

Plan Indicativo de **Bioenergía Nacional**

Versión Preliminar



UPME
Av Calle 26 # 69D – 91 Torre 1 – Piso 9
Bogotá – Colombia
Tel.: +57 6012220601
upme.gov.co

INDIRA CRISTINA PORTOCARRERO OSPINA

Directora General

JOHANNA STELLA CASTELLANOS ARIAS

Subdirector Demanda

Grupo interno de trabajo:

ANDREA LACHE MUÑOZ
ANDREA TAMAYO LONDOÑO
CRISTIAN DAVID RODRÍGUEZ REYES
HÉCTOR HERNANDO HERRERA FLÓREZ
INGRID GISSELLA QUIROGA MOJICA
LINDA LILIANA MONDRAGÓN ACOSTA
MARÍA PAULA CORRALES MENDOZA
MARYENI KARINA ENRÍQUEZ ENRÍQUEZ
NATALIA COLMENARES RINCÓN
NICOLÁS ALONSO CASTILLO RINCÓN
PAULA NATALIA RIVEROS MELO
WILLIAM ALBERTO MARTÍNEZ MORENO

Diseño y diagramación

DIEGO PEÑARANDA
OLGA LUCIA ROJAS SOLORZANO

República de Colombia - Ministerio de Minas y Energía
Agosto 2026



CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	8
GLOSARIO	11
OBJETIVOS DEL PIBE	16
Objetivo general	16
Objetivos específicos	16
1. ANÁLISIS DE CONTEXTO Y DIAGNÓSTICO	17
1.1. Marco normativo y político	17
1.1.1 Fundamentos y criterios de clasificación de la regulación bioenergética	17
1.1.2 Bases constitucionales y organización sectorial inicial (1991-1994)	18
1.1.3 Consolidación de los biocombustibles líquidos (2001-2011)	18
1.1.4 Integración de la biomasa moderna y las fuentes no convencionales (2014-2020)	20
1.1.5 Transición energética, sustitución de leña y gas combustible (2021-2024)	21
1.1.6 Biogás, biometano, residuos y economía circular	22
1.1.7 Señales regulatorias y de política para combustibles sostenibles de aviación y energéticos avanzados	23
1.1.8 La bioenergía en los compromisos de descarbonización de Colombia	24
1.1.9 Articulación del marco normativo bioenergético con los instrumentos orientadores de país	26
1.2. Enfoque territorial y condiciones habilitantes	27
1.2.1. Región Antioquia (Antioquia y Chocó)	27
1.2.2. Región Caribe (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre)	28
1.2.3. Región Este (Amazonas, Guainía, Vaupés y Vichada)	29
1.2.4. Región Insular (Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina)	31
1.2.5. Región Nordeste (Arauca, Boyacá, Casanare, Norte de Santander y Santander)	32

1.2.6. Región Oriente (Cundinamarca, Bogotá D. C., Guaviare y Meta)	33
1.2.7. Región Suroccidente (Caldas, Caquetá, Cauca, Huila, Nariño, Putumayo, Quindío, Risaralda, Tolima y Valle del Cauca)	34
1.3. Evaluación del potencial de bioenergía	35
1.3.1. Clasificación y tipología de la biomasa para uso energético	36
1.3.2. Cuantificación del potencial bioenergético en Colombia	36
1.3.3. Potencial teórico de bioenergía Nacional y regional	42
1.3.4. Potencial técnico de bioenergía Nacional y regional	48
1.3.5. Comparación entre potencial teórico y potencial técnico	53
1.3.6. Análisis del potencial técnico nacional de primer nivel	55
1.3.7. Potencial técnico de segundo nivel: biometano, SAF y otras rutas avanzadas	58
1.3.8. Distribución regional del potencial técnico	60
1.3.9. Estudios de viabilidad técnica y económica	62
1.3.10. Análisis de mercado y demanda energética	65
1.3.11. Proyecciones de biomasa residual con potencial energético y metas de aprovechamiento sostenible a corto, mediano y largo plazo	68
1.4. Priorización de tecnologías y modelos de conversión energética	71
1.5. Beneficios, riesgos y co-beneficios	77
1.5.1 Reducción de emisiones de GEI y contribución a metas climáticas	77
1.5.2 Creación de empleo rural y fortalecimiento de cadenas productivas agrícolas	78
1.5.3 Gestión de residuos sólidos y contribución a la economía circular	79
2. DESARROLLO DE ESCENARIOS	81
2.1. Marco metodológico	81
2.2. Datos de entrada y supuestos del modelo	81
2.2.1. Supuestos Demográficos	81
2.2.2. Supuestos Macroeconómicos y Sectoriales	82
2.2.3. Oferta y Potenciales Bioenergéticos	83
Adopción tecnológica y metas por TRL	84
Factores de emisión ambientales directos	84
2.3. Definición y construcción de escenarios prospectivos	84
2.3.1. Criterios Metodológicos de Construcción	85
2.3.2. Caracterización de los escenarios prospectivos	85

Escenario 1: Tendencial (Inercial)	85
Escenario 2: BAU_TEJ (Políticas anunciadas)	85
Escenario 3: PIBE (2026 -2036) (Transición acelerada/NZE)	86
3. RESULTADOS DE ESCENARIOS Y PROYECCIONES NACIONALES	88
3.1. Consumo por sector económico	88
3.2. Consumo por energético	92
3.3. Análisis Agregado de la Reducción de Emisiones	97
4. ESTRATEGIA, GOBERNANZA E IMPLEMENTACIÓN	103
4.1. Actores clave y gobernanza	103
4.1.1. Distribución del mapeo de actores	104
4.1.2. Canales de comunicación, participación y entorno habilitador	107
4.1.3. Inventario de capacidad instalada y proyectos identificados	110
4.1.4. Comunidades energéticas y energía comunitaria	111
4.1.5. Síntesis de hallazgos y recomendaciones para la gobernanza del PIBE	112
4.2. Mecanismos de financiamiento y apoyo	113
4.2.1 Identificación de oportunidades en mercados nacionales e internacionales	113
4.2.2 Incentivos tributarios y fiscales (Ley 1715 y otros incentivos)	116
4.2.3 Fondos públicos y mecanismos de asociatividad pública-privada	116
4.2.4 Línea de crédito con banca multilateral e internacional	117
4.2.5 Estrategias de financiamiento e inversión	117
4.3. Instrumentos de implementación y seguimiento	118
5. CONCLUSIONES	120
5.1 Dimensión Normativa e Institucional	120
5.2 Dimensión Técnica y de Mercado: Competitividad y Biorrefinerías Integradas	121
5.3 Dimensión Territorial y Social: Equidad y Justicia en la Transición Energética	121
5.4 Dimensión Climática y Ambiental: Descarbonización y Mitigación de Emisiones	122
5.5 Dimensión Internacional y Financiera: Inserción en Mercados Globales y Financiamiento	122
6. Hoja de Ruta	124

7. ANEXOS	130
BIBLIOGRAFÍA	131

RESUMEN EJECUTIVO

Frente al reto de descarbonizar la economía colombiana y fortalecer la seguridad energética —especialmente en la industria, uno de los sectores de mayor emisión de gases de efecto invernadero—, el **Plan Indicativo de Bioenergía Nacional (PIBE)** se presenta como un instrumento estratégico. Su objetivo es ofrecer herramientas para la toma de decisiones que permitan alcanzar las metas de reducción de emisiones (51 % para 2030), avanzar hacia la neutralidad de carbono en 2050 e impulsar una transición energética justa.

La bioenergía, a diferencia de otras fuentes renovables intermitentes, ofrece firmeza y capacidad de almacenamiento, elementos cruciales para la estabilidad de la matriz eléctrica nacional, históricamente dependiente de la hidroelectricidad y vulnerable a fenómenos climáticos como “El Niño”.

El país posee una ventaja competitiva significativa debido a la vasta disponibilidad de biomasa. En el PIBE se consideran 38 fuentes potenciales, incluyendo cultivos energéticos y biomasas residuales agrícolas, industriales, urbanas y forestales, a partir de las cuales se estima el potencial de bioenergía con base en la información histórica disponible sobre la cantidad de estas biomasas. El potencial energético bruto de la biomasa residual y de los cultivos energéticos en Colombia se estima en 430,0 PJ/año para el primer nivel de transformación y en 116,9 PJ/año para el segundo nivel. Del potencial total identificado, los cultivos energéticos y las biomasas residuales agrícolas constituyen la principal fuente, con una participación del 41,3%, destacándose el bagazo y la caña de azúcar. Les siguen los residuos sólidos urbanos (22,1%), el sector palmero (19,5%) y las biomasas residuales pecuarias (13,4%). Este potencial se concentra principalmente en la región Suroccidente (bagazo de caña), Nordeste (palma) y los grandes nodos urbanos (Residuos Sólidos Urbanos - RSU).

Ahora bien, para lograr este desarrollo se debe considerar la viabilidad técnica y económica, el marco regulatorio y las fuentes de financiamiento de los proyectos. La viabilidad técnica de estos desarrollos está estrechamente ligada a la madurez tecnológica (TRL) prevista para el horizonte de formulación de este instrumento (2024-2036). Para el corto plazo (2026-2028), el PIBE prioriza tecnologías con TRL 8-9 y bajo riesgo de inversión, como la digestión anaerobia para la producción de biogás y biometano, así como la compactación mecánica para la producción de pellets y briquetas; en conjunto, estas tecnologías concentran aproximadamente el 70% del potencial técnico aprovechable. Los biocombustibles de primera generación (biodiésel y bioetanol) ya se encuentran consolidados, aunque su expansión hacia mezclas superiores enfrenta principalmente desafíos regulatorios, más que tecnológicos. En una etapa posterior, la gasificación y la pirólisis/torrefacción para la obtención de gas de síntesis como precursor de SAF y de biochar para usos térmicos se ubican en etapas intermedias de desarrollo (TRL 5-6), mientras que rutas como HEFA, ATJ y

Fischer-Tropsch son técnicamente factibles en el mediano plazo (2029-2032), donde el principal reto no radica en la ruta tecnológica, sino en el escalamiento industrial y la certificación. Finalmente, tecnologías como el biohidrógeno y los electrocombustibles se proyectan para el largo plazo (más allá de 2033) y se orientan a actividades de I+D+i debido a su bajo TRL y a la ausencia de infraestructura.

Actualmente, tanto los bioenergéticos convencionales (bioetanol y biodiésel) como los de nueva generación requieren instrumentos habilitantes, como mandatos de mezcla, exenciones tributarias o tarifas diferenciales. El CONPES 4075 de 2022 identificó que el biogás producido a partir de biomasas residuales, como la porquinaza, puede obtenerse a costos comparables con la tarifa industrial del gas natural, lo que lo convierte en la alternativa de sustitución más viable en el corto plazo para usos térmicos industriales y rurales, aunque su expansión, al igual que la del biometano, está limitada por la falta de reglas claras para la inyección a la red y su comercialización. En el caso del SAF, la competitividad depende de mandatos de mezcla progresiva, debido a que sus costos de producción aún superan los del combustible convencional. Finalmente, los bioenergéticos sólidos, como pellets y briquetas, presentan bajos costos de inversión, pero requieren estándares nacionales de calidad para consolidar el mercado interno, mientras que la exportación representa una oportunidad importante

El análisis prospectivo del PIBE se llevó a cabo empleando la herramienta LEAP (Low Emissions Analysis Platform), evaluando la evolución energética nacional a lo largo del horizonte 2024 - 2036, tomando el año 2024 como año base de calibración de los balances energéticos nacionales y los datos socioeconómicos, se establecieron tres escenarios, el tendencial (inercial), BAU_TEJ (políticas anunciadas) y PIBE (transición acelerada). La comparación entre el escenario tendencial y el escenario PIBE demuestra como la eficiencia energética y la bioenergía permiten desacoplar el crecimiento económico y demográfico del consumo final de energía. Mientras que la trayectoria inercial eleva la demanda agregada de 700.1 PJ a 812.2 PJ (+16.01%), impulsada por el crecimiento poblacional y el liderazgo del consumo residencial (344.7 PJ), el escenario PIBE logra contener la demanda de 718.5 PJ (+2.63% acumulado). Esta reorganización estructural responde principalmente a la estabilización del sector residencial (287.9 PJ), el cual genera el mayor impacto de ahorro energético al reducir su demanda en 56.7 PJ (-16.4%) frente al tendencial. Como resultado, la industria recupera su posición como el principal consumidor energético nacional (304.0 PJ, 42.31%) pese a reducir su consumo absoluto en 36.9 PJ (-10.8%), mientras que el sector ACM (Agricultura, Construcción y minería) aumenta su participación al 17.62% debido a la contracción global del sistema.

En el marco de las metas de reducción de emisiones y contribución a metas climáticas, el escenario PIBE logra un desacoplamiento efectivo entre el crecimiento de la actividad socioeconómica y la huella de carbono del sistema energético, alcanzando una mitigación de

6.53 Mt CO₂eq en el año en 2036 y neta acumulada de 41 Mt CO₂eq frente a la trayectoria Tendencial. Mientras el escenario inercial proyecta un incremento sostenido de emisiones derivado del consumo de combustibles fósiles y biomasa tradicional —alcanzando 21.85 Mt CO₂eq en el sector industrial, 16.85 Mt en el residencial y 7.52 Mt en ACM—, el modelo PIBE altera esta senda combinando la contención de la demanda con la descarbonización del vector energético. De esta manera, logra comprimir las emisiones finales a 19.36 Mt CO₂eq en la Industria (-11.4%), 13.11 Mt en el sector Residencial (-20.6%) y 8.08 Mt en ACM (-7.6%), demostrando que es viable preservar la expansión del servicio energético reduciendo de forma drástica la intensidad de carbono.

Respecto a la gobernanza e implementación, se evidencia la necesidad de un esquema de gobernanza robusto y una articulación territorial efectiva. Se recomienda la creación de un Consejo Nacional de Bioenergía intersectorial, la actualización de la Ley 1715 de 2014 para ampliar los incentivos a proyectos de biometano y calor industrial, y el establecimiento de mecanismos de financiamiento combinado. Es crucial desarrollar un directorio público del ecosistema bioenergético nacional y fomentar la figura de “comunidades bioenergéticas” para proyectos descentralizados, reconociendo la heterogeneidad de los territorios y promoviendo un enfoque de equidad territorial. La implementación exitosa del PIBE dependerá de la articulación entre instrumentos nacionales vinculantes, marcos estratégicos de largo plazo, herramientas institucionales subnacionales y señales sectoriales en construcción.

En síntesis, el PIBE Nacional 2026 es mucho más que un diagnóstico o una proyección energética: es un instrumento de política pública que traza la ruta para posicionar a la bioenergía como un pilar estratégico de la transición energética justa en Colombia. Su implementación exitosa dependerá de la capacidad del Estado y los actores privados para articular los instrumentos nacionales vinculantes (mandatos de mezcla, incentivos tributarios, cuotas de biometano y SAF), los marcos estratégicos de largo plazo (PEN, TEJ, NDC 3.0) y las herramientas institucionales subnacionales (comunidades bioenergéticas, planes de desarrollo departamental), garantizando que la descarbonización sea también un motor de desarrollo rural, equidad territorial y soberanía energética. La bioenergía no es solo una alternativa renovable: es un camino posible y necesario para construir un futuro energético firme, descentralizado y con justicia social.

GLOSARIO

Bioenergía: Según IEA Bioenergy (IEA Bioenergy Task 39. (2026)), se refiere a la energía (calor, electricidad o combustibles) derivada de la biomasa (materia orgánica). Esto incluye desde la quema de leña o pellets en una estufa hasta la generación de electricidad en una planta que co-combustiona biomasa con carbón, pasando por la producción de biocombustibles líquidos o gaseosos.

Biomasa: la fracción biodegradable de los productos, residuos y desechos de origen biológico procedentes de actividades agropecuarias, incluidas las sustancias de origen vegetal y de origen animal, de la silvicultura y de las industrias conexas, incluidas la pesca y la acuicultura, así como la fracción biodegradable de los residuos, incluidos los residuos industriales y municipales de origen biológico.

Bioenergético: Energía producida a partir de la biomasa. Este puede ser utilizado en usos térmicos, eléctricos y/o como combustible de transporte. Incluye los bioenergéticos tradicionales, bioenergéticos avanzados y combustibles sostenibles.

Bioeconomía: Modelo económico que aprovecha los recursos biológicos renovables para producir energía, productos y servicios, de manera sostenible y circular.

Biocombustibles: IEA Bioenergy los define como combustibles generalmente líquidos derivados de la biomasa y utilizados como alternativa a los combustibles fósiles en el transporte, como la gasolina, el diésel y el combustible de aviación.

Biocombustibles convencionales: Según la IEA son los combustibles líquidos derivados de la biomasa y que han alcanzado madurez tecnológica y comercial y están disponibles en el mercado, como el etanol de caña de azúcar, etanol a base de almidón o maíz, el biodiésel y el aceite vegetal puros, así como el biogás y biometano.

Biocombustibles avanzados: Son combustibles líquidos y gaseosos derivados de la biomasa que se producen a partir de materias primas que no compiten con la cadena alimentaria, tales como residuos agrícolas, forestales, agroindustriales, municipales (RSU) y cultivos energéticos específicos. Utilizan tecnologías de conversión innovadoras (muchas veces en fases pre comerciales o de reciente madurez comercial) para garantizar una baja huella de carbono a lo largo de todo su ciclo de vida. A menudo se consideran combustibles "drop-in" (sustitutos directos), lo que significa que poseen propiedades fisicoquímicas equivalentes a los combustibles fósiles y pueden emplear la infraestructura logística, de refinación y los motores existentes sin requerir modificaciones. Ejemplos representativos de estos son los Combustibles Sostenibles de Aviación (SAF), el diésel renovable (HVO) y el bioetanol celulósico.

Combustibles sintéticos: Según IEA Bioenergy, son un subtipo de biocombustibles avanzados que se sintetizan a partir de gases producidos mediante la gasificación térmica de la biomasa. Algunos ejemplos de estos son: combustibles *Fischer-Tropsch* (diésel, gasolina) también llamados combustibles BtL “combustibles biomasa a líquido”; gas natural sintético (SNG) obtenido de procesos termoquímicos, dimetiléter (DME).

Electro-combustibles o e-combustibles: Son combustibles en forma gaseosa o líquida que se producen a partir de electricidad renovable (por ejemplo, energía solar o eólica) o descarbonizada, la cual se utiliza en un electrolizador para obtener hidrógeno y oxígeno, los cuales se convierten posteriormente en biocombustibles sintéticos. El proceso consiste en usar esa electricidad para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno mediante electrólisis (produciendo hidrógeno verde). Ese hidrógeno se combina luego con dióxido de carbono (CO₂) capturado (de fuentes biogénicas o de la atmósfera) para sintetizar combustibles líquidos o gaseosos.

Oferta biomasa: Cantidad en masa (gramos, libras, toneladas) de biomasa que puede producirse o generarse en un determinado periodo de tiempo para la producción de bioenergéticos.

Oferta bioenergético: Cantidad de bioenergía producida en un determinado periodo de tiempo para su uso en aplicaciones térmicas, eléctricas y/o combustibles de transporte.

TRL (por sus siglas en inglés, Technology Readiness Level) o Nivel de Madurez Tecnológica: Ministerio de Ciencia y Tecnología, lo define como el sistema de medición para evaluar el nivel de madurez de una tecnología particular. Cada proyecto de tecnología se evalúa según los parámetros de cada nivel de tecnología y luego se le asigna una calificación TRL basada en el progreso del proyecto. Hay nueve niveles, TRL 1 es el más bajo y TRL 9 es el más alto. Para la fase de investigación se consideran los niveles del TRL 1 al TRL 3, para la fase de desarrollo del TRL 4 al TRL 6 y para la fase de innovación del TRL 7 al TRL 9.

INTRODUCCIÓN

El diseño de un Plan Indicativo de Bioenergía- PIBE para Colombia, responde a la necesidad imperativa de descarbonizar la economía y fortalecer la seguridad energética del país frente a la variabilidad climática. En un escenario global de transición energética, Colombia se enfrenta al reto de reducir su dependencia de los combustibles fósiles, especialmente en los sectores de transporte e industria (particularmente en procesos térmicos de difícil electrificación), que son los mayores emisores de gases de efecto invernadero. La bioenergía surge como una solución estratégica que no solo contribuye al cumplimiento de las metas nacionales de reducción de emisiones (correspondiente al 51% para 2030 definido en las NDC) (Gobierno de Colombia, 2025), sino que también dinamiza la economía rural mediante el aprovechamiento de recursos locales.

El desarrollo de la bioenergía en Colombia se ha dado especialmente por la producción de biocombustibles de primera generación (bioetanol y biodiesel), los cuales han alcanzado una madurez tecnológica y comercial significativa en el país. La existencia de un marco jurídico previo y de promoción en su uso, ha permitido su integración en el suministro de combustibles y ha servido como plataforma para la transición hacia energéticos avanzados como señales importantes para la diversificación de la matriz. La Ley 1715 de 2014 fue el primer hito al declarar la biomasa como una Fuente No Convencional de Energía Renovable, otorgando beneficios tributarios para su desarrollo (Congreso de la República de Colombia, 2014). Posteriormente, la Ley 2099 de 2021 amplió estos incentivos para incluir vectores energéticos avanzados como el hidrógeno verde y azul, posicionando a la biomasa como una materia prima clave para la producción de hidrógeno verde (Congreso de la República de Colombia, 2021). Este plan se alinea además con la Estrategia Nacional de Economía Circular, buscando que los residuos de sectores agroindustriales dejen de ser un pasivo ambiental y se conviertan en activos energéticos de alto valor (Min. Ambiente, 2019), en línea con la Política de Transición Energética, que establece acciones orientadas al aprovechamiento del biogás, el desarrollo de biocombustibles de última generación y la identificación de oportunidades para la sustitución de combustibles fósiles en el sector transporte e industria (Consejo Nacional de Política Económica y Social [CONPES], 2022).

A diferencia de la intermitencia propia de fuentes como la solar o eólica, la bioenergía aporta firmeza y capacidad de almacenamiento, atributos claves para fortalecer la matriz eléctrica altamente dependiente de las hidroeléctricas, ya que estas a su vez presentan vulnerabilidad a la ocurrencia de fenómenos

como “El Niño”. Más allá de garantizar una generación constante y gestionable, la biomasa destaca por su versatilidad para producir energéticos en estado sólido, líquido y gaseoso, siendo una alternativa no solo para aportar a la generación eléctrica, sino a la generación de energía térmica y aporte al sector transporte. Esta multifuncionalidad es esencial para consolidar un sistema resiliente, diversificado y capaz de responder a las demandas de estabilidad de la transición energética.

Colombia posee una ventaja competitiva excepcional gracias a la disponibilidad de biomasa proveniente de más de 46 fuentes potenciales, incluyendo residuos agrícolas, industriales, municipales y forestales. El país está avanzando hacia una producción consolidada de biocombustibles de primera generación (biodiésel, etanol y más recientemente biogás) hacia energéticos avanzados como: el biometano y los Combustibles Sostenibles de Aviación (SAF por sus siglas en inglés) los cuales representan la ruta más viable para descarbonizar el sector aéreo nacional, aprovechando la infraestructura de refinación existente y materias primas como bioaceites, aceites usados de cocina, bioalcoholes y CO₂ biogénico. De igual forma, el país ha desarrollado un marco normativo de promoción del hidrógeno, otra de las posibles materias primas para la producción de SAF.

En dicho contexto, la biomasa también puede ser materia prima para la producción de "biohidrógeno" que, junto con los electrocombustibles (e-fuels), derivados de la producción electrolítica de hidrógeno, hacen parte de los combustibles sintéticos que pueden aportar a diversificar la oferta de energéticos de acuerdo con las biomasa y rutas tecnológicas disponibles. Actualmente, el país cuenta con aprovechamiento de biomasa húmedas en la producción de biogás generado ya sea a partir de los lodos de plantas de tratamiento de aguas residuales, o de residuos húmedos agrícolas o pecuarios, un biogás a partir del cual se puede separar biometano que podría ser integrado al sistema nacional de transporte de gas natural.

Más que una hoja de ruta técnica y económica, el presente PIBE es un instrumento estratégico para aportar a la toma de decisiones en el marco de una transición energética justa, equitativa y con enfoque territorial. Al cruzar la caracterización de la oferta de biomasa con la demanda energética, el Plan actúa como un instrumento habilitador de la bioeconomía regional. De este modo, la articulación entre las metas sectoriales y las potencialidades locales impulsa la diversificación productiva, la generación de empleo en diversos niveles de especialidad y el bienestar de las comunidades rurales.

Desde una perspectiva ambiental, el PIBE reviste una importancia crucial para la mitigación del cambio climático, al facilitar la sustitución de combustibles fósiles por fuentes renovables con una intensidad de carbono significativamente menor y al fomentar prácticas de gestión sostenible de la biomasa. La integración de la bioenergía en la matriz energética nacional incrementa la sostenibilidad del sistema

en su conjunto, ofreciendo una fuente de energía gestionable y complementaria a otras renovables de naturaleza intermitente.

Por otro lado, los mercados energéticos globales han demostrado, una vez más, que la dependencia de los combustibles fósiles expone a las economías nacionales a choques externos que escapan completamente a su control. La volatilidad de los precios del petróleo, determinada por conflictos geopolíticos tiene efectos directos e inmediatos sobre la factura energética, las finanzas públicas y el poder adquisitivo de los colombianos.

