y sistemas de control contribuyen a mejorar el desempeño energético de edificaciones comerciales e institucionales. Así mismo, la implementación de distritos energéticos (calor, frío o energía eléctrica), así como la integración a sistemas ya existentes en operación, constituye una medida complementaria que aporta a la reducción del impacto energético y ambiental de las edificaciones.

En la siguiente tabla se presentan las medidas analizadas para el sector terciario, así mismo el potencial de ahorro de energía y emisiones.

Tabla 12. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector terciario

Tipo de Medida	Medidas	Aporte a las metas del sector (PJ)	Aporte a las metas del sector %	Reducción de Emisiones (MtCO ₂ eq)
Sustitución de combustibles	Sustitución de cocción de gas por estufas de inducción.	70,62	24,64%	4,00
Reconversión tecnológica	Construcción sostenible (medidas para el aprovechamiento de luz solar, medidas para mejoramiento de confort térmico y operación de equipos)	43,85	15,30%	2,68
Reconversión tecnológica	Implementación de AMI	26,10	9,11%	1,60
Reconversión tecnológica	Medidas de eficiencia energética y reconversión tecnológica (bajo GWP)	19,35	6,76%	1,19
Sustitución de combustibles	Sustitución de gas por energía eléctrica en procesos de calor directo (hornos eléctricos con recirculación de aire y control programable y estufas de inducción).	18,40	6,42%	1,04
Reconversión tecnológica	Implementación de intercambiadores de calor y recuperación de calor en sistemas de aire acondicionado.	15,93	5,56%	0,90
BPO	Implementación de sistemas de digitalización, submedición y control en sistemas de climatización.	15,53	5,42%	0,95
BPO	Sistemas de automatización y control en refrigeración, equipos ofimáticos	11,69	4,08%	0,71
BPO	Gestor municipal	9,17	3,20%	0,56
BPO	Sistemas de iluminación y control DLCS	7,96	2,78%	0,49
BPO	Control de operación y optimización de sistemas de climatización	7,94	2,77%	0,48
BPO	Sistema Integral de la energía (gestión, monitoreo, control, automatización e implementación de submedición avanzada)	7,41	2,58%	0,45
BPO	Optimización de la combustión, ajustes en las estufas de gas	6,30	2,20%	0,38
Reconversión tecnológica	Sistemas con componentes de alta eficiencia, paquete de compresor y condensador	5,68	1,98%	0,35
Reconversión tecnológica	Implementación de distritos energéticos	4,62	1,61%	0,28
BPO	Optimización de refrigeración en el sector comercial	3,63	1,17%	0,23
Reconversión tecnológica	Implementación de tecnologías de optimización de energía, control, enfriamiento evaporativo y freecooling	2,71	0,95%	0,17
BPO	Dimerización de iluminación y reemplazo por LED 120 lum/Wn	2,50	0,87%	0,15
Reconversión tecnológica	Instalación de variadores de frecuencia en equipos de fuerza (escaleras, rampas y bombas de agua)	1,38	0,48%	0,08

Tipo de Medida	Medidas	Aporte a las metas del sector (PJ)	Aporte a las metas del sector %	Reducción de Emisiones (MtCO ₂ eq)
Reconversión tecnológica	Aislamiento de equipos con resistencia eléctrica de calefacción	1,34	0,47%	0,08
BPO	Mantenimiento y reposición de aislamientos	1,15	0,40%	0,07
BPO	Control de operación, fugas y mejora de aislamiento de sistemas de refrigeración	1,09	0,38%	0,07
BPO	Telegestión y control centralizado en sistemas de alumbrado publico	1,00	0,35%	0,06
Reconversión tecnológica	Cambio de sistemas autocontenidos por sistemas centralizados	0,52	0,18%	0,03
Reconversión tecnológica	Implementación de medidas para nuevos establecimientos	0,16	0,06%	0,01
BPO	Buenas prácticas y mantenimiento de equipos	0,11	0,04%	0,01
Reconversión tecnológica	Vigas frías	0,11	0,04%	0,01
Reconversión tecnológica	Sustitución de motores por eficientes	0,06	0,02%	0,00

Fuente: UPME

Para el escenario planteado en este ejercicio se estima un potencial total de ahorro de energía y ambiental, como se describe a continuación:

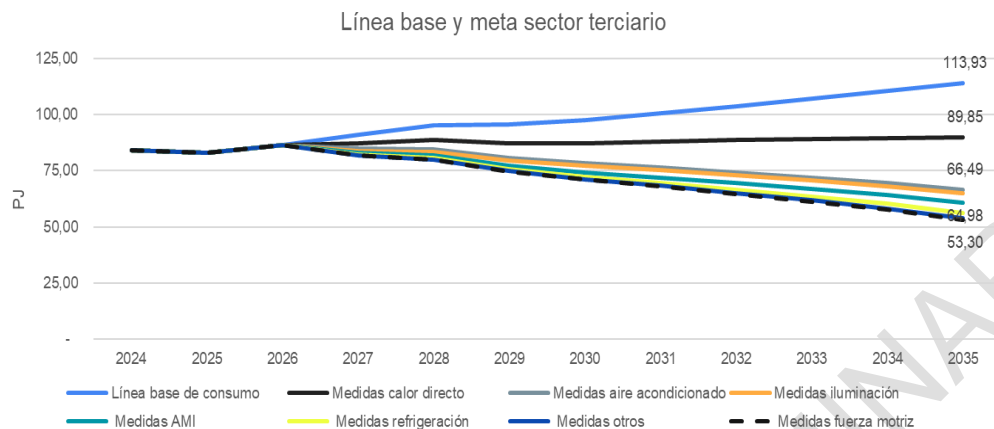
Tabla 13. Resultados consolidados sector terciario

Energéticas	286,29 PJ
Ambiental	17,04 MtCO ₂ eq

Fuente: UPME

A continuación, se compara la línea base y meta, así como el aporte de cada uno de los usos para el sector terciario para el periodo comprendido entre el año 2026 a 2035, expresado en PJ. Se identifican, los mayores aportes de reducción de consumo energético en lo relacionado a calor directo, climatización, refrigeración e iluminación.

Figura 29. Proyección línea meta por uso sector terciario



Fuente: UPME

La implementación de las medidas de eficiencia energética priorizadas permite establecer una línea meta de consumo para el sector terciario significativamente inferior a la trayectoria tendencial proyectada en la línea base. Los resultados indican un potencial acumulado de ahorro energético de 286,29 PJ durante el periodo 2026-2035, acompañado de una reducción estimada de 17,04 millones de toneladas de CO₂ equivalente, lo que evidencia la relevancia del sector en el cumplimiento de las metas nacionales de eficiencia energética y descarbonización.

La comparación entre la línea base y la línea meta muestra que los mayores aportes a la reducción de la demanda energética provienen de los usos asociados a calor directo, climatización, refrigeración e iluminación, los cuales concentran la mayor parte del consumo energético del sector. Este resultado es consistente con la estructura de consumo identificada en la línea base, donde los sistemas de acondicionamiento de aire, los procesos térmicos y la iluminación representan los principales usos finales de energía.

El mayor potencial de reducción se concentra en los usos de calor directo, impulsado principalmente por la sustitución de tecnologías convencionales de cocción y calentamiento que utilizan gas natural y GLP por soluciones eléctricas de alta eficiencia, tales como estufas de inducción, bombas de calor y hornos eléctricos con sistemas avanzados de control. En conjunto, estas medidas aportan más del 30% del potencial total de ahorro energético del sector, constituyéndose en el principal eje de transformación de la demanda energética.

Los sistemas de climatización representan el segundo grupo de medidas con mayor contribución a la meta sectorial. La incorporación de tecnologías de alta eficiencia, sistemas de recuperación de calor, digitalización, automatización, submedición y control operativo

permite reducir de manera significativa los consumos asociados al acondicionamiento de aire y ventilación. Este aspecto resulta especialmente relevante considerando que estos sistemas concentran más del 50% de la demanda eléctrica proyectada del sector y mantienen una tendencia creciente asociada al incremento de las necesidades de confort térmico y a la expansión de actividades comerciales y de servicios.

De igual manera, las medidas dirigidas a los sistemas de refrigeración aportan reducciones importantes de consumo energético mediante la modernización tecnológica de equipos, la incorporación de refrigerantes de bajo potencial de calentamiento global, la optimización de la operación y la implementación de sistemas inteligentes de control. Estas acciones cobran especial relevancia debido al crecimiento esperado de la cadena de frío asociada a los sectores comercial, turístico, alimentario y de salud.

En el caso de la iluminación, aunque su participación relativa en la demanda energética ha disminuido en los últimos años debido a la penetración de tecnologías LED, aún existe un potencial relevante de ahorro mediante la adopción de sistemas de control inteligente, dimerización, sensores de ocupación y aprovechamiento de iluminación natural. Estas medidas permiten complementar los beneficios obtenidos por la renovación tecnológica y profundizar la reducción de la demanda eléctrica del sector.

Adicionalmente, las medidas de construcción sostenible constituyen un componente transversal de la línea meta, al reducir de manera estructural los requerimientos energéticos de las edificaciones mediante estrategias pasivas de diseño, mejoramiento de envolventes térmicas, control solar y aprovechamiento de las condiciones climáticas locales. Este tipo de intervenciones genera beneficios sostenidos durante toda la vida útil de las edificaciones y contribuye simultáneamente a la reducción de los consumos de climatización e iluminación.

En términos agregados, la línea meta refleja una desaceleración significativa del crecimiento esperado de la demanda energética sectorial respecto al escenario tendencial, permitiendo que una proporción importante de las nuevas necesidades energéticas derivadas del crecimiento económico, la expansión de los servicios y el incremento de la digitalización sea atendida mediante mejoras en la eficiencia energética. Como resultado, el sector terciario avanza hacia una estructura de consumo más eficiente, electrificada y con menores emisiones de gases de efecto invernadero, alineada con los objetivos nacionales de transición energética y carbono neutralidad.

4.3 Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales priorizadas sector terciario

El análisis beneficio/costo de las medidas priorizadas para el sector terciario evidencia diferencias importantes según la perspectiva evaluada (privada, sistema energético y social). Sus resultados reflejan la necesidad de combinar instrumentos regulatorios, incentivos económicos y mecanismos de financiación para lograr una implementación efectiva de las medidas de eficiencia energética.

Tabla 14. Análisis B/C sector terciario

Medida	B/C privado	B/C sistema	B/C social
Fuerza motriz	0,45	4,29	0,30
Iluminación LED -	0,16	5,05	2,40
Calor directo eficiencia energética	10,06	8,19	0,28
Calor directo sustitución	0,12	0,14	3,58
Aire acondicionado	4,03	4,27	0,61
Refrigeración	5,02	4,28	0,39
Construcción sostenible	0,25	4,29	2,20
AMI	4,58	3,55	5,97
Distritos energéticos	0,40	0,40	1,79
Otros	0,32	3,84	0,86

Fuente: UPME - Cifras preliminares

Desde la perspectiva privada, las medidas con mayor rentabilidad corresponden a aquellas asociadas a procesos térmicos y sistemas de climatización. La mejora de la eficiencia energética en usos de calor directo presenta la relación beneficio/costo más alta (10,06), seguida de las medidas de refrigeración (5,02), la implementación de Infraestructura de Medición Avanzada – AMI (4,58) y las acciones sobre sistemas de aire acondicionado (4,03). Estos resultados indican que los beneficios económicos directos derivados de la reducción de los costos energéticos y operativos superan ampliamente las inversiones requeridas, convirtiéndolas en alternativas atractivas para los usuarios finales del sector.

Por el contrario, medidas como la iluminación LED (0,16), la sustitución de combustibles para electrificación de procesos energéticos (0,12), la construcción sostenible (0,25) y los distritos térmicos (0,40) presentan relaciones beneficio/costo inferiores a la unidad desde la óptica privada. Esto sugiere que, aunque generan beneficios energéticos y ambientales significativos, los altos costos iniciales de inversión limitan su adopción espontánea, por lo que requieren mecanismos de apoyo, incentivos tributarios, líneas de financiación preferencial o esquemas de promoción específicos.

Desde la perspectiva del sistema energético, la mayoría de las medidas presentan resultados favorables, con relaciones beneficio/costo superiores a la unidad. Se destacan especialmente las acciones de eficiencia energética en calor directo (8,19), iluminación LED (5,05), refrigeración (4,28), construcción sostenible (4,29), fuerza motriz (4,29) y aire acondicionado (4,27). Estos resultados reflejan importantes beneficios asociados a la reducción de la demanda energética, la disminución de pérdidas, el aplazamiento de inversiones en infraestructura energética y una mayor eficiencia global en el uso de los recursos energéticos nacionales.

En términos sociales, los mayores beneficios se observan en la implementación de AMI (5,97), la sustitución de combustibles por tecnologías eléctricas eficientes (3,58), la iluminación LED (2,40), la construcción sostenible (2,20) y los distritos energéticos (1,79). Estas medidas generan beneficios que trascienden el ahorro energético directo, incluyendo la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, mejoras en la calidad ambiental, fortalecimiento de la seguridad energética y contribuciones a los objetivos de transición energética y descarbonización del país.

Los resultados evidencian que las medidas asociadas a digitalización y gestión energética, particularmente la implementación de AMI, constituyen una de las alternativas más robustas al presentar relaciones beneficio/costo favorables en las tres perspectivas analizadas. Asimismo, la electrificación de usos térmicos y las estrategias de construcción sostenible muestran beneficios sociales significativos, aun cuando su rentabilidad privada es limitada, lo que justifica la intervención pública para acelerar su adopción.

En conjunto, el análisis confirma que la combinación de medidas de eficiencia energética, electrificación de usos finales y digitalización constituye la estrategia más efectiva para alcanzar las metas sectoriales de reducción de consumo energético y emisiones. No obstante, las diferencias observadas entre los indicadores privados y sociales sugieren la necesidad de diseñar instrumentos que permitan internalizar los beneficios ambientales y sistémicos de largo plazo, facilitando así una mayor penetración de las tecnologías con mayores aportes a la transición energética del sector terciario.

4.4 Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector terciario

- La transformación energética del sector terciario requiere una estrategia integral y escalonada que combine eficiencia energética, electrificación de usos finales, digitalización, modernización tecnológica y criterios de construcción sostenible. Considerando el crecimiento proyectado del consumo asociado a climatización, refrigeración, infraestructura digital y expansión del sector servicios, resulta

prioritario acelerar la adopción de tecnologías de alta eficiencia y fortalecer los instrumentos regulatorios y financieros que permitan reducir las barreras de implementación.

- Se recomienda priorizar, en el corto plazo, las medidas con mayores beneficios privados y sistémicos, particularmente aquellas relacionadas con la modernización de sistemas de climatización y refrigeración, la implementación de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), la automatización y control y la construcción sostenible. Estas medidas presentan altos potenciales de reducción de consumo energético y de emisiones, por lo que se recomienda, para su materialización, del diseño regulatorio oportuno y moderno.
- La implementación de AMI y sistemas avanzados de digitalización debe consolidarse como uno de los ejes estructurales de la transformación energética del sector terciario. Estas tecnologías permiten fortalecer la gestión activa de la demanda, habilitar esquemas de respuesta de demanda, optimizar la operación de edificaciones inteligentes y mejorar la calidad y trazabilidad de la información energética para la toma de decisiones. Asimismo, constituyen un habilitador fundamental para la incorporación de inteligencia artificial, analítica de datos y sistemas de gestión energética en tiempo real.
- Dado que los sistemas de climatización y refrigeración representan más del 50% del consumo eléctrico proyectado del sector, se recomienda articular los programas de reconversión tecnológica de equipos con mejores estándares de desempeño energético, con la aplicación de prácticas de construcción sostenible, que disminuyan la carga térmica y hagan más eficiente el uso de este tipo de equipos; en edificaciones comerciales, institucionales y de servicios.
- El crecimiento esperado de centros de datos e infraestructura digital requiere el desarrollo de lineamientos específicos de eficiencia energética para este tipo de instalaciones, considerando su carácter electro intensivo y su impacto creciente sobre la demanda eléctrica nacional. En este sentido, se recomienda promover estándares de eficiencia para data centers, esquemas de certificación energética, sistemas avanzados de enfriamiento y estrategias de reutilización de calor residual. Asimismo, se recomienda incorporar criterios de flexibilidad y gestión de demanda que permitan reducir impactos sobre el sistema eléctrico durante periodos críticos e incluso que se conviertan en una estrategia estructural para la resiliencia del sistema energético nacional.
- En materia de electrificación, se recomienda fortalecer los mecanismos de promoción para la sustitución progresiva de combustibles fósiles en procesos térmicos de baja y media temperatura, especialmente en aplicaciones de cocción y

calentamiento de agua. Tecnologías como estufas de inducción, bombas de calor y hornos eléctricos eficientes presentan importantes beneficios ambientales y sistémicos, aunque requieren instrumentos de apoyo que reduzcan las barreras económicas iniciales. En este contexto, se recomienda ampliar los incentivos tributarios, desarrollar líneas de crédito verde y esquemas ESCO, continuar con el fortalecimiento de estrategias de tercerización de servicios y mecanismos de financiación climática orientados a acelerar la electrificación de usos finales.

- Se recomienda acelerar la implementación de estándares de construcción sostenible y desempeño energético para nuevas edificaciones y grandes renovaciones, incorporando criterios diferenciados según condiciones climáticas regionales. La integración de estrategias pasivas de diseño, ventilación natural, control solar, materiales de alto desempeño térmico, iluminación eficiente y automatización de edificaciones puede generar reducciones estructurales y permanentes en la demanda energética del sector. De igual manera, se recomienda fortalecer el etiquetado energético de edificaciones y avanzar hacia metas graduales de edificaciones de consumo energético casi nulo y carbono neutral.
- Resulta prioritario fortalecer los mecanismos de articulación territorial e institucional para la implementación de medidas de eficiencia energética. En este sentido, se recomienda consolidar figuras como gestores energéticos municipales y regionales, fortalecer las capacidades técnicas de entidades territoriales y promover programas sectoriales de asistencia técnica dirigidos a hospitales, hoteles, centros comerciales, instituciones educativas y edificaciones públicas.
- Se recomienda dar continuidad a esquemas integrales de gestión energética en el sector público como mecanismo demostrativo y de liderazgo institucional, priorizando la implementación de sistemas de monitoreo, automatización, submedición, control operativo y mantenimiento eficiente en edificaciones estatales. Estas acciones pueden generar reducciones significativas en el gasto público asociado al consumo energético y facilitar la replicabilidad de buenas prácticas en otros segmentos del sector terciario.
- En relación con iluminación y alumbrado público, se recomienda avanzar hacia esquemas de iluminación inteligente mediante sistemas de telegestión, sensores de ocupación, dimerización y control adaptativo, complementados con procesos de modernización tecnológica hacia soluciones LED de alta eficiencia. Estas medidas permiten reducir consumos energéticos, mejorar la calidad del servicio y optimizar la operación de la infraestructura urbana.
- Asimismo, se recomienda promover el desarrollo de distritos y soluciones energéticas integradas en zonas urbanas, industriales y complejos de servicios,

especialmente en áreas con alta densidad de demanda térmica y eléctrica. La integración de sistemas de frío, calor y energía eléctrica, complementados con fuentes no convencionales de energía renovable y almacenamiento energético, puede mejorar significativamente la eficiencia global del sistema energético urbano.

- Se recomienda desarrollar estrategias diferenciadas de eficiencia para subsectores intensivos en consumo energético dentro del sector terciario, particularmente hospitales, hoteles y centros comerciales, considerando sus perfiles específicos de demanda y operación continua. En el caso de hospitales y clínicas, resulta prioritario promover la modernización de sistemas de climatización y refrigeración, optimización de centrales térmicas, recuperación de calor, automatización de sistemas críticos y fortalecimiento de esquemas de gestión energética hospitalaria e implementación, de distritos energéticos en donde sea posible, dada la alta participación de consumos asociados a confort térmico, cadena de frío y operación permanente de equipos especializados.
- Para el sector hotelero, se recomienda impulsar programas orientados a la electrificación eficiente de cocción y calentamiento de agua, implementación de bombas de calor, automatización y control en habitaciones, sistemas inteligentes de climatización, aprovechamiento de energía solar térmica y fotovoltaica, así como estándares de construcción sostenible y certificaciones energéticas para nuevas infraestructuras turísticas. Estas medidas permiten reducir costos operativos, mejorar la competitividad del sector y fortalecer atributos de sostenibilidad en destinos turísticos.
- En el caso de centros comerciales y grandes superficies, se recomienda priorizar medidas asociadas a iluminación inteligente, climatización de alta eficiencia, sistemas de gestión energética centralizada, almacenamiento térmico, control de demanda y estrategias de flexibilidad energética. Asimismo, se recomienda promover esquemas de respuesta de demanda y gestión horaria del consumo que permitan reducir cargas en periodos de máxima demanda del sistema eléctrico, lo que implica el desarrollo del esquema normativo y regulatorio pertinente.
- De manera transversal, se recomienda fortalecer mecanismos de asistencia técnica, líneas de financiación verde con la banca privada para proyectos de modernización energética en estos subsectores, así como promover sistemas de monitoreo y submedición que permitan identificar oportunidades de mejora continua y verificar los resultados de ahorro energético y reducción de emisiones. Para esta estrategia vale la pena la inclusión de actores clave, como los comercializadores, distribuidores, asociaciones e incluso constructores, de tal manera que se diseñen programas de mayor alcance.