En este contexto, la bioenergía no es simplemente una alternativa renovable más, sino un camino hacia la soberanía. Producir energía a partir de la biomasa que genera el propio territorio nacional significa blindar una parte de la matriz energética colombiana frente a las turbulencias de un mercado global que Colombia no gobierna.

Colombia tiene además una ventaja, su diversidad territorial. Cada región del país, sus suelos, sus cultivos, sus actividades pecuarias, sus residuos agroindustriales y municipales, es en sí misma una fuente de materia prima bioenergética. Esto significa que el desarrollo de proyectos de bioenergía no es una apuesta centralizada, sino un proceso que puede ocurrir simultáneamente en los territorios, generando empleo rural, fortaleciendo las cadenas productivas locales y mejorando el acceso energético en zonas donde otras fuentes renovables aún no llegan.

Finalmente, su debida implementación garantiza la competitividad del sector energético colombiano a escala regional e internacional, mediante la diversificación de las fuentes de suministro, la reducción de la dependencia respecto a mercados externos y la estimulación de la innovación tecnológica y la investigación aplicada en el país. El Plan Indicativo de Bioenergía PIBE es, consecuentemente, un pilar fundamental para consolidar la posición de Colombia como líder en el desarrollo sostenible y la bioeconomía circular en el contexto de América Latina.

En conclusión, el Plan Indicativo de Bioenergía PIBE es el instrumento necesario para articular el potencial bioenergético de Colombia con las diferentes tecnologías disponibles para la producción de bioenergéticos que contribuyan a una transición energética justa, sostenible y competitiva.

OBJETIVOS DEL PIBE

Objetivo general

Formular el Plan Indicativo de Bioenergía Nacional que, a partir de la caracterización de la oferta de biomasa y la demanda energética, establezca las directrices de planeación y los lineamientos para el aprovechamiento eficiente de la biomasa y sus energéticos derivados, articulando los esfuerzos territoriales con las metas de planeación sectorial.

Objetivos específicos

- **Caracterizar** el potencial técnico, económico y ambiental de la biomasa, mediante un inventario que identifique la disponibilidad regional para asegurar el suministro de materias primas.
- **Determinar** las rutas tecnológicas de conversión más eficientes para la producción de energéticos derivados, estableciendo lineamientos técnicos que garanticen la competitividad de estos vectores en el mercado energético nacional e internacional.
- **Modelar** escenarios prospectivos de mediano y largo plazo utilizando la herramienta LEAP, con el fin de proyectar el equilibrio entre la oferta de biomasa y la demanda energética sectorial, evaluando el impacto de la bioenergía en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).
- **Diseñar** un esquema de articulación territorial y gobernanza que integre las metas de planeación sectorial con las capacidades productivas regionales, promoviendo el desarrollo socioeconómico local y la seguridad energética bajo un enfoque de equidad territorial.

1. ANÁLISIS DE CONTEXTO Y DIAGNÓSTICO

1.1. Marco normativo y político

1.1.1 Fundamentos y criterios de clasificación de la regulación bioenergética

El desarrollo de la bioenergía en Colombia ha estado soportado por normas e instrumentos de política pública que han surgido de manera gradual, para articular objetivos de seguridad energética, desarrollo rural y protección ambiental. A continuación, se abordan los documentos normativos de acuerdo con su jerarquía con el fin de distinguir entre lo que constituye una obligación estable de largo plazo y lo que se modifica con frecuencia según la disponibilidad de oferta o la coyuntura del abastecimiento.

La bioenergía se entiende en sentido amplio, comprendiendo tanto los biocombustibles líquidos convencionales como los energéticos derivados de la biomasa sólida, los gases combustibles de origen renovable y las opciones emergentes orientadas al transporte de difícil electrificación. Bajo este alcance, el análisis normativo cubre la leña y su sustitución, el bioetanol, el biodiésel, el biogás, el biometano y, de forma prospectiva, los combustibles sostenibles de aviación y otros energéticos avanzados. El orden de presentación de estos energéticos se mantiene constante a lo largo de esta sección para facilitar la comparación.

La información también se presenta en forma de secuencia temporal, desde la regulación de los servicios públicos tradicionales en la década de los noventa, pasando por la consolidación de los biocombustibles líquidos en los primeros años del siglo, hasta la incorporación de la biomasa moderna, los residuos y los gases renovables en el decenio en curso. Esta perspectiva cronológica busca evidenciar cómo determinados instrumentos modificaron de manera apreciable las reglas del sector y abrieron espacio a nuevos energéticos. Los compromisos internacionales de cambio climático operan como referentes que orientan la inversión y el fomento tecnológico, sin reemplazar el contenido propio de la legislación interna.

Con el propósito de facilitar la lectura, la información se presenta combinando dos criterios complementarios. El primero es la secuencia cronológica de los instrumentos normativos, que permite seguir la evolución del marco desde sus bases constitucionales hasta las disposiciones más recientes y reconocer los momentos en que se introdujeron cambios de

fondo. El segundo criterio es el abordaje por bioenergético para propiciar un diagnóstico por separado del actual estado del marco normativo.

1.1.2 Bases constitucionales y organización sectorial inicial (1991-1994)

El artículo 79 de la Constitución Política de Colombia reconoce el derecho de todas las personas a gozar de un ambiente sano y prevé la participación de la comunidad en las decisiones que puedan afectar, mientras que el artículo 80 impone al Estado el deber de planificar el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución. Estos preceptos ofrecen la base jurídica para los instrumentos de planeación energética de largo plazo y para el tratamiento de la biomasa como recurso cuyo aprovechamiento debe ordenarse con criterios de sostenibilidad (Constitución Política de Colombia, 1991).

Posterior a la Constitución de 1991, en 1994 mediante dos leyes aún vigentes, se estructuró la prestación de los servicios. La Ley 142 de 1994 estableció el régimen de los servicios públicos domiciliarios, entre ellos los de energía eléctrica y gas combustible, y fijó principios de eficiencia, neutralidad y solidaridad para su prestación (Ley 142 de 1994). La Ley 143 de 1994 definió el régimen de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, y habilitó la participación de distintas fuentes en el Sistema Interconectado Nacional, así como soluciones específicas para las Zonas No Interconectadas (Ley 143 de 1994). En conjunto, estas leyes habilitaron que la electricidad generada a partir de biomasa sea tratada como una actividad energética regulada, lo que constituyó la condición institucional necesaria para los desarrollos posteriores.

1.1.3 Consolidación de los biocombustibles líquidos (2001-2011)

Los biocombustibles líquidos son los bioenergéticos con el marco normativo nacional más maduro; su desarrollo combina leyes de fomento, incentivos tributarios y reglamentación técnica, lo que dotó a la cadena de una relativa estabilidad y favoreció la seguridad de abastecimiento. Inicialmente mediante la Ley 693 de 2001 se dio paso al uso de alcoholes carburantes en las gasolinas, con el propósito declarado de mejorar la calidad del aire y dinamizar la actividad agropecuaria (Ley 693 de 2001). La Ley 939 de 2004 extendió ese estímulo al biodiésel, al que definió como combustible de origen vegetal o animal apto para sustituir total o parcialmente el diésel de origen fósil, y estableció condiciones de fomento para su producción y comercialización (Ley 939 de 2004). Ambas leyes se apoyaron en incentivos tributarios que propiciaron la competitividad inicial de estos productos frente a los combustibles fósiles.

Posteriormente mediante el Decreto 2629 de 2007 se estableció el esquema de porcentaje de mezcla, el cual dispuso medidas para promover el uso de biocombustibles en el país y previó la incorporación de motores compatibles con mezclas más altas, dentro de un horizonte de transición de la flota. A partir de este marco, la facultad de fijar los porcentajes de mezcla quedó en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, que los ajusta mediante resoluciones que se emiten según la disponibilidad de oferta nacional y las condiciones regionales de abastecimiento.

Normativa vigente de calidad de los biocombustibles líquidos

La regulación de los biocombustibles líquidos opera bajo dos criterios que conviene separar con claridad. El primer criterio corresponde a los mandatos de mezcla, es decir, a los porcentajes en que el bioetanol se incorpora a la gasolina y el biodiésel al diésel. El segundo criterio corresponde a los parámetros de calidad, esto es, a las especificaciones técnicas y a los métodos de ensayo que deben cumplir los combustibles y sus mezclas, con independencia del porcentaje que se aplique en un momento dado, un cambio en el porcentaje de mezcla no altera por sí mismo las exigencias de calidad, y viceversa.

En relación a la calidad, la norma vigente es la Resolución 40444 de 2023 del Ministerio de Minas y Energía, expedida el 30 de junio de 2023 y vigente desde el 1 de julio de 2023, que estableció los parámetros y requisitos de calidad de las gasolinas básicas y de las gasolinas oxigenadas con etanol anhidro combustible para motores de encendido por chispa, así como del combustible diésel (ACPM) y de los biocombustibles para motores de encendido por compresión y sus mezclas (Resolución 40444 de 2023). Conforme a su artículo 1.º, el objeto de la resolución es fijar estos parámetros para su uso en el territorio colombiano, con el propósito de proteger el ambiente, la salud y la calidad de los combustibles líquidos. Su artículo 2.º delimita el ámbito de aplicación a los productores nacionales, importadores, refinadores, distribuidores mayoristas y minoristas, transportadores, almacenadores y grandes consumidores que produzcan, importen, transporten, almacenen, distribuyan o consuman los combustibles incluidos, entre ellos las gasolinas sin tetraetilo de plomo, el diésel, el biodiésel y sus mezclas, y el etanol anhidro combustible desnaturalizado (Resolución 40444 de 2023).

De acuerdo con su artículo de vigencia y derogatorias, la Resolución 40444 de 2023 reemplazó el marco de calidad que regía con anterioridad y unificó en un solo acto administrativo las especificaciones aplicables a gasolinas, diésel y biocombustibles. Para el bioetanol, la Resolución 40444 de 2023 establece la calidad aplicable a las gasolinas oxigenadas con etanol anhidro combustible y al propio etanol como componente de mezcla, de modo complementario a las normas que regulan los porcentajes de incorporación. La resolución fija parámetros de calidad y métodos de ensayo, pero no determina el porcentaje

de mezcla, que sigue ajustándose por actos administrativos específicos. Para el biodiésel ocurre algo equivalente: la resolución establece, en tablas técnicas, los requisitos de calidad y los métodos de ensayo aplicables a los biocombustibles para motores de encendido por compresión y a sus mezclas con diésel ACPM, también de manera complementaria a las normas de mezcla. De esta forma, la calidad del biodiésel y la de sus mezclas quedan sujetas a especificaciones verificables, lo que ofrece certidumbre técnica a los agentes de la cadena con independencia del nivel de mezcla vigente (Resolución 40444 de 2023).

1.1.4 Integración de la biomasa moderna y las fuentes no convencionales (2014-2020)

La Ley 1715 de 2014 introdujo un cambio relevante al regular la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. La norma reconoció la biomasa entre las fuentes no convencionales de energía renovable y estableció incentivos tributarios, (deducciones en el impuesto sobre la renta, exclusión del impuesto sobre las ventas, exención de aranceles y depreciación acelerada), aplicables a proyectos de generación eléctrica con estas fuentes y a la gestión eficiente de la energía (Ley 1715 de 2014). Con ello, el aprovechamiento de residuos agrícolas, forestales y agroindustriales para fines energéticos dejó de depender únicamente de la regulación de servicios públicos y pasó a contar con un marco de fomento propio.

Respecto a los gases renovables, la Resolución CREG 240 de 2016 reguló la prestación del servicio público domiciliario a partir de biogás y biometano. Este hito normativo permitió integrar ambos vectores en las redes de distribución e incorporarlos formalmente al mercado del gas combustible. Al trasladar estas tecnologías desde proyectos aislados hacia un esquema regulado, se crearon las condiciones habilitantes necesarias para su escalamiento comercial. Los instrumentos normativos y las señales de política aplicables a cada bioenergético se sintetizan a continuación en la Tabla 1.

Tabla 1. Dimensión normativa por bioenergético

Bioenergético	Dimensión normativa	Instrumento vigente o relevante	Alcance técnico	Implicación para la planeación o modelación
Leña	Sustitución de usos tradicionales	Resolución 40165 de 2024; Plan Nacional de Sustitución de Leña (UPME)	Reemplazo de la leña por gas combustible, electricidad y biogás en cocción de alimentos, con esquemas de subsidio	Demanda residencial sustituida, energético reemplazado y emisiones evitadas por hogar
Bioetanol	Calidad	Resolución 40444 de 2023	Parámetros de calidad y métodos de ensayo de gasolinas oxigenadas con etanol anhidro combustible; no fija el porcentaje de mezcla	Especificaciones del energético; el porcentaje de mezcla se modela como variable aparte
Biodiésel	Calidad	Resolución 40444 de 2023	Requisitos de calidad y métodos de ensayo de biocombustibles para encendido por compresión y de sus mezclas con diésel ACPM	Especificaciones del energético; el porcentaje de mezcla se modela como variable aparte

Bioenergético	Dimensión normativa	Instrumento vigente o relevante	Alcance técnico	Implicación para la planeación o modelación
Biogás	Gas combustible y aprovechamiento de residuos	Resolución CREG 240 de 2016; Decreto 670 de 2025	Condiciones del servicio de gas combustible con biogás y reconocimiento de su aprovechamiento en residuos y rellenos sanitarios	Sector de residuos y saneamiento; potencial de captación y emisiones de metano evitadas
Biometano	Gas combustible	Resolución CREG 240 de 2016	Condiciones para inyectar y comercializar biometano en el servicio de gas combustible	Sustitución de gas natural en redes; calidad de inyección y volúmenes disponibles
SAF	Señal de política para combustibles avanzados	Hoja de ruta SAF 2025; reglamento técnico en construcción	Orientación de mediano plazo sin mandato vinculante de mezcla a la fecha	Demanda potencial del transporte aéreo y disponibilidad de materia prima

De manera complementaria al marco regulatorio, se han dado señales de política como es el caso del documento CONPES 4075 de 2022 el cual consolidó la Política de Transición Energética para el período 2022-2028 y, entre sus líneas de acción, dispuso identificar oportunidades para el biogás como sustituto de otros combustibles y establecer requisitos para el fomento del biometano, el biojet y otros combustibles sostenibles (CONPES 4075 de 2022). El CONPES 4075, recogió y proyectó los desarrollos de la segunda mitad de la década anterior, y señaló de manera explícita el bajo nivel de despliegue que entonces presentaban tecnologías como el biogás y los combustibles sostenibles.

1.1.5 Transición energética, sustitución de leña y gas combustible (2021-2024)

El período más reciente concentra un grupo de leyes que reorientaron el sector hacia la transición energética y la reducción de emisiones. La Ley 2099 de 2021 modernizó el marco de las fuentes no convencionales de energía y amplió los incentivos previstos en la Ley 1715 de 2014, con el propósito de dinamizar el mercado energético y reforzar la confiabilidad del servicio (Ley 2099 de 2021). La Ley 2128 de 2021, conocida como “ley del gas combustible”, fijó disposiciones para promover el abastecimiento, la cobertura y la sustitución de combustibles más contaminantes, e incluyó referencias al avance del programa de sustitución de leña (Ley 2128 de 2021). La Ley 2169 de 2021 establece metas y medidas mínimas para impulsar el desarrollo bajo en carbono y avanzar hacia la carbono neutralidad, lo que situó la política energética dentro de un horizonte explícito de descarbonización (Ley 2169 de 2021).

La sustitución de la leña como combustible de cocción adquirió en este período un lugar definido dentro de la política energética. El uso tradicional de leña afecta a una proporción considerable de hogares rurales, con consecuencias sobre la salud y sobre la presión que ejerce la recolección de combustible en los ecosistemas, lo que justifica su tratamiento como un problema de transición energética y no solo de eficiencia. El Plan Nacional de Sustitución de Leña, coordinado por la Unidad de Planeación Minero Energética, ordenó las acciones orientadas a reemplazar la leña y otros combustibles usados de manera ineficiente por alternativas más limpias, entre ellas el gas licuado de petróleo, el gas natural, la energía eléctrica y el biogás, con metas definidas hacia 2030 y 2050.

La materialización operativa de esta política se dio con la Resolución 40165 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía, que estableció los parámetros del Programa de Sustitución de Leña, Carbón y Residuos por Energéticos de Transición de Gas Combustible para la cocción de alimentos, en desarrollo de lo dispuesto por la Ley 2294 de 2023 (Resolución 40165 de 2024). La resolución reconoció expresamente el biogás y el biometano entre los energéticos de transición elegibles, junto con el gas natural y el gas licuado de petróleo, y previó esquemas de subsidio y cofinanciación, incluida la conexión mediante biodigestores. De este modo, la sustitución de leña conecta la agenda de salud en zonas rurales con el aprovechamiento de biomasa residual disponible en territorios con vocación agrícola y pecuaria, y da prioridad, en caso de viabilidad, a los proyectos basados en biogás o biometano. Esta resolución constituye un punto de inflexión porque vinculó un programa social de cobertura energética con el uso de gases renovables de origen local (Unidad de Planeación Minero Energética, 2026).

1.1.6 Biogás, biometano, residuos y economía circular

El tratamiento de los residuos como fuente de energía se ha articulado de manera creciente con la política de economía circular. La Estrategia Nacional de Economía Circular, formulada en 2019, planteó como meta incrementar el aprovechamiento de la biomasa residual y promover modelos en los que los materiales permanezcan el mayor tiempo posible en el ciclo productivo, lo que ofreció un encuadre conceptual para valorar energéticamente los residuos orgánicos (Gobierno de Colombia, 2019). Sobre esa base, la regulación reciente ha buscado que el biogás y el biometano se inserten de forma estable en la gestión de residuos y en el saneamiento.

La Resolución CREG 240 de 2016, ya mencionada, conserva relevancia en esta materia porque definió las condiciones para prestar el servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano, y sigue siendo el referente regulatorio para su inyección y comercialización (Resolución CREG 240 de 2016). El paso más reciente corresponde al Decreto 670 de 2025, expedido por el Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio, que reglamentó el Programa Basura Cero previsto en el artículo 227 de la Ley 2294 de 2023 y adiciona el capítulo correspondiente al Decreto 1077 de 2015 (Decreto 670 de 2025). Entre sus disposiciones, el decreto promueve la transición de los rellenos sanitarios hacia Parques Tecnológicos y Ambientales, ordena a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) reconocer en los marcos tarifarios los costos asociados al aprovechamiento de biogás proveniente del tratamiento de biomasa residual o de rellenos sanitarios, y encarga al Ministerio de Minas y Energía la definición de lineamientos técnicos para el aprovechamiento energético del biogás y de otras formas de energía derivadas del procesamiento de residuos orgánicos. Con ello, el aprovechamiento del biogás dejó de plantearse como una iniciativa puntual y pasó a integrarse en la regulación de la gestión de residuos y del servicio público de aseo.

En el ámbito del saneamiento, el Decreto 774 de 2025 modificó las condiciones y criterios para el uso de los biosólidos generados en los sistemas de tratamiento de aguas residuales municipales, en el marco del Decreto 1077 de 2015 (Decreto 774 de 2025). Entre las alternativas de manejo, la norma admite de manera expresa la valorización energética de los biosólidos que no se destinen a otros usos, lo que aproxima la gestión de lodos de las plantas de tratamiento a la lógica de aprovechamiento de la biomasa residual.

1.1.7 Señales regulatorias y de política para combustibles sostenibles de aviación y energéticos avanzados

El combustible sostenible de aviación constituye una opción emergente cuyo tratamiento normativo se encuentra en una fase inicial. La política pública ha emitido señales

orientadoras: el CONPES 4075 de 2022 incluyó entre sus acciones la identificación de oportunidades para el biojet y otros combustibles sostenibles, y leyes como la 1715 de 2014, la 2169 de 2021 y la 2294 de 2023 ofrecen un marco general que reconoce su importancia dentro de la transición energética y la descarbonización del transporte (CONPES 4075 de 2022). En 2025, el Gobierno nacional adoptó una hoja de ruta para el desarrollo del combustible sostenible de aviación, con metas indicativas de producción hacia 2035 y 2050, lo que situó a Colombia entre los países de la región que han trazado una orientación de mediano plazo en esta materia (Presidencia de la República, 2025).

Conviene mantener cautela técnica al describir el estado de esta agenda. A la fecha, el país avanza en la definición del reglamento técnico de calidad que permitiría habilitar la producción y el consumo de estos combustibles, instrumento que se ha sometido a análisis de impacto normativo y a comentarios públicos, sin que exista todavía un mandato vinculante de mezcla obligatoria (Ministerio de Minas y Energía, 2025). Por lo tanto, el combustible sostenible de aviación debe presentarse como una oportunidad respaldada por señales de política y por instrumentos en construcción, y no como una obligación regulatoria ya consolidada. Esta distinción es relevante para la toma de decisiones, porque condiciona el horizonte de inversión y el grado de certidumbre que pueden esperar los actores de la cadena.

A continuación, la figura 1 muestra una cronología de la evolución de los instrumentos normativos y de señales de política asociados a cada uno de los bioenergéticos previamente mencionados.

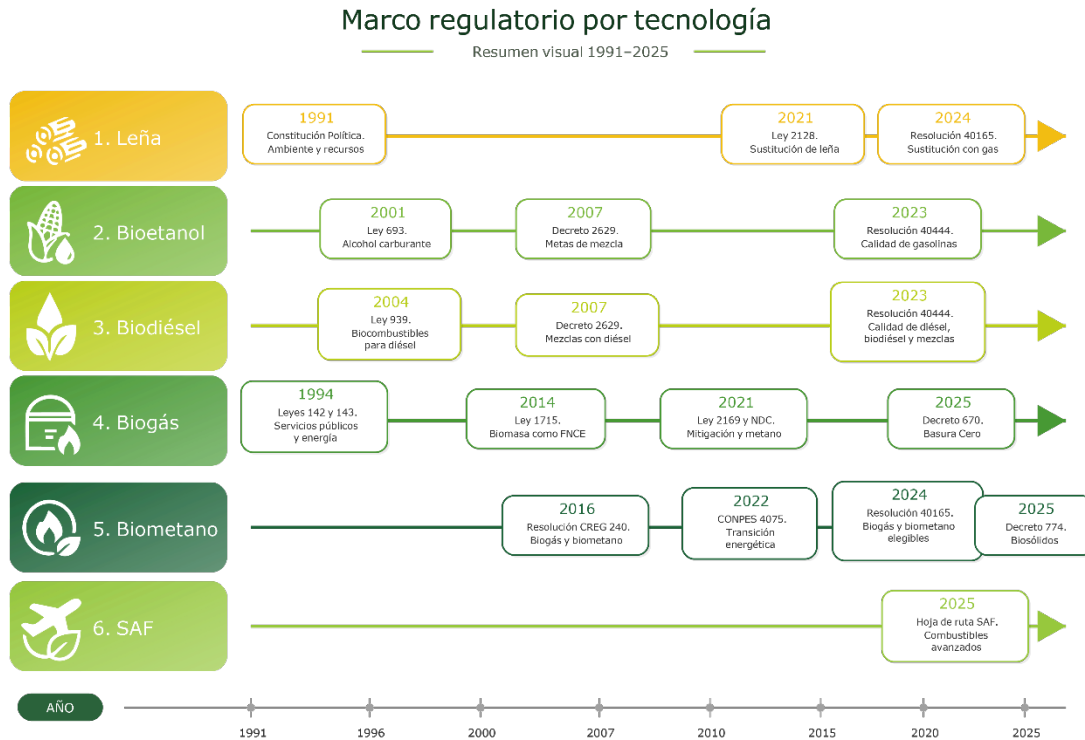


Figura 1. Cronología de avance normativo por bioenergético

1.1.8 La bioenergía en los compromisos de descarbonización de Colombia

La Ley 2169 de 2021, denominada Ley de Acción Climática, constituye el instrumento legal de mayor jerarquía en materia de descarbonización en Colombia y proporciona el sustento jurídico sobre el que se articulan los compromisos sectoriales en bioenergía. Su artículo 1° establece como objeto el desarrollo bajo en carbono del país mediante metas mínimas de carbono neutralidad y resiliencia climática en el corto, mediano y largo plazo, en el marco de los compromisos internacionales asumidos por Colombia ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). El artículo 5° fija las metas nacionales de mitigación: reducir el 51% de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al escenario de referencia de la NDC, lo que implica un techo de 169,44 millones de toneladas de CO₂ equivalente en 2030, y alcanzar la carbono neutralidad a 2050 (Congreso de Colombia, 2021). En materia de bioenergía, la Ley asigna responsabilidades explícitas a cuatro ministerios con incidencia directa en la cadena bioenergética. Al Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio le corresponde fomentar la implementación de sistemas de captura y quema tecnificada de biogás en rellenos sanitarios y promover sistemas de

aprovechamiento de biogás en plantas de tratamiento de aguas residuales con tecnologías anaeróbicas. Al Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural le corresponde promover cultivos agroenergéticos y el aprovechamiento de biomasa para la producción de biocombustibles y bioenergía, así como fomentar la captura y uso de biogás derivado de la biomasa residual de procesos agroindustriales. Al Ministerio de Minas y Energía le corresponde impulsar la diversificación de la matriz energética mediante fuentes no convencionales de energías renovables, y al Ministerio de Transporte, en coordinación con aquel, le corresponde promover el desarrollo y uso de los combustibles sostenibles de aviación (SAF) (Congreso de Colombia, 2021).

En el portafolio sectorial de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de 2020 (NDC 2.0), la bioenergía aparece como un instrumento de mitigación que conecta la política energética con la gestión de residuos, el uso eficiente de la biomasa y la reducción de metano. El biogás se incorpora de manera explícita en la gestión integral de residuos sólidos mediante captación, conducción, quema y aprovechamiento energético en rellenos sanitarios, con un potencial estimado de reducción de 1.313.600 toneladas de CO₂ equivalente a 2030 (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2021). El mismo portafolio incluye el aprovechamiento o quema de biogás en plantas de tratamiento de aguas residuales domésticas, con una reducción estimada de 18.000 toneladas de CO₂ equivalente, lo que refuerza el papel del biogás como medida asociada al control de metano en residuos y saneamiento (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2021). La biomasa también se vincula con la descarbonización desde el uso final de energía y la sustitución de prácticas tradicionales intensivas en emisiones. La medida de sustitución de fogones tradicionales de leña por estufas eficientes plantea instalar un millón de estufas entre 2021 y 2030, con una reducción estimada de 2.292.000 toneladas de CO₂ equivalente, conectando así la agenda climática con la salud rural y la eficiencia energética (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2021). En las cadenas agroindustriales, la NDC 2.0 reconoce medidas como el uso más eficiente del bagazo en hornillas paneleras, el cambio de combustibles en secadores de café y el manejo de residuos de cosecha en arroz, lo que muestra que la bioenergía no se limita a la generación eléctrica, sino que también contribuye a reducir emisiones en calor, postcosecha y procesos productivos rurales (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2021).

La actualización de 2025, denominada NDC 3.0, amplía el enfoque al ubicar la biomasa sostenible, los biocombustibles y el biogás dentro de una transición energética justa orientada a reducir de forma progresiva el uso de combustibles fósiles, diversificar la matriz energética y avanzar hacia la carbono neutralidad en 2050 (Gobierno de Colombia, 2025). En particular, menciona el aprovechamiento de biomasa mediante biocombustibles y biogás en la agroindustria, el aprovechamiento energético del biogás en residuos sólidos y en plantas de tratamiento de aguas residuales, y la necesidad de impulsar la regulación del mercado de biogás para viabilizar proyectos sostenibles y atraer inversión (Gobierno de

Colombia, 2025). Este planteamiento confirma que el biogás, la biomasa y, por extensión, el biometano dejan de ser soluciones aisladas y pasan a formar parte de una agenda integrada de mitigación, economía circular, sustitución de combustibles y reducción de metano.

El Plan Energético Nacional 2025-2055 (PEN) (UPME, 2026) sistematiza estas responsabilidades en su sección 2.2, señalando las medidas derivadas de la Ley 2169 de 2021 para el logro de las metas país en materia de mitigación de GEI. En este marco, el sector minero-energético tiene una contribución cuantificada de reducción de 11,2 millones de toneladas de CO₂ equivalente, distribuida en cinco líneas estratégicas del Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del sector minero-energético (PIGCCme): eficiencia energética, generación de energía, gestión de la demanda, emisiones fugitivas y sustitución energética y nuevas tecnologías. La bioenergía atraviesa transversalmente varias de estas líneas, en particular la sustitución energética, la gestión de la demanda y la generación a partir de fuentes no convencionales (UPME, 2024). La articulación entre la Ley 2169 de 2021, las NDC y el PEN configura una cadena normativa coherente en la que la bioenergía ocupa un lugar instrumental: aparece como medida de mitigación en los sectores de residuos, agropecuario, industrial y de transporte, y como palanca de diversificación de la matriz energética en el sector minero-energético. La coincidencia entre estos compromisos y los instrumentos regulatorios recientes, como el Decreto 670 de 2025 y la Resolución 40165 de 2024, sugiere una alineación creciente entre la política climática y la regulación sectorial, y refuerza la pertinencia del PIBE Nacional 2026 como instrumento de implementación que operacionaliza para la biomasa y los bioenergéticos las metas que la Ley 2169 de 2021 establece como obligaciones mínimas del Estado colombiano.

1.1.9 Articulación del marco normativo bioenergético con los instrumentos orientadores de país

El análisis de los instrumentos normativos desarrollado en los numerales precedentes adquiere mayor utilidad operativa cuando se examina en relación con los documentos estratégicos y hojas de ruta que orientan la planeación energética de largo plazo en Colombia. Estos últimos no son normas de cumplimiento obligatorio, pero fijan los horizontes de transformación, en un escenario que busca alcanzar las metas de descarbonización y las prioridades de inversión dentro de las cuales los instrumentos regulatorios cobran sentido. La coherencia entre los instrumentos normativos y de carácter estratégico, es fundamental para garantizar la estabilidad del entorno de inversión y la previsibilidad del marco para los actores de las cadenas bioenergéticas.

El Plan Integral de Bioenergía del Pacífico (UPME, 2025), aborda dicha articulación al identificar los documentos de referencia con los que el plan regional se alinea y a los que contribuye con evidencia técnica territorial. El ejercicio permite distinguir cuatro niveles de articulación: los instrumentos de planeación nacional vinculante (Plan Nacional de Desarrollo

y Plan Plurianual de Inversiones), los marcos estratégicos de largo plazo (Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa, Plan Energético Nacional 2025-2055 y Estrategia Climática E2050), los instrumentos institucionales y subnacionales de continuidad (Plan Estratégico Institucional de la UPME, Planes de Energización Rural Sostenible y Planes de Desarrollo Departamental) y las señales de política sectorial en construcción (hoja de ruta SAF 2025 y reglamento técnico en proceso de expedición). En cada uno de estos documentos, la regulación bioenergética actúa como el mecanismo de implementación que traduce los compromisos estratégicos en obligaciones y habilitaciones.

1.2. Enfoque territorial y condiciones habilitantes

La adopción del enfoque territorial resulta fundamental para la identificación de oportunidades de desarrollo bioenergético y su impacto potencial en el Plan Indicativo de Bioenergía (PIBE), toda vez que éste posibilita el reconocimiento de las particularidades regionales sobre la disponibilidad de biomasa, así como las condiciones de demanda energética, las capacidades productivas e institucionales y las restricciones ambientales.

En ese sentido y, en coherencia con el Plan Energético Nacional (PEN), el análisis de esta sección se estructura a partir de las siguientes áreas regionales: Antioquia, Caribe, Este, Insular, Nordeste, Oriente y Suroccidente. Para cada una de estas áreas, se identifican condiciones habilitantes y elementos diferenciales que impactan en la viabilidad de alternativas bioenergéticas.

Este enfoque permite orientar la formulación de lineamientos diferenciados, a partir de la comprensión del territorio como una unidad socioecológica donde convergen factores biofísicos, institucionales, productivos y culturales.

1.2.1. Región Antioquia (Antioquia y Chocó)

En esta región, la abundante biomasa residual contrasta con brechas en infraestructura, capacidades institucionales y articulación territorial. Antioquia, con gran producción agroindustrial (café, banano, caña, ganadería), genera residuos lignocelulósicos y orgánicos con potencial energético. El Chocó, con más del 80% de su territorio boscoso, tiene potencial en biomasa forestal y residuos maderables, aunque con restricciones ambientales y de acceso (IDEAM, 2021).

La dispersión geográfica, estacionalidad y usos tradicionales de la biomasa (fertilización, autoconsumo) exigen esquemas de aprovechamiento descentralizados y adaptados a economías locales. Esto es crucial en territorios colectivos de comunidades negras e indígenas en el Chocó y el Urabá antioqueño, donde la gestión de la biomasa está mediada por autoridades comunitarias, prácticas tradicionales y cosmovisiones que priorizan el uso

sostenible del territorio. Por lo tanto, en esta región las estrategias bioenergéticas requieren del reconocimiento de sistemas productivos propios, la concertación y la consulta previa en clave de transición energética justa.

Esta región presenta heterogeneidad en infraestructura y capacidades logísticas. Mientras Antioquia tiene corredores logísticos consolidados (Valle de Aburrá, Magdalena Medio, Urabá en expansión portuaria), amplia cobertura del Sistema Interconectado Nacional y capacidades industriales para transformación energética; el Chocó enfrenta limitaciones en conectividad vial, acceso a redes eléctricas y capacidades de acopio y transformación. Más del 40% de las zonas rurales del Chocó no están interconectadas al sistema eléctrico nacional, dependiendo de diésel o sistemas aislados (DANE, 2022). Esta brecha es una oportunidad para formular soluciones energéticas descentralizadas, especialmente, en sistemas híbridos para territorios dispersos y que promuevan el uso de sistemas fluviales de conectividad.

Las capacidades institucionales y organizativas también reflejan esta dualidad. Antioquia tiene un ecosistema institucional robusto, con universidades, centros de investigación y actores empresariales con experiencia en bioenergía y economía circular. En el Chocó, por su parte, predominan esquemas comunitarios y étnico-territoriales, con capacidades diferenciales de articulación técnica con el nivel nacional pero con alta legitimidad social y capacidad territorial estructurada. Por lo tanto, en estos territorios es necesario fortalecer espacios de articulación locales, asistencia técnica diferenciada y reconocimiento de autoridades y saberes territoriales, a fin de asegurar la sostenibilidad de los proyectos. De igual manera, la incorporación de los enfoques de género y de ciclo de vida es clave, considerando el rol central de mujeres rurales y personas jóvenes o mayores en la gestión de recursos y/o en la adopción de soluciones energéticas comunitarias.

Esta región ofrece oportunidades para sustituir combustibles fósiles en agroindustrias, valorizar residuos energéticamente e integrarlos en cadenas productivas (cafetera, bananera, forestal y pecuaria). Antioquia concentra cerca del 15% de la demanda energética industrial del país, un mercado potencial para bioenergéticos (UPME, 2023a). En el Chocó, la baja densidad de demanda y la informalidad económica limitan mercados energéticos convencionales, requiriendo esquemas alternativos basados en economías comunitarias y modelos asociativos.

Las necesidades y capacidades energéticas especiales de la región se caracterizan por la coexistencia de sistemas energéticos avanzados y pobreza energética estructural (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas [IPSE], 2022). Antioquia demanda descarbonización industrial, mientras que, el Chocó requiere acceso básico, confiable y sostenible a la energía. Esto implica enfoques diferenciados que reconozcan particularidades territoriales, condiciones étnico-culturales y trayectorias de desarrollo local. Determinantes ambientales y climáticos (zona altamente lluviosa, vulnerabilidad a inundaciones y

degradación ecosistémica) condicionan la disponibilidad de biomasa y la viabilidad de proyectos, exigiendo criterios estrictos de sostenibilidad (Departamento Nacional de Planeación [DNP], 2021).

1.2.2. Región Caribe (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre)

Esta zona concentra una base significativa de biomasa residual asociada a sistemas agroindustriales, pecuarios y urbanos, lo que configura condiciones habilitantes relevantes para el desarrollo de bioenergéticos, aunque con marcadas asimetrías territoriales. Actividades como la ganadería extensiva (Córdoba, Cesar, Sucre), el cultivo de palma de aceite (Cesar, Magdalena), arroz y maíz, así como la agroindustria bananera y forestal, generan volúmenes importantes de residuos orgánicos y lignocelulósicos con potencial energético. A esto se suman los residuos sólidos urbanos en ciudades principales como Barranquilla, Cartagena, Valledupar y Santa Marta, que amplían las oportunidades de aprovechamiento energético (UPME, 2023b).

Sin embargo, la disponibilidad efectiva de biomasa está condicionada por su dispersión, el ciclo productivo y usos tradicionales, lo que exige modelos de aprovechamiento diferenciados y el fortalecimiento de esquemas logísticos eficientes. En departamentos como La Guajira, las limitaciones de agua y la aridez del territorio restringen la productividad agrícola, mientras que la existencia de territorios indígenas (principalmente el pueblo Wayúu) implica que la gestión de recursos debe articularse con sistemas normativos propios y prácticas culturales del territorio (DNP, 2021; Banco de la República, 2026).

En términos de infraestructura y capacidades logísticas, la región presenta contrastes importantes. Por un lado, departamentos como Atlántico y Bolívar cuentan con infraestructura portuaria, corredores logísticos consolidados y alta interconexión al Sistema Interconectado Nacional (Consejo Privado de Competitividad [CPC] y Universidad del Rosario, 2023), lo que facilita el desarrollo de proyectos a escala industrial. Por otro lado, zonas rurales de La Guajira, sur de Bolívar o Córdoba presentan limitaciones en transporte, acopio y acceso energético (UPME, 2022), lo que restringe la viabilidad de esquemas centralizados y favorece soluciones descentralizadas. Esta heterogeneidad se da en el contexto de una matriz energética regional históricamente basada en combustibles fósiles, lo que abre oportunidades para la sustitución energética en sectores industriales y térmicos (UPME, 2023),(DNP, 2020).

Las capacidades institucionales y organizativas también son diferentes. Mientras que en Atlántico y Bolívar existe una base empresarial, académica e institucional con experiencia en economía circular y energías renovables, en otros departamentos es mayor la participación de aparatos productivos menos tecnificados y con menor capacidad de estructuración de

proyectos (DNP, 2021). No obstante, existen organizaciones campesinas, asociaciones productivas y estructuras comunitarias que pueden facilitar esquemas asociativos para el aprovechamiento energético de la biomasa, siempre que se fortalezcan capacidades técnicas y mecanismos de gobernanza local.

Desde la perspectiva de mercado y articulación productiva, la región Caribe presenta ventajas relevantes. La alta demanda energética en sectores industriales, agroindustriales y urbanos (particularmente en corredores como Barranquilla-Cartagena) permite integrar bioenergéticos en cadenas existentes (palma, arroz, ganadería y residuos urbanos) y promover esquemas de economía circular. A nivel rural, el aprovechamiento de biomasa puede contribuir a sustituir el uso tradicional de leña y mejorar las condiciones de acceso energético en hogares vulnerables (IPSE, 2022).

Finalmente, las necesidades y capacidades energéticas especiales están marcadas por la coexistencia de polos industriales dinámicos y territorios con pobreza energética estructural. Mientras que zonas urbanas demandan descarbonización y eficiencia energética, áreas rurales e indígenas requieren acceso básico, confiable y culturalmente pertinente a la energía. Estas condiciones se ven atravesadas por determinantes ambientales y climáticos críticos, como alta vulnerabilidad a sequías, procesos de desertificación (especialmente en La Guajira) e inundaciones en zonas bajas, que inciden en la disponibilidad de biomasa y en la sostenibilidad de los proyectos (IDEAM, 2021; DNP, 2021). En este sentido, el desarrollo de bioenergéticos en la región debe priorizar enfoques adaptativos, uso eficiente del recurso hídrico y criterios estrictos de sostenibilidad ambiental y social.

1.2.3. Región Este (Amazonas, Guainía, Vaupés y Vichada)

Esta región presenta condiciones habilitantes particulares para el desarrollo de bioenergéticos, determinadas más por su aislamiento estructural y riqueza ecosistémica que por escalas productivas convencionales. A diferencia de otras regiones, la disponibilidad de biomasa se concentra en residuos forestales, biomasa natural y residuos orgánicos de baja escala provenientes de sistemas productivos tradicionales (chagras, pesca, aprovechamientos maderables controlados) (UPME, 2023a). En departamentos como Amazonas, Guainía y Vaupés, más del 80% del territorio está cubierto por bosques naturales, lo que representa un alto potencial bioenergético, aunque fuertemente condicionado por restricciones ambientales y normativas (IDEAM, 2021). En Vichada, la expansión de la frontera agropecuaria (palma, ganadería extensiva) introduce nuevas fuentes de biomasa residual, aunque aún con baja densidad productiva (DNP, 2021).

Pese a esto, la disponibilidad efectiva de biomasa está limitada por su alta dispersión geográfica, baja densidad y usos tradicionales, lo que restringe esquemas de aprovechamiento a gran escala. Allí, la biomasa cumple funciones esenciales en sistemas de

subsistencia (cocción, fertilización, identidad y construcción), por lo que cualquier estrategia de aprovechamiento energético debe partir del reconocimiento de estos usos y de los sistemas de conocimiento indígena predominantes. La región tiene 52 pueblos indígenas con sus propias formas de gobernar y cosmovisiones. Por eso, los proyectos bioenergéticos deben incluir consultas previas y enfoques de transición energética justa (DNP, 2021; Fondo Mundial para la Naturaleza [WWF] y Organización Nacional de los Pueblos Indígenas de la Amazonía Colombiana [OPIAC], 2021).

En términos de infraestructura y capacidades logísticas, la región presenta las mayores limitaciones a nivel nacional. La conectividad terrestre es prácticamente inexistente en amplias zonas, predominando el transporte fluvial y aéreo, lo que incrementa los costos de acopio y transformación de biomasa. Asimismo, la cobertura del Sistema Interconectado Nacional es muy baja o inexistente, con una alta dependencia de sistemas diésel en Zonas No Interconectadas (ZNI) (IPSE, 2022). Esta condición, si bien representa una barrera estructural, también configura una de las principales oportunidades para el desarrollo de soluciones bioenergéticas descentralizadas, especialmente a pequeña escala y en esquemas híbridos adaptados a comunidades dispersas.

Las capacidades institucionales y organizativas están marcadas por una fuerte presencia de autoridades étnico-territoriales y una limitada capacidad institucional formal en términos técnicos y operativos (WWF y OPIAC, 2021). Si bien existen avances en la articulación con entidades nacionales y programas de electrificación rural, la sostenibilidad de proyectos energéticos enfrenta desafíos asociados a mantenimiento, operación y apropiación tecnológica (IPSE, 2022). En este contexto, el fortalecimiento de capacidades locales, la formación técnica comunitaria y la co-creación de soluciones con enfoque intercultural resultan determinantes para la viabilidad de iniciativas bioenergéticas (DNP, 2021).

Desde la perspectiva de mercado y articulación productiva, la región presenta limitaciones estructurales asociadas a la baja densidad poblacional, la informalidad económica y la ausencia de mercados energéticos consolidados (IPSE, 2022). A diferencia de otras regiones, el desarrollo de bioenergéticos no está orientado a mercados industriales, sino a la provisión de servicios energéticos básicos en comunidades rurales y dispersas (UPME, 2022). En este sentido, los modelos de negocio deben basarse en esquemas comunitarios, subsidios públicos y mecanismos diferenciados para ZNI, priorizando el acceso y la sostenibilidad sobre la rentabilidad convencional (DNP, 2021).

Finalmente, las necesidades y capacidades energéticas especiales de la región están determinadas por altos niveles de pobreza energética, dependencia de combustibles fósiles costosos y limitaciones en la continuidad del servicio (IPSE, 2022). A su vez, los determinantes ambientales y climáticos son particularmente críticos: se trata de ecosistemas altamente sensibles, con alta biodiversidad y funciones estratégicas en regulación climática, lo que impone restricciones estrictas al aprovechamiento de biomasa. Factores como

inundaciones estacionales, variabilidad hidrológica y riesgos de deforestación condicionan la viabilidad de proyectos (IDEAM, 2021). Bajo estas circunstancias, la expansión de los recursos bioenergéticos tiene que favorecer estrategias que minimicen el impacto ambiental, empleen dimensiones adecuadas y apliquen estándares estrictos de sostenibilidad tanto ecológica como cultural.

1.2.4. Región Insular (Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina)

Esta zona presenta condiciones habilitantes altamente específicas para el desarrollo de bioenergéticos, determinadas por su carácter insular, limitada disponibilidad de recursos naturales y alta dependencia de combustibles fósiles importados. A diferencia de las regiones continentales, la disponibilidad de biomasa es reducida y se concentra principalmente en residuos sólidos urbanos, residuos orgánicos domésticos y, en menor medida, en biomasa proveniente de actividades agrícolas a pequeña escala (UPME, 2023a). Esta condición limita el desarrollo de proyectos de bioenergía de gran escala, pero abre oportunidades para esquemas descentralizados de valorización energética de residuos, particularmente en el marco de estrategias de economía circular.

La disponibilidad efectiva de biomasa está condicionada no sólo por su baja escala, sino también por la alta competencia por el uso del suelo, la presión sobre ecosistemas frágiles y las restricciones ambientales propias de territorios insulares. En este contexto, el aprovechamiento energético de residuos orgánicos debe priorizar soluciones tecnológicas de baja escala, adaptadas a contextos urbanos compactos y con criterios estrictos de sostenibilidad ambiental, evitando impactos sobre ecosistemas estratégicos como manglares, arrecifes coralinos y zonas costeras (IDEAM, 2021; DNP, 2021).

En términos de infraestructura y capacidades logísticas, la región enfrenta limitaciones estructurales asociadas a su aislamiento geográfico. La provisión de energía depende en gran medida de generación diésel, con altos costos de operación y vulnerabilidad frente a interrupciones en el suministro de combustibles (IPSE, 2022). Si bien existe cobertura energética en los principales centros poblados, los costos elevados y la dependencia externa configuran un entorno propicio para la diversificación de la matriz energética mediante fuentes locales, incluyendo el aprovechamiento de residuos. La escala reducida del territorio insular y la concentración poblacional pueden facilitar la implementación de soluciones integradas de gestión de residuos y generación energética.

Las capacidades institucionales y organizativas en la región están mediadas por un contexto sociocultural particular, con una fuerte identidad raizal y estructuras comunitarias propias. La implementación de proyectos bioenergéticos requiere, por tanto, procesos de concertación que reconozcan las prácticas culturales, los esquemas de gobernanza local y la relación

histórica de la comunidad con el maritorio (Vásquez & Millán, 2026). En este sentido, la incorporación de enfoques diferenciales (étnico-territorial, de género y ciclo de vida) resulta fundamental para garantizar la apropiación social de las soluciones energéticas y su sostenibilidad en el tiempo (DNP, 2021).

Desde la perspectiva de mercado y articulación productiva, la región presenta limitaciones asociadas a la baja escala de la demanda y la ausencia de sectores industriales intensivos en consumo energético. No obstante, el alto costo de la energía convencional y la presión sobre los sistemas de disposición de residuos generan incentivos para el desarrollo de soluciones bioenergéticas orientadas a la autosuficiencia energética parcial y la optimización de servicios públicos. En este contexto, el aprovechamiento energético de residuos sólidos urbanos puede contribuir simultáneamente a la gestión ambiental del territorio y a la reducción de costos energéticos (UPME, 2023b).

Finalmente, las necesidades y capacidades energéticas especiales de la región están determinadas por su alta vulnerabilidad climática y ambiental. El archipiélago enfrenta riesgos significativos asociados al cambio climático, como el aumento del nivel del mar, eventos extremos y afectaciones a ecosistemas estratégicos, lo que condiciona la planificación energética y exige soluciones resilientes y de bajo impacto (IDEAM, 2021). Así, el desarrollo de bioenergéticos debe integrarse en una estrategia más amplia de sostenibilidad territorial, priorizando tecnologías limpias, escalas apropiadas y esquemas que fortalezcan la autonomía energética local sin comprometer la integridad ecosistémica y cultural del territorio.

1.2.5. Región Nordeste (Arauca, Boyacá, Casanare, Norte de Santander y Santander)

Esta región presenta condiciones habilitantes heterogéneas para el desarrollo de bioenergéticos, determinadas por la coexistencia de economías extractivas (hidrocarburos), sistemas agropecuarios diversos y polos industriales regionales. La disponibilidad de biomasa se concentra en residuos agrícolas (arroz, caña panelera, palma de aceite), residuos pecuarios y, en menor medida, residuos forestales. Departamentos como Santander y Norte de Santander cuentan con producción agroindustrial relevante (palma, cacao, caña), mientras que en Casanare y Arauca predominan sistemas ganaderos extensivos que generan biomasa residual con potencial energético (UPME, 2023a; Fedepalma, 2022). En Boyacá, la producción panelera y agrícola aporta residuos lignocelulósicos aprovechables, aunque con escalas productivas fragmentadas.

No obstante, la disponibilidad efectiva de biomasa está condicionada por su dispersión territorial, estacionalidad y usos tradicionales, especialmente en sistemas campesinos donde los residuos cumplen funciones productivas (fertilización, alimentación animal). Esto implica

que los esquemas de aprovechamiento deben adaptarse a economías rurales diversificadas y considerar enfoques diferenciales que reconozcan el rol del campesinado, así como dinámicas de género y ciclo de vida en la gestión de recursos. En zonas con presencia de comunidades étnicas, particularmente en Arauca y Norte de Santander, la implementación de proyectos requiere procesos de concertación, consulta previa y reconocimiento de formas de gobernanza territorial (DNP, 2021).

En términos de infraestructura y capacidades logísticas, la región presenta ventajas relativas frente a otras regiones, aunque con contrastes internos. Santander y Boyacá cuentan con corredores viales consolidados, cercanía a centros de consumo y alta cobertura del Sistema Interconectado Nacional (CPC y Universidad del Rosario, 2023), lo que facilita el desarrollo de proyectos a escala industrial. En contraste, Arauca y zonas rurales de Casanare presentan limitaciones en conectividad, acceso a mercados y cobertura energética, con presencia de Zonas No Interconectadas (IPSE, 2022). Esta dualidad configura oportunidades tanto para soluciones centralizadas en nodos industriales como para esquemas descentralizados en territorios dispersos.

Las capacidades institucionales y organizativas están influenciadas por la trayectoria productiva de la región. Santander y Boyacá cuentan con una base institucional, académica y empresarial con experiencia en sectores energéticos e industriales (CPC y Universidad del Rosario, 2023), lo que favorece la estructuración de proyectos de bioenergía y su articulación con estrategias de economía circular. En otras zonas, especialmente en Arauca y Casanare, predominan estructuras productivas menos diversificadas y con menor capacidad técnica instalada, lo que hace necesario fortalecer capacidades locales, asistencia técnica y esquemas asociativos (DNP, 2021). En este contexto, las organizaciones campesinas y asociaciones productivas pueden desempeñar un rol clave en la agregación de biomasa y la gestión de proyectos.