- La transición hacia edificaciones energéticamente eficientes y bajas en carbono requiere una estrategia integral que combine innovación tecnológica, medidas pasivas de construcción, digitalización, electrificación de usos finales y fortalecimiento de las capacidades de gestión energética. Los resultados del análisis beneficio/costo muestran que no todas las medidas presentan los mismos incentivos para su adopción, por lo que es necesario diseñar instrumentos diferenciados que permitan capturar los beneficios energéticos, económicos y ambientales identificados.
- Los resultados del análisis beneficio/costo evidencian que la maximización de los beneficios sectoriales requiere combinar medidas de rápida recuperación económica con acciones estructurales de largo plazo orientadas a la electrificación, digitalización y sostenibilidad de las edificaciones. Esta combinación permitirá capturar el potencial estimado de ahorro energético de 286,29 PJ y la reducción de aproximadamente 17,04 millones de toneladas de CO₂ equivalente, contribuyendo de manera significativa al cumplimiento de las metas nacionales de eficiencia energética, transición energética y carbono neutralidad
- Se recomienda fortalecer los instrumentos de seguimiento, monitoreo y evaluación de las medidas implementadas mediante sistemas nacionales de información energética, indicadores sectoriales y mecanismos de verificación de resultados. La consolidación de información de consumo, desempeño energético y reducción de emisiones permitirá mejorar la focalización de políticas públicas, optimizar la asignación de recursos y acelerar el cumplimiento de las metas nacionales de transición energética, eficiencia energética y carbono neutralidad.

5 ANÁLISIS SECTOR AGROPECUARIO

5.1 Línea base de consumo energético sector agropecuario

En 2023, la UPME contrató el estudio de “*Caracterización del consumo final de energía en los sectores agropecuario y agroindustrial, identificando los principales usos, equipos o tecnologías y energéticos; como insumo para la formulación de las estrategias y medidas de eficiencia energética*” (UPME-CORPOEMA, 2024) con el fin de estimar los consumos energéticos del sector APAI, desagregando el análisis por subsectores, pisos térmicos, usos, equipos o tecnologías, tipo de energéticos y prácticas de operación, a partir de información primaria y secundaria. Esta caracterización del consumo final de energía se realizó teniendo en cuenta los subsectores y la clasificación CIIU determinada por el DANE, según la cual los procesos

productivos agropecuarios, forestales y piscícolas están contemplados en las divisiones 01, 02 y 03, particularmente de la sección A (Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca) (UPME-CORPOEMA, 2025).

Dada la heterogeneidad de los procesos que consumen energía según el nivel de actividad y la tecnología utilizada para la obtención de alimentos, forraje, fibra y otras materias primas previas a la transformación, estos incorporan numerosos equipos y procesos mecanizados. Muchos de ellos presentan características operativas similares entre distintos cultivos, independientemente del producto final. Por ello, con el fin de realizar una caracterización energética más eficiente y sistemática, los procesos productivos se agruparon en conjuntos homogéneos, clasificados según similitudes en actividades, procedimientos mecanizados y patrones de consumo energético asociados a la obtención de un producto final, entendido como insumo de un proceso posterior de manufactura. Además, se analizaron casos particulares como café y palma de aceite, que incluyen procesos adicionales realizados en la misma UPA, en el sector de silvicultura y actividades forestales, aunque existen similitudes con la agricultura, se presentan diferencias relevantes en la periodicidad de los cultivos y en los equipos utilizados. En el sector pesquero se integraron la pesca y la acuicultura en una sola cadena productiva, diferenciando entre pesca marítima y de aguas continentales, e iniciando el análisis desde el proceso de pesca o cosecha.

Figura 30. Alcance de subsectores analizados para el sector APAI

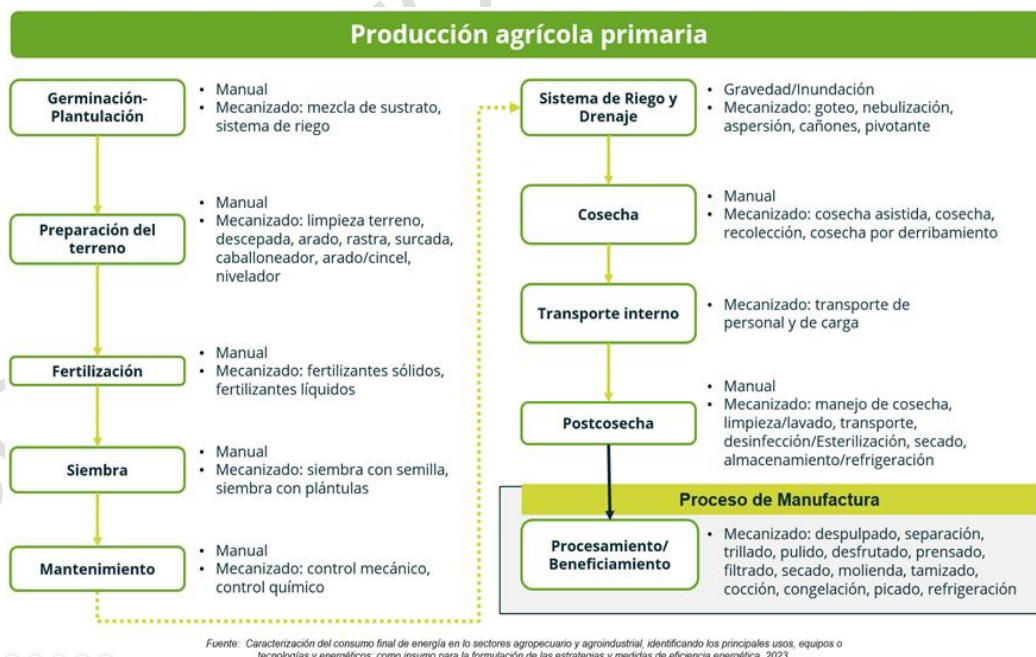
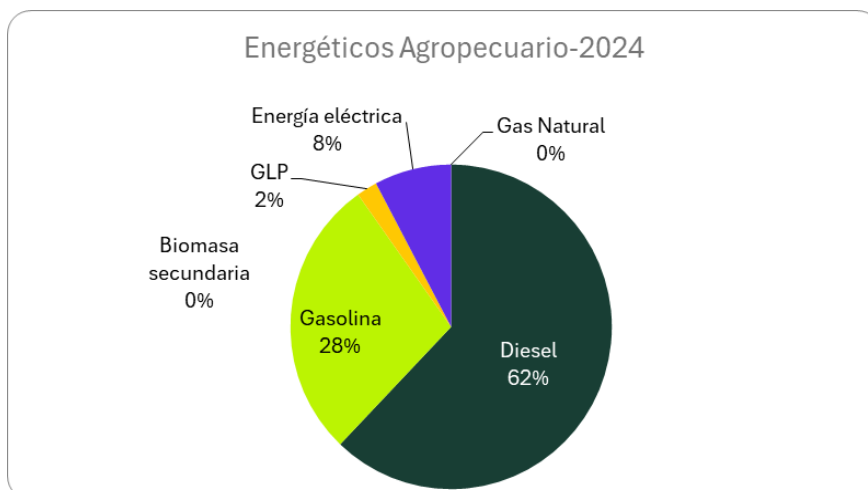


Figura 31. Balance de consumo sector agropecuario



Fuente: UPME a partir de BECO (2025), UPME-CORPOEMA Caracterización del sector terciario (2022), UPME-CORPOEMA (2025)

La distribución de usos de los energéticos en el sector, muestra una mayor participación de combustibles líquidos, con el 62% de Diesel y 28% en gasolina, con lo que se alcanza el Pareto del sector, con proporciones menores en consumos de energía eléctrica, GLP y biomasa.

Figura 32. Distribución de consumo energético por uso sector agropecuario

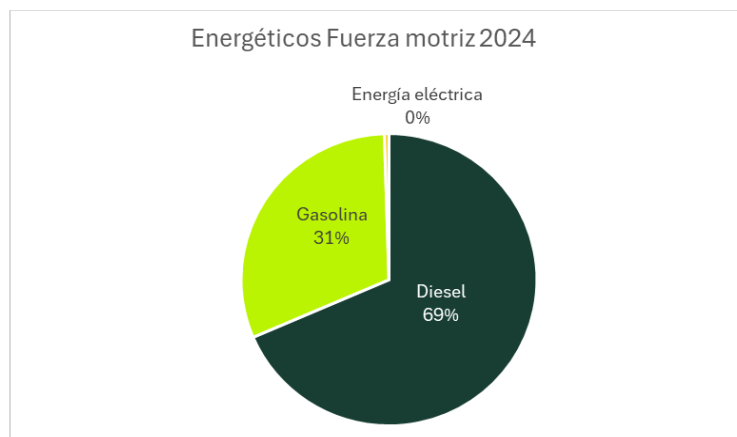


Fuente: UPME a partir de BECO (2025), UPME-CORPOEMA Caracterización del sector terciario (2022), UPME-CORPOEMA (2025)

De estos resultados se observa que los principales usos finales de la energía se concentran especialmente en fuerza motriz (97,54 %), climatización (1,76 %) y calor directo (0,54%). En el caso de la fuerza motriz (97,54%), los equipos asociados identificados son: tractores,

cosechadoras, bombas, guadañas, entre otros, en donde los energéticos descritos anteriormente, se requieren para alimentar un dispositivo o sistema mecánico y así generar movimiento y realizar un trabajo. Esta composición de usos del sector permite concentrar el análisis en los energéticos destinados a fuerza motriz, de los cuales el 69% corresponde a consumos en Diésel y el 31% a consumos de gasolina, mientras que la participación de la energía eléctrica resulta marginal.

Figura 33. Distribución de consumo por energético sector agropecuario – Fuerza motriz



Fuente: UPME a partir de BECO (2025), UPME-CORPOEMA Caracterización del sector terciario (2022), UPME-CORPOEMA (2025)

Entre los otros usos energéticos del sector, la climatización se asocia principalmente a actividades como la cría de cerdos, aves de corral y acuicultura, en las que se utilizan equipos de aire acondicionado, lámparas de calefacción y bombillas infrarrojas para favorecer las condiciones de crecimiento y producción.

Para el uso de calor directo (0,54 %), este se relaciona con actividades de limpieza de material, mantenimiento y procesos de crianza y crecimiento de aves, utilizando equipos como estufas, sopletes, flameadores, incubadoras, lámparas de calefacción y bombillos. Por otra parte, el uso de equipos de refrigeración (0,02%), se identifica principalmente en actividades de grupos homogéneos del sector pecuario, especialmente en los procesos de refrigeración de leche y en el sector floricultor, mediante equipos como neveras, tanques de enfriamiento y cuartos fríos.

La caracterización energética del sector agropecuario permite concluir que el consumo energético del sector está fuertemente concentrado en combustibles líquidos, especialmente diésel (62 %) y gasolina (28 %), lo que evidencia una elevada dependencia de energéticos fósiles para el desarrollo de las actividades productivas rurales. Esta estructura de consumo tiene implicaciones directas sobre la seguridad energética, la exposición a la volatilidad de precios y el cumplimiento de metas de descarbonización del país.

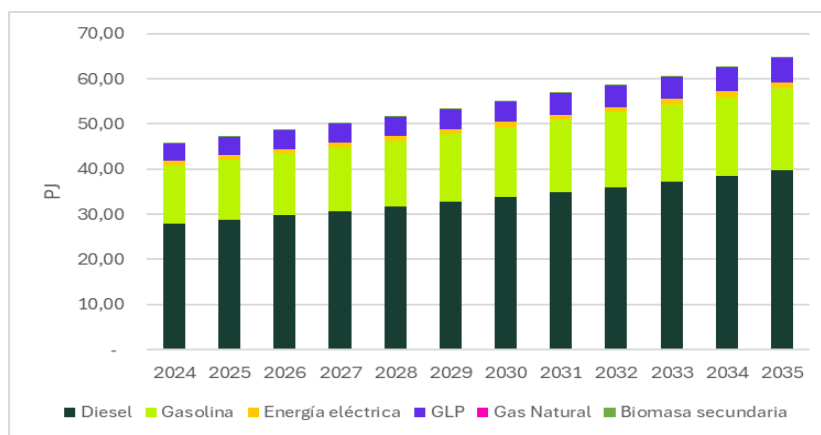
Por otra parte, aunque el sector presenta una alta diversidad de subsectores, pisos térmicos y tipos de producción, la clasificación de procesos en grupos homogéneos demuestra que existen patrones de consumo energético similares entre distintos cultivos y actividades. Esta condición facilita el diseño de medidas transversales de eficiencia energética, estandarización tecnológica y programas sectoriales que puedan escalarse a nivel nacional. No obstante, algunos subsectores específicos como el cafetero y el de palma de aceite incorporan procesos adicionales dentro de la misma unidad productiva, así como actividades asociadas a la silvicultura y la pesca, tanto marítima como continental, presentan requerimientos energéticos particulares relacionados con la periodicidad de las actividades productivas, los equipos utilizados y las condiciones operativas. Estas características evidencian la necesidad de implementar estrategias diferenciadas de planeación y eficiencia energética, ajustadas a las condiciones técnicas y operativas propias de cada subsector.

En el estudio desarrollado por UPME-CORPOEMA, 2025 se propone establecer la línea base de consumo energético del sector agropecuario (APAI), mediante un ejercicio de modelación bajo dos escenarios de proyección: (i) un escenario basado en la evolución histórica de los volúmenes de producción de cada grupo homogéneo y (ii) un escenario sustentado en la tasa de crecimiento del PIB del sector APAI. Esta aproximación permite capturar tanto la dinámica productiva específica de los subsectores como su comportamiento macroeconómico agregado.

La aplicación del modelo muestra tendencias de crecimiento por grupo homogéneo, utilizando como referencia una línea base tomada de la Caracterización Energética 2023 (UPME-CORPOEMA, 2024), alcanzando un consumo total de 45,73 PJ en el 2024. Para los subsectores con información estadística robusta de producción. Los resultados, de las proyecciones evidencian una heterogeneidad significativa en las tasas de crecimiento, con incrementos moderados en actividades tradicionales de alta participación, como ganadería (2,41 %), café (2,02 %) y arroz mecanizado (4,07 %), y tasas elevadas en subsectores emergentes o de menor escala, como algodón (14,52 %), frutas con baja mecanización (9,49 %), acuicultura (8,02 %) y aguacate (7,91 %). Estas diferencias reflejan dinámicas productivas diferenciadas y tienen implicaciones directas sobre la evolución futura de la demanda energética del sector.

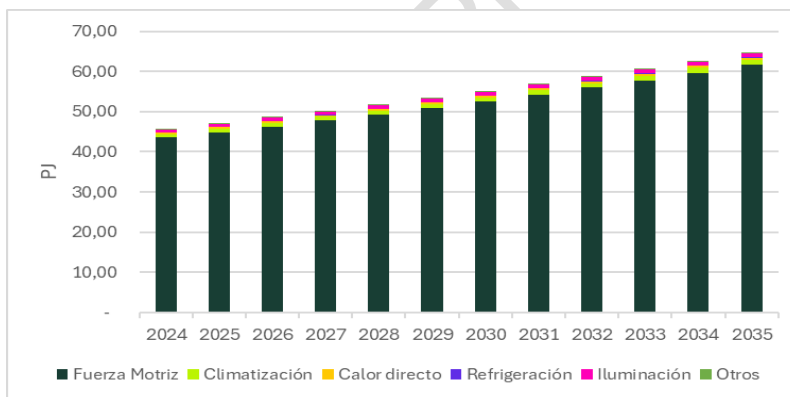
A partir de estas tasas de crecimiento, se construyó la proyección de la línea base de los consumos energéticos para la totalidad de los grupos homogéneos, constituyendo un insumo clave para la estimación de la demanda energética futura y para la formulación de estrategias de eficiencia y transición energéticas en el sector.

Figura 34. Proyección línea base por energético sector agropecuario



Fuente: UPME a partir de UPME-CORPOEMA (2024)

Figura 35. Proyección línea base por uso sector agropecuario



Fuente: UPME a partir de UPME-CORPOEMA (2024)

De acuerdo con las consideraciones de la proyección, el consumo del sector agropecuario podría ubicarse alrededor de los 64 PJ para el año 2035, de los cuales 61 PJ estarían asociados a consumos en fuerza motriz, manteniendo consumos mínimos en los otros usos. En cuanto a los energéticos, el mayor consumo corresponde a consumos de diésel con cerca de 39 PJ, gasolina con 18,26 PJ, GLP 5,37 PJ y 1,33 PJ de energía eléctrica.

5.2 Línea meta y medidas de eficiencia energética priorizadas sector agropecuario

La caracterización detallada del consumo final de energía por subsectores, usos, equipos y energéticos constituye un insumo clave para la formulación de estrategias nacionales de eficiencia energética, transición energética justa y desarrollo rural sostenible. En particular, permite diseñar programas de reconversión tecnológica, modernización productiva y esquemas de financiamiento hacia los procesos y actividades con mayor impacto energético y ambiental dentro del sector.

Este enfoque se articula con los objetivos establecidos en el CONPES 2149 de 2023, el cual plantea como parte de las políticas de reindustrialización, la promoción de cadenas productivas agrícolas como panela, maíz, lácteos, carne, papa, arroz, forestación, bioinsumos, entre otras y el fomento de la producción de bioinsumos y bioproductos para fertilizantes, alimentación y materiales (DNP, 2023).

En este sentido, la concentración casi absoluta del uso energético en fuerza motriz, con el 97,54 % del consumo final de energía del sector se destina a fuerza motriz, asociada principalmente al funcionamiento de maquinaria agrícola y pecuaria como tractores, cosechadoras, bombas y otros equipos mecanizados. Esta concentración del consumo en un solo uso final permite focalizar las estrategias de eficiencia energética, sustitución tecnológica y electrificación en un conjunto claramente identificado de equipos y procesos.

A partir de los estudios realizados, se identificó como una de las medidas con mayor potencial de ahorro energético el suministro de energía eléctrica para procesos del sector, mediante sistemas de generación de energía solar. Esta medida consiste en la sustitución de motores diésel y gasolina por motores eléctricos en aplicaciones estacionarias, tipificándose como una medida de sustitución de combustibles, con un potencial de ahorro teórico de hasta el 54% en consumos de diésel y del 63% en consumos de gasolina. No obstante, considerando las particularidades de las actividades productivas en Colombia, los retos de implementación y el nivel de madurez tecnológica (TRL) de los equipos involucrados, que en su mayoría corresponden a TRL superiores a 9, se estimó un porcentaje de ahorro alcanzable del 25% para consumos asociados a diésel y del 30% para consumos de gasolina.

Estos porcentajes de ahorro fueron aplicados al consumo energético de equipos estacionarios utilizados en diferentes actividades del sector agropecuario, como: i) cultivos agrícolas, en equipos empleados para riego y drenaje, fertilización y procesos de postcosecha ii) actividades pecuarias en equipos empleados para alimentación, crianza y crecimiento animal, enfriamiento de leche y ferti-riego ii) silvicultura y extracción de madera, en equipos de riego y drenaje y iv) acuicultura y pesca en equipos de almacenamiento, oxigenación, recirculación y procesos de

postcosecha. La implementación de esta medida permitiría alcanzar ahorros estimados de 57,75 PJ, equivalentes a una reducción de 3,82 MtCO₂eq en emisiones evitadas.

En buenas prácticas operacionales (BPO), se identifica una medida con un alto potencial de ahorro energético asociada a la promoción de programas de mantenimiento para los motores diésel utilizados por productores agropecuarios de diferentes escalas productivas, en actividades agrícolas, pecuarias, de silvicultura y extracción de madera, así como de acuicultura y pesca.

En cultivos agrícolas, la medida aplica a equipos como tractores y sus accesorios, guadañas, motosierras, volquetas, tractomulas, aguilones, ahoyadores, bombas de agua, bombas de espalda, bombas estacionarias, camionetas, cuatrimotos, fumigadoras, guadañadora, motobombas y motocultores. En actividades pecuarias en equipos como bombas de ordeño, bombas estacionarias, motobombas, tractores y accesorios, plantas diésel, bombas de espalda, bombas de ordeño, bombas estacionarias, guadañas, hidrolavadoras, motobombas, picadoras. Para silvicultura y extracción de madera, se consideran equipos como brazos hidráulicos, sembradoras, tractores, guadañas y motosierras y en acuicultura y pesca la medida contempla motobombas, pesca con grúa, plantas diésel, tractores, guadañas y motores fuera de borda. La implementación de esta medida permitiría alcanzar ahorros estimados de 12,65 PJ y una reducción de 0,94 MtCO₂eq.

Finalmente, en materia de reconversión tecnológica, se plantea como medida de eficiencia energética el aprovechamiento de la energía solar obtenida a partir de calentadores solares para aplicaciones de calor directo que utilizan como energético base GLP o energía eléctrica de la red o de sistemas aislados.

Esta medida presenta potencial de aplicación en grupos homogéneos de ganado, aves de corral y huevos, en procesos relacionados con mantenimiento de establos, alistamiento de galpones, mantenimiento de pollos, levante y desplume de pollos destinados a la producción de huevos, con potencial teórico de ahorro del 80% del consumo energético asociado a las actividades anteriormente mencionadas. Sin embargo, considerando la caracterización del sector APAI en Colombia, se estimó un potencial de ahorro aplicable del 50%. Con ello, la implementación de la medida permitiría alcanzar ahorros de 0,51 PJ y una reducción de 32 ktCO₂eq en emisiones evitadas.

Dentro de otras medidas de reconversión tecnológica del sector APAI, se plantea la Implementación de unidades condensadoras en cuartos fríos, mediante la incorporación de compresores con variador de velocidad, válvulas de expansión electrónica con sistemas de control inteligente para aplicaciones de climatización, aportando 0,16 PJ de ahorros adicionales.

En resumen, la participación marginal de la energía eléctrica en los usos de fuerza motriz evidencia un bajo nivel de electrificación productiva en el sector, lo que representa una

oportunidad significativa para promover la transición hacia tecnologías eléctricas más eficientes, como motores eléctricos, sistemas de bombeo electrificados y soluciones híbridas o de generación distribuida basada en energías renovables, especialmente en zonas con acceso limitado o intermitente a combustibles líquidos.