Desde la perspectiva de mercado y articulación productiva, la región Nordeste presenta oportunidades relevantes para la integración de bioenergéticos en cadenas existentes. La presencia de sectores agroindustriales (palma, panelero, arrocero), así como de demanda energética en actividades industriales y extractivas, permite explorar sustitución de combustibles fósiles y valorización energética de residuos (UPME, 2023b). Adicionalmente, en departamentos con alta actividad petrolera como Casanare y Arauca, los bioenergéticos pueden contribuir a estrategias de diversificación económica y transición energética territorial, reduciendo la dependencia de ingresos extractivos (DNP, 2021).

Finalmente, las necesidades y capacidades energéticas especiales de la región están marcadas por la coexistencia de altos niveles de consumo energético industrial y brechas de acceso en zonas rurales dispersas. Mientras que algunos territorios demandan procesos de descarbonización y eficiencia energética, otros requieren acceso básico y confiable a servicios energéticos (UPME, 2022; IPSE, 2022). Estos contrastes se ven atravesados por

determinantes ambientales y climáticos, como la variabilidad hídrica, eventos de sequía e inundación en la Orinoquía, y procesos de degradación de suelos en zonas andinas, que inciden en la disponibilidad de biomasa y la sostenibilidad de los proyectos (IDEAM, 2021).

1.2.6. Región Oriente (Cundinamarca, Bogotá D. C., Guaviare y Meta)

Estos territorios constituyen un escenario muy particular respecto de las condiciones habilitantes para el desarrollo de bioenergéticos, determinado por la coexistencia de un centro urbano-metropolitano altamente demandante de energía (Bogotá D.C.) y territorios rurales con alta disponibilidad de biomasa (Meta, Guaviare y zonas de Cundinamarca). La oferta de biomasa proviene principalmente de residuos agrícolas (arroz, palma, maíz), pecuarios (ganadería extensiva en Meta), forestales y residuos sólidos urbanos, particularmente en Bogotá, con potencial de valorización energética (UAESP, 2023; UPME, 2023a).

En Meta y Guaviare, la expansión agropecuaria y forestal genera volúmenes importantes de biomasa residual, con potencial para proyectos de bioenergía a escala regional. Sin embargo, esta disponibilidad está condicionada por la dispersión territorial, la limitada infraestructura logística y la presencia de economías campesinas y, en el caso de Guaviare, comunidades indígenas, donde la biomasa cumple funciones productivas y culturales (DNP, 2021).

La región evidencia fuertes contrastes en infraestructura y capacidades. Bogotá y parte de Cundinamarca cuentan con alta cobertura del Sistema Interconectado Nacional, infraestructura vial consolidada y capacidades institucionales y técnicas avanzadas (CPC y Universidad del Rosario, 2023), lo que favorece el desarrollo de soluciones de valorización energética de residuos sólidos urbanos, biogás y esquemas de economía circular. En contraste, zonas rurales de Meta y especialmente, Guaviare, presentan limitaciones en conectividad, acceso a mercados y cobertura energética, con presencia de Zonas No Interconectadas que requieren soluciones descentralizadas (IPSE, 2022).

Desde la perspectiva de mercado, Bogotá constituye el principal nodo de demanda energética de la región y del país, lo que abre oportunidades para la integración de bioenergéticos en esquemas de sustitución de combustibles fósiles, gestión de residuos y descarbonización urbana. A su vez, Meta se posiciona como un territorio estratégico para la producción de biomasa a escala, particularmente en palma y arroz, mientras que Cundinamarca presenta oportunidades en encadenamientos agroindustriales y gestión de residuos orgánicos. Esta complementariedad territorial permite plantear esquemas regionales de articulación oferta–demanda (UPME, 2023b).

En términos de capacidades institucionales, Bogotá y Cundinamarca cuentan con una base consolidada de actores públicos, privados y académicos, mientras que en Meta y Guaviare se requiere fortalecer capacidades locales, asistencia técnica y esquemas asociativos. En estos

territorios, las organizaciones campesinas y comunitarias son actores clave para la gestión de la biomasa y la implementación de proyectos, lo que exige incorporar enfoques diferenciales que reconozcan dinámicas de género, ciclo de vida y formas de organización territorial (DNP, 2021).

Finalmente, las necesidades y capacidades energéticas especiales reflejan la dualidad regional: mientras Bogotá enfrenta retos de descarbonización, eficiencia energética y gestión sostenible de residuos, territorios como Guaviare y zonas rurales de Meta requieren acceso básico y confiable a energía. Estas condiciones se ven atravesadas por factores ambientales como la deforestación, la presión sobre la frontera agrícola y la variabilidad climática, que inciden en la sostenibilidad del aprovechamiento de biomasa (IDEAM, 2021). En este contexto, el desarrollo de bioenergéticos debe priorizar soluciones diferenciadas: modelos urbanos de economía circular y valorización energética en Bogotá, y esquemas descentralizados, inclusivos y territorialmente adaptados en zonas rurales.

1.2.7. Región Suroccidente (Caldas, Caquetá, Cauca, Huila, Nariño, Putumayo, Quindío, Risaralda, Tolima y Valle del Cauca)

Esta zona presenta condiciones altamente favorables para el desarrollo de bioenergéticos, sustentadas en su diversidad agroecológica, fuerte base agroindustrial y amplia disponibilidad de biomasa residual. Actividades como la caña de azúcar (Valle del Cauca), café (Eje Cafetero, Huila, Nariño), arroz (Tolima, Huila), palma de aceite (Tumaco, Putumayo), y sistemas pecuarios generan volúmenes significativos de residuos orgánicos y lignocelulósicos. En particular, el Valle del Cauca concentra cerca del 70% de la producción nacional de caña de azúcar, con una alta capacidad instalada para la cogeneración a partir del bagazo, consolidando uno de los principales clústeres de bioenergía del país (Asocaña, 2023; UPME, 2023a).

Se estima que la región dispone de biomasa residual con potencial energético, con altos niveles de aprovechamiento en el sector azucarero y oportunidades de expansión en cadenas como café, arroz y palma. No obstante, en departamentos como Caquetá, Putumayo y zonas rurales de Cauca y Nariño, esta disponibilidad está condicionada por la dispersión territorial, la limitada infraestructura logística y la prevalencia de economías campesinas y comunitarias, donde la biomasa cumple funciones productivas, culturales y de subsistencia (DNP, 2021).

La región evidencia contrastes importantes en infraestructura y capacidades. El Valle del Cauca y el Eje Cafetero cuentan con corredores logísticos consolidados, alta interconexión eléctrica y capacidades técnicas e industriales avanzadas, lo que ha permitido el desarrollo de proyectos de cogeneración, biogás y economía circular. En contraste, territorios como Caquetá, Putumayo, Cauca y Nariño presentan rezagos en conectividad, acceso a mercados

y cobertura energética, con presencia significativa de Zonas No Interconectadas y condiciones de ruralidad dispersa (IPSE, 2022; CPC y Universidad del Rosario, 2023).

Desde la perspectiva de mercado, la región combina oferta consolidada y demanda industrial relevante, particularmente en el Valle del Cauca, donde la agroindustria azucarera y otros sectores productivos demandan energía térmica y eléctrica, facilitando la integración de bioenergéticos. Asimismo, ciudades intermedias como Cali, Pereira, Manizales e Ibagué constituyen nodos de consumo con potencial para esquemas de valorización energética de residuos. En territorios rurales y de frontera, el aprovechamiento de biomasa puede contribuir a mejorar el acceso energético y reducir costos productivos (UPME, 023b).

En términos de capacidades institucionales, la región cuenta con una base sólida en el suroccidente andino (Valle del Cauca, Eje Cafetero), con presencia de centros de investigación, universidades y empresas con experiencia en bioenergía. Sin embargo, en departamentos amazónicos y del Pacífico sur se requiere fortalecer capacidades locales, asistencia técnica y esquemas asociativos. En estos territorios, las organizaciones campesinas, comunidades indígenas y consejos comunitarios afrodescendientes son actores clave, lo que exige incorporar enfoques diferenciales que reconozcan cosmovisiones, prácticas productivas tradicionales, gobernanza territorial y dinámicas de género y ciclo de vida (DNP, 2021).

Finalmente, las necesidades y capacidades energéticas especiales reflejan una marcada heterogeneidad regional: mientras el Valle del Cauca y el Eje Cafetero avanzan en procesos de eficiencia energética y descarbonización industrial, territorios como Caquetá, Putumayo, Cauca y Nariño enfrentan brechas significativas de acceso a energía. Estas condiciones están atravesadas por factores ambientales como la deforestación en la Amazonía, la degradación de suelos en zonas andinas y la alta variabilidad climática, que inciden en la sostenibilidad del aprovechamiento de biomasa (IDEAM, 2021).

1.3. Evaluación del potencial de bioenergía

Colombia cuenta con una amplia disponibilidad de biomasa susceptibles de transformarse en diversas formas de energía (térmica y eléctrica), en adelante denominadas “Bioenergéticos”. Con base en los marcos normativos de los sectores energético y agrícola, esta sección presenta un diagnóstico del comportamiento y estado actual del recurso, abarcando el periodo 2020 - 2024. A partir de la información reportada por los distintos actores productores, se cuantifica tanto el potencial teórico como el técnico de cada biomasa. Este ejercicio consolida y actualiza los mapas nacionales o sectoriales previos (como el Atlas de Biomasa, Atlas de Palma y UN_Tecsol), integrándose en una base de información unificada. En la Figura 2 se presenta la línea de tiempo con los estudios clave realizados por la UPME en materia de bioenergía durante los últimos años.

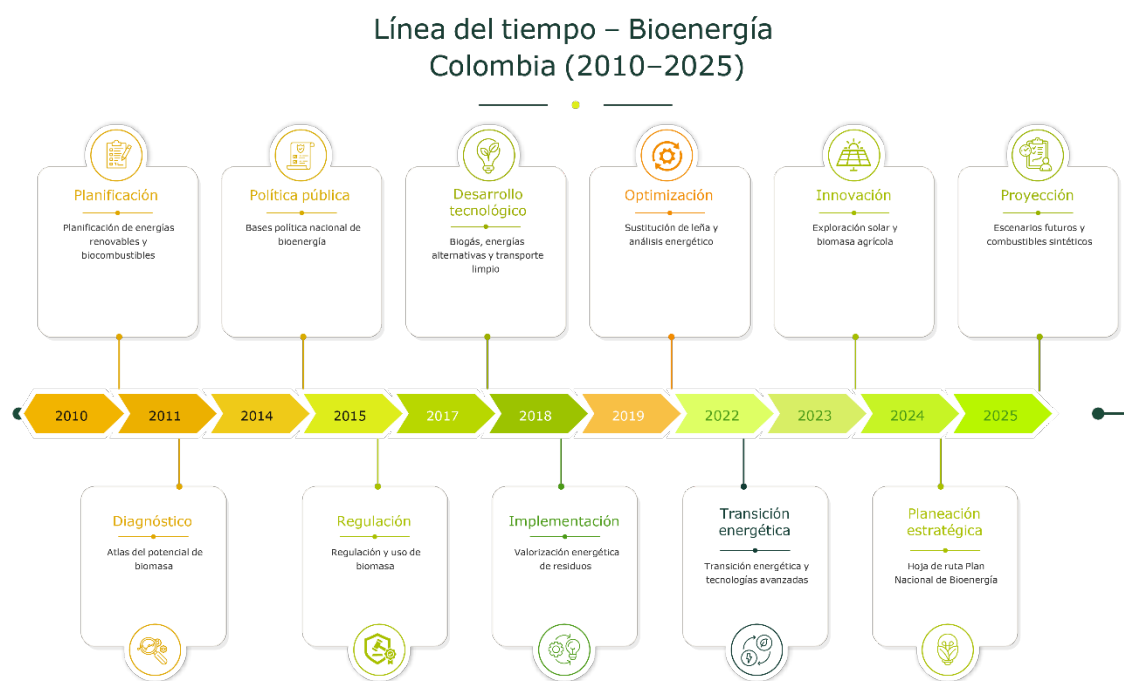


Figura 2. Línea de tiempo de la bioenergía en Colombia (2010 - 2025).

1.3.1. Clasificación y tipología de la biomasa para uso energético

Para fines de planeación energética, la biomasa se clasifica en tres categorías principales:

Biomasa natural: Es aquella generada de forma espontánea en los ecosistemas sin intervención humana directa (como ramas o biomasa forestal no gestionada).

Biomasa residual: Subproductos derivados de actividades agrícolas, silvícolas, industriales o urbanas. Más allá de su valor bioenergético, representa un pilar de la economía circular al mitigar el impacto ambiental mediante la gestión sostenible de residuos.

Cultivos energéticos: Plantaciones e infraestructuras agrícolas establecidas con el propósito exclusivo de producir materia prima para la generación de energía (Echavarria-Sarmiento et al., 2025).

1.3.2. Cuantificación del potencial bioenergético en Colombia

Lo primero es entender que la bioenergía es considerada como la energía proveniente de la biomasa que puede ser aprovechada para usos térmicos, eléctricos y/o combustibles para transporte (Anvari et al., 2024). En este sentido los bioenergéticos son los derivados de la

transformación de la biomasa por rutas físicas y químicas, tanto termoquímicas y bioquímicas en productos aprovechables energéticamente.

Para la cuantificación del potencial de bioenergéticos se tuvieron en cuenta cinco consideraciones fundamentales: - tipo de bioenergéticos, - rutas posibles de conversión de las biomazas a bioenergéticos, - uso final de los bioenergéticos, regionalización y - metodología de la cuantificación del potencial de bioenergéticos (figura 3).

Consideraciones fundamentales para la cuantificación del potencial de bioenergéticos



Figura 3. Consideraciones fundamentales para la cuantificación del potencial de bioenergéticos.

A continuación, se describe cada una de las consideraciones fundamentales para este proceso de cálculo:

Tipos de bioenergéticos: Los **bioenergéticos tradicionales** agrupan la leña, carbón de leña, pellets, biodiesel 1G/2G, bioetanol 1G/2G, biobutanol, biogás, biometano y hidrógeno; y los **bioenergéticos avanzados** incluyen las briquetas, biocrudo, biometano, bioamoníaco, biometano por rutas termoquímicas, gasolina sintética a partir de biomasa y combustibles de avión sostenible (por sus siglas en inglés, *Sustainable Aviation Fuel - SAF*).

Rutas posibles de conversión: se refieren a procesos que pueden aplicarse a una biomasa para la obtención de un bioenergético, para esto se deben considerar aspectos como contenido de humedad, análisis próximo y contenidos de celulosa, hemicelulosa y lignina. Las rutas termoquímicas, como la pirólisis, la gasificación y la combustión, permiten convertir biomazas secas (contenidos de humedad inferiores al 60%) en valiosos vectores energéticos, entre ellos el bioaceite, el biochar y el gas de síntesis (una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono), las rutas bioquímicas, como la digestión anaerobia y la fermentación, permiten

la valorización de biomásas húmedas (contenidos de humedad superiores al 60%) en biogás y alcohol (como bioetanol y biobutanol) principalmente (Poornima et al., 2024). Esta clasificación permite entonces priorizar rutas específicas para la obtención de bioenergéticos a partir de las biomásas en cada contexto territorial. La Figura 4, es una representación esquemática de la conversión desde biomásas hasta bioenergéticos de primer y segundo nivel. Los bioenergéticos de primer nivel (indicados en naranja para biomásas secas procesadas por rutas termoquímicas, y en verde para biomásas húmedas procesadas por rutas bioquímicas) son el resultado directo de la conversión primaria. Los bioenergéticos de segundo nivel (indicados en colores degradados) se obtienen mediante la incorporación de procesos tecnológicos secundarios de enriquecimiento, tales como: *Upgrading* de biogás a biometano, *Fischer-Tropsch* (a partir de gas de síntesis) para producción de SAF o diésel sintético ó *Haber-Bosch* (a partir de gas de síntesis o de biohidrógeno) para producción de bioamoníaco. El detalle de estas rutas se encuentra en el **Anexo 1** (Bioenergéticos que pueden producirse por el mayor número de rutas).

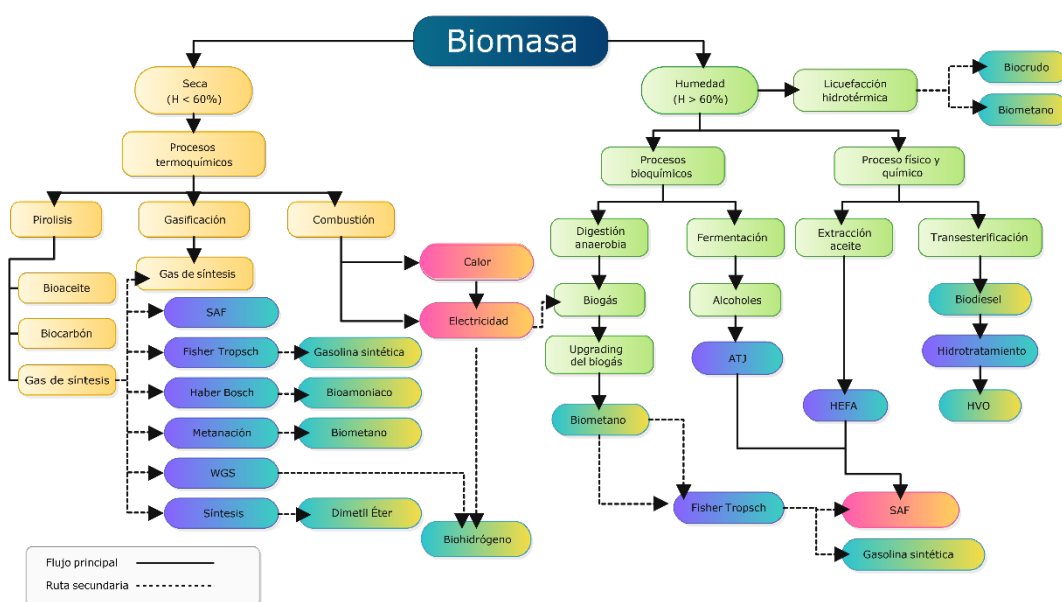


Figura 4. Rutas tecnológicas para la obtención de bioenergéticos de primer nivel (Amarillo; biomásas secas, procesos termoquímicos. Verde: biomásas húmedas, proceso bioquímicos) y segundo nivel (Colores degradados) a partir de biomásas. Ver Graphical abstract de <https://doi.org/10.1016/j.scenv.2026.100321>.

Uso final de los bioenergéticos: estos son energía eléctrica, energía térmica y combustibles de transporte (líquidos y gaseosos).

Regionalización: corresponde a la subdivisión en las siete regiones que fueron definidas en el PEN 2025 - 2055, conforme a la matriz energética nacional: Caribe, Este, Insular, Nordeste, Antioquia, Oriente y Suroccidente, tal como lo propone el PEN, de forma tal que los análisis y proyecciones de bioenergía, puedan realizarse en concordancia por lo allí definido. Antioquia (Antioquia y Chocó), Caribe (Atlántico, Bolívar, Cesar Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre). Este, (Amazonas, Guainía, Vaupés y Vichada), Insular (Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina), Nordeste (Arauca, Boyacá, Casanare, Norte de Santander y Santander), Oriente (Cundinamarca, Bogota D.C, Guaviare y Meta) y Suroccidente (Caldas, Caquetá, Cauca, Huila, Nariño, Putumayo, Quindío, Risaralda, Tolima y Valle del Cauca) (Figura 5).

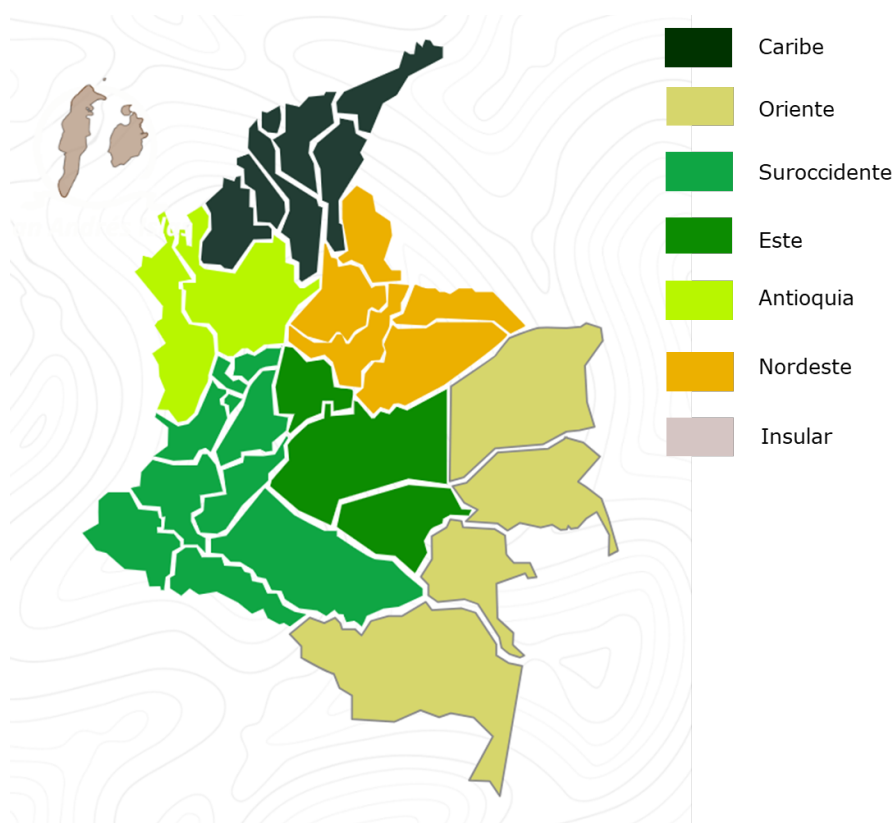


Figura 5. Regionalización

La metodología para la cuantificación parte de considerar la existencia de un potencial teórico y técnico, el primero se define como la máxima energía que se puede producir a partir de una biomasa sin tener en consideración barreras técnicas, económicas, sociales, ambientales y regulatorias para su desarrollo. Por otra parte, el potencial técnico se define como la energía posible después de considerar barreras técnicas, económicas, sociales, ambientales y regulatorias para su desarrollo (Proyecto Nexos, 2024)

En Colombia, la actividad agropecuaria y agroindustrial genera una amplia variedad de biomásas residuales con potencial de aprovechamiento bioenergético. De acuerdo con la información reportada por el DANE, se identifican cultivos agroindustriales como café, palma de aceite, caña de azúcar, caña panelera, cacao, soya y algodón; cereales como arroz, cebada, maíz y trigo; además de hortalizas, legumbres y frutales de amplia distribución nacional (Departamento Administrativo Nacional de Estadística [DANE], 2026).

A nivel pecuario, se registran especies bovinas, porcinas, avícolas, caprinas, ovinas, bufalinas, equinas y cunícolas, entre otras. Sin embargo, la inclusión de estas biomásas dentro de la estimación del potencial bioenergético depende de criterios asociados con la disponibilidad de información, trazabilidad y volumen de generación. En varios cultivos agrícolas, una parte significativa de los residuos se produce durante las etapas de comercialización y consumo, especialmente en plazas de mercado y hogares, por lo que estos terminan integrándose a la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos.

Para la estimación del potencial teórico, los residuos agrícolas se definieron como la biomasa generada durante las etapas de cosecha, poscosecha y acondicionamiento primario sin transformación industrial del producto principal. Los residuos pecuarios corresponden principalmente a excretas de ganado bovino, porcino y avícola, mientras que los residuos industriales incluyen la biomasa generada durante procesos de transformación física, química o biológica de materias primas de origen agrícola y pecuario. Por su parte, los residuos municipales comprenden la fracción orgánica de residuos sólidos y los lodos provenientes de sistemas de tratamiento de aguas residuales, y los residuos forestales corresponden a biomasa derivada de actividades silvícolas y de transformación forestal.

Con base en estos criterios, la cuantificación del potencial teórico bioenergético incluyó dos cultivos energéticos, dieciocho biomásas residuales agrícolas provenientes de ocho sectores, tres biomásas pecuarias, ocho biomásas industriales, tres biomásas municipales y cinco biomásas forestales, como se muestra en la figura 6.

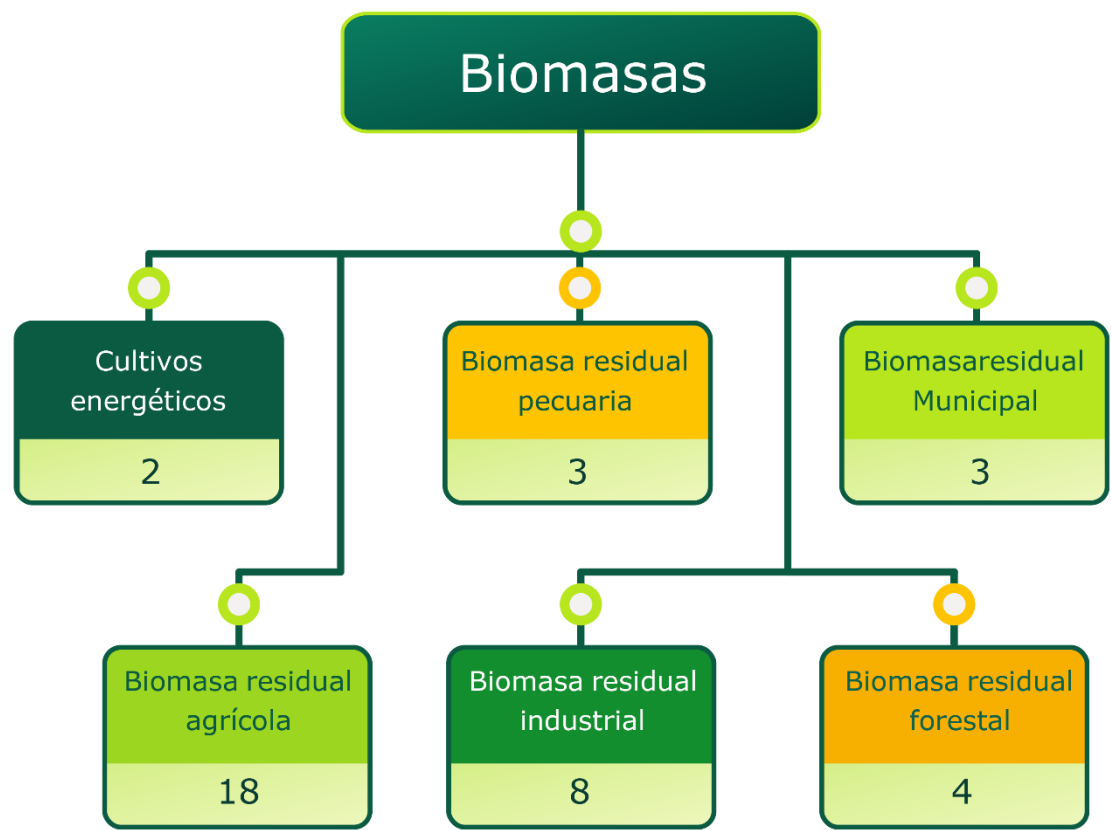


Figura 6. Biomasa incluidas para la definición del Potencial Bioenergético.

El análisis se realizó a partir de información oficial proveniente de entidades como DANE, SIPRA, Agronet e ICA, complementada con reportes sectoriales de organizaciones como Fedepalma y Porkcolombia. Asimismo, se integró la información histórica del periodo 2020–2024, tomando como año base el 2024, junto con la identificación de zonas de disponibilidad y su agrupación bajo la regionalización establecida por el PEN.

Aunque inicialmente se identificaron 46 tipos de biomasa residual y cultivos energéticos, únicamente fue posible consolidar información confiable para 38 de ellos que se presentan en la tabla 2. Las principales limitaciones se asocian a sectores que carecen de mecanismos estandarizados de monitoreo y reporte, tales como el acuícola, el de algas, el lácteo y el cervecero. Respecto a la información de lodos o biosólidos de plantas de tratamiento de aguas residuales, cabe hacer una salvedad: si bien Andesco socializa la información de tres de las Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) más grandes del país, persiste la ausencia de datos para la gran mayoría del territorio nacional. En consecuencia, se evidencia la necesidad de fortalecer los sistemas nacionales de generación y trazabilidad de información para incorporar estas nuevas corrientes residuales en futuras estimaciones del potencial bioenergético del país.

Tabla 2. Biomosas generadas en el territorio nacional, agrupadas de acuerdo al sector en el que se generan.

Categoría biomasa	Sector	Biomasa
Cultivos energéticos	Palma de aceite	Aceite de palma (t/año)
	Caña de azúcar	Caña de azúcar (t/año)
Biomasa residual agrícola	Palma de aceite	Hojas (t/año)
		Estípite (t/año)
	Plátano	Pseudotallo (t/año)
		Raquis (t/año)
		Rechazo
	Banano	Pseudotallo (t/año)
		Raquis (t/año)
		Rechazo
	Arroz	Tamo (t/año)
		Cascarilla (t/año)
	Caña de azúcar	Hojas-cogollo (t/año)
	Caña de panela	Hojas-cogollo (t/año)
	Café	Cascarilla (t/año)
		Zoca (t/año)
		Mucílago (t/año)
	Maíz	Rastrojo (t/año)
		Tusa (t/año)
		Capacho (t/año)
Biomasa residual pecuaria	Porcino	Estiércol (t/año)

Categoría biomasa	Sector	Biomasa
	Bovino	Estiércol (t/año)
	Avícola	Estiércol (t/año)
Biomasas residuales industriales	Planta de beneficio animal	Rumen (t/año)
	Destilería	Bagazo (t/año)
		Vinazas (m3/año)
	Extractor de aceite de palma	POME (m3/año)
		Cuesco (t/año)
		Fibra (t/año)
		Racimo de fruto vacío (RFV)
	Aceite vegetal	Aceite de cocina usado
Biomasas residuales urbanas	RSU	RSU (t/año)
	FORSU	FORSU (t/año)
	Biosólidos	Biosólidos (t/año)
Biomasas residuales forestales	Dejado en el bosque	Follaje (t/año)
	Aserrío	Viruta (t/año)
		Aserrín (t/año)
		Corteza (t/año)

En el Anexo 2, se encuentran los inventarios de las biomasas generadas en el país entre 2020 y 2024, estos inventarios, permitieron identificar la consistencia en la producción a nivel

nacional y regional, hallando que estas se han generado con una intensidad similar año a año, con una particularidad en el sector pecuario, afectado por la contingencia por COVID - 19 y el paro nacional de 2021. Posteriormente, éstas fueron diferenciadas entre biomásas secas y húmedas, empleando los porcentajes de humedad reportados en la literatura científica y especializada (Anexo 3. Parámetros fisicoquímicos para las diferentes biomásas residuales y cultivos energéticos), luego, con base en las recomendaciones reportadas se priorizaron las rutas de transformación de biomasa a bioenergético (Anexo 4. Factores de conversión de biomasa residual o cultivo energético a cantidad de bioenergético) y finalmente, con base en el poder calorífico de cada uno de los bioenergéticos, se determinó la cantidad de energía (PJ/año) posible, a partir de cada una de las biomásas, esto último se aplicó tanto para los bioenergético de primer nivel, como a los bioenergéticos de segundo nivel.

1.3.3. Potencial teórico de bioenergía Nacional y regional

Como resultado, se estimó que la cantidad total de biomasa generada en Colombia durante el año 2024 asciende a 507,839 Mt en base húmeda (BH) y 180,226 Mt en base seca (BS). Estos resultados evidencian el alto contenido de humedad presente en una proporción significativa de las biomásas evaluadas. No obstante, dado que las rutas de conversión energética consideradas requieren expresar determinadas biomásas en base húmeda y otras en base seca, la cantidad total utilizada para el cálculo del potencial bioenergético correspondió a 397.706 Mt, distribuidas en el territorio nacional.

En la siguiente tabla se presentan las rutas de transformación priorizadas para cada una de las biomásas, tanto en el primer como en el segundo nivel.

Tabla 3. Rutas de transformación priorizadas para cada una de las biomásas en el primer y segundo nivel.

Biomasa	Base de cálculo	Ruta de transformación Primer Nivel	Bioenergético producido Primer nivel	Ruta de transformación Segundo Nivel	Bioenergético producido Segundo Nivel
Aceite crudo de palma	Húmeda	Transesterificación	Biodiesel 1G	HEFA	SAF
Caña de azúcar	Húmeda	Fermentación Alcohólica	Bioetanol 1G	ATJ	SAF

Biomasa	Base de cálculo	Ruta de transformación Primer Nivel	Bioenergético producido Primer nivel	Ruta de transformación Segundo Nivel	Bioenergético producido Segundo Nivel
Hojas del cultivo de palma	Seca	Gasificación	Gas de síntesis	Fischer Tropsch	SAF
Estípites del cultivo de palma	Seca	Torrefacción	Biochar		
Pseudotallo de plátano	Húmeda	Digestión anaerobia	Biogás	Upgrading de Biogás	Biometano
Raquis de plátano	Húmeda	Digestión anaerobia	Biogás	Upgrading de Biogás	Biometano
Fruto de rechazo de plátano	Húmeda	Digestión anaerobia	Biogás	Upgrading de Biogás	Biometano
Pseudotallo de banano	Húmeda	Digestión anaerobia	Biogás	Upgrading de Biogás	Biometano
Raquis de banano	Húmeda	Digestión anaerobia	Biogás	Upgrading de Biogás	Biometano

Biomasa	Base de cálculo	Ruta de transformación Primer Nivel	Bioenergético producido Primer nivel	Ruta de transformación Segundo Nivel	Bioenergético producido Segundo Nivel
Fruto de rechazo banano	Húmeda	Digestión anaerobia	Biogás	Upgrading de Biogás	Biometano
Tamo de arroz	Seca	Gasificación	Gas síntesis de	Fischer Tropsch	SAF
Cascarilla de arroz	Seca	Gasificación	Gas síntesis de	Fischer Tropsch	SAF
Hojas - cogollo de caña de azúcar	Húmeda	Combustión	Calor		
Hojas - cogollo de caña panelera	Seca	Gasificación	Gas síntesis de	Fischer Tropsch	SAF
Cascarilla de café	Seca	Gasificación	Gas síntesis de	Fischer Tropsch	SAF
Zoca de café	Seca	Gasificación	Gas síntesis de	Fischer Tropsch	SAF
Mucílago de café	Húmeda	Digestión anaerobia	Biogás	Upgrading de Biogás	Biometano
Rastrojo de maíz	Seca	Gasificación	Gas síntesis de	Fischer Tropsch	SAF

Biomasa	Base de cálculo	Ruta de transformación Primer Nivel	Bioenergético producido Primer nivel	Ruta de transformación Segundo Nivel	Bioenergético producido Segundo Nivel
Tusa de maíz	Seca	Gasificación	Gas de síntesis	Fischer Tropsch	SAF
Capacho de maíz	Seca	Gasificación	Gas de síntesis	Fischer Tropsch	SAF
Estiércol porcino	Húmeda	Digestión anaerobia	Biogás	Upgrading de Biogás	Biometano
Estiércol bovino	Húmeda	Digestión anaerobia	Biogás	Upgrading de Biogás	Biometano
Estiércol avícola	Húmeda	Digestión anaerobia	Biogás	Upgrading de Biogás	Biometano
Rumen de vaca	Húmeda	Digestión anaerobia	Biogás	Upgrading de Biogás	Biometano
Bagazo de caña de azúcar	Húmeda	Combustión	Calor		
Vinazas de caña de azúcar	Húmeda	Digestión anaerobia	Biogás	Upgrading de Biogás	Biometano
POME de palma	Húmeda	Digestión anaerobia	Biogás	Upgrading de Biogás	Biometano
Cuesco de palma	Seca	Pirólisis	Biochar		

Biomasa	Base de cálculo	Ruta de transformación Primer Nivel	Bioenergético producido Primer nivel	Ruta de transformación Segundo Nivel	Bioenergético producido Segundo Nivel
Fibra de palma	Seca	Pirólisis	Biochar		
Racimo de fruto vacío (RFV) de palma	Seca	Gasificación	Gas de síntesis	Fischer Tropsch	SAF
Aceite de cocina usado ACU	Húmeda	Transesterificación	Biodiesel 1G	HEFA	SAF
RSU	Húmeda	Combustión	Calor		
FORSU	Húmeda	Digestión anaerobia	Biogás	Upgrading de Biogás	Biometano
Biosólidos	Húmeda	Digestión anaerobia	Biogás	Upgrading de Biogás	Biometano
Copas, ramas y follaje	Seca	Gasificación	Gas de síntesis	Fischer Tropsch	SAF
Aserrín y menudo	Seca	Gasificación	Gas de síntesis	Fischer Tropsch	SAF

Biomasa	Base de cálculo	Ruta de transformación Primer Nivel	Bioenergético producido Primer nivel	Ruta de transformación Segundo Nivel	Bioenergético producido Segundo Nivel
Viruta, costeros, recortes	Seca	Gasificación	Gas de síntesis	Fischer Tropsch	SAF
Corteza	Seca	Pirólisis	Biochar		

A partir de lo anterior se establece el potencial teórico para cada una de las biomásas, encontrando que el total de bioenergía a nivel teórico en el primer nivel es de 2866.0 PJ/año, de los cuales el 73% corresponden a calor por combustión directa o de biomásas acondicionadas a través de procesos físicos como molienda, o fabricación de pellets o briquetas, el 16% a gas de síntesis, obtenido a través del proceso de pirólisis y/o gasificación de diversas biomásas, seguido por un 5% asociado al biogás, el cual es obtenido a través del proceso de digestión anaerobia, 2% correspondiente a biodiesel, bioetanol y biochar.

La pirólisis y gasificación termoquímica convierte prácticamente cualquier biomasa lignocelulósica seca, y en Colombia se cuenta con una concentración alta de estas como son las hojas de palma y las de caña panelera, residuos de altísima densidad territorial que hoy no tienen destino energético formalizado, sin embargo, de cara al potencial técnico, el aprovechamiento de estas no es tan viable, esta ruta termoquímica es costosa y aún no se encuentra en un TRL que permita su implementación inmediata, por lo que el potencial real explotable a 10 años será una fracción de ese 73%. Adicionalmente, esta biomasa se concentra en las Regiones Nordeste, Oriente y Caribe, por lo que el modelo para el acceso a la misma es clave, en este sentido, surge la recomendación de implementar modelos para la recolección, acopio y transporte, vinculando a las comunidades campesinas, étnicas y sistemas de producción comunitaria, aspecto clave para una transición justa. Respecto al biogás, la tecnología de digestión anaerobia ya se encuentra madura, y de cara la transición energética justa, esta permite su implementación tanto a una escala industrial como desde una lógica comunitaria.

De acuerdo a lo establecido respecto a los potenciales de segundo nivel, se establece un potencial teórico de 2661.3 PJ/año, de los cuales el 14% corresponde a SAF, obtenido a través de procesos *Fischer Tropsch* y HEFA, y el 14% a biometano, obtenido a través de *upgrading* de biogás.

1.3.4. Potencial técnico de bioenergía Nacional y regional

Concepto y marco metodológico

El potencial técnico es una fracción del potencial teórico, ajustada a las limitaciones impuestas por la tecnología disponible y el contexto real de cada sistema productivo (Proyecto Nexos, 2024). A diferencia del potencial teórico, que representa el contenido energético total de la biomasa generada sin considerar restricciones operativas, el potencial técnico incorpora factores de viabilidad relacionados con la recolección y el transporte, la competencia por el uso del recurso, las condiciones de accesibilidad geográfica y la eficiencia de las rutas de conversión energética seleccionadas. Su estimación es, por tanto, el insumo fundamental para una planificación energética realista, pues permite identificar las fuentes de biomasa más prometedoras y las barreras específicas que deben superarse para su aprovechamiento efectivo.

Metodológicamente, el potencial técnico de primer nivel (PT₁) para cada tipo de biomasa residual se obtiene aplicando un factor de disponibilidad (Fd) al potencial teórico de primer nivel (Pteo₁), de acuerdo con la expresión:

$$PT_1 = Pteo_1 \times Fd$$

Para el potencial técnico de segundo nivel (PT₂), el mismo factor de disponibilidad se aplica al potencial teórico de segundo nivel (Pteo₂), que corresponde al energético producido mediante la ruta de conversión secundaria (combustibles de aviación sostenibles — SAF, biometano u otros vectores de mayor valor):

$$PT_2 = Pteo_2 \times Fd$$

El factor de disponibilidad (Fd) sintetiza en un único coeficiente tres subfactores independientes que abordan diferentes dimensiones de la accesibilidad real del recurso:

$$Fd = Frec \times Fcomp \times Facc$$

La Tabla 4 presenta la descripción metodológica de cada subfactor y sus rangos típicos para las biomásas colombianas evaluadas en la presente línea base.

Tabla 4. Subfactores del factor de disponibilidad (Fd) empleados en el cálculo del potencial técnico

Subfactor	Denominación	Descripción metodológica	Rango típico
Frec	Fracción físicamente recolectable	Fracción del residuo generado que puede ser retirada del sistema productivo sin afectar la integridad del suelo o del proceso. Está limitada por las condiciones de mecanización, las pérdidas en campo durante la cosecha y las restricciones agronómicas que exigen dejar parte del residuo in situ.	0.10 – 0.90
Fcomp	Fracción libre de usos competidores	Proporción del residuo disponible que no está comprometida con usos alternativos establecidos, tales como forraje animal, enmienda orgánica del suelo, abono, autoconsumo energético doméstico u otros encadenamientos agroindustriales.	0.00 – 1.00
Facc	Fracción accesible logísticamente	Proporción del residuo que puede ser movilizadada al punto de transformación en condiciones técnicas y económicas razonables, teniendo en cuenta la dispersión geográfica de las fuentes, las distancias de transporte, la calidad de la infraestructura vial y las condiciones de accesibilidad en zonas rurales.	0.70 – 1.00

Fuente: elaboración propia con base en Nexos (2024), Buriticá et al. (2020).

Factores de disponibilidad por tipo de biomasa

La determinación de los valores de F_{rec} , F_{comp} y F_{acc} para cada tipo de biomasa involucró una revisión de la literatura técnica especializada y la aplicación de criterios de experto, diferenciados según la naturaleza del residuo y sus características de generación y uso (Proyecto Nexos, 2024). Para los residuos agrícolas de campo, como el tamo de arroz o el rastrojo de maíz, el valor de F_{rec} resulta moderado o bajo (0.20–0.30) ya que parte del residuo permanecerá en el suelo como cobertura superficial, adicionalmente, la mecanización de la recolección es limitada en muchas zonas de producción. En contraste, los residuos agroindustriales generados en plantas centralizadas como las extractoras de aceite de palma (RFV, cuesco, POME) presentan valores de F_{rec} cercanos a 1.0, pues la biomasa ya se encuentra concentrada en el punto de procesamiento.

Los valores de F_{comp} reflejan la competencia por el uso de la biomasa, los residuos de la industria azucarera (bagazo) y la agroindustria palmera son predominantemente excedentes del proceso productivo con escasos usos alternativos establecidos, razón por la cual su F_{comp} es superior a 0.85. En contraposición, las hojas del cultivo de palma y las hojas-cogollo de caña presentan $F_{comp} = 0.0$, dado que su retorno al suelo es una práctica generalizada que no puede eliminarse sin comprometer la fertilidad del cultivo; esto resulta en un potencial técnico nulo para estas biomásas a pesar de su elevado potencial teórico.

El factor F_{acc} tiende a ser alto (0.90–1.00) para las biomásas agroindustriales y moderado (0.75–0.95) para las biomásas dispersas en territorios rurales con redes viales deficientes. Los estiércoles pecuarios de sistemas extensivos tienen valores de F_{acc} cercanos a 0.90–1.00 cuando se trata de instalaciones semi-intensivas, pero pueden descender para sistemas extensivos de baja densidad animal. La Tabla 5 consolida los factores F_d y sus componentes para las 34 biomásas con potencial técnico activo identificadas en la evaluación.

Tabla 5. Factores de disponibilidad por tipo de biomasa evaluada en la línea base nacional

Tipo de biomasa	Categoría de biomasa	Frec	Fcomp	Facc	Fd = Frec·Fcomp·Facc
Aceite crudo de palma	Cultivos energéticos	0.85	0.85	0.97	0.70
Caña de azúcar	Cultivos energéticos	0.80	0.85	0.95	0.65
Estípite del cultivo de palma	Biomasa residual agrícola	0.25	0.90	0.90	0.20
Pseudotallo de plátano	Biomasa residual agrícola	0.15	0.75	0.90	0.10
Raquis de plátano	Biomasa residual agrícola	0.15	0.75	0.90	0.10
Fruto de rechazo de plátano	Biomasa residual agrícola	0.20	0.80	0.95	0.15
Pseudotallo de banano	Biomasa residual agrícola	0.15	0.75	0.90	0.10
Raquis de banano	Biomasa residual agrícola	0.15	0.75	0.90	0.10
Fruto de rechazo banano	Biomasa residual agrícola	0.25	0.85	0.95	0.20

Tipo de biomasa	Categoría de biomasa	Frec	Fcomp	Facc	Fd = Frec·Fcomp·Facc
Tamo de arroz	Biomasa residual agrícola	0.30	0.83	1.00	0.25
Cascarilla de arroz	Biomasa residual agrícola	0.50	0.80	1.00	0.40
Cascarilla de café	Biomasa residual agrícola	0.45	0.67	1.00	0.30
Zoca de café	Biomasa residual agrícola	0.25	0.80	1.00	0.20
Mucílago de café	Biomasa residual agrícola	0.60	0.83	1.00	0.50
Rastrojo de maíz	Biomasa residual agrícola	0.25	0.80	1.00	0.20
Tusa de maíz	Biomasa residual agrícola	0.30	0.67	1.00	0.20
Capacho de maíz	Biomasa residual agrícola	0.20	0.75	1.00	0.15
Estiércol porcino	Biomasa residual pecuaria	0.82	0.98	1.00	0.80

Tipo de biomasa	Categoría de biomasa	Frec	Fcomp	Facc	Fd = Frec·Fcomp·Facc
Estiércol bovino	Biomasa residual pecuaria	0.55	0.93	0.98	0.50
Estiércol avícola	Biomasa residual pecuaria	0.33	0.91	1.00	0.30
Rumen de vaca	Biomasa residual industrial	1.00	1.00	1.00	1.00
Bagazo de caña de azúcar	Biomasa residual industrial	1.00	0.85	1.00	0.85
Vinazas de caña de azúcar	Biomasa residual industrial	0.90	1.00	1.00	0.90
POME de palma	Biomasa residual industrial	0.90	0.95	0.99	0.85
Cuesco de palma	Biomasa residual industrial	0.70	0.86	1.00	0.60
Fibra de palma	Biomasa residual industrial	0.15	0.67	1.00	0.10
Racimo de fruto vacío (RFV) de palma	Biomasa residual industrial	0.80	1.00	1.00	0.80

Tipo de biomasa	Categoría de biomasa	Frec	Fcomp	Facc	Fd = Frec·Fcomp·Facc
Aceite de cocina usado ACU	Biomosas residuales industriales	0.50	0.70	1.00	0.35
RSU	Biomosas residuales urbanas	0.90	0.92	0.99	0.82
FORSU	Biomosas residuales urbanas	0.90	0.92	0.99	0.82
Biosólidos de PTAR	Biomosas residuales urbanas	0.80	0.88	1.00	0.70
Copas, ramas y follaje	Biomosas residuales forestales	0.60	0.83	1.00	0.50
Aserrín y menudo	Biomosas residuales forestales	0.60	0.83	1.00	0.50
Viruta, costeros, recortes	Biomosas residuales forestales	0.60	0.83	1.00	0.50
Corteza	Biomosas residuales forestales	0.60	0.83	1.00	0.50

Fuente: elaboración propia con base en Guio-Pérez et al. (2016); Cáceres-Martínez et al. (2016); Buriticá et al. (2020); Fedepalma (2022); Pérez-Rodríguez et al. (2023); Universidad Nacional & Tecsol (2018); Montenegro Orozco et al. (2016); Asocaña (2026); IRENA (2023); Sagastume Gutiérrez et al. (2020)

1.3.5. Comparación entre potencial teórico y potencial técnico

La aplicación de los factores de disponibilidad implica una reducción sustancial del potencial bioenergético nacional respecto al potencial teórico. En el primer nivel de transformación, el potencial técnico nacional es de 430.0 PJ/año, lo que equivale al 15.0% del potencial teórico de primer nivel (2866 PJ/año). Esta disminución refleja las restricciones estructurales reales del sistema, dado que gran parte del potencial teórico corresponde a biomásas con altos requerimientos agronómicos de reincorporación al suelo, usos alternativos fuertemente arraigados o una dispersión geográfica que eleva los costos logísticos.

Para el segundo nivel de transformación, el potencial técnico alcanza 116.9 PJ/año, es decir, el 22.6% del potencial teórico de segundo nivel, estimado en 517.3 PJ/año. La mayor tasa de retención relativa en el segundo nivel obedece a que las biomásas que acceden a esta ruta, principalmente las que producen biogás susceptible de purificación a biometano o biomasa oleaginosa para HEFA, son de origen agroindustrial o pecuario, con factores de disponibilidad superiores y mayor concentración geográfica.

La Tabla 6 y la Figura 7 presentan la comparación entre potencial teórico y técnico para las doce biomásas de mayor contribución al potencial técnico nacional de primer nivel, el listado completo de los potenciales se encuentra en el Anexo 5 (Estimación de potenciales técnicos de primer y segundo nivel para las 38 biomásas).

Tabla 6. Potencial teórico vs. técnico por biomasa — primer y segundo nivel (PJ/año)

Biomasa	Primer nivel de transformación			Segundo nivel de transformación		
	P. Teórico (PJ/año)	P. Técnico (PJ/año)	Retención (%)	P. Teórico (PJ/año)	P. Técnico (PJ/año)	Retención (%)
Bagazo de caña de azúcar	165.92	141.03	85.0%	—	—	—
RSU	105.58	86.57	82.0%	—	—	—

Biomasa	Primer nivel de transformación			Segundo nivel de transformación		
Estiércol bovino	95.89	47.94	50.0%	93.98	46.99	50.0%
Aceite crudo de palma	63.31	44.32	70.0%	27.38	19.16	70.0%
Caña de azúcar	55.91	36.34	65.0%	0.05	0.03	65.0%
Racimo de fruto vacío (RFV) de palma	29.35	23.48	80.0%	22.49	17.99	80.0%
Fibra de palma	30.65	3.06	10.0%	—	—	—
Estiércol avícola	19.90	5.97	30.0%	19.51	5.85	30.0%
Cuesco de palma	14.72	8.83	60.0%	—	—	—
Tamo de arroz	18.16	4.54	25.0%	13.92	3.48	25.0%
FORSU	10.46	8.58	82.0%	10.25	8.41	82.0%
Estiércol porcino	4.60	3.68	80.0%	4.51	3.61	80.0%
TOTAL (12 biomاسas)	654.55	468.38	71.6%	192.09	104.52	54.4%

Fuente: elaboración propia con base en Línea_base_Pot_Tec_ALM.xlsx — PIBE Nacional 2026. Columnas N, V (potencial teórico) y Z, AA (potencial técnico) de la hoja P_Tec_base2606. (—) indica que no se identificó ruta de segundo nivel para esa biomasa.