Tabla 15. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector agropecuario

Tipo de Medida	Medida	Potencial de ahorro (PJ)	Reducción de Emisiones (MtCO ₂ eq)
Sustitución de combustible	Suministro de energía eléctrica para procesos del sector APAI, a partir de energía solar (Diesel/gasolina en fuerza motriz)	41,80	2,98
Sustitución de combustible	Reemplazo de motores diésel y gasolina por motores eléctricos en aplicaciones estacionarias en el sector APAI. (Diesel en fuerza motriz)	15,90	1,18
BPO	Implementar acciones asociadas a operar y mantener de forma eficiente los motores y así reducir el consumo de energía (Diesel en fuerza motriz)	12,65	0,94
Sustitución de combustible	Suministro de energía eléctrica para procesos del sector APAI, a partir de energía solar (Gasolina en fuerza motriz) (Energía eléctrica en fuerza motriz)	0,05	0,00
Reconversión tecnológica	Aprovechamiento de la energía solar obtenida a partir de calentadores solares para aplicaciones en el sector APAI. (GLP calor directo/Energía eléctrica)	0,51	0,03
Reconversión tecnológica	Implementación de unidades condensadoras en cuartos fríos del sector APAI, con compresor con variador, y válvula de expansión electrónica con control de sistemas.	0,16	0,01
BPO	Implementación de sistemas de control inteligente para aplicaciones de climatización en el sector APAI	0,09	0,01

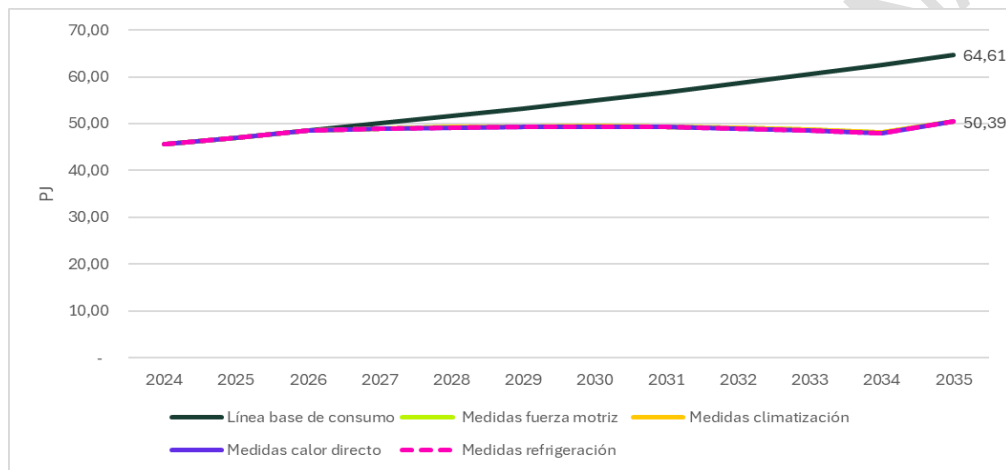
Fuente: Construcción propia con base en los estudios (UPME-CORPOEMA, 2025) (UPME-CORPOEMA, 2023)

A partir de la Tabla 15, una vez implementadas las medidas propuestas se obtendría un total de ahorro de 71,17 PJ acumulado entre los años 2026 y 2035, con un efecto en emisiones evitadas de 5,15 MtCO₂eq. De esta reducción el 73% se alcanza con la medida

de reemplazo de motores diésel y gasolina por motores eléctricos en aplicaciones estacionarias, así mismo medidas de mantenimiento de motores, aportaría 18% de ahorro sobre esta meta de ahorro.

Con estos resultados, la aplicación de las medidas de eficiencia energética permitiría que la demanda de energéticos para el 2035 logre reducir el consumo proyectado de 64,61 PJ a 50,39 PJ, con aproximadamente 28% de ahorro.

Figura 36. Proyección línea meta por uso sector agropecuario



Fuente: UPME a partir de UPME-CORPOEMA (2025), UPME-CORPOEMA (2023)

Tabla 16. Resumen de resultados sector agropecuario

Energéticas	71,1 PJ
Ambientales	5,15 MtCO ₂ eq.

Fuente: UPME

5.3 Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales priorizadas sector agropecuario

El análisis beneficio-costos de las medidas priorizadas para el sector agropecuario evidencia una diferencia significativa entre los beneficios percibidos por los usuarios y aquellos que se generan para el sistema energético y la sociedad. Esta situación refleja las particularidades del sector, caracterizado por una alta dispersión geográfica, una elevada

dependencia de combustibles líquidos y la presencia de barreras económicas y tecnológicas que limitan la adopción de soluciones más eficientes, aun cuando estas generan beneficios relevantes a nivel nacional.

Tabla 17. Análisis B/C sector agropecuario

Medida	B/C Usuario	B/C Sistema	B/C Sociedad
Suministro de energía eléctrica para procesos del sector APAI, a partir de energía solar (Diesel/gasolina en fuerza motriz/)	0,06	41,74	0,24
Reemplazo de motores diésel y gasolina por motores eléctricos en aplicaciones estacionarias en el sector APAI. (Diesel en fuerza motriz)	0,04	39,85	3,13
Implementar acciones asociadas a operar y mantener de forma eficiente los motores y así reducir el consumo de energía (Diesel en fuerza motriz)	0,13	0,54	-
Aprovechamiento de la energía solar obtenida a partir de calentadores solares para aplicaciones en el sector APAI. (GLP calor directo/Energía eléctrica)	0,06	0,09	144,83
Implementación de unidades condensadoras en cuartos fríos del sector APAI, con compresor con variador, y válvula de expansión electrónica con control de sistemas.	0,21	1,36	171,11
Implementación de sistemas de control inteligente para aplicaciones de climatización en el sector APAI	0,06	4,37	0,43

Fuente: UPME - Cifras preliminares

Desde la perspectiva del usuario, ninguna de las medidas evaluadas presenta relaciones beneficio-costos superiores a uno. Los mejores resultados corresponden a la implementación de unidades condensadoras eficientes en cuartos fríos (0,21) y a las acciones de operación y mantenimiento eficiente de motores (0,13). Aunque estas medidas generan ahorros energéticos, los costos iniciales de inversión, las dificultades de acceso a financiamiento y los tiempos de recuperación limitan su atractivo económico para los productores agropecuarios. Este resultado evidencia la necesidad de fortalecer mecanismos de apoyo financiero, instrumentos de política pública y programas de asistencia técnica que permitan acelerar la adopción de tecnologías eficientes en el sector.

Desde la perspectiva del sistema energético, los resultados son sustancialmente más favorables. Se destacan especialmente las medidas asociadas al suministro de energía eléctrica para procesos productivos mediante sistemas solares (41,74) y el reemplazo de motores diésel y gasolina por motores eléctricos en aplicaciones estacionarias (39,85).

Estas medidas generan importantes beneficios derivados de la reducción del consumo de combustibles fósiles, la disminución de la dependencia energética, la reducción de pérdidas asociadas a la cadena de suministro de combustibles y una mayor eficiencia en el uso de la energía. Asimismo, la implementación de sistemas de control inteligente para aplicaciones de climatización (4,37) y la modernización de sistemas de refrigeración (1,36) presentan beneficios positivos para el sistema, aunque con impactos energéticos más localizados.

Desde la perspectiva social, los mayores beneficios se observan en las medidas de reconversión tecnológica asociadas a procesos térmicos y de refrigeración. La implementación de unidades condensadoras eficientes en cuartos fríos alcanza una relación beneficio-coste de 171,11, mientras que el aprovechamiento de energía solar para aplicaciones de calor directo presenta un indicador de 144,83. Estos resultados reflejan los importantes beneficios asociados a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la disminución de contaminantes locales, el fortalecimiento de la seguridad energética rural y la mejora de la productividad de las actividades agropecuarias. De igual manera, el reemplazo de motores de combustión por motores eléctricos presenta una relación beneficio-coste social de 3,13, consolidándose como una de las medidas con mayor potencial transformador para el sector.

Los resultados preliminares, permiten identificar que la electrificación de la fuerza motriz constituye la principal oportunidad de transformación energética del sector agropecuario. Esta medida no solo aporta el mayor potencial de ahorro energético y reducción de emisiones, sino que además genera beneficios significativos para el sistema energético y la sociedad. Sin embargo, los bajos indicadores beneficio-coste desde la perspectiva del usuario evidencian que su implementación difícilmente ocurrirá de manera espontánea, por lo que requiere instrumentos específicos de política pública orientados a facilitar el acceso a financiamiento, promover esquemas de renovación tecnológica y reducir los costos de adopción.

De manera complementaria, las soluciones basadas en energía solar para aplicaciones productivas rurales presentan beneficios sistémicos y sociales particularmente elevados. Estas tecnologías contribuyen a reducir la dependencia de combustibles fósiles, mejorar la resiliencia energética de las actividades agropecuarias y ampliar el acceso a servicios energéticos modernos en zonas rurales. En consecuencia, su promoción resulta coherente con los objetivos nacionales de transición energética, desarrollo rural sostenible y descarbonización de la economía.

En conjunto, el análisis beneficio-coste confirma que las medidas con mayor impacto para el sector agropecuario corresponden a aquellas orientadas a la electrificación de procesos productivos, la incorporación de energías renovables y la modernización tecnológica de equipos. No obstante, las diferencias observadas entre los beneficios privados y los

beneficios sociales evidencian la necesidad de implementar instrumentos de política, financieros y de acompañamiento técnico que permitan internalizar los beneficios colectivos de largo plazo y acelerar la transformación energética del sector. Estas acciones contribuirán a materializar el potencial estimado de ahorro energético de 71,17 PJ y la reducción de aproximadamente 5,15 millones de toneladas de CO₂ equivalente durante el horizonte de análisis.

5.4 Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector agropecuario

- La estructura de consumo energético del sector agropecuario colombiano evidencia una alta dependencia de diésel y gasolina, los cuales representan cerca del 90 % del consumo final de energía y abastecen principalmente los usos asociados a fuerza motriz. Esta condición genera oportunidades significativas para avanzar en procesos de eficiencia energética, electrificación y descarbonización, orientados a mejorar la productividad, reducir los costos operativos y fortalecer la sostenibilidad de las actividades rurales.
- En este contexto, se recomienda priorizar la electrificación progresiva de los procesos productivos asociados a fuerza motriz, especialmente en aplicaciones estacionarias como sistemas de bombeo para riego y drenaje, equipos de fertirriego, sistemas de alimentación animal, procesos de acuicultura, enfriamiento de leche y actividades de postcosecha. Los resultados del análisis energético muestran que esta medida concentra el mayor potencial de ahorro energético y reducción de emisiones del sector, al tiempo que genera importantes beneficios para el sistema energético, contribuyendo a disminuir la dependencia de combustibles fósiles en las zonas rurales.
- Para facilitar esta transición, resulta fundamental fortalecer programas de financiamiento orientados a la renovación tecnológica de maquinaria y equipos agropecuarios, promoviendo el acceso a motores eléctricos de alta eficiencia, sistemas de bombeo eficientes y tecnologías de automatización. De manera complementaria, se recomienda diseñar instrumentos financieros específicos para pequeños y medianos productores, quienes enfrentan mayores barreras de acceso al crédito y dificultades para realizar inversiones iniciales en tecnologías eficientes.
- Se recomienda impulsar la integración de sistemas solares fotovoltaicos locales para el suministro de energía en procesos productivos rurales. Esta medida adquiere especial relevancia en zonas apartadas o con limitaciones en el acceso a combustibles y a la infraestructura energética convencional. La generación

distribuida mediante energía solar puede contribuir a mejorar la seguridad energética de las explotaciones agropecuarias, reducir la exposición a la volatilidad de los precios de los combustibles y aumentar la competitividad de las cadenas productivas rurales.

- Los resultados del análisis beneficio-costos, evidencian que, aunque las inversiones en electrificación y energías renovables presentan retornos privados limitados, generan beneficios significativos para el sistema energético y la sociedad. En consecuencia, se recomienda fortalecer los mecanismos de política pública existente, incluyendo líneas de crédito verde, programas de cofinanciación, incentivos tributarios y esquemas de apoyo a la adopción tecnológica que permitan internalizar los beneficios ambientales y sociales derivados de estas inversiones.
- De igual manera, se recomienda consolidar programas nacionales de buenas prácticas operacionales y mantenimiento eficiente de motores y maquinaria agrícola. Estas acciones representan una de las alternativas de implementación más rápida y de menor complejidad técnica, permitiendo generar ahorros energéticos relevantes mediante mejoras en la operación de tractores, motobombas, equipos de fumigación, sistemas de ordeño, motores fuera de borda y demás equipos utilizados en las actividades agrícolas, pecuarias, forestales y pesqueras. La capacitación técnica, la asistencia rural especializada y la promoción de planes de mantenimiento preventivo constituyen herramientas fundamentales para alcanzar estos objetivos.
- En materia de reconversión tecnológica, se recomienda promover la adopción de calentadores solares para aplicaciones de calor directo en actividades pecuarias y avícolas, así como la modernización de sistemas de refrigeración mediante unidades condensadoras de alta eficiencia, variadores de velocidad y sistemas inteligentes de control. Aunque estos usos representan una participación relativamente baja dentro del consumo total del sector, presentan beneficios sociales y ambientales significativos, especialmente en términos de reducción de emisiones y mejora de la eficiencia operativa de los procesos productivos.
- Adicionalmente, se recomienda el diseño de programas interinstitucionales, con entidades clave como Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio, Ministerio de Minas y Energía, así como el SENA y universidades del país; que incorporen de manera integral componentes específicos de eficiencia energética, gestión de la energía y transición energética rural. La generación de capacidades técnicas en productores, asociaciones, cooperativas y entidades territoriales permitirá acelerar la adopción de nuevas tecnologías y garantizar la sostenibilidad de las inversiones realizadas.

- Considerando la heterogeneidad productiva del sector, también resulta conveniente diseñar estrategias diferenciadas para los distintos grupos homogéneos identificados en la caracterización energética. Sectores como la ganadería, el café, el arroz mecanizado, la acuicultura, la silvicultura y los cultivos permanentes presentan dinámicas operativas y requerimientos energéticos particulares que demandan soluciones adaptadas a sus condiciones productivas y territoriales.
- Finalmente, se recomienda fortalecer los sistemas de información y monitoreo energético del sector agropecuario mediante mecanismos de recopilación periódica de información sobre consumos, tecnologías y prácticas operativas. La disponibilidad de información actualizada permitirá evaluar el avance de las metas sectoriales, ajustar las estrategias implementadas y orientar de manera más eficiente los recursos públicos destinados a la promoción de la eficiencia energética.
- La implementación articulada de estas recomendaciones permitirá materializar el potencial de ahorro energético estimado de 71,17 PJ y la reducción acumulada de aproximadamente 5,15 MCO₂ equivalente al año 2035, contribuyendo simultáneamente al incremento de la productividad agropecuaria, al fortalecimiento de la competitividad rural y al cumplimiento de los objetivos nacionales de transición energética, seguridad energética y descarbonización de la economía.

6 ANÁLISIS SECTOR HIDROCARBUROS

6.1 Línea base de consumo energético sector hidrocarburos

El panorama de la producción nacional de hidrocarburos muestra un comportamiento decreciente en el periodo 2019-2024. En 2019 se produjeron 323,3 millones de barriles de petróleo, cifra que para 2024 registró una reducción del 12,5%. En 2024, Ecopetrol lideró la producción de petróleo con una participación de 60,1% sobre el total, seguido por Geopark (6,6%) y Frontera Energy (6,3%).

En el caso del gas natural, la tendencia es similar. La producción pasó de 786.669,2 MPC a 522.612,7 MPC lo que representa una reducción del 33,6%. Ecopetrol mantiene el liderazgo en la producción (70,1%), seguido por Hocol (10,1%) y CNE Oil & Gas (7,3%). En términos agregados, la suma de crudo y gas alcanzó un volumen de 378 millones de barriles equivalentes de petróleo (BEP) en 2024.

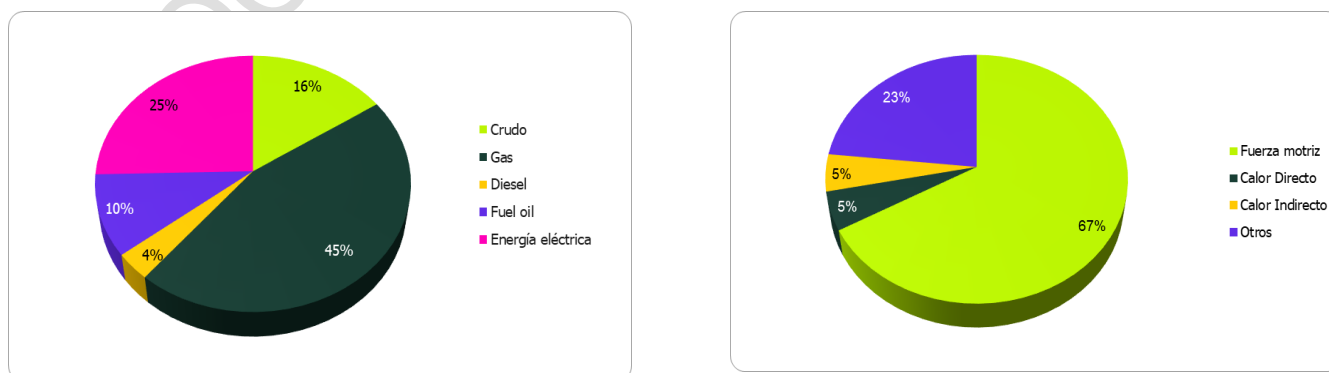
De acuerdo con los Informes históricos de Desempeño Ambiental de la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP), la etapa de producción (upstream) representa aproximadamente el 95% del consumo energético total del sector. Esto, debido a la alta intensidad energética de los procesos de levantamiento artificial, bombeo, compresión, separación y tratamiento de fluidos, mientras el transporte de hidrocarburos, que incluye principalmente la operación de oleoductos y gasoductos, concentra cerca del 5% del consumo energético, asociado principalmente a estaciones de bombeo y compresión; las actividades de sísmica y perforación tienen una participación mínima.

En términos generales, la estructura energética del sector se caracteriza por una alta dependencia de combustibles gaseosos y líquidos asociados a los propios procesos productivos. El gas natural constituye el principal energético utilizado en las operaciones, con una participación aproximada del 45% del consumo total, debido principalmente a su uso como combustible en procesos térmicos, generación de energía en sitio y operación de compresores. Le sigue la energía eléctrica proveniente del SIN, con una participación cercana al 25%, utilizada principalmente en sistemas de bombeo, compresión y equipos auxiliares de proceso.

Otros energéticos relevantes incluyen el crudo utilizado como combustible interno, con una participación cercana al 16%, el fuel oil con aproximadamente 10%, y el diésel, que representa alrededor del 4% del consumo energético total. Estos energéticos se emplean principalmente en equipos térmicos, generación local de energía eléctrica y respaldo operativo en instalaciones que no cuentan con conexión directa al SIN.

Durante los últimos años también se observa una creciente relevancia de la autogeneración de energía en campo, especialmente en instalaciones de producción remotas o en zonas con restricciones de conexión eléctrica. Esta tendencia responde tanto a la necesidad de mejorar la confiabilidad operativa como a estrategias de optimización energética y reducción de pérdidas.

Figura 37. Balance de consumo sector hidrocarburos



Fuente: ACP, ANH, ECP, UPME.

La distribución del consumo energético por usos en este sector evidencia una alta concentración en fuerza motriz, que representa aproximadamente el 67% del consumo energético total. Este resultado refleja la naturaleza intensiva en procesos mecánicos del sector, asociados principalmente a sistemas de bombeo y compresión utilizados en las etapas de producción y transporte de hidrocarburos. Por su parte, los usos térmicos presentan una menor participación, con cerca del 5% correspondiente a calor directo y 5% a calor indirecto, vinculados principalmente a procesos de calentamiento de fluidos, tratamiento de crudo y operaciones de separación. Finalmente, la categoría de otros usos agrupa principalmente la energía destinada a la generación o autogeneración para consumo propio dentro de las operaciones, incluyendo sistemas de generación eléctrica in situ que soportan la operación de los activos.

Esta desagregación de los usos finales de energía constituye un avance frente a ejercicios anteriores, aportando un mayor nivel de detalle requerido para la actualización del PAI PROURE. Al desagregar el consumo energético por uso, es posible identificar con mayor precisión aquellos más intensivos y, por tanto, con mayor potencial para la implementación de medidas de eficiencia energética en el marco del PROURE.

La digitalización se ha consolidado como un habilitador clave para la optimización de las operaciones, mediante la implementación de soluciones de submedición avanzada y control de procesos que integran medidores, sensores, sistemas SCADA/DCS y plataformas de análisis de datos, apoyadas en tecnologías como Internet de las Cosas (IoT), analítica de datos, inteligencia artificial y aprendizaje automático. La integración de estas herramientas permite fortalecer el control operacional a lo largo de la cadena de valor (upstream, midstream y downstream) y optimizar el desempeño energético mediante la aplicación de analítica avanzada, facilitando la generación de recomendaciones, la detección temprana de fallas y la toma de decisiones oportunas.

De forma complementaria, el sector ha avanzado en su proceso de descarbonización mediante la implementación de estrategias que, a su vez, fortalecen la eficiencia energética. Acciones como la reducción de emisiones fugitivas, la eliminación de venteos y quemas rutinarias, la electrificación de operaciones y la adopción de tecnologías más eficientes han permitido optimizar el uso de la energía y disminuir la huella de carbono. La eficiencia energética se posiciona como un componente fundamental de la descarbonización, contribuyendo simultáneamente a la sostenibilidad y competitividad del sector.