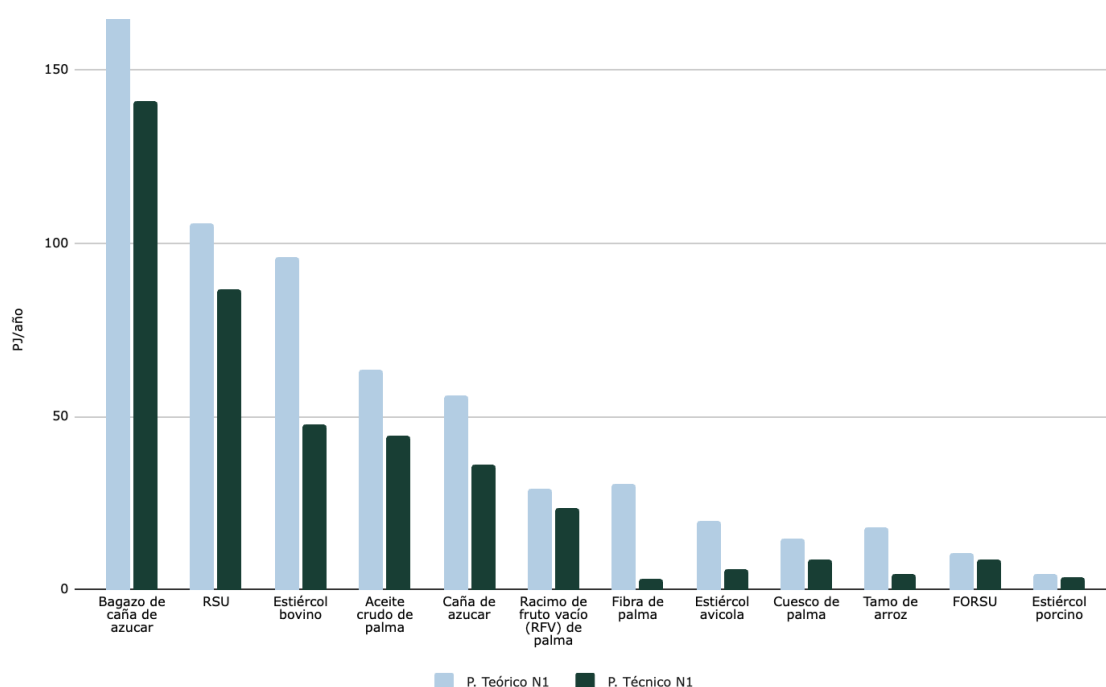


Figura 7. Comparación entre potencial teórico y técnico por biomasa — primer nivel (PJ/año) de las 12 biomas residuales y cultivos energéticos más representativos.

1.3.6. Análisis del potencial técnico nacional de primer nivel

El potencial técnico nacional de primer nivel (430.0 PJ/año) está altamente concentrado en pocas biomasas. El bagazo de caña de azúcar lidera el balance con 141.0 PJ/año (32.8% del total). Este valor refleja la magnitud de la producción azucarera del Valle del Cauca y la región Suroccidente, así como su elevado factor de disponibilidad ($F_d = 0.85$), sustentado en que el bagazo es un excedente del proceso agroindustrial con escasos usos competidores fuera del sector cañero. La segunda biomasa en importancia corresponde a los Residuos Sólidos Urbanos (RSU), con 86.6 PJ/año (20.1%), seguida del estiércol bovino con 47.9 PJ/año (11.1%). Por su parte, el aceite crudo de palma aporta 44.3 PJ/año (10.3%) y es la principal fuente del sector palmero para la ruta de transesterificación. La caña de azúcar como materia prima directa, presenta una diferencia clara respecto al bagazo, contribuye con 36.3 PJ/año (8.5%) mediante la ruta de fermentación alcohólica para bioetanol. En conjunto, de las 38 biomasas analizadas, las cinco que lideran concentran el 83.3% del potencial técnico nacional de primer nivel, lo que evidencia una fuerte asimetría en la distribución del recurso bioenergético.

Por otra parte, las biomásas con elevado potencial teórico pero factores de disponibilidad bajos presentan potenciales técnicos modestos. La fibra de palma, con un potencial teórico de 30.6 PJ/año, reduce su potencial técnico a 3.1 PJ/año ($F_d = 0.10$) porque se destina mayoritariamente a calderas de autogeneración en las propias plantas extractoras. El tamo de arroz, con 18.2 PJ/año de potencial teórico, alcanza solo 4.5 PJ/año de potencial técnico ($F_d = 0.25$) debido a las prácticas de incorporación al suelo, la limitada mecanización de la recolección en las regiones arroceras y la dispersión de las áreas de cultivo.

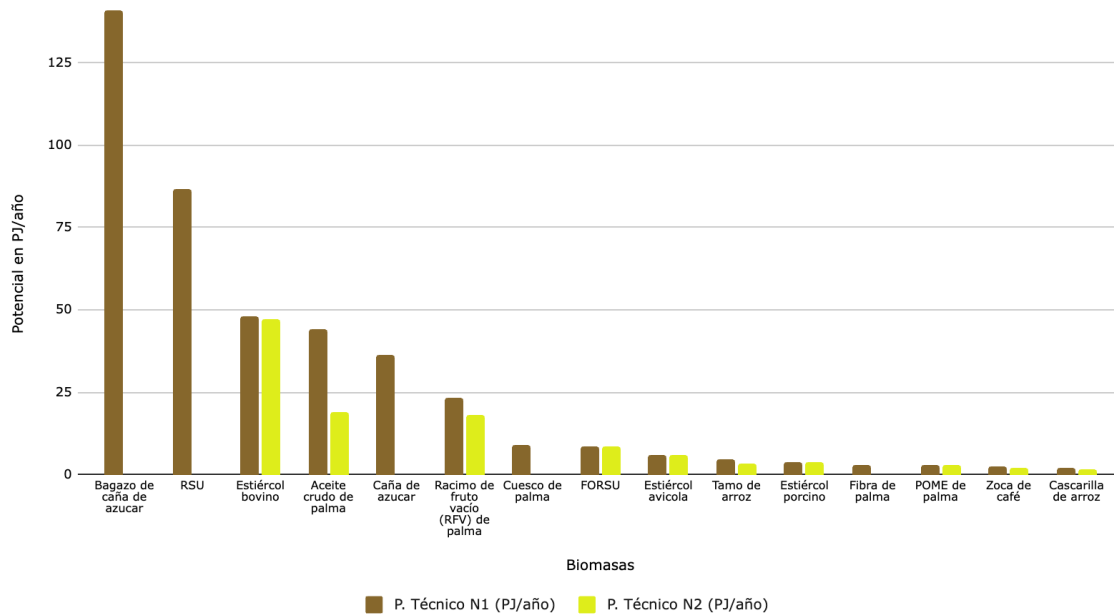


Figura 8. Ranking nacional de potencial técnico por biomasa — primer y segundo nivel (PJ/año) de las 12 biomásas residuales y cultivos energéticos más representativos.

Por familia de biomasa, el sector de “caña”, engloba el bagazo (biomasa residual para producción de energía eléctrica) y la caña de azúcar como materia prima directa (producción industrial de etanol), representa el 41.3% del potencial técnico de primer nivel (177.4 PJ/año), seguido por los residuos urbanos con el 22.1% (95.2 PJ/año) y el sector palmero con el 19.5% (83.7 PJ/año) (ver figura 9). El sector pecuario aporta el 13.4% (57.6 PJ/año), concentrado principalmente en estiércol bovino. Las demás biomásas, contribuyen con el 3.7% restante, lo que indica que, aunque numerosos en términos de biodiversidad de fuentes, su peso cuantitativo en el balance energético nacional es marginal.

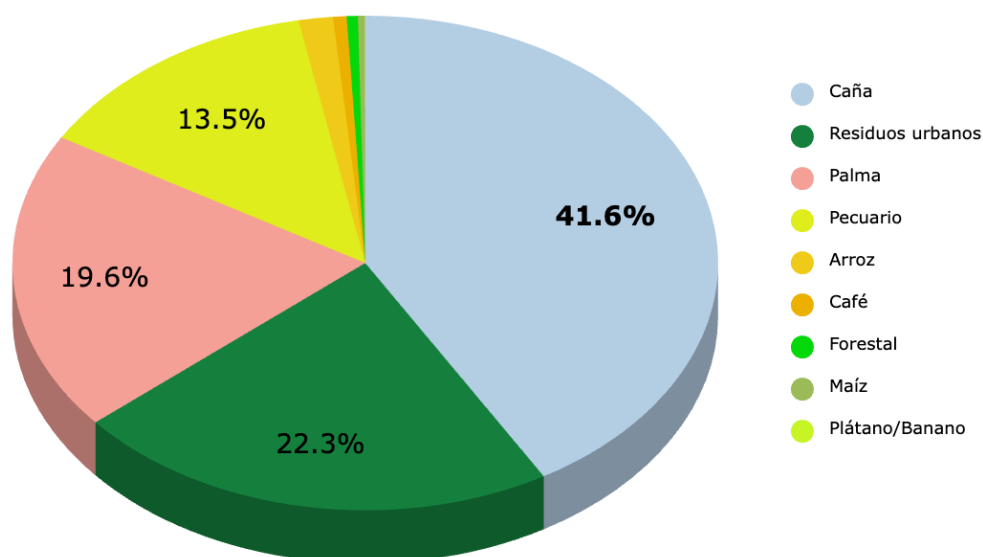


Figura 9. Distribución del potencial técnico de primer nivel por familia de biomasa (PJ/año).

Como consecuencia de la alta representatividad del bagazo de caña en relación al total de las biomásas analizadas para el potencial de primer nivel, en la figura 10 se puede observar que la combustión principalmente para producción de energía eléctrica y en una menor proporción para generación de calor, es la ruta tecnológica con el mayor potencial de 227.6 PJ/año (52.9 %). Le siguen la digestión anaerobia con 70.21 PJ/año (16.3 %), transesterificación 45.52 PJ/año (10.6 %), gasificación con 37.09 PJ/año (8.6 %), fermentación alcohólica con 36.34 PJ/año (8.5 %) y pirólisis y torrefacción estas con un porcentaje total del 3.1 %.

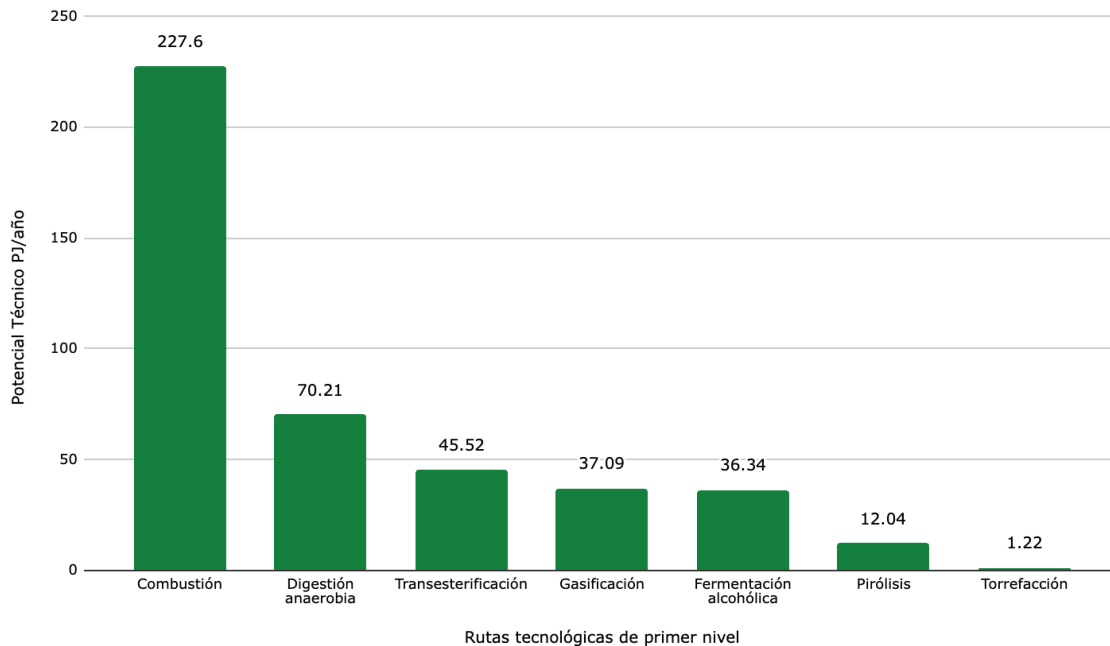


Figura 10. Potencial técnico por ruta tecnológica de transformación primer nivel

1.3.7. Potencial técnico de segundo nivel: biometano, SAF y otras rutas avanzadas

El potencial técnico de segundo nivel (116.9 PJ/año) corresponde a las rutas de conversión avanzada que transforman el bioenergético de primer nivel en un bioenergético de mayor calidad energética o mayor aptitud para usos difíciles de descarbonizar y sustitución o complementariedad de combustibles fósiles convencionales (gas natural, jet de origen fósil). Las cuatro rutas identificadas son: upgrading de biogás a biometano (68.8 PJ/año, 58.8%), síntesis de Fischer-Tropsch (28.4 PJ/año, 24.3%), HEFA para producción de SAF a partir de aceite de palma (19.7 PJ/año, 16.8%) y la ruta ATJ (alcohol-to-jet) para SAF a partir de etanol (0.03 PJ/año, marginal).

El estiércol bovino es la principal fuente de segundo nivel con 47.0 PJ/año, derivado de la ruta digestión anaerobia más upgrading a biometano; su peso porcentual evidencia la oportunidad que tiene el sector de ganadería bovina para desarrollar el potencial de integración al sistema energético nacional. El aceite crudo de palma podría aportar 19.2 PJ/año mediante HEFA hacia SAF, y el RFV de palma contribuye 18.0 PJ/año mediante

upgrading de biogás. La figura 11, compara el potencial de primer y segundo nivel para cada una de las biomásas.

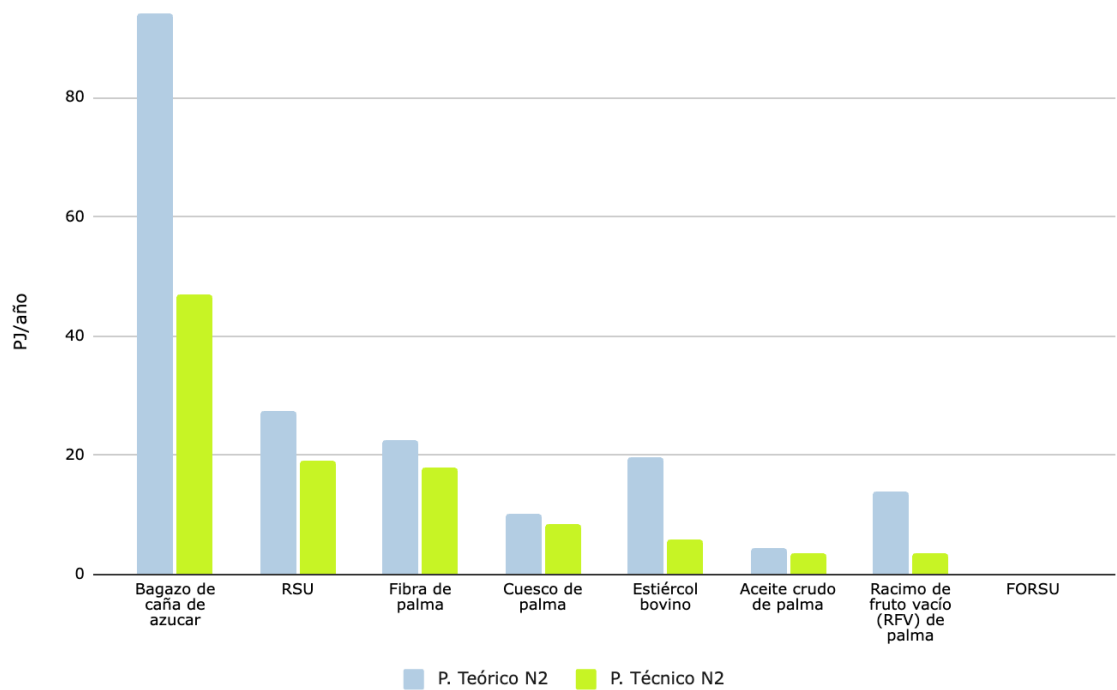


Figura 11. Potencial técnico de segundo nivel por biomasa. SAF y biometano (PJ/año)

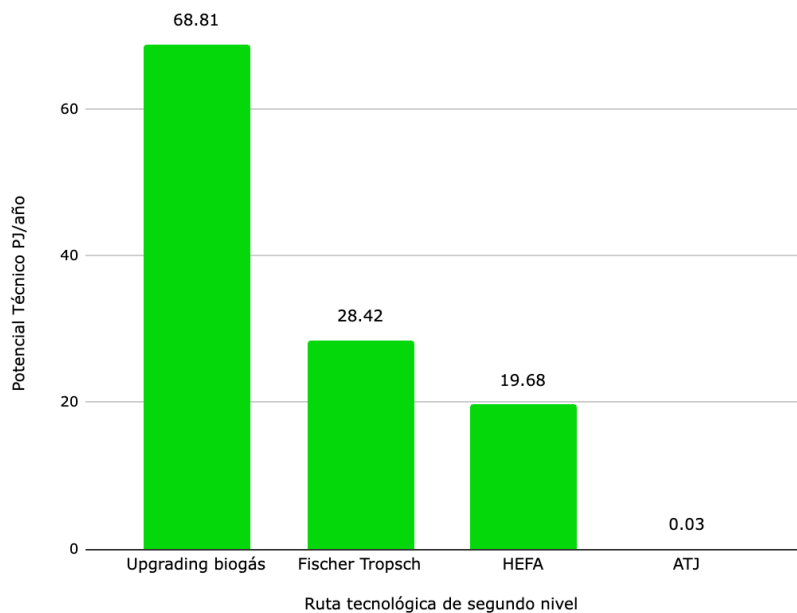


Figura 12. Potencial técnico por ruta tecnológica de transformación segundo nivel

Cabe destacar que 240.9 PJ/año del potencial técnico de primer nivel, correspondientes a seis biomásas cuya ruta principal es la combustión directa, el biochar o la torrefacción, carecen actualmente de una ruta de segundo nivel identificada que conduzca a combustibles líquidos avanzados o biometano. Esta brecha tecnológica representa un área de oportunidad para la investigación y el desarrollo.

1.3.8. Distribución regional del potencial técnico

La distribución territorial del potencial técnico nacional (ver tabla 7 y figura 13), evidencia una concentración marcada en la región Suroccidente, que comprende los departamentos del Valle del Cauca, Cauca y Nariño, con 237.5 PJ/año (43.4% del total nacional de los dos niveles). Esto se debe principalmente por la actividad cañera del Valle del Cauca, cuyo bagazo representa por sí solo 138.4 PJ/año en esa región, sumado a los aportes del sector palmicultor de la subregión pacífica y el estiércol de los sistemas ganaderos. Las regiones Oriente (93.6 PJ/año), Nordeste (92.5 PJ/año) y Caribe (85.5 PJ/año) conforman el segundo nivel de importancia, impulsadas respectivamente por el potencial pecuario de los Llanos Orientales, la agroindustria palmera del Meta y Casanare, y la producción de palma y caña en las tierras bajas del litoral.

Por último, Antioquia aporta 33.9 PJ/año (6.2%), con un potencial concentrado en los RSU, mientras que las regiones Este e Insular presentan potenciales menores, vinculados al estiércol pecuario y los RSU urbanos, con pocas fuentes de biomasa agroenergética a gran escala.

Tabla 7. Potencial técnico por región UPME — primer y segundo nivel (PJ/año)

Región UPME	P. Tec. N1 (PJ/año)	P. Tec. N2 (PJ/año)	Total (PJ/año)	Participación	Biomasas principales
Suroccidente	217.61	19.85	237.46	43.4%	Caña de azúcar (Bagazo), Palma (Aceite, RFV)
Oriente	67.66	25.93	93.58	17.1%	Estiércol bovino, RSU, Palma
Nordeste	60.01	32.54	92.55	16.9%	Palma (Aceite, RFV, Cuesco), Estiércol
Caribe	58.40	27.09	85.49	15.6%	Palma, RSU, Estiércol, Caña panelera
Antioquia	23.67	10.19	33.87	6.2%	RSU, Estiércol bovino, Bagazo caña
Este	2.41	1.31	3.72	0.7%	Estiércol, RSU, Biomasa forestal
Insular	0.25	0.04	0.29	0.1%	RSU, Estiércol menor
TOTAL NACIONAL	430.01	116.94	546.95	100.0%	

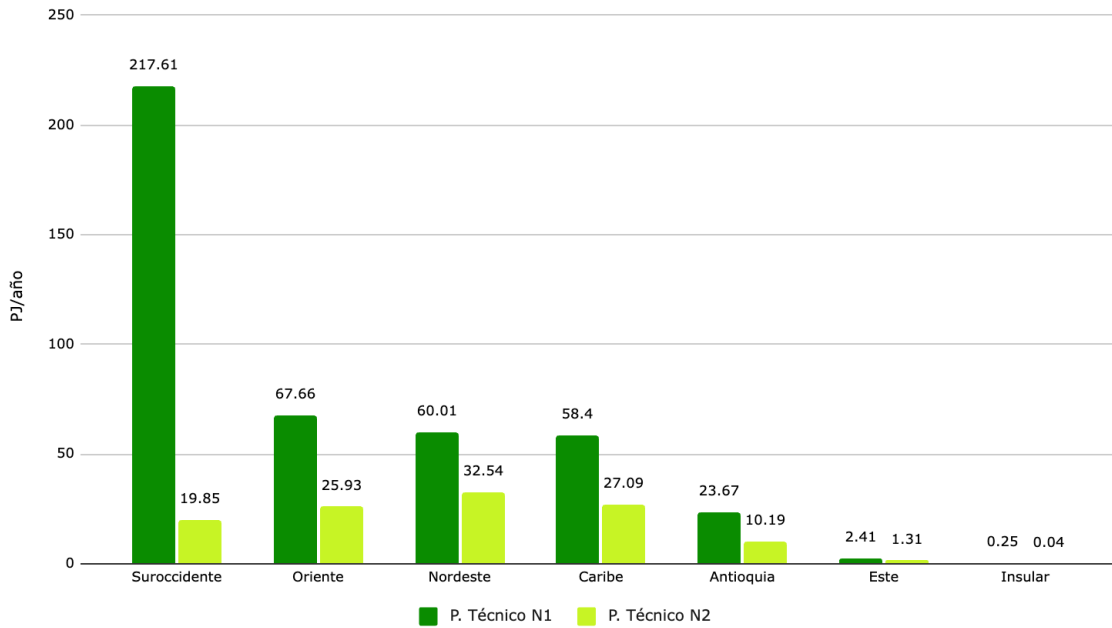


Figura 13. Potencial técnico por región UPME, primer y segundo nivel (PJ/año)

La figura 14, corresponde a un mapa de calor en el que se permite identificar señales estratégicas de alta concentración: el Bagazo de caña en la región Suroccidente (138.4 PJ/año), el aceite palma en la Nordeste (17.8 PJ/año) y los RSU en la región Caribe (15.6 PJ/año) son los tres nodos de mayor densidad energética del sistema. Estas concentraciones sugieren la conveniencia de enfocar los primeros proyectos estructurantes de la estrategia bioenergética en torno a estos nodos, antes de avanzar hacia la movilización de recursos más dispersos y de mayor complejidad logística.

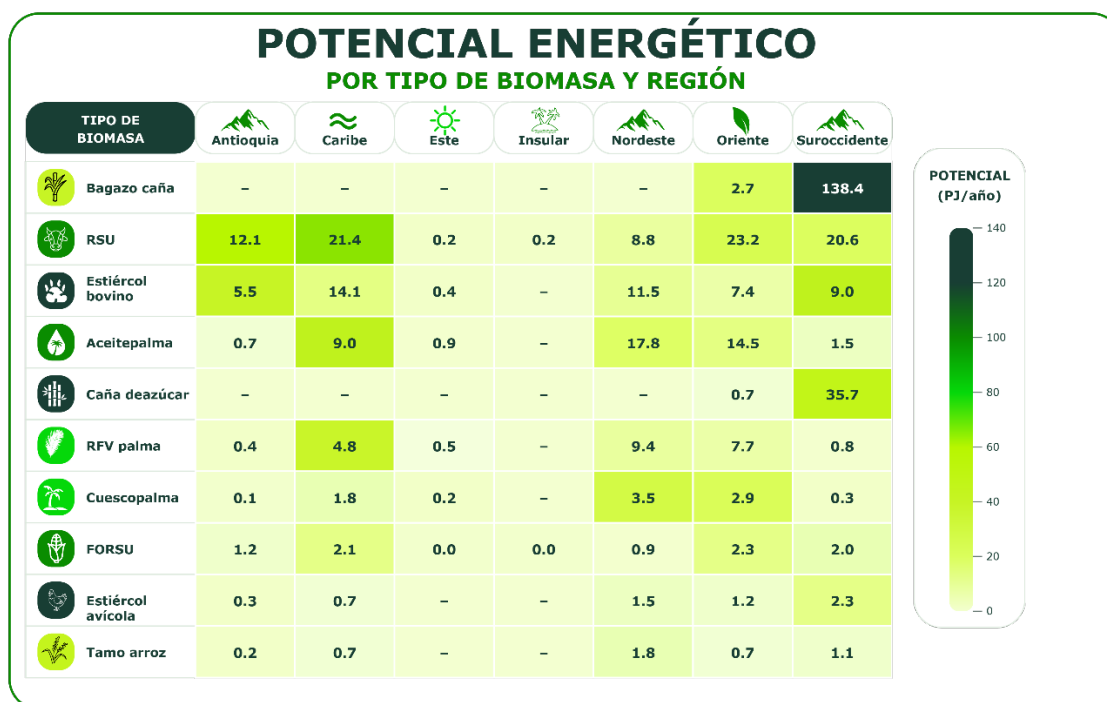


Figura 14. Mapa de calor del potencial técnico de primer nivel por biomasa y región (PJ/año).

1.3.9. Estudios de viabilidad técnica y económica

El PIBE Nacional propone el desarrollo de tecnologías muy específicas para la valorización energética de las diferentes biomásas, tanto cultivos energéticos como biomásas residuales, sin embargo esta realidad depende de factores tanto tecnológicos como económicos.

1.3.9.1. Viabilidad técnica

Tecnologías con viabilidad técnica inmediata (2026 - 2028)

La digestión anaerobia a partir de aguas residuales, estiércol bovino/avícola/porcino, FORSU y residuos agroindustriales de caña y palma, es la tecnología de mayor madurez (TRL 8 -9), con antecedentes operativos en el país (PTAR San Fernando y Aguas Claras de EPM, rellenos sanitarios u granjas porcícolas y avícolas). Respecto a lo estimado en los Potenciales teóricos y técnicos, esta tecnología tiene la mejor relación, es decir, que del 100% posible, con el nivel de desarrollo de esta tecnología es posible la valorización real entre el 46 al 63%.

Particularmente, en relación con el biogás, es importante aclarar que este modelo no contempla la producción derivada de los procesos bioquímicos naturales de digestión anaerobia que ocurren en los rellenos sanitarios del país con más de veinte años de

operación. En estos sitios, las condiciones de disposición, compactación de los residuos y las características climáticas de cada región han favorecido la generación natural de biogás, el cual puede ser captado, sometido a procesos de limpieza y acondicionado para su inyección a la red de gas natural. Este recurso representa una fuente adicional con un potencial significativo para contribuir al abastecimiento de la demanda nacional de gas.

La compactación (briquetas y pellets) a partir del bagazo de caña, tamo de arroz, hojas - cogollo de caña y estípites de palma, es una tecnología mecánico - térmica madura (TRL 8 - 9), de bajo requerimiento de inversión relativa y aplicable a sustitución inmediata de carbón y GLP en procesos térmicos industriales, y también para su valorización directa en la zona de cultivo para su aprovechamiento térmico a nivel residencial.

Estas dos rutas concentran la mayor parte del potencial técnico nacional (biogás y compactación agregan cerca del 70% de la energía técnicamente aprovechable) y son las que anclan las metas de corto plazo (2026 - 2028) del Plan nacional de Bioenergía, por ser las de menor riesgo de implementación.

El biodiesel y el bioetanol de primera generación ya operan en el país y existen plantas a nivel industrial que suplen la demanda de estos energéticos, en este aspecto el reto no es de cara a lo tecnológico sino a lo regulatorio y tarifario.

La gasificación de la biomasa seca como la cascarilla de arroz y residuos forestales para la obtención del gas de síntesis, la pirólisis/torrefacción para la obtención del biochar a partir de residuos forestales, bagazo y residuos de palma con aplicación térmica industrial directa, están en etapas tempranas (TRL 5 - 6)

Tecnologías con viabilidad técnica condicionada (2029 - 2032)

El bioetanol y el biodiesel de segunda generación a partir de biomásas como el aceite usado de cocina son viables técnicamente pero limitadas por costos de pretratamiento (hidrólisis enzimática) y ausencia de biorrefinerías 2G instaladas en el país.

El biometano por upgrading e inyección a red, es viable técnicamente donde ya existe infraestructura de biogás, pero su escalamiento depende de resolver la habilitación regulatoria de inyección y comercialización.

SAF a partir de rutas como HEFA, ATJ y Fischer - Tropsch son técnicamente factibles a partir de aceite de palma, aceite de cocina usado, etanol de caña y, en el mediano plazo, biogás vía reformado. Ecopetrol ya validó la ruta HEFA a escala piloto, el reto no es la ruta tecnológica sino la escala industrial y la certificación.

Tecnologías de horizontes largo (2033 - 2036 y posterior)

En el PIBE no se contempla el biohidrógeno a partir de la fermentación oscura y el reformado al igual que los electro combustibles como e-metano, e-metanol o amoníaco sintético, ya que

se encuentran en TRL de 4 - 6, con rendimientos de conversión bajos, sin infraestructura de almacenamiento/transporte en el país, por lo que no es posible incluirlos como metas cuantitativas de producción antes de 2033, pero sí deben ser líneas de I+D+i.

1.3.9.2. Viabilidad económica

Ningún bioenergético compite hoy en Colombia con el precio de referencia de los combustibles fósiles sin algún tipo de instrumento habilitante (mezcla obligatoria, exención tributaria, tarifa diferencial)

El biogás y el biometano son de forma consistente los bioenergéticos con mejor relación costo - beneficio técnico entre las rutas evaluadas, el CONPES 4075 de 2022 ya identificó que el biogás proveniente de porquinaza y gallinaza puede producirse a costos comparables con la tarifa industrial de gas natural y por debajo del gas vehicular y el GLP. Esto lo convierte en la ruta de sustitución más defendible económicamente en el corto plazo, particularmente para consumo térmico industrial y rural, sin necesidad de subsidios permanentes.

El biodiesel y el bioetanol de primera generación ya operan bajo un esquema de precio regulado (ingreso máximo al productor) y mezcla obligatoria consolidada (B10/E10) lo que les da estabilidad de mercado, pero su expansión hacia mezclas superiores (B20/E20) está limitada por el costo de oportunidad de la materia prima (aceite de palma, caña) frente a sus usos alimentarios e industriales alternativos, más que por una barrera tecnológica.

Para SAF la evidencia internacional y nacional (rutas ATJ y HEFA) muestra un costo de producción entre 2.2 y 3.6 veces el precio promedio del jet fuel convencional en la región, esta brecha no se cierra por eficiencia de proceso en el horizonte 2026 - 2036; se cierra por mandato de mezcla progresiva, de acuerdo a la Hoja de Ruta para SAF, el 2% en 2025, 10% en 2030 hasta 15% en 2035, y por mecanismos de compensación de carbono que permiten trasladar parte del sobre costo al valor de atributo ambiental.

Los bioenergéticos sólidos, briquetas, pellets y biocarbon, son los de menor costo de inversión inicial y mayor velocidad de implementación, pero su mercado doméstico es aún pequeño y atomizado; su viabilidad económica de mediano plazo depende de consolidar demanda de exportación (sustitución de carbón térmico en mercados como la Unión Europea) más que del mercado interno.

Finalmente, los electrocombustibles e hidrógeno, no son económicamente viables son subsidio profundo en el horizonte de este Plan, su inclusión se limita entonces a fomentar el desarrollo de proyectos de I+D+i y proyectos piloto financiados con cooperación internacional, no a metas de despliegue comercial.

1.3.9.3. Condiciones habilitantes

La viabilidad técnica y económica solo se traduce en despliegue si se resuelven brechas regulatorias puntuales, ya identificadas en el marco normativo vigente.

El biometano cuenta con regulación sobre la calidad CREG 240/2016, pero carece de reglas claras de comercialización, uso del digestato y tarifas de inyección a red a escala industrial. Es la principal brecha regulatoria que frena una tecnología ya técnica y económicamente lista.

SAF requiere el cierre de la reglamentación técnica de productor/mezclador y del mecanismo de contabilidad de atributos ambientales previstos en la Hoja de Ruta, sin esto, ningún proyecto puede monetizar la reducción de emisiones.

Los bioenergéticos sólidos, requieren estándares técnicos nacionales de calidad (humedad, poder calorífico, cenizas) inexistentes hoy, que son condición previa para acceder a mercados industriales y de exportación certificados.

1.3.10. Análisis de mercado y demanda energética

Contexto: la demanda energética nacional y el lugar de la bioenergía

Según el Balance Energético Colombiano, el consumo final de energía del país en 2024 fue de 1.498.690 TJ, con una matriz aún fuertemente dependiente de combustibles fósiles: el diésel (321.282 TJ), la gasolina (285.744 TJ), y la electricidad (262.327 TJ), participan con el 58.0% del consumo final. (UPME, Balance Energético Colombiano 1975–2023, 2024).

Dentro de esa matriz, los bioenergéticos ya representan cerca del 15% del consumo final agregado, liderados por la leña (126.820 TJ/año, 7.7% del total) y el bagazo (78.121 TJ/año, 5.3%) (UPME, 2024), por lo que la bioenergía no parte de cero en Colombia, parte de una base ya relevante pero concentrada en usos tradicionales (leña residencial) y de autoconsumo industrial (bagazo en cogeneración), con bajo desarrollo aún en combustibles avanzados.

La demanda se distribuye de forma muy desigual por sector: transporte concentra el 42.3% del consumo nacional, industria el 22.6% y el sector residencial el 18.5% (UPME, 2024).

- -Transporte (42.3% del consumo nacional; gasolina 50%, diésel 39%, jet fuel 8% de la energía sectorial): es el mercado más grande y el de mayor presión regulatoria por descarbonización (CONPES 4075 de 2022; Ley 2169 de 2021), pero también el más disputado por la electrificación vehicular.
- Industria (22.6%; gas natural 98.372 TJ, carbón mineral 84.194 TJ, bagazo 66.754 TJ): es el mercado natural de sustitución más inmediata para biomasa sólida y biogás,

concentrado en alimentos (35%), minerales no metálicos (19%) y coquización/refinación (14%) (UPME, 2024).

- Residencial (18.5%; leña 104.240 TJ, electricidad 85.569 TJ, gas natural 66.473 TJ, GLP 23.864 TJ): es el único sector donde el bioenergético (leña) ya es la principal fuente de consumo, y es simultáneamente el mercado objetivo de sustitución del Plan Nacional de Sustitución de Leña (UPME, 2023) y el mercado potencial de biogás doméstico.

Mercado actual de bioenergéticos: tamaño, actores y tendencia

- Biocombustibles líquidos (mercado consolidado)

El bioetanol y el biodiésel constituyen el único segmento de la bioenergía colombiana con un mercado regulado, de precio garantizado y demanda cautiva por mandato de mezcla:

Tabla 8. Mercado actual del bioetanol y el biodiesel

Bioenergético	Producción nacional 2023	Mandato de mezcla vigente	Fuente
Bioetanol	309 millones de litros/año	E10 (resolución 40447 de 2022)	Fedebiocombustibles (2023)
Biodiésel	795.820 toneladas /año	B10 (Resolución 40447 de 2022)	Fedebiocombustibles (2023)

*La Resolución 40431 de 2024 establece un porcentaje de mezcla por galón de 10% de biodiesel a partir del 01 de enero de 2025, dado que la base de producción nacional se reporta para 2023, se define el mandato de mezcla vigente para el año en cuestión.

Este mercado opera bajo un esquema de ingreso máximo al productor, regulado por el Ministerio de Minas y Energía con base en el costo de oportunidad de la materia prima y el precio de paridad de importación de los combustibles fósiles (CONPES 3510 de 2008). Es, en la práctica, un mercado de tamaño fijo por decreto: crece solo si crece el parque automotor a gasolina/diésel o si se autorizan mezclas superiores (B20/E20), no por competitividad de precio frente al fósil.

La producción está geográficamente concentrada: siete proyectos de bioetanol activos, seis de ellos en el eje Cauca–Valle del Cauca–Risaralda, y el biodiésel concentrado en Meta, Santander, Magdalena y Cundinamarca (P8 – Producto 8, UPME/consultoría CO1.PCCNTR.8317394, 2025, con base en mapeo de proyectos demostrativos).

- **Biogás y biometano (mercado emergente de sustitución industrial)**

A diferencia de los biocombustibles líquidos, el biogás no tiene mandato de mezcla, pero el CONPES 4075 de 2022 ya identifica una señal de mercado concreta: el biogás producido a partir de porquinaza y gallinaza puede alcanzar costos comparables con la tarifa industrial del gas natural, e inferiores al gas vehicular y al GLP, con un potencial teórico del sector ganadero superior a 3.300 millones de m³/año (DNP, CONPES 4075, 2022). Esto configura un mercado de sustitución directa de gas natural e industrial, hoy limitado por la ausencia de reglas de comercialización de biometano a escala.

A nivel global, el mercado del biogás y el biometano ha evolucionado de ser una solución renovable de nicho a convertirse en una infraestructura estratégica fundamental para la seguridad energética y la descarbonización (International Gas Union [IGU], 2026), Europa se posiciona como el mercado más maduro, con la Unión Europea fijando una meta de 35 billones de metros cúbicos anuales de biometano para 2030 bajo el plan REPowerEU. Entre los países más destacados, Dinamarca lidera a nivel mundial con una penetración de biometano en su red de gas natural de aproximadamente el 40%, habiendo integrado exitosamente la producción con el acceso a la red. Alemania y Francia también muestran un crecimiento sólido, transitando hacia modelos de subastas competitivas y contratos por diferencia para incentivar la inversión. En América, Estados Unidos destaca por su alta capacidad de producción impulsada por créditos para combustibles de transporte, mientras que Brasil avanza con su política Renovabio y el desarrollo de un mercado de créditos de carbono. En Asia, China e India poseen un enorme potencial de recursos y están comenzando a implementar marcos regulatorios y programas de inversión privada, como el esquema SATAT en India, para movilizar la producción a gran escala. Para la siguiente etapa de desarrollo, el reporte de IGU (2026) identifica tendencias centradas en la profesionalización del sector y la creación de marcos financieros estables, recomendando que los países conviertan sus metas aspiracionales en objetivos de inversión vinculantes con mecanismos de cumplimiento claros. Entre las medidas clave propuestas se encuentra la creación de certidumbre de ingresos a largo plazo (15-20 años) y la aceleración de los procesos de permisología y conexión a la red, que actualmente actúan como cuellos de botella. Además, se proyecta una tendencia hacia la valorización de subproductos, tratando el digestato y el CO₂ capturado como productos comerciales en una economía circular, y el fortalecimiento de sistemas de certificados y Garantías de Origen para facilitar el comercio internacional y corporativo de gas renovable.

La Agencia Internacional de Energía proyecta que la producción mundial de biogás y biometano podría multiplicarse en los próximos años si se moviliza la totalidad de los residuos orgánicos disponibles (IEA, Bioenergy, 2025), lo que sitúa a Colombia —con un inventario ganadero, avícola y porcícola de gran escala— en una posición de oferta potencial relevante para un mercado global en expansión.

- **Bioenergéticos sólidos: mercado nacional atomizado con salida exportadora**

El mercado de pellets y briquetas en Colombia es aún pequeño y disperso, pero con dos señales de demanda relevantes:

Nacional: sustitución de carbón mineral y GLP en calderas industriales, hoy limitada por la ausencia de estándares nacionales de calidad que den confianza al comprador industrial (P4 – Producto 4, UPME/consultoría, 2025).

Internacional: crecimiento sostenido de la demanda de pellets certificados en Unión Europea y Japón como sustituto de carbón térmico en generación eléctrica, señalado por actores de la industria nacional (BioD, entrevista sectorial, en P4/P8, 2025) y consistente con la tendencia global reportada por el mercado de pellets de madera (Mordor Intelligence, *Wood Pellet Market*, 2024). Este es, junto con el SAF, el segmento donde Colombia tiene mayor oportunidad de mercado de exportación antes que de mercado interno.

- **SAF: mercado internacional regulado, aún sin oferta nacional consolidada**

El combustible sostenible de aviación es el caso de mercado más particular: la demanda no es un supuesto, es un mandato internacional en implementación progresiva. Bajo el esquema CORSIA de la OACI, la meta de incorporación de SAF en el suministro total de combustible de aviación es: 2 % en 2025, 10 % en 2030, 15 % en 2035, 22 % en 2040 y entre 50 % y 100 % en 2050 (IATA, *Sustainable Aviation Fuel: Technical Certification and Deployment*, 2023). Colombia adoptó su propia hoja de ruta de implementación mediante la Resolución 00090 de 2025 del Ministerio de Minas y Energía, que traslada estas metas globales a un cronograma nacional de habilitación regulatoria, con Ecopetrol como primer actor en producir SAF a escala piloto en la refinería de Cartagena (32.000 barriles, 2024) (Ecopetrol, comunicado corporativo, 2024).

Este mercado tiene una característica que lo diferencia de todos los demás bioenergéticos analizados: la demanda está garantizada por regulación internacional independientemente del precio, lo que reduce el riesgo comercial del lado de la demanda y traslada el reto íntegramente al lado de la oferta (capacidad instalada y certificación).

Tamaño económico del mercado y barreras de demanda

El mercado agregado de bioenergía en Colombia —sumando biodiésel, bioetanol, biomasa sólida, biogás y sus derivados— se estima en más de US\$1.500 millones anuales (P8 – Producto 8, Sección 5.1.10.4 "Aspectos comerciales", UPME/consultoría, 2025). Sin embargo, este tamaño de mercado convive con una barrera estructural de demanda: los combustibles fósiles de referencia (diésel y gasolina) se comercializan en Colombia con un componente de subsidio implícito, lo que reduce artificialmente el diferencial de precio que debería favorecer a los bioenergéticos y explica por qué, en ausencia de mandato, la

demanda de mercado por sí sola no ha sido suficiente para escalar biogás, biometano o SAF más allá de proyectos piloto.

En conclusión, allí donde existe mandato de mezcla (bioetanol, biodiésel), el mercado es estable pero de crecimiento acotado por decreto; allí donde no existe mandato (biogás, biometano, biomasa sólida), el mercado depende de que el diferencial de precio con el fósil subsidiado se cierre por otra vía —costos evitados de gestión de residuos, acceso a mercados de exportación certificados, o mecanismos de carbono— antes de que pueda crecer de forma autónoma.

1.3.11. Proyecciones de biomasa residual con potencial energético y metas de aprovechamiento sostenible a corto, mediano y largo plazo

El potencial energético bruto de la biomasa residual y de los cultivos energéticos en Colombia se estima en 430 PJ/año para el escenario de primer nivel y en 116,9 PJ/año para el escenario de segundo nivel. Del potencial total identificado, los cultivos energéticos y las biomásas residuales agrícolas constituyen la principal fuente, con una participación del 41,3 %, destacándose el bagazo y la caña de azúcar. Les siguen los residuos sólidos urbanos, que aportan el 22,1 % del potencial, el sector palmero, con un 19,5 %, y las biomásas residuales pecuarias, que representan el 13,4 %.

La proyección de la oferta de biomasa residual y de los cultivos energéticos se realiza mediante la aplicación de impulsores de crecimiento específicos para cada tipo de biomasa. En términos generales, estos corresponden al crecimiento del PIB del subsector económico asociado o al crecimiento de la población. Para las biomásas residuales agrícolas, el crecimiento del volumen físico disponible no implica necesariamente un incremento proporcional de su potencial energético, debido a las variaciones en las características y la composición de los residuos. Por su parte, la oferta de las biomásas residuales pecuarias y de los residuos agroindustriales se proyecta en función del crecimiento del PIB del subsector correspondiente. En contraste, el aceite usado de cocina, los residuos sólidos urbanos (RSU), la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU) y los lodos de plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR) se proyectan con base en el crecimiento poblacional.

La línea base realizada por el presente estudio, representa un crecimiento estable de las diferentes biomásas como se evidencia en el Anexo 6.

“Comportamiento histórico de la producción de cultivos energéticos y biomásas residuales (2020–2024)”, llama la atención de forma particular el sector de biomásas residuales pecuarias, dado que presentaron bajas significativas en lo reportado en 2020 y 2021, esto como consecuencia de la contingencia por COVID-19 y el Paro Nacional de 2021 que dificultaron la logística de este sector y los costos de producción.

En la tabla 9, se definen los potenciales técnicos identificados para cada biocombustible, los cuales establecen los que son priorizados en los escenarios de proyección de la oferta para suplir la demanda nacional a 2036, cabe aclarar que los potenciales para los bioenergéticos de segundo nivel (Biometano y SAF) fueron calculados sobre el total de biomasa disponible para tal fin, por lo que el potencial presentado supondría un uso exclusivo de 33 de las biomásas para su producción.

Tabla 9. Potencial técnico en el año 2024 por biocombustible

Biocombustible	Potencial técnico 2024 (PJ/año)
Biogás	70.21
Biometano	68.81
Gas de síntesis	37.09
SAF*	48.13
Biochar	13.26
Calor	227.6
Biodiesel	45.52
Bioetanol	36.34

*Para SAF la distribución por rutas tecnológicas es la siguiente: ATJ (0.03 PJ/año), HEFA (19.68), Fisher-Tropsch (28.42).

Metas de aprovechamiento sostenible por horizonte

Se propone un esquema de metas escalonado, diferenciado por nivel de madurez de la ruta tecnológica asociada a cada biomasa (consistente con la priorización ya establecida en la sección de viabilidad técnica y económica), expresado como porcentaje del potencial técnico efectivamente movilizado:

Tabla 10. Metas de aprovechamiento sostenible por horizonte

Nivel de madurez	Biomásas incluidas	Meta 2028 (corto plazo)	Meta 2032 (mediano plazo)	Meta 2036 (largo plazo)
Nivel 1 - rutas maduras (TRL 8 - 9)	Aceite crudo de palma, caña de azúcar, pseudotallo, raquis y fruto de rechazo de plátano y de banano, mucílago de café, estiércoles avícola, porcícola y bovino, rumen de vaca, bagazo de caña de azúcar, vinazas de caña de azúcar, POME de palma, biosólidos, RSU, FORSU	40% del potencial técnico	65% del potencial técnico	85 - 90% del potencial técnico
Nivel 2 - rutas en escalamiento (TRL 6 - 7)	Estípites de cultivo de palma, cascarilla de arroz, cuesco de palma, fibra de palma, aceite usado de cocina, cortezas	15% del potencial técnico	40% del potencial técnico	70% del potencial técnico
Nivel 3 - rutas emergentes (TRL 4 - 6)	Tamo de arroz, cascarilla de café, zoca de café, rastrojo, tusa y capacho de maíz, racimo de fruto vacío de palma, follaje, aserrín y virutas	Pilotaje (<5%)	10 - 15% del potencial técnico	25 - 35% del potencial técnico

Fuente: Elaboración propia

Las metas anteriores están condicionadas por tres tipos de restricción identificadas en el cálculo del potencial técnico, que se mantienen como principios no negociables:

Restricción agronómica: una fracción significativa de residuos de cosecha (hojas de palma, hojas-cogollo de caña) debe permanecer en campo como cobertura de suelo.

Restricción de competencia de usos: estiércol pecuario y bagazo tienen usos alternativos consolidados (compost, cogeneración interna, alimentación animal) que ya captaron parte del recurso; las metas de aprovechamiento energético deben calcularse sobre el excedente disponible, no sobre el volumen bruto generado.

Restricción logística y territorial: la concentración regional del potencial técnico implica que las metas nacionales deben desagregarse por región para ser realistas.

Bajo lo anterior, las metas deben entonces concentrarse en la región Suroccidente por la mayor concentración del potencial técnico agregado del país, desarrollo natural del primer cluster de biogás/biometano y briquetas a partir de bagazo, estiércol bovino y residuos de palma. Región Nordeste, la concentración de los residuos de la agroindustria palmera, prioritarios para biometano y SAF vía HEFA. Oriente y Caribe, prioritarias para el aprovechamiento de RSU/FORSU y aguas residuales dada su concentración poblacional y de infraestructura de tratamiento.

Las regiones Este e Insular deben tratarse con metas diferenciadas orientadas a soluciones descentralizadas de pequeña escala (biodigestores rurales, sustitución de leña), no a metas de participación en la oferta nacional de bioenergéticos comercializables.

1.4. Priorización de tecnologías y modelos de conversión energética

La selección de las rutas tecnológicas para el desarrollo del PIBE Nacional 2026 se fundamenta en una jerarquización que considera la madurez tecnológica, la eficiencia de conversión, la compatibilidad con la matriz de biomasa disponible y la alineación con los objetivos de descarbonización. La definición de biorrefinería adoptada por el PIBE, en consonancia con los lineamientos de la Agencia Internacional de Energía (IEA Bioenergy Task 39), concibe estas instalaciones como complejos industriales que integran procesos de conversión de biomasa y equipos para producir de manera simultánea y eficiente una gama de productos: combustibles, energía, calor y productos químicos de valor agregado (IEA Bioenergy Task 39, 2026). Este enfoque integral permite maximizar el valor derivado de la materia prima, similar a una refinería de petróleo, y es esencial para la viabilidad económica de los proyectos (Kaila, 2025).

La transición hacia una energía sostenible constituye un cambio transformador en la forma de producir, distribuir y consumir energía, cuyo objetivo es dejar atrás los combustibles fósiles y adoptar un sistema basado en fuentes renovables (PNUD, 2025). En este contexto, las biorrefinerías se erigen como infraestructura crítica para descarbonizar sectores de difícil electrificación y avanzar hacia una economía circular.