En conjunto, la evolución reciente del sector evidencia una transformación progresiva orientada a mejorar su desempeño energético, mediante la incorporación de nuevas tecnologías, la optimización de procesos y la adopción de buenas prácticas operativas. Este

proceso reconoce tanto el rol actual del sector en el sistema energético como las oportunidades de mejora en eficiencia energética, reducción de emisiones y modernización tecnológica a lo largo de la cadena de valor.

Para la proyección del consumo de energía del sector, se utilizaron indicadores de consumo por actividad, los cuales evolucionan en función de los escenarios de producción de petróleo y gas definidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023–2038 (PAGN) y en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos (PIACL). En el caso de las estaciones compresoras del Sistema Nacional de Transporte de gas, se consideraron adicionalmente las proyecciones de demanda.

En el caso de la oferta de gas natural, se tomó como referencia el potencial de producción nacional correspondiente al Escenario 2, considerando el análisis de balance oferta–demanda desarrollada en el Plan y la complejidad asociada a la incorporación de reservas en otros escenarios. En el caso del petróleo, el consumo se estimó con base en un escenario medio de producción, que contempla la incorporación de reservas con mayor nivel de incertidumbre. Este escenario parte del volumen de reservas probadas (P1) y asume la incorporación del 100 % de las reservas probables (P2), para un volumen total estimado de 2.576,9 Mbl.

De acuerdo con el documento de proyecciones de demanda de gas natural 2028–2038, la demanda media de las estaciones compresoras del sistema de transporte se estimó a partir del promedio de los últimos tres años del consumo de gas natural en cada nodo del sistema. Este valor se emplea como insumo para la construcción de la línea base de consumo energético de la oferta de hidrocarburos, junto con los demás energéticos utilizados en la operación.

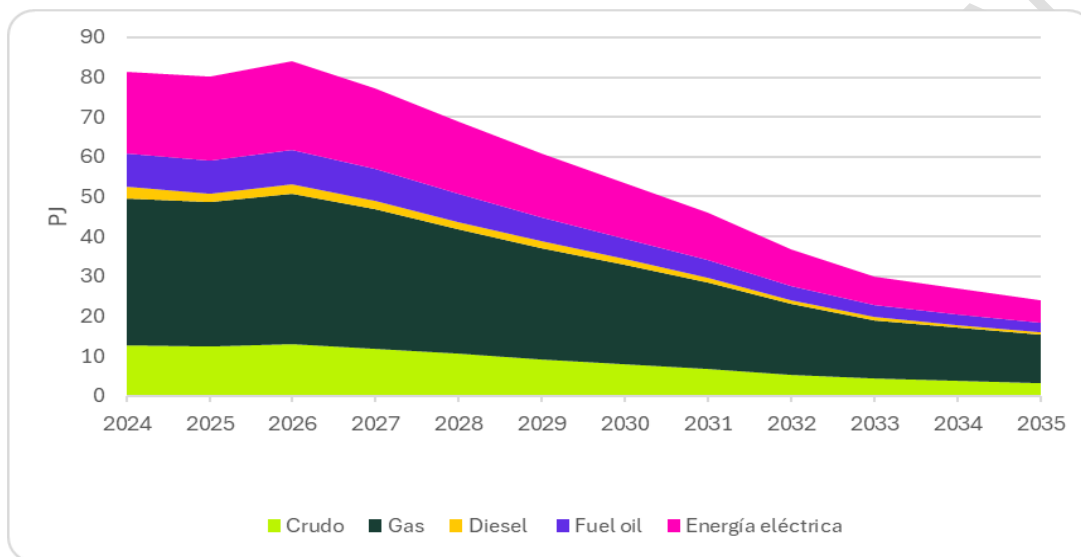
Como elemento diferencial de esta actualización del PAI PROURE, se incorporó una aproximación a la desagregación de los usos finales de la energía en el sector, a partir de la consolidación y análisis de información sectorial proveniente de fuentes estadísticas y reportes técnicos de empresas del sector. Como punto de partida, se identificaron los principales operadores cuya producción representa la mayor proporción de la producción nacional de crudo, con base en los reportes estadísticos publicados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Posteriormente, se revisaron fuentes de información relacionadas con el consumo de combustibles en las operaciones del sector, incluyendo inventarios de emisiones y reportes de sostenibilidad.

Con base en la información recopilada, los consumos energéticos fueron clasificados en cuatro categorías principales de uso: fuerza motriz, calor directo, calor indirecto y otros, permitiendo estimar su participación porcentual en el consumo energético sectorial y

aportar un mayor nivel de detalle para la identificación de oportunidades de eficiencia energética.

A partir de los supuestos de producción, demanda y caracterización de usos finales, se elaboró la proyección de la línea base de consumo energético del sector hidrocarburos, desagregada por tipo de energético y por uso, presentada a continuación:

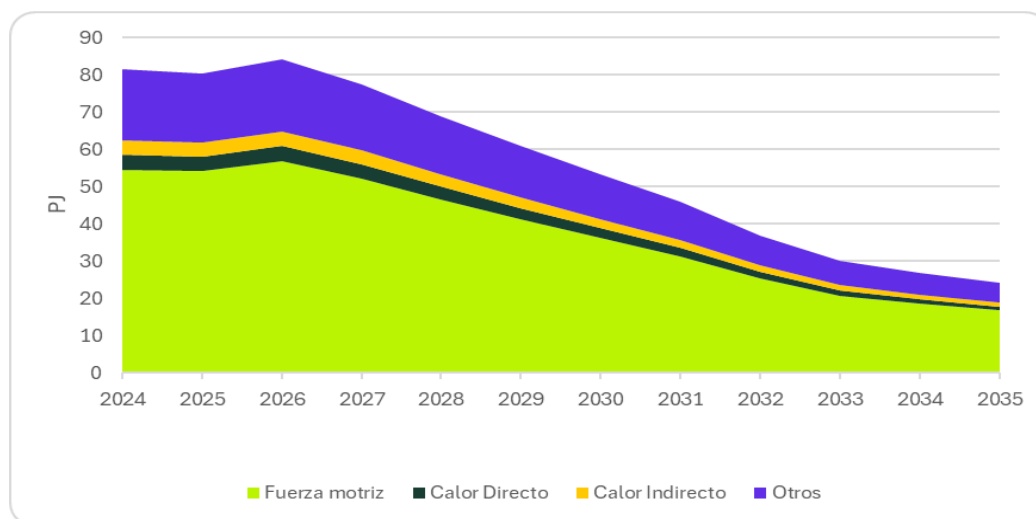
Figura 38. Proyección línea base por energético sector hidrocarburos



Fuente: UPME

La proyección de la línea base de consumo energético del sector hidrocarburos evidencia una tendencia decreciente a lo largo del periodo de análisis, pasando de 81,40 PJ en 2024 a 23,98 PJ en 2035, lo que representa una reducción aproximada de 57,4 PJ, equivalente a cerca del 70% del consumo inicial. Esta disminución está asociada principalmente a los supuestos de reducción en la actividad productiva de petróleo y gas, así como a mejoras en la eficiencia energética de las operaciones ya previstas por los agentes. En términos de composición, el consumo continúa dominado por energéticos asociados a fuerza motriz, particularmente gas natural y energía eléctrica, mientras que los combustibles líquidos como diésel y fuel oil presentan una participación menor y decreciente en el tiempo. Por su parte, el consumo de crudo mantiene una participación relevante en los primeros años, pero con una reducción progresiva hacia el final del periodo.

Figura 39. Proyección línea base por uso sector hidrocarburos



Fuente: UPME

Desde la perspectiva de los usos finales, la estructura del consumo energético se mantiene altamente concentrada en fuerza motriz a lo largo del periodo, en línea con la naturaleza operativa del sector. Este uso pasa de 54,41 PJ en 2024 a 16,64 PJ en 2035, manteniendo su predominancia dentro de la matriz energética. Los usos térmicos (calor directo e indirecto) conservan una participación menor y relativamente estable, con consumos que en conjunto disminuyen de aproximadamente 8,0 PJ a 2,15 PJ. Por su parte, la categoría de otros usos, que abarca la autogeneración de energía eléctrica para consumo propio, presenta una reducción progresiva, pasando de 18,99 PJ a 5,19 PJ al final del periodo.

6.2 línea meta y medidas de eficiencia energética priorizadas sector hidrocarburos

Las medidas de eficiencia energética para el sector hidrocarburos se enfocan en aquellas con mayor impacto en la reducción del consumo energético en las etapas de exploración y producción (upstream) y transporte, almacenamiento y procesamiento inicial (midstream), identificadas en el estudio *“Unravelling the potential of energy efficiency in the Colombian oil industry”*.

Con base en este referente, se desarrolló un análisis para estimar el impacto de cada medida y acción en el consumo energético, considerando de manera sistemática variables asociadas a la caracterización de la acción, aplicabilidad en el sector, potencial de ahorro y viabilidad de implementación. Este enfoque permite integrar información técnica

actualizada y parámetros representativos, asegurando una evaluación objetiva y comparable entre las distintas medidas analizadas.

Las medidas asociadas a la reconversión tecnológica se orientan a la optimización de procesos, el reemplazo de equipos por tecnologías de mayor eficiencia y el aprovechamiento energético de corrientes residuales. Este conjunto de acciones concentra uno de los mayores potenciales de ahorro del sector, con una contribución significativa en usos de fuerza motriz optimizando la intensidad energética de dichos procesos.

Este alto potencial está relacionado con las condiciones actuales de operación del sector, caracterizadas por una alta participación de esquemas de autogeneración con activos de varios años de operación y bajos niveles de eficiencia, y en muchos casos, operados mediante contratos tercerizados que priorizan la disponibilidad sobre el desempeño energético. La ausencia de indicadores de eficiencia en estos esquemas limita la implementación de mejoras operativas y tecnológicas, restringiendo la captura de ahorros energéticos significativos.

En este contexto, la reconversión tecnológica no solo representa una oportunidad de mejora técnica, sino también un frente estratégico para la incorporación de nuevos modelos contractuales y de gestión, tales como esquemas tipo ESCO, procesos de modernización de activos y la inclusión de indicadores de desempeño energético. Estas acciones contribuyen a la optimización del consumo energético en el sector hidrocarburos, al tiempo que facilitan la implementación de las medidas priorizadas y el cumplimiento de las metas definidas.

Las medidas asociadas a buenas prácticas operativas incluyen la implementación de sistemas de gestión de la energía, estrategias de digitalización, programas de operación y mantenimiento orientados a la eficiencia energética y la gestión operativa de la eficiencia térmica, consolidándose como un complemento fundamental a las medidas de reconversión tecnológica.

El sector hidrocarburos ha avanzado de manera importante en la adopción de sistemas de control, automatización y gestión energética, posicionándose como uno de los líderes a nivel nacional en la incorporación de estas prácticas. No obstante, persisten retos asociados a la cobertura integral de activos y en la integración de la gestión energética como parte estructural de la operación.

En particular, la digitalización energética ha evolucionado más allá de la medición, incorporando capacidades de analítica avanzada, inteligencia artificial y herramientas de optimización que permiten transitar hacia esquemas predictivos y prescriptivos que impactan en la eficiencia energética y la confiabilidad operativa. Sin embargo, en la

actualidad, aunque existe una alta disponibilidad de datos obtenidos mediante los sistemas SCADA, su aprovechamiento sigue siendo limitado en niveles más avanzados de análisis y optimización de la operación.

Como resultado de este análisis, se estimó el potencial de ahorro energético y de reducción de emisiones asociado a cada medida, basado en perfiles operativos representativos del sector. Con base en ello, la combinación de medidas de reconversión tecnológica y buenas prácticas operativas configura una ruta de eficiencia energética en el sector hidrocarburos, que sustenta la meta indicativa. A continuación, se presentan las medidas priorizadas que la componen.

Tabla 18. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector hidrocarburos

Tipo de Medida	Medida	Potencial de ahorro (PJ)	Porcentaje de aporte a la meta sectorial	Reducción de Emisiones (MtCO ₂ eq)
Buenas Prácticas	Sistemas de gestión de la energía	14,07	23,03%	0,81
Buenas Prácticas	Programas de operación y mantenimiento orientados a la eficiencia energética	3,47	5,69%	0,20
Buenas Prácticas	Gestión operativa de la eficiencia térmica	0,58	0,95%	0,037
Reconversión tecnológica	Optimización de procesos y reemplazo de equipos por tecnologías más eficientes	32,17	52,66%	1,88
Reconversión tecnológica	Recuperación y aprovechamiento energético para consumo en procesos internos	10,79	17,67%	0,66

Fuente: UPME

Como resultado de la implementación de las medidas de eficiencia energética priorizadas, se estima un potencial de ahorro total de 61 PJ, resultado de la combinación de acciones de reconversión tecnológica y buenas prácticas operativas.

Del potencial total estimado, 43 PJ (70,3%) se concentran en medidas de reconversión tecnológica, impulsadas principalmente por la electrificación y el reemplazo de equipos por tecnologías eléctricas eficientes, la implementación de esquemas de bombeo dual, la centralización de sistemas de enfriamiento en sustitución de configuraciones individuales y la recuperación y aprovechamiento de energía para su uso en procesos internos. En complemento, 18 PJ (29,7%) se asocian a buenas prácticas operativas, particularmente a la implementación de sistemas de gestión de la energía que incluye auditorías energéticas y esquemas de submedición, y a la digitalización y el control avanzado de procesos,

mediante herramientas como submedición avanzada (IoT, analítica de datos e inteligencia artificial), gemelos analíticos y soluciones de control avanzado (APC).

La reducción de la demanda energética se explica principalmente por la disminución en el consumo de combustibles en los usos de mayor intensidad energética, particularmente en fuerza motriz, donde se concentra una parte relevante del potencial de ahorro. De manera complementaria, algunas medidas contribuyen a cambios en la matriz de consumo mediante la sustitución de energéticos, lo que refuerza el impacto en la intensidad en emisiones sectorial.

En este sentido, en el horizonte de análisis se estiman reducciones del orden de 15,8% en gas natural y 25,7% en energía eléctrica, mientras que en combustibles líquidos las disminuciones son más moderadas, cercanas al 2,9% en diésel y 2,3% en crudo, reflejando el impacto acumulado de las medidas de eficiencia energética sobre la estructura de consumo del sector.

En términos de impacto ambiental, estas medidas permiten una reducción estimada de emisiones de aproximadamente 3,59 MtCO₂eq, consolidando la eficiencia energética como un eje clave en la estrategia de descarbonización del sector hidrocarburos.

Figura 40. Proyección línea meta por uso sector hidrocarburos

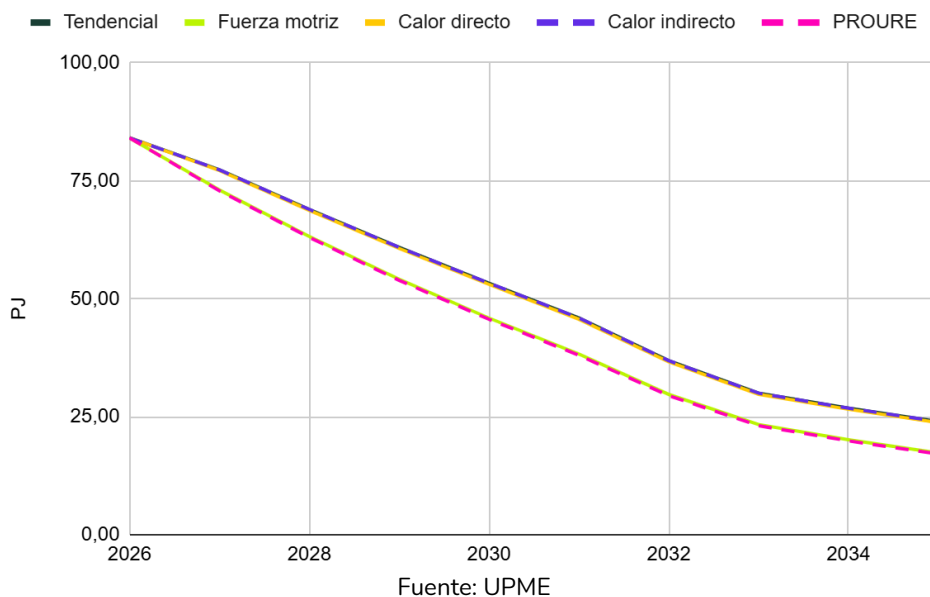


Tabla 19. Resumen de resultados sector hidrocarburos

Energéticas	• 61,08 PJ
Ambientales	• 3,59 MtCO ₂ eq

Fuente: UPME

6.3 Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales priorizadas sector hidrocarburos

Tabla 20. Análisis B/C sector hidrocarburos

Medida priorizada	B/C Privado	B/C Sistema	B/C Sociedad
BPO - Gestión operativa de la eficiencia térmica	42,13	0,57	1,73
BPO - Programas de operación y mantenimiento para EE	13,23	0,60	6,76
BPO - Sistemas de gestión de la energía	404,07	0,57	6,30
RT - Optimización de procesos y reemplazo de equipos por tecnologías más eficientes	66,59	0,59	6,56
RT - Recuperación y aprovechamiento energético para consumo en procesos internos	42,30	0,56	6,42

Fuente: UPME – Cifras preliminares

Los resultados para el sector hidrocarburos presentan una característica particularmente relevante desde la perspectiva económica y de política energética: todas las medidas analizadas muestran relaciones beneficio-costos privadas superiores a la unidad, esto representa que las inversiones a cargo de las empresas son compensadas por los ahorros en energía que ellos perciben, mientras que los beneficios del sistema energético permanecen relativamente homogéneos y por debajo de la unidad; los beneficios sociales, en los que se consideran, como en otros sectores, el efecto en reducción de emisiones, efectos en salud como resultado de contaminantes en la capa de ozono, alcanzan valores significativamente positivos en la mayoría de los casos. Estos resultados sugieren que las medidas evaluadas generan ahorros energéticos y operativos de tal magnitud que resultan altamente atractivas desde la perspectiva empresarial, incluso sin la necesidad de mecanismos de apoyo económico para garantizar su viabilidad financiera. Particularmente, los sistemas de gestión de la energía presentan un B/C privado de 404,07, mientras que la

optimización de procesos y reemplazo de equipos por tecnologías más eficientes alcanza un B/C privado de 66,59, evidenciando que las inversiones requeridas son marginales frente a los beneficios económicos potenciales derivados de la reducción de consumos energéticos y la mejora en la eficiencia operativa de procesos intensivos en electricidad, gas natural y combustibles líquidos.

Sin embargo, aunque las relaciones beneficio-coste desde la perspectiva del sistema permanecen relativamente similares entre las diferentes medidas, con valores entre 0,56 y 0,60, los beneficios sociales muestran resultados significativamente superiores, alcanzando valores de 6,76 para los programas de operación y mantenimiento orientados a eficiencia energética, 6,56 para la optimización de procesos y reemplazo de equipos, 6,42 para los sistemas de recuperación y aprovechamiento energético para consumo interno y 6,30 para los sistemas de gestión de la energía. Estos resultados sugieren que una proporción importante de los beneficios generados por las medidas trasciende el ámbito estrictamente energético y económico de las empresas, materializándose en reducciones de emisiones, mejoras ambientales, optimización en el aprovechamiento de recursos energéticos y disminución de externalidades asociadas a la producción y transformación de hidrocarburos. En particular, las medidas de recuperación y aprovechamiento energético resultan especialmente relevantes en un sector donde existen importantes oportunidades para valorizar corrientes energéticas residuales, gases asociados y pérdidas térmicas que tradicionalmente no son aprovechadas de manera eficiente.

Desde una perspectiva estratégica, los resultados permiten concluir que la principal barrera para la implementación de estas medidas no parece estar asociada a restricciones económicas o financieras, sino posiblemente a factores relacionados con información, gestión organizacional, priorización de inversiones, riesgos operativos o capacidades técnicas para la implementación. Por esta razón, las recomendaciones de política pública para el sector hidrocarburos podrían orientarse menos hacia incentivos económicos directos y más hacia mecanismos que aceleren la adopción y masificación de estas medidas, tales como fortalecimiento de capacidades técnicas, difusión de mejores prácticas, programas de asistencia técnica especializada, sistemas de gestión energética, esquemas de certificación y mecanismos de reconocimiento empresarial. No obstante, los elevados beneficios sociales identificados también justifican la permanencia de instrumentos de promoción asociados a eficiencia energética particularmente para aquellas medidas que contribuyen simultáneamente a mejorar la competitividad del sector, reducir consumos energéticos y avanzar en los objetivos nacionales de transición energética y reducción de emisiones. En este sentido, los resultados muestran que el sector hidrocarburos concentra algunas de las oportunidades de eficiencia energética más atractivas, constituyéndose en un área prioritaria para acelerar la captura de beneficios energéticos, económicos y ambientales de corto plazo.

6.4 Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector hidrocarburos

- Se recomienda consolidar la implementación de medidas basadas en Buenas Prácticas Operativas (BPO), en particular las relacionadas con los sistemas de gestión de la energía y el control operacional. Estas medidas actúan como habilitadores del fortalecer las capacidades y análisis de la información disponible para respaldar la toma de decisiones.
- Se propone enfocar los esfuerzos en el desarrollo de guías técnicas sectoriales y programas de acompañamiento, que incluya asistencia técnica en campo, fortalecimiento de capacidades operativas y apoyo en la implementación de sistemas de gestión de la energía que permitan acelerar su implementación en campos de producción, sistemas de tratamiento y transporte, como parte de su operación habitual.
- Se recomienda adelantar evaluaciones integrales de los sistemas operativos empleados en el sector, con el fin de identificar oportunidades de reconfiguración tecnológica y optimización de las condiciones hidráulicas y de operación, a partir de la infraestructura y tecnologías instaladas. Soluciones como la implementación de bombeo dual evidencian el potencial para eliminar estaciones intermedias, reducir pérdidas y consumos energéticos, mejorar la flexibilidad y el desempeño energético del sistema.
- Resulta prioritario fortalecer la digitalización energética del sector mediante la integración de sistemas SCADA, submedición avanzada, analítica de datos, inteligencia artificial y herramientas de control avanzado de procesos (APC), permitiendo evolucionar hacia esquemas predictivos y prescriptivos que optimicen simultáneamente la eficiencia energética, la confiabilidad operativa y la reducción de emisiones.
- En particular, se recomienda acelerar la modernización de sistemas de bombeo, compresión y autogeneración mediante la sustitución de equipos por tecnologías de mayor eficiencia, incorporación de variadores de velocidad y esquemas de electrificación progresiva de operaciones, especialmente en instalaciones con altos consumos energéticos y activos de baja eficiencia.
- De igual manera, se recomienda fortalecer programas orientados a la reducción de venteos, quema rutinaria y emisiones fugitivas, integrando medidas de eficiencia

energética y electrificación como componentes estructurales de la estrategia de descarbonización del sector.

- También, se recomienda impulsar proyectos de autogeneración con fuentes renovables, almacenamiento energético y soluciones híbridas en campos e instalaciones remotas, con el fin de reducir el consumo de combustibles fósiles, mejorar la confiabilidad energética y disminuir los costos operativos asociados a la generación local de energía.
- Se recomienda fortalecer la información técnica del sector mediante estudios de caracterización energética que incluya análisis de costos, que permitan identificar brechas y potenciales de mejora en la cadena de valor. Este diagnóstico facilitará la priorización de soluciones de desempeño energético, la adopción de tecnologías avanzadas, viabilidad económica y la integración estratégica de la geotermia y otros vectores energéticos, buscando maximizar la eficiencia y apoyar la reducción de la intensidad energética de la actividad.
- Se recomienda la adopción de modelos innovadores de gestión y contratación, como los esquemas tipo Empresas de Servicios Energéticos, diseñados para superar barreras de inversión inicial y alinear los incentivos entre el operador y el prestador del servicio. En el sector de hidrocarburos, es fundamental transitar de modelos de tercerización basados únicamente en disponibilidad, hacia esquemas de riesgo compartido y pagos por desempeño, en donde la remuneración del tercero esté vinculada directamente a la obtención de ahorros energéticos verificables. Esto propicia que la eficiencia energética sea una responsabilidad técnica y financiera compartida, mitigando la pérdida de competitividad en activos críticos.
- En consecuencia, se recomienda orientar la transformación del sector hacia un modelo de operación inteligente y descarbonizada, basado en la digitalización de los activos, la electrificación de procesos y la incorporación de nuevos vectores energéticos, con el fin de maximizar la eficiencia energética y reducir de manera estructural la intensidad de carbono en la cadena de valor de hidrocarburos.

7 ANÁLISIS SECTOR MINERO

7.1 Línea base de consumo energético sector minero

En esta versión del PAI PROURE se analizó el consumo de energía asociado a la producción de minerales de los grupos CIU: extracción de carbón de piedra y lignito, y extracción de

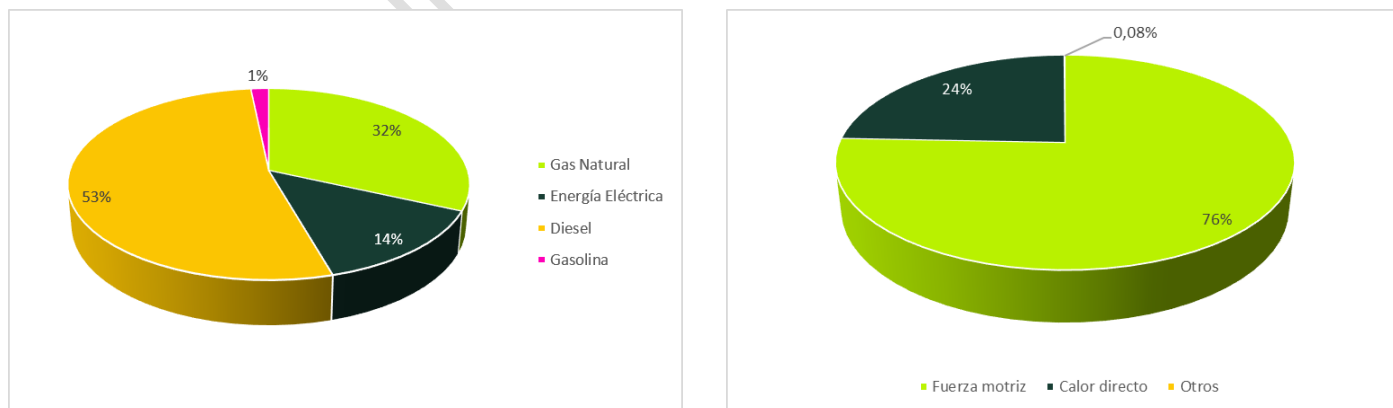
minerales metalíferos. Para ello, se consolidó una línea base de consumo global a partir de los niveles de producción reportados por la Agencia Nacional de Minería (ANM) y el indicador de intensidad energética calculado por recurso energético. Este indicador se determinó mediante el cruce de fuentes de información de XM, DANE, Gestor del mercado de gas natural e informes de sostenibilidad de las empresas mineras, permitiendo estimar la evolución de la demanda sectorial en el periodo 2019-2024.

Respecto al carbón, la producción nacional durante el periodo 2019 - 2024 alcanzó sus niveles máximos en el año 2019, con una producción de 88,7 Mt. Tras la contracción presentada en el año 2020, esta actividad ha mostrado una tendencia de recuperación gradual en los años subsiguientes; sin embargo, a 2024 los niveles de producción (59,26 Mt) se sitúan muy por debajo de los observados prepandemia, debido principalmente a la disminución en la producción de carbón térmico. La producción se compone principalmente de carbón térmico (89,5%), seguido por el metalúrgico (10,52%) y antracita (0,01%), con una concentración de proyectos a cielo abierto de gran escala. El perfil energético de esta actividad se caracteriza por el uso intensivo de diésel en fuerza motriz asociada al transporte interno del carbón en las minas, y de gas natural para procesos de autogeneración.

En cuanto a los minerales metalíferos, que incluyen minerales no ferrosos como el oro, la plata, cobre, níquel, entre otros, destaca el níquel por sus elevados niveles de consumo de energía eléctrica y gas, insumos críticos para sus procesos en la etapa de beneficio.

De manera agregada, la matriz de consumo de ambos grupos mineros está liderada por el diésel (27,2 PJ), seguido por gas natural (16,3 PJ) y energía eléctrica (7,1 PJ) (ver Figura 41).

Figura 41. Balance de consumo energético sector minero



Fuente: ANM, GMGN, DANE, Drummond, ESEI, NDC 3.0, XM.

El consumo energético en estas actividades varía según el proceso operativo. En la extracción de carbón, el uso predominante es la fuerza motriz, destinado principalmente a las flotas de camiones mineros y excavadoras, que operan con motores de combustión interna a diésel. Por su parte, en minerales metalíferos como el níquel, la energía se concentra en procesos de secado y calcinación (que consumen gas natural) y en procesos de fusión reductora y fuerza motriz (ventiladores, bombas y transporte) alimentados con energía eléctrica. En ambas actividades, la autogeneración mediante gas natural o diésel, es un insumo crítico para garantizar la confiabilidad y continuidad en el suministro de energía eléctrica necesaria para la operación.

En conjunto, las actividades mineras analizadas presentan una distribución de consumo con alta participación de la fuerza motriz (76%), seguido por calor directo (24%). Menos del 1% de la energía se destina a iluminación, climatización y otros usos relacionados con el componente administrativo.

A partir de los proyectos certificados por la UPME en el marco de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014, el sector minero ha priorizado la implementación de medidas de optimización de procesos. Estas acciones se centran en la sustitución de combustibles en el transporte y acarreo de material en las minas y en la electrificación de la fuerza motriz. Esta tendencia materializa el objetivo general de sustituir el uso de combustibles fósiles por energía eléctrica en procesos críticos, contribuyendo a la reducción de la demanda primaria de energía.

Por otro lado, en línea con los escenarios globales de descarbonización, el PND plantea implementar mejores controles a la minería de gran escala, que permitan dar pasos hacia la descarbonización y la transición energética justa (PND, 2023). En este sentido, la adopción de tecnologías de alta eficiencia no solo responde a objetivos climáticos, sino que se consolidan como el mecanismo principal para fortalecer la competitividad del sector, facilitando una transición que armoniza la productividad con la resiliencia energética en los territorios mineros. Esta dinámica no es aislada, responde a un entorno global en donde la volatilidad de los precios de los energéticos y las crecientes exigencias de los mercados internacionales frente a la huella de carbono de los minerales han redefinido la eficiencia energética como un factor de competitividad crítico.

Bajo la visión de territorio, se integran también los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva, como "un instrumento de planificación socioambiental, gestión y articulación institucional para alcanzar la sustentabilidad de las regiones donde se desarrollan operaciones y proyectos mineros, promover la asociatividad entre mineros y mineras de pequeña escala, así como la industrialización a partir de minerales estratégicos, el desarrollo de nuevas alternativas productivas, la reconversión laboral, de ser necesaria, la solución concertada de conflictos ocasionados por la minería, y generar condiciones para

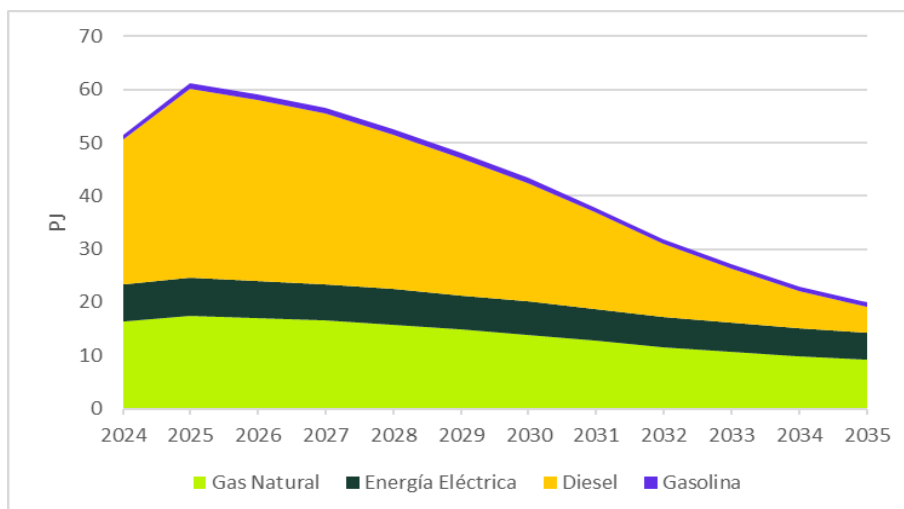
garantizar la soberanía alimentaria de las poblaciones" (Presidencia, 2024). Desde la perspectiva energética, los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva (DMEDP) podrían dar paso a la interacción de las actividades extractiva con otro tipo de industrias, favoreciendo procesos de eficiencia energética extramurales (como infraestructura compartida o el aprovechamiento de calor residual - Distritos energéticos).

Finalmente, el despliegue de tecnologías digitales en el sector minero ha adquirido un papel estratégico para mejorar la eficiencia operativa en la minería, reducir costos de operación y mantenimiento, y mejorar las condiciones de seguridad y salud de los trabajadores en la mina. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2017), las tecnologías digitales, el análisis de datos y la automatización se adoptarán cada vez más para mejorar la productividad y el desempeño ambiental a través de múltiples aplicaciones, habilitando una gestión proactiva de activos que reduce los tiempos de espera y optimiza los ciclos de carga.

Para la construcción de la línea base de consumo sectorial se tomó como referencia los consumos específicos históricos de cada actividad minera y el potencial de producción nacional de los minerales analizados. Esto, teniendo en cuenta la información de producción proyectada disponible, así como la información relacionada con los consumos en las etapas de extracción y beneficio de los minerales.

La oferta a largo plazo de estos minerales, proyectada por la Subdirección de Minería de la UPME, toma en cuenta la información histórica, así como variables sectoriales de precios internacionales, producción mundial, exportaciones, consumo energético, entre otras variables relevantes. Cada mineral cuenta con un escenario específico que refleja las dinámicas, tendencias, cambios regulatorios y transformaciones en la demanda global.

Figura 42. Proyección línea base por energético

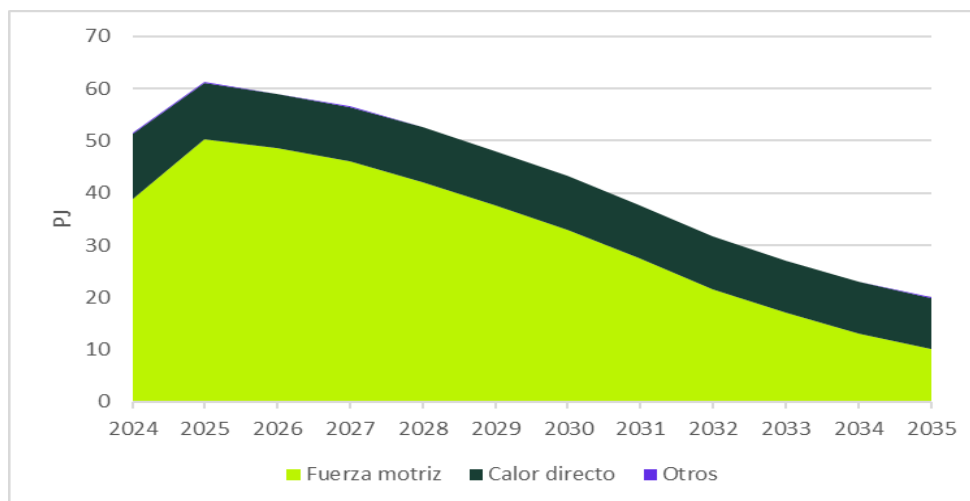


Fuente: UPME

Dada la contracción de la demanda global de carbón térmico, alineada con los escenarios de transición energética y escenarios de precios menos competitivos para la actividad extractiva, se proyecta una tendencia descendente en la producción de carbón. En contraste, los minerales metalíferos, mantienen una tendencia de producción estable para el periodo de análisis.

Bajo este escenario de oferta, se prevé una reducción cercana al 11% en el consumo energético total para el periodo 2025-2035, situándose cerca de los 20 PJ para el año 2035. En esta proyección, el diésel presenta la mayor tasa interanual de descenso en el consumo (cercana al 18%), reflejando la menor actividad prevista en los frentes de extracción del carbón.

Figura 43. Proyección línea base por uso sector minero



Fuente: UPME

Debido a la proyección descendente en la producción de carbón para el periodo 2026-2035, el uso de fuerza motriz, predominante en esta actividad, muestra una contracción en participación relativa. Se estima que para 2035 este uso alcanzará una participación de 10,3% de en el consumo energético total del sector minero, situándose en niveles similares a la participación de calor directo. Esto refleja un cambio en la composición de la matriz energética sectorial.

7.2 Línea meta y medidas de eficiencia energética priorizadas sector minero

El análisis de las medidas de eficiencia energética para el sector minero se estructuró según el tipo de mineral y la naturaleza de sus procesos productivos. Para ello, se integraron como referentes técnicos la *Estrategia de desarrollo bajo en carbono, análisis de riesgo climático, y portafolio de medidas de adaptación para los subsectores mineros de ferroníquel y materiales de construcción*, desarrollada por Como Consult para GIZ, y el *programa de Eficiencia Energética en Minería de Chile*, referente regional en la implementación de medidas de eficiencia energética en la actividad minera, con factibilidad de implementación global.

A partir de estos insumos, se estimó el impacto de cada medida y acción mediante una matriz que evalúa su aplicabilidad, potencial de ahorro y viabilidad de implementación. Este enfoque metodológico permitió consolidar información técnica actualizada y establecer una base de referencia que compensa la ausencia de información operativa local, mediante experiencias exitosas en contextos mineros similares.

Las medidas de Buenas Prácticas Operacionales (BPO) identificadas incluyen la implementación de sistemas de gestión de la energía, submedición, estrategias de digitalización y control avanzado de procesos, y programas de operación y mantenimiento orientados a la eficiencia motriz y térmica. Este conjunto de acciones concentra el mayor potencial de ahorro del sector, con una contribución predominante en usos de fuerza motriz y un impacto complementario en calor directo.

Aunque el sector minero ha mostrado algunos avances en la implementación de sistemas de control avanzado de procesos, a través de tecnologías de automatización y de gestión de la operación, persiste el reto de integrar la gestión energética como parte estructural de los procesos productivos, especialmente en la pequeña y mediana minería. En este escenario, la digitalización se presenta como una oportunidad para las diferentes actividades y escalas mineras, ya que la analítica avanzada, la inteligencia artificial y las herramientas de optimización permiten transitar de una operación reactiva hacia esquemas predictivos y prescriptivos, que maximizan simultáneamente la eficiencia energética, la productividad y la confiabilidad de los activos.

Las medidas asociadas a la reconversión tecnológica se orientan a la optimización de procesos, la electrificación y reemplazo de equipos por tecnologías de mayor eficiencia, y el aprovechamiento térmico de corrientes residuales. En esta categoría destacan la incorporación de variadores, motores y bombas eléctricas de alto rendimiento a la operación, así como el uso de bandas transportadoras como sustituto de transporte vehicular y las configuraciones técnicas que optimizan su operación en la mina.

Por su parte, las medidas de sustitución de combustibles se centran en el segmento de transporte y acarreo de minerales dentro de la mina, mediante la integración estratégica de vehículos mineros y maquinaria amarilla de propulsión eléctrica. Esta medida busca desplazar progresivamente el consumo de diésel en donde la electrificación presente mayor viabilidad técnica y financiera, favoreciendo la coexistencia de ambas tecnologías según las necesidades de la operación.

Como resultado de este análisis, se estimó el potencial de reducción de consumo energético y de emisiones asociado a cada medida, y su porcentaje de aporte a la meta sectorial (ver Tabla 21).

Tabla 21. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector minero

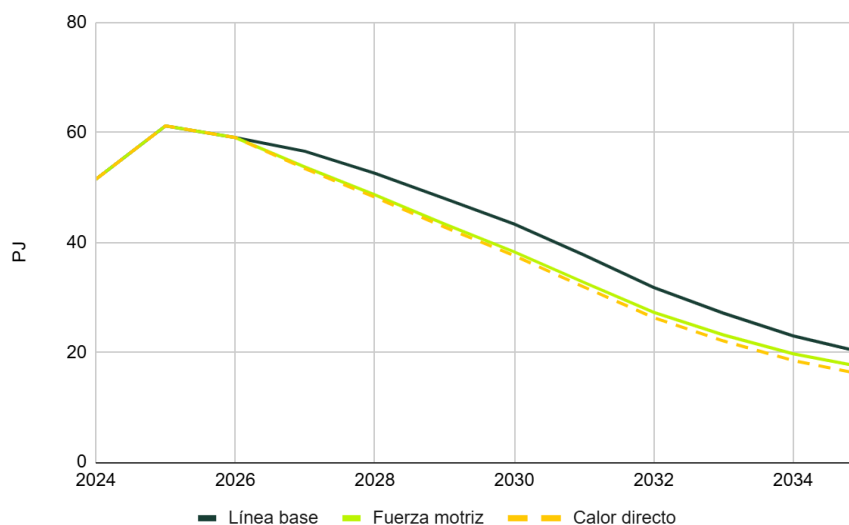
Tipo de Medida	Medida	Potencial de ahorro (PJ)	Porcentaje de aporte a la meta sectorial	Reducción de Emisiones (MtCO ₂ eq)
Buenas Prácticas Operacionales - BPO	Sistemas de Gestión de la Energía	7,91	18,24%	0,53

Tipo de Medida	Medida	Potencial de ahorro (PJ)	Porcentaje de aporte a la meta sectorial	Reducción de Emisiones (MtCO ₂ eq)
Buenas Prácticas Operacionales - BPO	Programas de operación y mantenimiento orientados a la eficiencia energética	8,52	19,65%	0,61
Reconversión tecnológica - RT	Optimización de la combustión y procesos de recuperación de calor	7,30	16,84%	0,42
Reconversión tecnológica - RT	Electrificación de fuerza motriz	0,91	2,10%	0,06
Reconversión tecnológica - RT	Optimización de procesos y reemplazo de equipos por tecnologías más eficientes	6,53	15,05%	0,47
Sustitución de combustibles - SC	Electrificación de la operación	12,18	28,11%	0,90

Fuente: UPME

El ahorro total de energía establecido es el resultado de medidas con viabilidad de implementación en el corto y mediano plazo, ya que corresponden a tecnologías o prácticas operativas con alto grado de desarrollo tecnológico y disponibles comercialmente; su eficacia ha sido comprobada tanto en la industria minera como en otros sectores productivos.

Figura 44. Proyección línea meta por uso sector minero



Fuente: UPME

Como resultado de la implementación de las medidas de eficiencia energética priorizadas, se estima un potencial de ahorro energético sectorial de 43,3 PJ, resultado de la combinación de acciones de buenas prácticas operacionales, reconversión tecnológica y sustitución de combustibles.

Del potencial total estimado, 16,4 PJ (37,9%) se concentran en medidas de BPO, seguidas por las medidas de Reconversión Tecnológica 14,7 PJ (34,0%) y finalmente la sustitución de combustibles 12,2 PJ (28,1%). Estos potenciales de ahorro contribuyen a cambios en la matriz energética sectorial, cuyo impacto más significativo es la reducción en el consumo de diésel y gas natural, los cuales representan 67,1% y 16,7% del potencial de reducción de consumo, respectivamente.

En términos de impacto ambiental, estas medidas permitirían mitigar un estimado de 2,99 MtCO₂eq, consolidando la eficiencia energética como un eje clave en la estrategia de descarbonización del sector minero.

Tabla 22. Resumen de resultados sector minero

Energéticas	• 43,3 PJ
Ambientales	• 2,99 MtCO ₂ eq

Fuente: UPME

7.3 Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales priorizadas sector minero

Tabla 23. Análisis B/C sector minero

Medida priorizada	B/C Privado	B/C Sistema	B/C Sociedad
BPO - Sistemas de Gestión de la Energía	6,44	0,94	0,91
BPO - Programas de operación y mantenimiento orientados a la eficiencia energética	0,75	3,52	2,73
RT - Optimización de la combustión y procesos de recuperación de calor	0,24	0,33	0,58
RT - Electrificación de fuerza motriz	0,79	0,26	0,34

Medida priorizada	B/C Privado	B/C Sistema	B/C Sociedad
RT - Optimización de procesos y reemplazo de equipos por tecnologías más eficientes	0,25	1,85	1,46
SC - Electrificación de la operación	0,02	12,54	9,01

Fuente: UPME - Cifras preliminares

Los resultados para el sector minero muestran un comportamiento diferenciado entre las medidas asociadas a buenas prácticas operacionales, reconversión tecnológica y sustitución de combustibles, evidenciando que la rentabilidad económica y los beneficios agregados dependen significativamente del nivel de intervención requerido y de la capacidad de cada medida para generar impactos estructurales sobre el consumo energético y las externalidades asociadas al sector.

Las medidas asociadas a buenas prácticas operacionales presentan, en general, los mejores resultados desde la perspectiva privada, particularmente la implementación de sistemas de gestión de la energía, que registra un B/C privado de 6,44, reflejando que este tipo de intervenciones genera ahorros importantes con bajos costos relativos de implementación y rápidos retornos económicos para las empresas. Aunque sus beneficios sistémicos y sociales permanecen cercanos, aunque inferiores, a la unidad, con valores de 0,94 y 0,91 respectivamente, estas medidas continúan siendo estratégicamente relevantes desde la perspectiva de política pública, en la medida en que fortalecen capacidades de gestión energética, promueven procesos de mejora continua y facilitan la incorporación progresiva de medidas de eficiencia energética de mayor alcance tecnológico y operativo. En este sentido, los sistemas de gestión de la energía actúan como mecanismos habilitadores para procesos de transformación energética sectorial de largo plazo, favoreciendo además la generación de información, monitoreo y cultura organizacional orientada al uso eficiente de la energía.

En contraste, los programas de operación y mantenimiento orientados a eficiencia energética presentan un comportamiento significativamente distinto, con un B/C privado de 0,75, pero alcanzando un B/C sistema de 3,52 y un B/C social de 2,73, evidenciando que una parte importante de los beneficios económicos generados no es capturada directamente por el inversionista privado, sino que se materializa en beneficios colectivos asociados a reducción de consumos energéticos, menores requerimientos de oferta energética, disminución de emisiones y mejoras operacionales en procesos intensivos en energía. Este resultado es particularmente relevante, ya que evidencia la existencia de externalidades positivas y fallas de mercado que limitan la adopción voluntaria de medidas que sí generan beneficios netos para el sistema energético y la sociedad.

Las medidas de reconversión tecnológica presentan, en términos generales, bajas rentabilidades privadas y resultados sistémicos variables. La optimización de combustión y procesos de recuperación de calor, la electrificación de fuerza motriz y la electrificación de la operación registran relaciones beneficio-costos privadas entre 0,12 y 0,79, mientras que sus beneficios sistémicos y sociales permanecen inferiores a la unidad. Esto sugiere que, bajo las condiciones evaluadas, las inversiones requeridas continúan siendo elevadas frente a los beneficios económicos capturados directamente por las empresas y por el sistema. No obstante, la optimización de procesos y el reemplazo de equipos por tecnologías más eficientes constituye una excepción relevante, alcanzando un B/C sistema de 1,85 y un B/C social de 1,46 pese a registrar un B/C privado de apenas 0,25. Este resultado evidencia que determinadas medidas de modernización tecnológica sí generan beneficios netos para el sistema energético y la sociedad, aun cuando los agentes privados no logran capturar plenamente dichos beneficios bajo condiciones normales de mercado.

Finalmente, las medidas asociadas a sustitución de combustibles reflejan uno de los hallazgos más relevantes del análisis. La electrificación de la operación presenta un B/C privado de apenas 0,02, evidenciando una barrera económica significativa para su adopción voluntaria por parte de los agentes mineros. Sin embargo, esta misma medida alcanza un B/C sistema de 12,54 y un B/C social de 9,03, mostrando que los beneficios agregados para el sistema energético y la sociedad son extraordinariamente superiores a los beneficios percibidos directamente por el inversionista privado. Este comportamiento evidencia la existencia de externalidades positivas relevantes asociadas a reducción de emisiones, sustitución de combustibles fósiles, disminución de impactos ambientales y descarbonización de procesos intensivos en energía. Bajo este contexto, los resultados ofrecen un soporte técnico robusto para justificar mecanismos de promoción pública e incentivos tributarios asociados a equipos, tecnologías y servicios orientados a eficiencia energética y electrificación minera. Precisamente, el hecho de que varias medidas presenten beneficios sistémicos y sociales superiores a la unidad, mientras mantienen rentabilidades privadas deficitarias, evidencia que los incentivos públicos permiten cerrar la brecha existente entre el beneficio privado y el beneficio colectivo, facilitando la adopción de tecnologías que generan valor agregado para el sistema energético nacional y para la sociedad en su conjunto.

7.4 Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector minero

- Se recomienda fortalecer la implementación de medidas de Buenas Prácticas Operacionales, BPO, especialmente los Sistemas de Gestión de la Energía, SGEn, bajo la norma NTC ISO 50001. Estas herramientas no solo optimizan la operación y la detección temprana de anomalías, sino que actúan como habilitadores para intervenciones de mayor complejidad técnica y tecnológica. Para garantizar su adopción, se propone diseñar instrumentos especialmente en la pequeña y mediana minería, en donde la brecha tecnológica y la ausencia de datos operativos limitan la transición hacia esquemas más eficientes.
- Se recomienda priorizar la implementación de programas de operación y mantenimiento orientados a la eficiencia energética a través de la submedición avanzada de procesos apoyada en la digitalización, la medición remota y el control operacional; con el fin de optimizar los bienes existentes. Estas acciones permiten la transición desde esquemas de mantenimiento preventivo hacia modelos predictivos y prescriptivos. Considerando que estos programas generan externalidades positivas para la sociedad y el sistema, se propone que la política pública priorice mecanismos financieros y de formación que permitan cerrar las brechas de capital de inversión y de capacidades técnicas para su implementación y operación.
- Se recomienda el diseño e implementación de mecanismos de apoyo y esquemas de incentivos que viabilicen la modernización tecnológica y la optimización de procesos, con especial énfasis en la transición hacia sistemas de acarreo y transporte continuo de alta eficiencia. Estas medidas generan beneficios netos positivos para el sistema energético y la sociedad, sin embargo, presentan limitantes desde la perspectiva privada que restringen su adopción bajo condiciones normales de mercado. En este contexto, el fortalecimiento de instrumentos de política pública orientados a eficiencia energética resulta fundamental para cerrar la brecha existente entre el beneficio privado y el beneficio colectivo, facilitando que las medidas de mayor impacto energético y ambiental alcancen condiciones de viabilidad técnica y económica para los agentes del sector.
- Dado el impacto positivo que representa la electrificación del acarreo y transporte minero para la sociedad y el sistema, derivado de la reducción de la demanda de combustibles fósiles, se recomienda fortalecer los instrumentos de incentivo que mitiguen las barreras de capital inicial para su adopción. El despliegue de estos mecanismos de política pública resultará determinante para transformar el potencial de beneficio colectivo de esta medida de eficiencia en proyectos operativos que propendan por la descarbonización del sector.
- Se recomienda avanzar hacia una caracterización energética detallada de las actividades mineras más representativas del sector, incluyendo aquellas que

excedieron el alcance de este Plan. Este levantamiento de información permitirá definir medidas de eficiencia energética y oportunidades de implementación más ambiciosas, ajustadas al tipo de mineral, el método de explotación y la escala de producción.

- Se propone que los Planes Estratégicos que se formulen en el marco de los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva incluyan un capítulo de diagnóstico energético, como insumo para la formulación de futuras versiones del PAI PROURE y otros instrumentos de planeación de la UPME. Esto permitirá acercarse a la realidad operativa de las actividades mineras en diferentes contextos.
- Se recomienda fomentar la asociatividad energética en los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva, con el fin de establecer ecosistemas de eficiencia energética que permitan a los diversos proyectos mineros, así como de otras actividades productivas, acceder y beneficiarse de tecnologías de reconversión y prácticas óptimas de consumo de energía. Esta integración sienta las bases para la implementación de distritos energéticos, aprovechando economías de escala para la gestión centralizada de la demanda y el intercambio de excedentes energéticos entre procesos.

8 ANÁLISIS SECTOR TERMOELÉCTRICO

8.1 Línea base de consumo energético sector termoeléctrico

La generación termoeléctrica es un pilar de la confiabilidad energética del país. Con una capacidad instalada de 5,89 GW, a diciembre de 2024, las plantas termoeléctricas despachadas centralmente, representaron 28,30% de la oferta de energía eléctrica nacional, actuando como el principal mecanismo de gestión de la red frente a las variaciones del sistema. En 2024, las térmicas despachadas centralmente generaron 23.566,30 GWh, lo que representó el 30,92% de la demanda en el periodo.

El crecimiento histórico de la generación termoeléctrica en Colombia ha estado determinado por las necesidades de gestión operativa del sistema, el incremento de la demanda y, de manera relevante, por la ocurrencia de factores climáticos críticos. En este contexto, el fenómeno de El Niño, declarado a finales de 2023 y extendido hasta mayo de 2024, generó una reducción significativa de las precipitaciones y una recuperación lenta de los embalses, especialmente durante el segundo semestre (ANDEG, 2025).

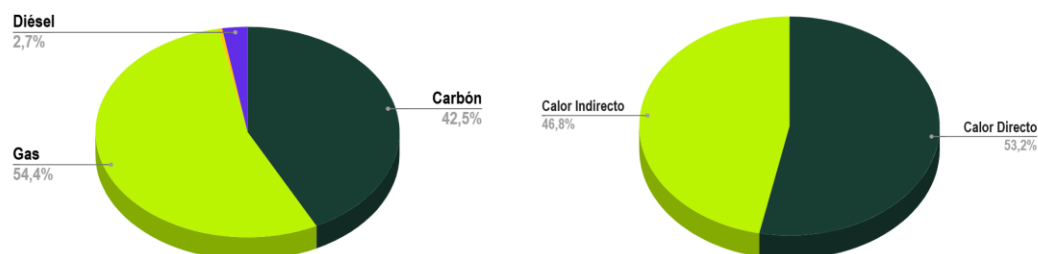
En línea con estas condiciones operativas e hidrológicas, la generación termoeléctrica presentó una tendencia creciente durante el período 2019 – 2024, pasando de 13.319 GWh a 23.566 GWh, lo que representa un incremento superior al 70% en la generación térmica nacional. A pesar de la variabilidad presentada en el periodo de análisis (2019-2024), las térmicas han mantenido una participación superior al 20% en el despacho centralizado en el sistema eléctrico nacional. Este comportamiento evidencia el papel estratégico de las centrales térmicas como respaldo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) ante escenarios de menor disponibilidad hídrica y mayores requerimientos de confiabilidad operativa, contribuyendo de manera fundamental a la seguridad, estabilidad y flexibilidad operativa del sistema eléctrico nacional.

La configuración del parque termoeléctrico se divide en dos principales categorías tecnológicas, diferenciadas por su nivel de eficiencia y escala de capacidad instalada. Las plantas de ciclo combinado constituyen el segmento de mayor eficiencia térmica, conformado por 8 centrales que aportan en conjunto 3,13 GW de capacidad instalada. Estas unidades presentan capacidades individuales entre 160 y 791 MW, y algunas registran hasta 36 años de operación.

Por su parte, las plantas de ciclo abierto representan el grupo más numeroso, con 32 centrales. Estas utilizan tecnologías basadas en los ciclos Brayton, Otto, Rankine y STIG, con capacidades unitarias que se encuentran entre 25 y 270 MW y algunas unidades alcanzan hasta 63 años de operación.

La matriz de combustibles del parque térmico despachado centralmente se compone principalmente de gas (54,4%) y carbón (42,5%), mientras que los combustibles líquidos, principalmente diésel y fuel oil, aportan el 3,1% restante.

Figura 45. Balance de consumo sector termoeléctrico año 2024

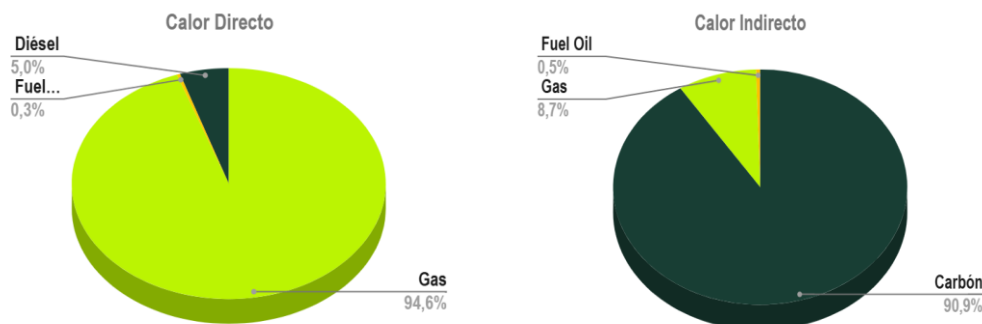


Fuente: XM, UPME, 2026

Adicionalmente, las centrales térmicas que conforman el parque de generación nacional se clasificaron según su tecnología, con el propósito de determinar la distribución del consumo de combustible en función de su uso energético, según la tipificación del PAI PROURE. Las plantas basadas en el ciclo Rankine se asociaron con el uso de calor indirecto, dado que la generación de electricidad se fundamenta en la transferencia y aprovechamiento del calor mediante un fluido de trabajo (vapor de agua).

Por su parte, las tecnologías correspondientes a los ciclos Brayton, Otto y STIG se clasificaron dentro del uso de calor directo, ya que la conversión energética se realiza mediante la expansión directa de los gases de combustión en equipos motrices. Bajo este mismo criterio se incluyó al ciclo combinado en esta categoría, dado que su etapa de consumo primario de energía se presenta en la turbina de gas, cuya eficiencia global es potenciada posteriormente mediante la recuperación de calor residual para el ciclo de vapor.

Figura 46. Consumo de combustibles para generación por uso sector termoeléctrico



Fuente: XM, UPME

En 2024, el gas concentró la mayor participación en el uso de calor directo, con el 94,62 % del consumo (120,58 PJ), seguido del diésel con una participación del 5,03 % (6,41 PJ). En el caso del calor indirecto, el carbón predominó ampliamente con el 90,87 % del consumo (101,76 PJ), mientras que el gas aportó el 8,67 % (9,71 PJ). Por su parte, el fuel oil registró una participación marginal en ambos usos energéticos, con el 0,35 % (0,44 PJ) en calor directo y el 0,46 % (0,51 PJ) en calor indirecto.

Desde el punto de vista tecnológico, el carbón se utiliza exclusivamente en plantas de ciclo Rankine, asociadas al uso de calor indirecto. En cambio, el gas y los combustibles líquidos se vinculan mayoritariamente con tecnologías de calor directo, para las tecnologías antes referidas.

En el mediano plazo, la creciente integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), como la solar y la eólica, incrementará la variabilidad en la operación del sistema eléctrico, lo que demandará mayores niveles de flexibilidad operativa por parte del parque térmico.

En este escenario, las centrales de ciclo abierto presentan una ventaja operativa, debido a su capacidad de arranque rápido y velocidad de respuesta, lo que les permite compensar con mayor eficacia las variaciones en la generación asociadas a estas fuentes variables, en comparación con las centrales de ciclo combinado. Por lo cual, la creciente participación de generación variable conducirá a que el parque termoeléctrico opere con mayores requerimientos de flexibilidad, incluyendo rampas de carga más pronunciadas y ciclos de arranque y parada más frecuentes, lo que exige una optimización de la operación para mantener niveles adecuados de eficiencia y confiabilidad del sistema.

En este contexto, la digitalización del sector termoeléctrico adquiere un papel estratégico para mejorar la eficiencia operativa, la flexibilidad y la confiabilidad del sistema eléctrico. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2017), la incorporación de tecnologías digitales en centrales de generación y redes eléctricas permite optimizar la

operación mediante el uso de analítica avanzada de datos, sensores inteligentes, sistemas de monitoreo en tiempo real, mantenimiento predictivo y herramientas de inteligencia artificial orientadas a la toma de decisiones operativas. Estas tecnologías contribuyen a reducir costos de operación y mantenimiento y a disminuir tiempos de indisponibilidad no programada, optimizar el desempeño de los equipos bajo condiciones de carga parcial y extender la vida útil de los activos de generación.

Para avanzar en el cumplimiento de las metas sectoriales de diversificación de la matriz energética y reducción de emisiones, será necesario implementar sistemas avanzados de control operativo y tecnologías de almacenamiento de energía que permitan gestionar de manera más eficiente la variabilidad del sistema. Asimismo, la optimización de los niveles de carga mínima y la mejora en la capacidad de respuesta rápida de las centrales térmicas contribuirán a garantizar la firmeza técnica y la confiabilidad en la operación del sistema eléctrico.

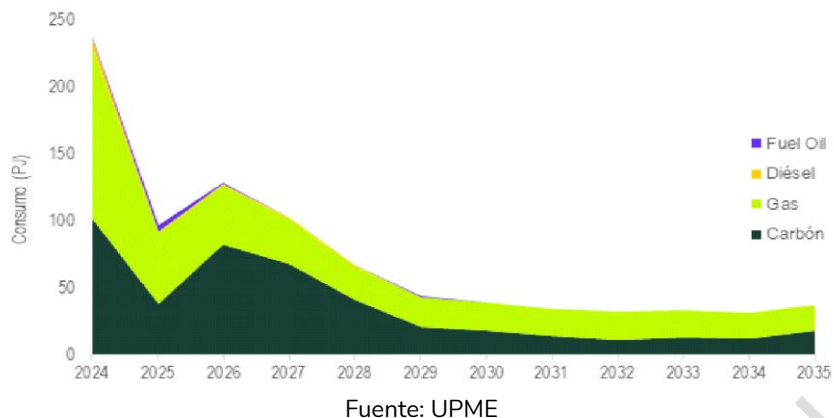
La línea base de consumo del sector se construyó a partir del Escenario 1 del Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG) 2025–2039. Este escenario incorpora las proyecciones de demanda de energía, los precios de los combustibles, así como los proyectos de generación con obligaciones derivadas del Cargo por Confiabilidad (CxC) y de las Subastas de Contratos de Largo Plazo (CLPE), junto con aquellos que cuentan con concepto de conexión aprobado.

Asimismo, considera la evolución esperada de la matriz de generación eléctrica y el retiro gradual de algunas centrales térmicas contempladas en el cronograma de salida de operación de plantas térmicas definido en el plan; este último, formulado *exclusivamente con el fin de analizar el impacto que causaría en el sistema la salida de estas plantas térmicas, sin que esto implique una decisión real o confirmada por parte de los agentes (PIEG 2025–2039).*

Aunque el año base definido para el análisis corresponde a 2024, también se incorporó la generación efectiva de las centrales térmicas durante 2025, con el propósito de reflejar la dinámica reciente del parque termoeléctrico y las condiciones operativas observadas en el período posterior al fenómeno de El Niño 2023–2024.

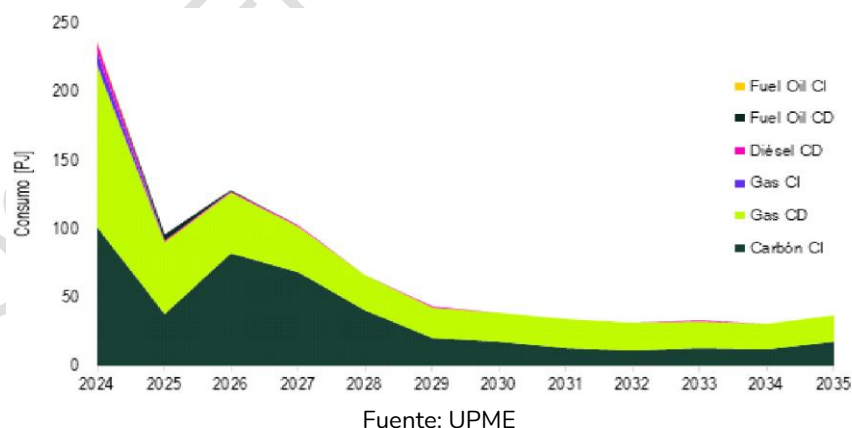
Adicionalmente, se consideraron variables del entorno económico, político y ambiental que inciden en la evolución de la matriz de generación eléctrica. Entre estas se contemplaron posibles cambios regulatorios, señales de política energética, avances tecnológicos y otros supuestos asociados a los procesos de descarbonización y transición energética en el país.

Figura 47. Proyección línea base por energético



El consumo de energía del parque de generación termoeléctrico despachado centralmente presentó en 2024 el mayor pico del período analizado, con 237,17 PJ, cifra significativamente superior a los 96,61 PJ registrados en 2025, lo que representa una reducción del 59,3 % en el consumo respecto al año anterior. Este comportamiento responde directamente a las condiciones hidrológicas adversas derivadas del fenómeno de El Niño 2023-2024, durante el cual la generación térmica alcanzó los 23,43 TWh, un 57% superior a los 10,09 TWh generados en 2025. De acuerdo con ANDEG (2025), la participación de la generación térmica llegó a cubrir hasta el 58 % de la demanda diaria durante el periodo crítico del fenómeno climático.

Figura 48. Proyección línea base por uso sector termoeléctrico



En el período 2024–2035, el despacho centralizado térmico se basa principalmente en una combinación de gas y carbón, los cuales aportan conjuntamente el 98,11 % (870,18 PJ) del consumo energético total del parque termoeléctrico. Dentro de este bloque, la participación acumulada de ambos energéticos se mantiene equilibrada con un 49,63 % (440,14 PJ) para

el carbón y un 48,49 % (430,04 PJ) para el gas. En contraste, el diésel y el fuel oil presentan una participación marginal, equivalente al 1,89 % (16,72 PJ) del consumo acumulado del período, comportamiento que se mantiene a lo largo del horizonte analizado.

El carbón, asociado fundamentalmente a centrales de ciclo Rankine (aprovechamiento de calor indirecto), mantiene una participación relevante a lo largo de todo el horizonte. En contraste, el gas, combustible estratégico en tecnologías de calor directo (turbinas de gas, ciclos combinados y motores de combustión interna), si bien experimenta una reducción en su consumo entre 2026 y 2028 debido a restricciones de oferta y condiciones de precio, incrementa su participación frente al carbón a partir de 2030.

8.2 Línea meta y medidas de eficiencia energética priorizadas sector termoeléctrico

Las medidas de eficiencia energética para el sector termoeléctrico se clasificaron en dos categorías principales: buenas prácticas operacionales (BPO) y reconversión tecnológica orientada a la optimización de procesos. La priorización de estas medidas se fundamentó en el estudio técnico desarrollado por E2 Energía Eficiente para el sector termoeléctrico colombiano, en el cual se analizaron las condiciones operativas, los parámetros de desempeño y las características tecnológicas de una muestra representativa de las centrales térmica del país, permitiendo identificar oportunidades de reducción del consumo energético y de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

A partir de la priorización realizada, se desarrolló un análisis orientado a estimar el impacto potencial de cada acción sobre el consumo energético y la reducción de emisiones, mediante una matriz de evaluación que consideró criterios asociados a su aplicabilidad en el sector, potencial de ahorro energético y viabilidad técnica de implementación. Este enfoque metodológico permitió consolidar información técnica actualizada y parámetros representativos para realizar una evaluación objetiva y comparable de las medidas priorizadas, complementando las limitaciones de información operativa disponible mediante la incorporación de referencias técnicas y experiencias aplicadas en centrales de generación con características tecnológicas similares.

Las buenas prácticas operacionales (BPO) constituyen una de las principales fuentes de mejora de eficiencia energética en las centrales termoeléctricas, en el corto y mediano plazo. Estas estrategias trascienden las actividades convencionales de operación y mantenimiento al incorporar sistemas de gestión de la energía, control avanzado de parámetros de combustión y esquemas de submedición detallada que facilitan el

monitoreo, seguimiento y mejora continua de los procesos. Adicionalmente, esta categoría se potencia con la incorporación de herramientas de digitalización y analítica de datos orientadas a optimizar el desempeño energético y aumentar la confiabilidad operativa de los activos mediante la aplicación de modelos predictivos.

En cuanto a las medidas de reconversión tecnológica, estas se orientan a la modernización de equipos mediante la incorporación de sistemas de alta eficiencia que reducen el consumo específico de combustible. Esta categoría integra acciones de alto impacto, como la recuperación y aprovechamiento de calor residual, Las mejoras que incluyen la implementación de variadores de frecuencia y la optimización de sistemas de bombeo, ventilación y transferencia térmica, contribuyen a una operación más eficiente y flexible del ciclo de generación.

En conjunto, las medidas priorizadas buscan fortalecer la eficiencia energética, confiabilidad y flexibilidad operativa del parque termoeléctrico nacional, contribuyendo a la reducción del consumo energético, la disminución de emisiones asociadas a la generación térmica y la adaptación del sistema eléctrico a escenarios de mayor penetración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).

Como resultado de este análisis, se estimó el potencial de ahorro energético y de reducción de emisiones asociado a cada medida. Estas medidas fueron tipificadas de acuerdo con las tecnologías de generación del parque termoeléctrico, lo que viabiliza la correspondencia técnica de las mejoras propuestas y los perfiles de operación.

La Tabla 24 presenta las medidas priorizadas, su potencial de reducción de consumo energético y emisiones, así como su porcentaje de aporte a la meta sectorial.

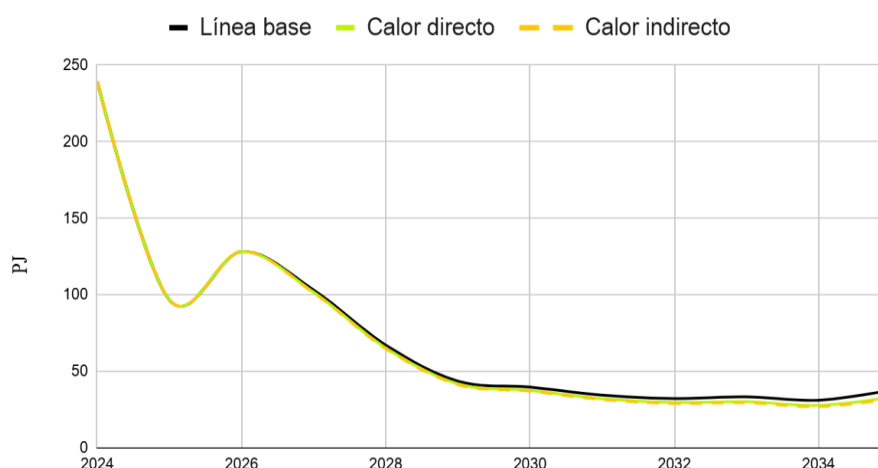
Tabla 24. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el sector termoeléctrico

Tipo de Medida	Medida	Potencial de ahorro (PJ)	Porcentaje de aporte a la meta sectorial (%)	Reducción de Emisiones (MtCO ₂ eq)
Buenas Prácticas Operacionales	Sistemas de Gestión de la Energía	9,85	34,59	0,64
Buenas Prácticas Operacionales	Programas de operación y mantenimiento orientados a la eficiencia energética	8,67	30,45	0,56
Reconversión tecnológica	Recuperación y aprovechamiento energético para consumo en procesos internos	6,33	22,21	0,35

Tipo de Medida	Medida	Potencial de ahorro (PJ)	Porcentaje de aporte a la meta sectorial (%)	Reducción de Emisiones (MtCO ₂ eq)
Reconversión tecnológica	Optimización de procesos y reemplazo de equipos por tecnologías más eficientes	2,08	7,29	0,12
Reconversión tecnológica	Optimización de los procesos de combustión	1,56	5,46	0,09

Fuente: UPME

Figura 49. Proyección línea meta por uso sector termoelectrico



Fuente: UPME

Como resultado de la implementación de las medidas de eficiencia energética priorizadas, se estima un potencial de ahorro energético sectorial de 28,48 PJ, derivado de la combinación de acciones asociadas a buenas prácticas operacionales (BPO) y reconversión tecnológica orientada a la optimización de procesos.

Del potencial total estimado, 18,52 PJ (65,04 %) corresponden a medidas de BPO, consolidándose como la principal fuente de ahorro energético del sector, debido a su alta aplicabilidad y capacidad de implementación progresiva en las centrales termoelectricas. De manera complementaria, las medidas de reconversión tecnológica aportan 9,97 PJ (34,96 %) del potencial total de ahorro, mediante la modernización y optimización de equipos y procesos con mayores niveles de eficiencia energética. En conjunto, estos potenciales de ahorro contribuyen a la transformación gradual de la matriz energética sectorial, principalmente a través de la reducción del consumo de gas natural y carbón, los cuales representan el 81,2 % y 18,8 % del potencial de reducción del consumo energético, respectivamente.

En términos ambientales, la implementación de estas medidas permitiría una mitigación estimada de 1,76 MtCO₂eq, consolidando la eficiencia energética como un eje estratégico para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), el fortalecimiento de la competitividad operativa y el avance de la transición energética del sector termoeléctrico nacional.

Tabla 25. Resumen de resultados sector termoeléctrico

Energéticas	• 28,48 PJ
Ambientales	• 1,76 MtCO ₂ eq

Fuente: UPME

8.3 Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales priorizadas sector termoeléctrico

Tabla 26. Análisis B/C sector termoeléctrico

Medida	B/C privado	B/C sistema	B/C social
BPO - SGEn Gas	5,29	0,74	0,31
BPO - SGEn Carbón	2,77	2,66	1,79
BPO - Gas Programas de operación y mantenimiento orientados a la eficiencia energética	2,35	0,74	0,31
BPO - Carbón Programas de operación y mantenimiento orientados a la eficiencia energética	0,35	2,66	1,79
RT - Gas Optimización de los procesos de combustión	1,96	0,74	0,31
RT - Gas Optimización de procesos y reemplazo de equipos por tecnologías más eficientes	1,71	0,74	0,31
RT - Gas Recuperación y aprovechamiento energético para consumo en procesos internos	25,64	0,74	0,31

Fuente: UPME – Cifras preliminares

Los resultados para el sector de generación eléctrica con centrales térmicas muestran un comportamiento claramente diferenciado entre las medidas aplicadas a plantas que utilizan gas natural y aquellas que utilizan carbón como combustible principal.

En términos generales, todas las medidas presentan relaciones beneficio costo privadas superiores a la unidad, lo que indica que su implementación resulta económicamente viable

para los agentes del sector. Sin embargo, la magnitud de los beneficios obtenidos desde las perspectivas privada, sistémica y social varía significativamente según el energético involucrado. En las centrales térmicas a gas natural, las medidas asociadas a sistemas de gestión de la energía, programas de operación y mantenimiento, optimización de procesos de combustión y recuperación de energía para autoconsumo presentan B/C privados entre 1,96 y 25,64, reflejando importantes oportunidades de reducción de consumos energéticos y mejora en la eficiencia de conversión térmica.

No obstante, sus beneficios sistémicos y sociales permanecen relativamente homogéneos y por debajo de la unidad, con valores cercanos a 0,74 y 0,31 respectivamente, lo que sugiere que gran parte de los beneficios económicos derivados de estas medidas son capturados directamente por los agentes generadores, mientras que los impactos agregados sobre el sistema energético y la sociedad son comparativamente más limitados bajo los supuestos considerados.

Un comportamiento diferente se observa en las medidas aplicadas a centrales térmicas a carbón. Tanto los sistemas de gestión de la energía como los programas de operación y mantenimiento orientados a la eficiencia energética presentan relaciones beneficio-costos privadas de 2,77 y 2,35 respectivamente, acompañadas de B/C sistema de 2,66 y B/C social de 1,79. Estos resultados evidencian que las mejoras de eficiencia en plantas carboneras generan beneficios que trascienden el ámbito empresarial y se reflejan también en ganancias netas para el sistema energético y la sociedad.

Desde una perspectiva económica, esto puede explicarse por la alta intensidad energética asociada al uso del carbón, donde reducciones relativamente pequeñas en el consumo específico de combustible producen efectos significativos sobre costos operativos y utilización de recursos energéticos. En consecuencia, las mejoras de eficiencia aplicadas a este tipo de instalaciones presentan una capacidad significativamente mayor para generar beneficios colectivos en comparación con tecnologías térmicas basadas en gas natural.

8.4 Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector termoeléctrico

- Se recomienda promover la implementación progresiva de estrategias de digitalización y modernización operativa en las centrales termoeléctricas, orientadas al aprovechamiento avanzado de la información disponible en sistemas SCADA y plataformas de supervisión energética. Estas estrategias incluyen herramientas de analítica avanzada de datos, inteligencia artificial, mantenimiento

predictivo, automatización de procesos y sistemas de optimización operativa en tiempo real, con el propósito de fortalecer la eficiencia energética, mejorar la flexibilidad operativa frente a la creciente penetración de FNCER y reducir pérdidas energéticas e indisponibilidades no programadas.

- Considerando el papel estratégico de las centrales termoeléctricas en la confiabilidad y respaldo del Sistema Interconectado Nacional (SIN), se recomienda fortalecer programas orientados a la optimización de procesos de combustión, reducción del consumo específico de combustible y recuperación de calor residual para autoconsumo en procesos internos. Estas medidas permiten reducir pérdidas energéticas, mejorar la eficiencia global de las plantas y disminuir las emisiones asociadas a la generación térmica.
- Asimismo, se recomienda impulsar el desarrollo de capacidades técnicas y tecnológicas que permitan evolucionar desde esquemas convencionales de monitoreo hacia modelos predictivos y prescriptivos de gestión energética, en línea con las tendencias internacionales de transformación digital del sector eléctrico.
- También, resulta estratégico fortalecer la incorporación de sistemas de almacenamiento energético, control avanzado de carga, esquemas de respuesta rápida, soporte de tensión, inercia síncrona y estabilidad dinámica que permitan mejorar la integración operativa entre generación térmica y fuentes renovables variables, garantizando la estabilidad y resiliencia del sistema eléctrico nacional. En este contexto, se recomienda promover evaluaciones técnicas y económicas que permitan identificar el potencial de reconversión de centrales térmicas existentes, particularmente en zonas con alta incorporación proyectada de generación renovable y mayores requerimientos de soporte operativo para el SIN, en articulación con los lineamientos de transición energética, confiabilidad y eficiencia energética establecidos en el PAI-PROURE.
- Los resultados del análisis B/C permiten concluir que las oportunidades de eficiencia energética en generación térmica tienen fundamentos económicos sólidos para su implementación, dado que todas las medidas evaluadas presentan rentabilidad privada positiva. Sin embargo, la priorización de políticas públicas podría diferenciarse según el combustible utilizado:
 - En las plantas a gas natural, donde los beneficios privados son elevados pero los beneficios sistémicos y sociales resultan relativamente moderados, las estrategias podrían enfocarse en fortalecer mecanismos de gestión energética, difusión tecnológica y buenas prácticas operacionales que

permitan acelerar la adopción de medidas que ya son económicamente atractivas para los agentes.

- Por el contrario, en las plantas a carbón, donde los beneficios privados, sistémicos y sociales son simultáneamente positivos, las acciones orientadas a mejorar la eficiencia energética adquieren un valor estratégico adicional al contribuir no solo a la competitividad de la generación, sino también al mejor aprovechamiento de recursos energéticos. En este sentido, los resultados sugieren que las medidas de eficiencia energética en centrales térmicas a carbón podrían constituir una de las alternativas con mayor capacidad para generar beneficios compartidos entre empresas, sistema energético y sociedad, fortaleciendo simultáneamente los objetivos de competitividad, sostenibilidad y transición energética del sector eléctrico colombiano.
- Finalmente, se recomienda consolidar indicadores sectoriales de desempeño energético y emisiones para el parque termoelectrico, que permitan realizar seguimiento periódico a la eficiencia operativa de las plantas y orientar procesos de modernización tecnológica y transición energética en el sector.

9 ANÁLISIS SECTOR ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

9.1 Línea base de consumo energético sector almacenamiento

En esta versión del PAI PROURE, los sistemas de almacenamiento se integran como un eje transversal de la oferta y transformación de la energía eléctrica, reconociendo su rol estratégico en la optimización del despacho, la operación y la planificación del sistema. Como vectores de eficiencia energética sistémica, estos sistemas favorecen la flexibilidad del parque de generación, y la seguridad y confiabilidad en la atención de la demanda. Bajo este enfoque, se priorizan medidas y acciones orientadas al soporte de red y alivio de restricciones, alineadas con los objetivos de eficiencia energética de este Plan.

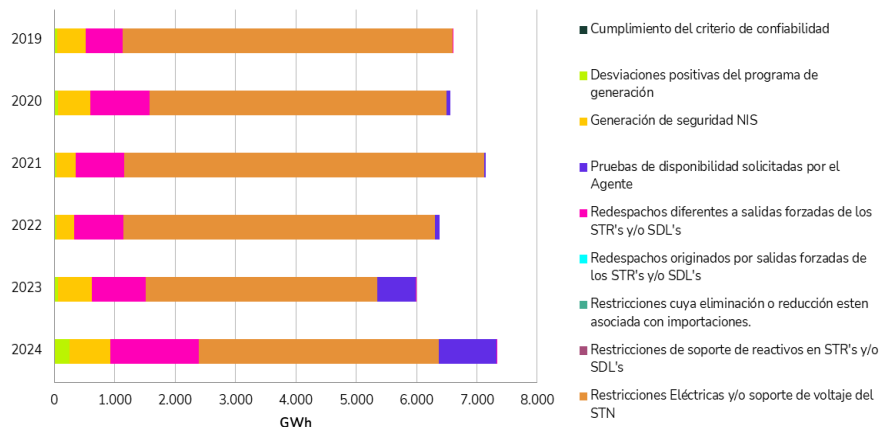
Colombia avanza en la estrategia de incorporación de estos activos al sistema eléctrico del país. En el año 2021, Enel implementó un sistema de baterías de ion-litio en la

central de Termozipa, que cuenta con una capacidad para almacenar 7 MW de potencia y 3,9 MWh de energía. Este proyecto permite aumentar la capacidad de la central, ya que al liberar el 3% de energía que se debe destinar al servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) puede comercializar la energía y respaldar la estabilidad del sistema (Enel, 2025).

A esta iniciativa se suma la primera subasta de almacenamiento de energía a gran escala en Latinoamérica, desarrollada en el año 2021, con la visión de apoyar la red de transmisión regional del departamento de Atlántico, para mitigar inconvenientes presentados por la insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema de Transmisión Regional. Este proyecto, originalmente previsto para entrar en funcionamiento en el año 2023, no ha iniciado operación debido a retos asociados con la logística del proyecto, de conexión e interoperabilidad, así como regulatorios; sin embargo, ha sido fundamental en la arquitectura de la regulación vigente.

En este capítulo se analiza el potencial de generación térmica que se podría evitar mediante la instalación de almacenamiento eléctrico, para atender necesidades de confiabilidad, seguridad y estabilidad del sistema (Generación Fuera de Mérito - GFM). Históricamente, más del 50% de la GFM, corresponde a la causal restricciones eléctricas y/o soporte de voltaje del Sistema de Transmisión Nacional - STN (ver Figura 50). Es principalmente en este escenario en donde el almacenamiento actúa como vector de eficiencia, desde la perspectiva de este Plan, ya que su implementación contribuye a mitigar el despacho forzado y con ello a la reducción de los ciclados ineficientes de las centrales termoeléctricas (entradas y salidas de operación constantes), las cuales suelen operar en condiciones subóptimas frente a estas circunstancias para garantizar confiabilidad. Al responder de manera rápida a las necesidades del sistema, el almacenamiento contribuye a optimizar la operación del parque de generación.

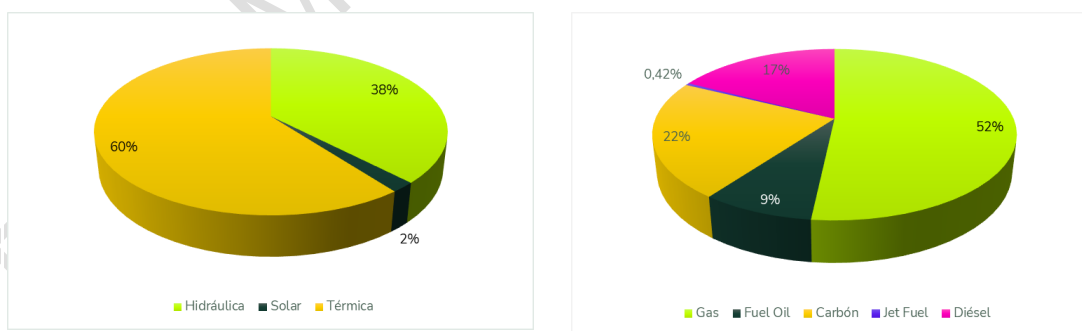
Figura 50. Generación de Seguridad Fuera de Mérito - GFM por causal



Fuente: XM

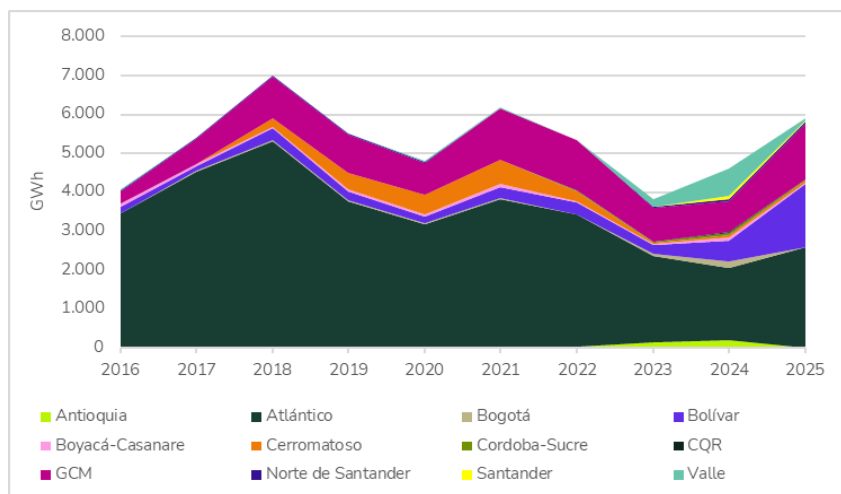
En el año base (2024), la composición de la matriz de generación fuera de mérito evidencia que la estabilidad del sistema depende en un 60% de recursos térmicos, con una presencia significativa de gas natural (52%), carbón (22%) y diésel (17%) (ver Figura 51). Si se considera que, actualmente la participación de las FNCER es del orden de 8% de la energía del sistema eléctrico colombiano, se concluye que su participación no es aún un factor determinante de las restricciones. Sin embargo, en la medida en que aumente la penetración de estas fuentes variables de generación, se impactará la dinámica de la red, imponiendo nuevos retos operativos y reforzando el rol del almacenamiento en la estabilidad del sistema.

Figura 51. GFM por recurso y energético año 2024



Fuente: XM

Figura 52. Generación de Seguridad Fuera de Mérito por subárea operativa



Fuente: XM

La costa caribe cuenta con los mayores niveles de generación fuera de mérito (Atlántico, GCM y Bolívar), en donde centrales como Flores 4 y TEBSA representan al menos el 36% de esta energía en el periodo analizado (ver Figura 52). Por su parte, las centrales Guajira 1 y 2 generan fuera de mérito de manera consistente, posiblemente debido a la necesidad de soporte de tensión en el área. Asimismo, se destaca el aumento en la GFM de Termonorte con fuel oil; aunque esto implica mayores costos operativos, ha permitido responder a contingencias del sistema, incluso ante restricciones en el suministro de gas natural.

El marco normativo colombiano ha evolucionado para reconocer al almacenamiento como un eje estratégico de la Transición Energética Justa. El Decreto 1091 de 2025 del Ministerio de Minas y Energía establece los lineamientos de política para la vinculación de proyectos mediante mecanismos de contratación a largo plazo asociados a diversas actividades del sector eléctrico, entre ellos el almacenamiento, promoviendo su expansión para fortalecer la resiliencia y diversificación de la matriz energética nacional.

Por su parte, la CREG publicó para consulta la Resolución 701103 de 2025, la cual define aspectos comerciales de los SAEB, así como las reglas para su instalación y operación. La norma clasifica el almacenamiento en tres modalidades: activos de red, servicios comercializables (que permiten a agentes independientes participar en el mercado mayorista) y recursos de generación híbridos, estableciendo así un marco integral para su despliegue.

Recientemente, el Decreto 393 de 2026 del Ministerio de Minas y Energía introdujo la definición de apilamiento de servicios, permitiendo que un mismo activo preste funciones simultáneas o excluyentes como regulación de frecuencia, control de tensión, soporte de inercia y arranque autónomo. Esta disposición es fundamental para la viabilidad operativa

y económica de los sistemas de almacenamiento, al habilitar su contribución multifuncional a la estabilidad y resiliencia del sistema.

Gracias a su capacidad de respuesta rápida, los sistemas de almacenamiento aportan flexibilidad y resiliencia, optimizando la infraestructura existente para garantizar la seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica. Al respecto, proyecciones recientes del BID señalan que para el año 2034, la incorporación óptima de estas tecnologías deberá alcanzar los 900 MW, distribuidos en nodos estratégicos de la red. Este despliegue fortalecerá la confiabilidad del sistema en diferentes niveles, entre ellos, el alivio de congestiones críticas y la gestión eficiente de la matriz frente a la variabilidad climática (BID, 2026).

9.2 Línea meta y medidas de eficiencia energética priorizadas sector almacenamiento

El modelamiento del potencial de eficiencia energética de este sector, y su vez medida de eficiencia energética, se fundamenta en la generación de seguridad fuera de mérito para el año base (2024), con foco en los recursos termoeléctricos. A partir de los proyectos de almacenamiento operativos y próximos a entrar, se simuló un escenario de escalamiento de baterías sistémica, mediante la integración de múltiples unidades de capacidades equivalentes a las de los proyectos mencionados. Esto con el objeto de sustituir generación termoeléctrica forzada y mitigar restricciones en los puntos en donde la capacidad de los SAEB sea técnicamente apta para suplir los requerimientos de confiabilidad.

Para ello, con base en la información histórica de GFM, se asume que el comportamiento de esta variable se mantiene constante durante el periodo de análisis y con el mismo impacto en las áreas eléctricas, según la respuesta de las térmicas en el año base.

Es importante precisar que el presente análisis se circunscribe exclusivamente al ámbito de la eficiencia energética, bajo la metodología y tipificación de medidas de eficiencia del PAI PROURE, por lo cual sus resultados podrán diferir de los análisis y/o criterios de expansión y confiabilidad utilizados por la UPME y demás agentes del sector. En consecuencia, este ejercicio no constituye una definición técnica de nodos críticos y óptimos para la implementación del almacenamiento, sino una estimación del potencial de ahorro y sustitución de energía primaria desde la oferta y transformación de energía.

Bajo ese criterio, los resultados del análisis indican que la instalación de los sistemas de almacenamiento permitiría sustituir cerca del 5% de la generación termoeléctrica de

seguridad frente a los datos del año base. Adicionalmente, se espera que el almacenamiento de energía se de en horas de exceso hídrico y de FNCE, y se entregue en horas de estrés térmico, para fomentar no solo la eficiencia técnica sino económica de la operación.

Tabla 27. Medidas de eficiencia energética priorizadas para el almacenamiento de energía eléctrica

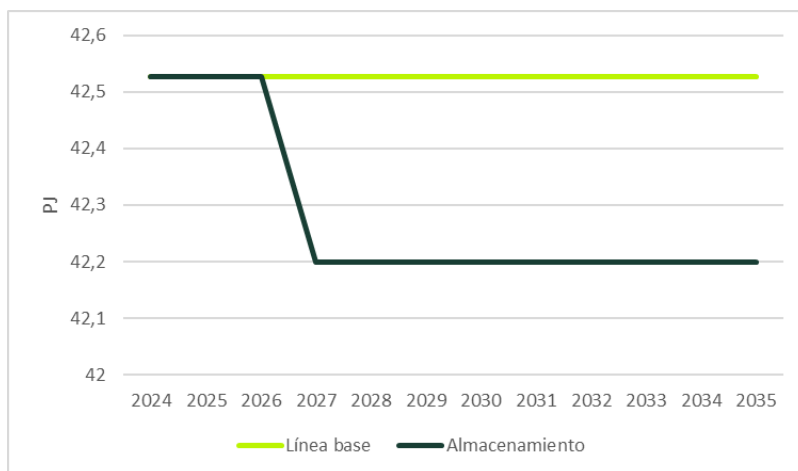
Tipo de Medida	Medida	Potencial de ahorro (PJ)	Porcentaje de aporte a la meta sectorial	Reducción de Emisiones (MtCO ₂ eq)
Buenas Prácticas	Almacenamiento de energía eléctrica	24,99	100%	1,92
Reconversión tecnológica				
Sustitución de combustibles				

Fuente: UPME

Los sistemas de almacenamiento optimizan la operación del SIN al proveer servicios de respuesta rápida (frecuencia y voltaje), sustituyendo intervenciones térmicas reactivas e ineficientes. También, permiten integrar excedentes renovables para desplazar generación fósil en horas punta y proveen reserva inercial (al incorporar tecnologías de formación de red - Grid Forming), eliminando consumos de combustibles innecesarios. Esto promueve una arquitectura sistémica en donde el parque térmico se especializa en aportar firmeza y energía de base, optimizando el despacho global.

Se estima que el potencial de ahorro en el consumo de energía para generación fuera de mérito es de 24,99 PJ, entre el 2027 y 2035, con un respectivo ahorro en emisiones de 1,92 MtCO₂eq.

Figura 53. Proyección línea meta sector almacenamiento de energía eléctrica



Fuente: UPME

Tabla 28. Resumen de resultados sector almacenamiento de energía eléctrica

Energéticas	• 24,99 PJ
Ambientales	• 1,92 MtCO ₂ eq

Fuente: UPME

9.3 Análisis beneficio costo de las medidas de eficiencia energética sectoriales priorizadas sector almacenamiento

Tabla 29. Análisis B/C sector almacenamiento de energía eléctrica

Medida priorizada	B/C Privado	B/C Sistema	B/C Sociedad
Almacenamiento de energía eléctrica	N/A	1,9126	1,0676

Fuente: UPME – Cifras preliminares

El modelamiento realizado permite cuantificar el potencial de los SAEB para sustituir generación termoeléctrica forzada y mitigar restricciones operativas en aquellas zonas donde técnicamente pueden aportar confiabilidad y flexibilidad al sistema. Bajo este enfoque, la medida alcanza una relación beneficio costo del sistema de 1,91 y una relación beneficio costo para la sociedad de 1,07, evidenciando que los beneficios agregados superan los costos de implementación tanto desde la perspectiva del sistema eléctrico como desde la sociedad.

Los resultados muestran que el principal valor económico de los sistemas de almacenamiento se concentra en la optimización de la operación del sistema,

particularmente mediante la reducción de costos asociados a generación de seguridad, restricciones de red y utilización ineficiente de recursos térmicos. En este contexto, los SAEB actúan como una alternativa capaz de desplazar generación termoeléctrica que, si bien resulta necesaria para garantizar confiabilidad bajo determinadas condiciones operativas, implica costos elevados para el sistema. El hecho de que el B/C del sistema alcance un valor cercano a 2 indica que los ahorros derivados de una operación más eficiente del sistema eléctrico prácticamente duplican los costos asociados a la expansión de la capacidad de almacenamiento evaluada. Este resultado es particularmente relevante porque demuestra que los beneficios económicos del almacenamiento trascienden la lógica tradicional de arbitraje energético y se materializan en servicios de flexibilidad, confiabilidad y soporte operativo que contribuyen directamente a reducir costos sistémicos.

Desde la perspectiva social, el B/C de 1,07 confirma que la medida genera beneficios netos positivos, aunque de magnitud más moderada que los observados desde la perspectiva sistémica. Este comportamiento sugiere que una parte importante de los beneficios capturados por el sistema no necesariamente se traduce de forma proporcional en beneficios sociales adicionales, pero sí contribuye a mejorar la eficiencia global de la operación eléctrica y a reducir la necesidad de generación térmica forzada, con los consecuentes efectos sobre emisiones, consumo de combustibles fósiles y sostenibilidad del sistema. En este sentido, los resultados respaldan la consideración del almacenamiento como una medida de eficiencia energética de carácter sistémico, en la medida en que permite obtener el mismo nivel de confiabilidad y calidad del servicio utilizando de manera más eficiente los recursos energéticos disponibles.

9.4 Conclusiones y recomendaciones sectoriales preliminares sector almacenamiento

- Si bien esta iniciativa se enmarca conceptualmente como sector y como medida de eficiencia energética, abarcando las tres tipificaciones del PAI PROURE, se recomienda que la integración de los sistemas de almacenamiento sea estratégica y diferenciada. Es fundamental que la tecnología se adapte a la naturaleza de cada nodo, priorizando, por ejemplo, sistemas con capacidad Grid-Forming en nodos críticos, redes débiles o con alta penetración de FNCE, y sistemas Grid-Following en zonas con infraestructura de red más robusta.
- El almacenamiento genera beneficios netos positivos para el sistema y para la sociedad. Esto refuerza la necesidad de continuar consolidando marcos regulatorios, señales de mercado e instrumentos que reconozcan adecuadamente los servicios de flexibilidad, confiabilidad y reducción de restricciones aportados por

los SAEB. Asimismo, los resultados sugieren que la expansión estratégica del almacenamiento puede constituirse en un mecanismo costo efectivo para complementar el rol de la generación termoeléctrica fuera de mérito, mejorar la eficiencia operativa del sistema eléctrico y facilitar la integración de recursos energéticos más limpios y flexibles, contribuyendo simultáneamente a los objetivos de eficiencia energética, confiabilidad y transición energética del país.

10 CONSOLIDACIÓN DE METAS POR SECTOR

Como resultado del ejercicio de simulación de las medidas propuestas en el PAI-PROURE, a continuación, se presentan los potenciales agregados de eficiencia energética, tanto en reducción de consumo de energía como de emisiones de GEI evitadas.

Tabla 30. Potenciales de ahorro y reducción de emisiones por sector de consumo

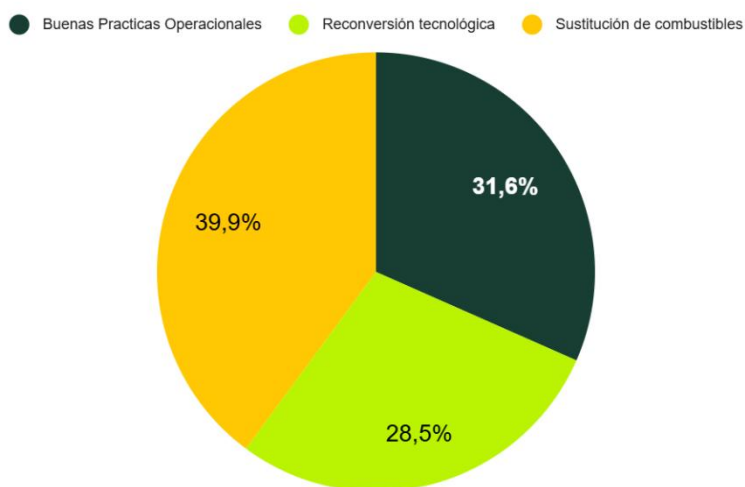
Sector	Aporte a la meta [PJ]	Emisiones evitadas [MtCOeq]	Participación
Industria	479,69	29,07	24,23%
Residencial-Rural	346,40	1,44	17,50%
Residencial-Urbano	330,34	19,45	16,69%
Transporte	240,38	17,07	12,14%
Transporte - férreo	42,70	3,44	2,16%
Transporte - aéreo	24,41	2,16	1,23%
Transporte - fluvial	0,53	0,05	0,03%
Terciario	286,29	16,94	14,46%
Agropecuario	71,11	5,15	3,59%
Hidrocarburos	61,08	3,59	3,09%
Minero	43,35	2,99	2,19%
Termoeléctrico	28,49	1,76	1,44%
Almacenamiento	24,99	1,92	1,26%
Total	1.979,75	105,03	

Fuente: UPME

A partir del análisis de los diferentes sectores, se encontró que el potencial global de eficiencia corresponde a cerca de 1,980 PJ acumulados en el periodo 2027-2035, equivalente a un impacto en emisiones de 105,03 MtCOeq. Las cifras reflejan una concentración del potencial de eficiencia en los sectores industria, residencial, transporte y terciario, cuyo aporte a la meta supera el 70% del total de la meta nacional acumulada.

La desagregación de la meta global de ahorro por tipo de medida refleja un equilibrio entre el portafolio de soluciones de eficiencia energética: sustitución de combustibles (789 PJ), Buenas Prácticas Operacionales (625 PJ) y reconversión tecnológica (564 PJ).

Figura 54. Distribución del potencial de ahorro energético global por tipo de medida



Fuente: UPME

Tabla 31. Potencial de ahorro energético global por tipo de medida

Sector	Aporte a la meta [PJ]
Sustitución de combustibles	789,68
Buenas Prácticas Operacionales - BPO	625,69
Reconversión tecnológica	564,39
Total	1.979,75

Fuente: UPME

BIBLIOGRAFÍA

ACP (2025a). Informe de Desempeño Ambiental Sector de Hidrocarburos (E&P) años 2023 - 2024. <https://acp.com.co/portal/download/informe-de-desempeno-ambiental-sector-de-hidrocarburos-ep-anos-2023-2024/>

ACP (2025b). Tendencias de inversión en exploración y producción (E&P) de petróleo y gas en Colombia 2024 y perspectivas 2025: un sector estratégico en estado crítico. <https://acp.com.co/portal/download/informe-economico-tendencias-de-inversion-ep-en-petroleo-y-gas-2024-y-perspectivas-2025/?wpdmdl=32906&refresh=6a059169c536e1778749801>

ANH (2024). Estadísticas de Producción fiscalizada de petróleo y gas. <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-de-producci%C3%B3n/>

BID (2026). Energía flexible para el futuro: integración del almacenamiento en el sistema eléctrico colombiano. <https://publications.iadb.org/es/energia-flexible-para-el-futuro-integracion-del-almacenamiento-en-el-sistema-electrico-colombiano>

BloombergNEF (2022). Increase in Battery Prices Could Affect EV Progress. https://about.bnef.com/insights/clean-energy/increase-in-battery-prices-could-affect-ev-progress/?utm_source=chatgpt.com

CCCS (2024). Estado de la construcción sostenible 2024. <https://www.cccs.org.co/mitigacion/estado-de-la-construccion-sostenible/>

CCCS (2024). Hoja de ruta nacional de edificaciones neto cero carbono. https://www.cccs.org.co/wp-content/uploads/2023/03/Hoja_de_Ruta_ENCC_compressed.pdf

DNP. (2023). CONPES 4129. Bogotá.

DNP. (2024). Balance de resultados PND 2022-2026. Obtenido de https://colaboracion.dnp.gov.co/sites/CDDNP/Sinergia/2025/Balance_de_Resultados_PND_2024_Version_final_30042025.pdf#page=36&zoom=100,109,233

Enel (2025). BESS Termozipa: el innovador proyecto de almacenamiento de energía de Enel Colombia. <https://www.enel.com.co/es/historias/a202203-almacenamiento-de-energia-en-bess-termozipa.html#4>

Electrived (2024). EV batteries now cost 115 USD per kWh on average - electrived.com. https://www.electrived.com/2024/12/11/ev-batteries-now-cost-115-usd-per-kwh-on-average/?utm_source=chatgpt.com

ENDISTRIC (2025b). Análisis de factibilidad técnica y financiera de una solución de energía distrital en las instalaciones de la DIAN en Cali, Colombia. https://www.distritoenergetico.com/wp-content/uploads/2025/08/4.-DT_DIAN_Cali_ESP_VF.pdf

ENDISTRIC (2025c) Análisis de factibilidad técnica y financiera de una solución de energía distrital en instalaciones de la Clínica Primavera en Villavicencio, Colombia. https://www.distritoenergetico.com/wp-content/uploads/2025/08/8.-DT_Clinica-Primavera_Villavicencio_ESP_VF.pdf

IEA (2017). Digitalization and energy. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b1e6600c-4e40-4d9c-809d-1d1724c763d5/DigitalizationandEnergy3.pdf>

IEA (2019). Innovation Gaps <https://www.iea.org/reports/innovation-gaps>, Licence: CC BY 4.0

IEA (2022), The Future of Heat Pumps, IEA, Paris. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps>

IEA (2025) Energy Efficiency. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/23a80bb2-6985-4507-ab99-c1d700f6548b/EnergyEfficiency2025.pdf>

Lawrence Berkeley National Laboratory (2021). Electrification of Boilers in U.S. Manufacturing. Disponible en: <https://static1.squarespace.com/static/5877e86f9de4bb8bce72105c/t/62fb89dfb827c92c3340eed9/1660652049933/Boiler+Electrification-final+Rev2.pdf>

MME (2024). Decreto 977 de 2024: Por el cual se reglamenta el artículo 231 de la Ley 2294 de 2023 y se adiciona el Capítulo 12, al Título V, de la Parte 2, del Libro 2 del Decreto 1073 de 2015, en relación con la identificación, priorización, delimitación e implementación de los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=246896>

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (2025). Contribución Determinada a Nivel Nacional-NDC 3.0 Colombia.

Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio (2025). <https://minvivienda.gov.co/normativa/resolucion-0194-2025>

PROCOLOMBIA (2025). https://investincolombia.com.co/es/sectores/tecnologia-de-la-informacion-e-industrias-creativas/centros-de-datos?utm_source=chatgpt.com

UPME (2025). Balance Energético Colombiano. <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/balance-minero-energetico-colombiano/>.

UPME (2025). PEN 2022-2052.

UPME (2025). PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MAXIMA 2024-2038.

UPME-BECO (23 de 08 de 2023). www.upme.gov.co. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/BECO.aspx>

UPME. (2025). PEN 2024-2054. Obtenido de https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2024_2054/PDF1_PEN_2024-2054_Tomo_1.pdf

UPME-CORPOEMA. (2014). determinación y priorización de alternativas de eficiencia energética para los subsectores manufactureros códigos CIIU 19 a 31 en Colombia a partir de la caracterización del consumo energético para sus diferentes procesos, usos y equipos de uso final. Bogotá.

UPME-CORPOEMA (2022). Caracterización del sector terciario.

UPME-CORPOEMA. (2024). Caracterización del consumo final de energía en los sectores agropecuario y agroindustrial. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Informe_final_Caracterizacion_energetica_AGRO_Version_final.pdf.

UPME-CORPOEMA. (2025). Estimar los potenciales, metas y medidas asociadas de eficiencia energética de los sectores agropecuario y agroindustrial y realizar su respectivo análisis beneficio costo, a partir de la caracterización energética del 2023. Bogotá.

UPME-INCOMBUSTION. (2014). Determinación del potencial de reducción del consumo energético en los subsectores manufactureros códigos CIIU 10 a 18 en Colombia. Bogotá.

UPME-MITSIDI CORPOEMA. (2025). Plan Nacional de Innovación y Tecnología (PNIT) en eficiencia energética para la climatización y refrigeración en Colombia. Bogotá.

UPME-MITSIDI CORPOEMA (2025). Plan Nacional de Innovación y Tecnología (PNIT) en eficiencia energética para la climatización y refrigeración en Colombia.

UPME CEELA (2025) Línea base de desempeño energético de edificaciones residenciales y de oficinas de Colombia.
https://www1.upme.gov.co/Documents/Coop_internacional/3_CEELA/Informe_No3_CEEL A_ColombiaV2.pdf

UPME UIS Min Ciencias (2020). Lineamientos técnicos para el establecimiento de un sistema de etiquetado energético de edificaciones en Colombia a partir de simulaciones energéticas.

XM (2026). Sinergox.

Yañez, E., Ramírez, A., Uribe, A., Castillo, E., & Faaij, A. (2017). Unravelling the potential of energy efficiency in the Colombian oil industry.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652617330226>