A continuación se describen las biorrefinerías requeridas para estos desarrollos tecnológicos y bioenergéticos (Empresa de Pesquisa Energética [EPE], 2025), priorizadas según el contexto y las realidades de Colombia establecidas en el diagnóstico del PIBE.

Biorrefinerías de digestión anaerobia

Las biorrefinerías de digestión anaerobia constituyen la base del aprovechamiento de residuos orgánicos húmedos, transformando la fracción biodegradable en biogás y digestato. El biogás, compuesto principalmente por metano y dióxido de carbono, puede ser utilizado directamente en generación eléctrica y térmica o ser purificado a biometano para su inyección en el Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT) o para uso vehicular. El digestato, por su parte, se valora como biofertilizante, cerrando el ciclo de nutrientes. Se prioriza esta tecnología por su capacidad de tratar corrientes residuales con alto contenido de humedad, que de otra manera generarían emisiones de metano por degradación anaerobia no controlada, y por su balance energético positivo en aplicaciones agroindustriales y de saneamiento.

En Colombia ya existe infraestructura que puede adaptarse para incrementar el aprovechamiento energético del biogás. En las plantas extractoras de aceite de palma, por ejemplo, las lagunas destinadas al tratamiento de los efluentes de molino de palma (POME) pueden acondicionarse mediante el cubrimiento de las lagunas y la incorporación de sistemas de captura y conducción de biogás. De manera similar, en los ingenios azucareros y las destilerías, las vinazas, que actualmente se gestionan principalmente mediante fertirriego o disposición controlada, pueden ser tratadas en reactores anaerobios de flujo ascendente (UASB) integrados a la infraestructura existente de fermentación, favoreciendo la producción de biogás. Asimismo, algunas plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR), como la PTAR San Fernando en Itagüí, ya operan sistemas anaerobios con aprovechamiento de biogás, constituyéndose en referentes técnicos para su replicación en otras PTAR del país. Finalmente, varios rellenos sanitarios, entre ellos Doña Juana en Bogotá, La Pradera en Antioquia y Los Pocitos en Atlántico, ya cuentan con sistemas de captación de biogás, lo que los convierte en candidatos estratégicos para incorporar unidades de generación eléctrica y sistemas de purificación (*upgrading*) para la producción de biometano.

Biorrefinerías de pirólisis

Las biorrefinerías de pirólisis se posicionan como una solución versátil para la conversión de biomasa lignocelulósica seca en tres corrientes valorizables: biochar, bio-aceite y gases de síntesis. La pirólisis rápida maximiza la producción de bio-aceite, un precursor de combustibles líquidos y productos químicos, mientras que la pirólisis lenta o carbonización se orienta a la producción de biochar con aplicaciones en secuestro de carbono y mejora de suelos. Estas biorrefinerías se priorizan por su capacidad de procesar residuos forestales y agrícolas con baja humedad, ofreciendo una ruta intermedia que complementa a la

gasificación y combustión, y que permite el almacenamiento y transporte de los productos energéticos con mayor densidad energética que la biomasa original.

A diferencia de la digestión anaerobia, la pirólisis prioriza biomasa de humedad controlada y tamaño de partícula homogéneo, por lo que es necesario considerar procesos de pretratamiento mecánico de forma preliminar.

En Colombia ya existe infraestructura con potencial para incorporar tecnologías de pirólisis y aprovechar de manera más eficiente la biomasa residual. En las plantas extractoras de aceite de palma, por ejemplo, una fracción del cuesco y la fibra que actualmente se utiliza como combustible en calderas para autogeneración puede redirigirse hacia unidades modulares de pirólisis instaladas en el mismo predio. Esta alternativa permite valorizar dichos residuos mediante la producción de biochar, un producto de mayor valor agregado que el obtenido únicamente a partir de su combustión, sin requerir transporte adicional de la biomasa. De igual manera, los aserraderos ubicados en departamentos como Antioquia, Risaralda, Caldas y Valle del Cauca constituyen candidatos estratégicos para la implementación de unidades de pirólisis de pequeña y mediana escala integradas a las plantas de procesamiento de madera, favoreciendo el aprovechamiento de los residuos lignocelulósicos generados durante el aserrío.

Biorrefinerías de gasificación

Las biorrefinerías de gasificación convierten la biomasa sólida en un gas de síntesis (syngas) rico en hidrógeno y monóxido de carbono mediante la aplicación controlada de oxígeno, vapor o aire a altas temperaturas. Este gas de síntesis tiene un amplio espectro de aplicaciones: desde la generación de electricidad en motores de combustión interna o turbinas de gas, hasta la síntesis de combustibles líquidos (vía Fischer-Tropsch) y la producción de hidrógeno. La gasificación se prioriza por su alta eficiencia de conversión comparada con la combustión directa y por su flexibilidad para acoplarse con procesos de captura de carbono (CCUS), generando syngas con potencial de emisiones negativas. Su desarrollo en Colombia se enfoca en el aprovechamiento de biomazas secas como la cascarilla de arroz y residuos forestales, con un horizonte de implementación condicionado al avance tecnológico y la reducción de costos.

La gasificación presenta una mayor tolerancia a la heterogeneidad de las biomazas que la digestión anaerobia o la pirólisis, siempre que se controle el contenido de humedad de la alimentación y se mantenga un tamaño de partícula adecuado. No obstante, se recomienda que cada planta procese principalmente una biomasa perteneciente a una misma familia, complementada con otras biomazas secas disponibles dentro del mismo radio logístico. Esta estrategia simplifica el diseño de los sistemas de alimentación y de limpieza del gas de síntesis, además de facilitar el control de la formación de alquitranes, en comparación con el uso de mezclas altamente heterogéneas.

Colombia también dispone de infraestructura con potencial de adaptación para el despliegue de esta tecnología. Las refinerías de Ecopetrol cuentan con unidades de hidrotratamiento e hidrocrackeo que, previo acondicionamiento tecnológico, podrían aprovecharse para el *upgrading* final del crudo sintético obtenido mediante el proceso Fischer-Tropsch hasta cumplir las especificaciones requeridas para la producción de combustible sostenible de aviación (SAF), evitando la construcción de nuevas instalaciones para esta etapa. De igual manera, algunas plantas termoeléctricas alimentadas con cascarilla de arroz, como la ubicada en Yopal (Casanare), que actualmente operan mediante combustión directa, representan una oportunidad para evolucionar hacia sistemas de gasificación acoplados a ciclos combinados. Esta transición permitiría incrementar la eficiencia energética y habilitar la producción de gas de síntesis como plataforma para la obtención de combustibles sostenibles y otros productos de mayor valor agregado.

Biorrefinerías de compactación

Las biorrefinerías de compactación, a menudo consideradas como una etapa de pretratamiento o acondicionamiento, son fundamentales para la logística y el almacenamiento de biomasa. Mediante procesos como la peletización, briquetaje o densificación, se aumenta la densidad energética y se reduce el volumen de la biomasa, facilitando su manejo, transporte y alimentación a reactores de conversión posteriores. Esta tecnología se prioriza como un habilitador crítico para la cadena de suministro de biomasa, reduciendo costos de transporte y logística y mejorando la eficiencia de los procesos de conversión térmica y química, especialmente en regiones con alta dispersión de recursos biomásicos como en algunas regiones colombianas.

Biorrefinerías de combustión

Las biorrefinerías de combustión representan la ruta tecnológica más madura para la generación de calor y electricidad a partir de biomasa. La combustión directa de biomasa sólida en calderas produce vapor que impulsa turbinas generadoras de electricidad (cogeneración) y/o suministra calor para procesos industriales. Esta tecnología es priorizada en el PIBE Nacional 2026 debido a su robustez, costos de inversión relativamente bajos y disponibilidad comercial inmediata, especialmente en el segmento de generación distribuida. Su implementación se enfoca en la sustitución de combustibles fósiles en calderas industriales y en sistemas de calefacción distrital, aprovechando residuos de la agroindustria y la silvicultura con alto contenido de materia seca.

Colombia dispone de infraestructura que puede adaptarse para fortalecer el aprovechamiento energético mediante combustión. En los ingenios azucareros, por ejemplo, ya operan sistemas de cogeneración alimentados con bagazo de caña; la incorporación de hojas y cogollos como combustible complementario constituye una alternativa de baja inversión incremental para incrementar el aprovechamiento energético de la biomasa

disponible, sin requerir la construcción de nuevas plantas de generación. De igual manera, los rellenos sanitarios de las principales ciudades cuentan con sistemas de captación y recolección de biogás; sin embargo, en muchos casos aún no disponen de plantas para su aprovechamiento energético mediante combustión controlada. El desarrollo de esta infraestructura representa el principal eslabón pendiente para consolidar esta ruta de valorización energética de los residuos sólidos urbanos (RSU).

De cara al aprovechamiento energético de los residuos sólidos urbanos (RSU) mediante procesos de incineración, esta alternativa se enmarca en los objetivos de la Estrategia Nacional de Economía Circular y del programa Basura Cero (Gobierno de la República de Colombia, 2019), al promover una gestión integral de los residuos con recuperación de energía. Esta tecnología ofrece un doble beneficio: por una parte, contribuye a la reducción del pasivo ambiental asociado a la disposición final de los residuos en rellenos sanitarios, disminuyendo las emisiones de metano y otros gases de efecto invernadero derivadas de su descomposición; y, por otra, permite la generación de energía térmica y eléctrica, así como la obtención de subproductos potencialmente valorizables, favoreciendo la transición hacia un modelo de economía circular (Holland Circular Hotspot, 2021). No obstante, en aplicación del principio de precaución y considerando los posibles impactos ambientales y sobre la salud pública, su implementación debe estar sujeta al cumplimiento de condiciones técnicas, ambientales y regulatorias que garanticen un desempeño seguro y sostenible, entre las que se destacan:

1. Al constituirse como una estrategia de economía circular, la valorización energética de los residuos sólidos urbanos debe implementarse respetando la jerarquía en la gestión de residuos y sin desplazar opciones de mayor valor dentro del ciclo de aprovechamiento. En consecuencia, no debe competir con estrategias orientadas a la prevención y reducción en la generación de residuos, la separación en la fuente, la reutilización, la reparación y el reciclaje. En este sentido, la valorización energética debe entenderse como una alternativa complementaria para el tratamiento de las fracciones no aprovechables por otras vías, y no como un mecanismo que incentive una mayor generación de residuos o desincentive las acciones de prevención y aprovechamiento, en concordancia con los principios de la Estrategia Nacional de Economía Circular y las políticas ambientales del país (Corantioquia, 2026).
2. Cumplir con los límites máximos permisibles para diversos contaminantes con énfasis en dioxinas y furanos, y emisiones relevantes para el clima, los cuales varían según la capacidad del horno (Ministerio del Medio Ambiente, 2002; Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, 2004; Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2015).
3. Minimizar la formación de contaminantes secundarios (Rodrigo-Illarri et al., 2021).

La incineración de residuos sólidos involucra la generación de emisiones relevantes, sin embargo, éstas son principalmente emisiones de CO₂. Un factor que influye de manera decisiva en las cantidades calculadas de emisiones relevantes para el clima procedentes de las plantas de incineración de residuos con aprovechamiento energético es el crédito concedido o admisible debido a la sustitución de la energía procedente de combustibles fósiles. Este último, a su vez, se ve influido por los vectores energéticos utilizados como base para calcular el factor de emisión de la combinación de centrales eléctricas. La incineración de residuos alcanza la neutralidad de emisiones cuando su eficiencia de transformación y recuperación energética es igual o superior al 25%. Este estado de equilibrio se fundamenta en que la energía recuperada sustituye a la energía que, de otro modo, se generaría mediante el mix de plantas eléctricas basadas en combustibles fósiles, lo que otorga a la planta créditos de emisión. Al restar estos créditos de las emisiones directas de CO₂ de origen fósil, el balance neto resultante en equivalentes de CO₂ puede llegar a ser cero o incluso negativo, generando una reducción de emisiones. La capacidad de una planta para superar este umbral de neutralidad depende de su diseño y de las oportunidades locales para suministrar energía. Bajo condiciones ideales y favorables para el aprovechamiento de energía en forma de vapor, electricidad y agua caliente (cogeneración), un estudio del IPCC señala que la eficiencia máxima de transformación y recuperación de una planta puede alcanzar entre el 75% y el 83% del aporte energético bruto de los residuos (Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC], 2000).

En Colombia ya existen experiencias en el tratamiento térmico de residuos mediante procesos de incineración, principalmente orientados a la gestión y disposición segura de residuos peligrosos. Sin embargo, estas instalaciones no han sido concebidas bajo esquemas de recuperación y aprovechamiento energético, por lo que su objetivo principal ha sido la reducción del riesgo sanitario y ambiental asociado a este tipo de residuos. En el marco del presente Plan, la ruta de valorización energética se enfoca exclusivamente en los residuos sólidos urbanos de clasificación ordinaria, los cuales, por su volumen de generación y composición, representan la principal materia prima para el desarrollo de sistemas de recuperación de energía, sin incluir residuos peligrosos dentro del alcance de esta estrategia.

Biorrefinerías SAF

Las biorrefinerías de combustibles sostenibles de aviación (SAF) se han identificado como un vector estratégico para la descarbonización del sector aeronáutico, un sector de difícil electrificación. El PIBE Nacional 2026 considera tres rutas tecnológicas principales, complementarias y en distinto estado de madurez:

- Ruta HEFA (Ésteres y Ácidos Grasos Hidroprocesados): Esta ruta, basada en el hidroprocesamiento de aceites y grasas (vegetales, de cocina usada o de origen animal), es la más madura y comercialmente disponible. Produce SAF mediante la hidrogenación de triglicéridos, obteniendo un combustible con propiedades muy

similares al queroseno fósil o jet fuel. En el contexto colombiano, Ecopetrol ya ha validado esta ruta a escala piloto, posicionándose como la opción de más corto plazo para la producción nacional de SAF.

- Ruta ATJ (Alcohol-to-Jet): Esta ruta convierte alcoholes (etanol o butanol) de origen biológico en hidrocarburos para aviación a través de procesos de deshidratación, oligomerización e hidrogenación. Se prioriza por su potencial de integración con la producción de etanol de segunda generación y por su capacidad de aprovechar alcoholes de diversas fuentes, particularmente la caña de azúcar en la región Suroccidente.
- Ruta FT (Fischer-Tropsch): Esta ruta utiliza gas de síntesis (proveniente de gasificación de biomasa) para producir una amplia gama de hidrocarburos líquidos, incluido queroseno sintético. Se prioriza por su flexibilidad de alimentación, permitiendo el uso de residuos leñosos y agrícolas, y por la alta calidad del combustible producido, aunque su madurez tecnológica es intermedia y los costos de inversión son elevados.

Colombia cuenta con infraestructura estratégica para el desarrollo de combustibles sostenibles de aviación (SAF). La Refinería de Cartagena (Mamonal) de Ecopetrol ya validó la ruta HEFA a escala piloto, con una producción de aproximadamente 32.000 barriles de SAF en 2024 a partir de aceite de palma y aceite de cocina usado (ACU), constituyéndose en la instalación de referencia para el escalamiento industrial de esta tecnología. Por su parte, la Refinería de Barrancabermeja, donde Ecopetrol adelanta el desarrollo de una planta para la producción de SAF, representa un candidato natural para incorporar tanto la ruta HEFA como, en el mediano plazo, las etapas de *upgrading* del crudo sintético proveniente de la ruta Fischer-Tropsch (FT). Asimismo, empresas como BioD exploran la implementación de la ruta Alcohol-to-Jet (ATJ), aprovechando su integración con la producción de bioetanol de primera generación (1G), lo que reduce la necesidad de desarrollar nueva infraestructura para la obtención del alcohol como materia prima.

Biorrefinerías de biometano

Las biorrefinerías de biometano se erigen como un pilar para la descarbonización del sector del gas natural. Estas instalaciones, que parten de la digestión anaerobia de residuos orgánicos o de la gasificación de biomasa con posterior metanización del syngas, incorporan un paso de purificación (*upgrading*) para eliminar CO₂ y otras impurezas del biogás o syngas, produciendo un metano de alta pureza (biometano). El biometano resultante es intercambiable con el gas natural de origen fósil, por lo que puede inyectarse directamente en la red de gasoductos, utilizarse como combustible vehicular (GNV) o emplearse como materia prima en la industria química. La priorización de esta tecnología responde a su capacidad para aprovechar la infraestructura existente de gas natural y su alto potencial de reducción de emisiones en sectores de difícil electrificación. El biometano derivado de

estiércol bovino representa la principal fuente de segundo nivel con 47.0 PJ/año, evidenciando la oportunidad que tiene el sector ganadero para integrarse al sistema energético nacional.

Biorrefinerías de biodiesel y bioetanol

El biodiésel colombiano ya opera sobre una mezcla de materias primas multiflex en varias plantas (aceite crudo de palma como base + ACU como co-alimentación variable según disponibilidad, típicamente 85–95 % palma / 5–15 % ACU en las plantas de mayor escala); se recomienda mantener y ampliar este esquema multiflex, incrementando gradualmente la proporción de ACU en la medida en que se fortalezca la logística de recolección urbana, dado que el ACU tiene menor huella de cambio indirecto de uso del suelo que el aceite de palma virgen. El bioetanol no admite mezcla de materia prima en el esquema actual (jugo de caña puro), dado que la fermentación está optimizada para sacarosa de caña.

Colombia cuenta con infraestructura industrial ya consolidada para la producción de biocombustibles líquidos, la cual no requiere adaptaciones significativas para mantener y ampliar su operación. Entre los principales referentes se encuentra BioD, ubicada en Facatativá (Cundinamarca), una planta multiflex que actualmente opera con aceite de palma y aceite de cocina usado (ACU). Asimismo, Ecodiesel Colombia, localizada en Barrancabermeja (Santander) dentro del complejo de la refinería de Ecopetrol, constituye un modelo de integración refinería-biodiésel ya establecido en el país. En el caso de la producción de biodiésel a partir de aceite de palma, destaca la planta de Manuelita en San Carlos de Guaroa (Meta), integrada con la producción de materia prima. Por su parte, los ingenios Providencia, Incauca, Riopaila-Castilla y San Carlos, así como Bioenergy, representan la principal infraestructura nacional para la producción de bioetanol, con esquemas de integración vertical entre la molienda de caña y el proceso de fermentación y destilación.

En síntesis, las biorrefinerías para el apalancamiento de la bioenergía deben responder a una lógica territorial, las biorrefinerías no deben pensarse como plantas aisladas sino como módulos que pueden coexistir en un mismo nodo territorial: un ingenio azucarero en Suroccidente es, simultáneamente, sede natural de una biorrefinería de combustión (bagazo), una de digestión anaerobia (vinazas) y una de bioetanol/ATJ; una extractora de palma en Nordeste es sede natural de digestión anaerobia (POME), pirólisis/torrefacción (cuesco, fibra, estípites) y biodiésel/HEFA (aceite crudo); una refinería de Ecopetrol es el punto de convergencia natural de las tres rutas de SAF.

1.5. Beneficios, riesgos y co-beneficios

La implementación del Plan Indicativo de Bioenergía (PIBE) Nacional conlleva un conjunto de beneficios, riesgos y co-beneficios que deben ser considerados en su formulación y ejecución para garantizar una transición energética justa y sostenible. El análisis de estos elementos es fundamental para la toma de decisiones informadas y la maximización del impacto positivo del Plan, en coherencia con los lineamientos de la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa (TEJ) y el Plan Energético Nacional (PEN) 2025-2055.

1.5.1 Reducción de emisiones de GEI y contribución a metas climáticas

La bioenergía se constituye como un vector estratégico para el cumplimiento de los compromisos climáticos de Colombia, en particular la meta de reducción del 51% de emisiones de GEI a 2030 establecida en la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) y la carbono-neutralidad a 2050. La bioenergía, al provenir de fuentes renovables como la biomasa residual y los cultivos energéticos, presenta una intensidad de carbono significativamente menor que los combustibles fósiles, permitiendo una sustitución efectiva en sectores de difícil electrificación como el transporte, la industria y los usos térmicos residenciales.

El Plan Indicativo de Bioenergía estima un potencial técnico de bioenergía de primer nivel de 430 PJ/año, de los cuales el 55% corresponde a calor a partir de procesos de combustión, el 16% a biogás y el 18% a biocombustibles líquidos y 2% biochar (El restante corresponde a gas de síntesis, el cual se emplea para la obtención de SAF). En el segundo nivel, se proyecta un potencial de 116.9 PJ/año, con un 42% correspondiente a Combustibles Sostenibles de Aviación (SAF) y un 58% a biometano. Este potencial bioenergético puede traducirse en reducciones sustanciales de emisiones: solo el biogás en rellenos sanitarios y plantas de tratamiento de aguas residuales tiene un potencial estimado de reducción de 1.331.600 toneladas de CO₂ equivalente para 2030, mientras que la sustitución de leña mediante estufas eficientes podría reducir 2.292.000 toneladas de CO₂ equivalente.

El PIBE Pacífico, como referente metodológico para el Plan Nacional, cuantifica este potencial: se estima que, en el escenario de Aprovechamiento Pleno (E3), la región del Pacífico podría mitigar hasta 6,4 millones de toneladas de CO₂ equivalente al año para 2036. A nivel nacional, este potencial se multiplica al considerar todas las regiones del país.

La bioenergía también contribuye a la mitigación del metano (CH₄), un gas de efecto invernadero con un potencial de calentamiento global 28 veces superior al del CO₂. El aprovechamiento energético de biogás en rellenos sanitarios y plantas de tratamiento de aguas residuales, promovido por el Decreto 670 de 2025, permite capturar y valorizar este

gas, transformando un pasivo ambiental en un activo energético. En este contexto, Colombia avanza hacia una economía baja en carbono, alineada con la Estrategia Climática de Largo Plazo (E2050) que busca la carbono neutralidad en 2050.

1.5.2 Creación de empleo rural y fortalecimiento de cadenas productivas agrícolas

La bioenergía ofrece una oportunidad única para dinamizar las economías rurales mediante la creación de empleo en toda la cadena de valor: desde la producción y recolección de biomasa, pasando por el acopio, transporte y transformación, hasta la comercialización y mantenimiento de tecnologías. Colombia cuenta con una disponibilidad de 508.019 Mt en base húmeda de biomasa residual proveniente de actividades agropecuarias, pecuarias, forestales y urbanas, lo que representa una fuente de ingresos complementaria para campesinos, comunidades étnicas y pequeños productores.

El enfoque territorial del PIBE, que reconoce siete regiones con características biofísicas, productivas e institucionales diferenciadas, permite identificar oportunidades de desarrollo bioenergético adaptadas a cada contexto. En regiones como el Caribe, con una base agroindustrial consolidada en palma, arroz y ganadería, se estima un potencial de biomasa residual de entre 292.000 y 522.000 toneladas anuales, con capacidad para cubrir entre el 20% y el 28% de la demanda eléctrica local.

El fortalecimiento de cadenas productivas agrícolas se potencia mediante la valorización de residuos que actualmente no tienen un destino productivo. Residuos como el raquis de palma (factor de disponibilidad 0.8), el estiércol porcino (0.8) y los residuos forestales (0.5) pueden convertirse en fuentes de energía descentralizada, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y generando valor agregado en el territorio. La creación de comunidades energéticas, prevista en el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, facilita esquemas asociativos donde los productores rurales se convierten en gestores de su propia energía.

1.5.3 Gestión de residuos sólidos y contribución a la economía circular

La bioenergía se inscribe de manera natural en la Estrategia Nacional de Economía Circular, que busca que los residuos de sectores agroindustriales y urbanos dejen de ser un pasivo ambiental y se conviertan en activos energéticos de alto valor. La biomasa residual, proveniente de actividades agrícolas, pecuarias, forestales y urbanas, representa la principal fuente de materia prima para la producción de bioenergéticos en Colombia.

El Decreto 670 de 2025, que reglamenta el Programa Basura Cero, promueve la transición de rellenos sanitarios hacia Parques Tecnológicos y Ambientales, y ordena a la CREG reconocer en los marcos tarifarios los costos asociados al aprovechamiento de biogás. El

potencial teórico de biogás en los principales rellenos sanitarios es de 2.6 PJ/año, lo que podría abastecer plantas eléctricas distribuidas con una potencia total aproximada de 140 MW.

En el sector agroindustrial, la valorización energética de residuos como el bagazo de caña de azúcar, el cuesco y la fibra de palma, y los residuos de la industria panelera y cafetera, contribuye a cerrar ciclos productivos. La cogeneración a partir de biomasa en ingenios azucareros y plantas palmeras ya representa una capacidad instalada significativa y el PIBE proyecta su expansión mediante la identificación de rutas tecnológicas eficientes para la producción de bioenergéticos de primer y segundo nivel.

La gestión de residuos sólidos urbanos (RSU) y de la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU) también se beneficia del enfoque bioenergético. La digestión anaerobia de FORSU permite la producción de biogás y, mediante upgrading, biometano que puede inyectarse a la red de gas natural. Este enfoque no solo reduce la disposición final en rellenos sanitarios, sino que también contribuye a la reducción de emisiones de metano, alineándose con los compromisos internacionales de Colombia en materia de cambio climático.

La tabla 11 caracteriza la distribución de beneficios, co-beneficios y riesgos del despliegue de bioenergía según el nivel de actor afectado (usuario, sistema y sociedad)

Tabla 11. Beneficios, co-beneficios y riesgos por perspectiva de agente

Perspectiva	Beneficio directo	Co- beneficio	Riesgo
Usuario	Acceso a energía en ZNI; ingreso complementario por venta de biomasa/residuos; costos evitados en leña/combustible	Salud por menor material particulado en cocción; ahorro de tiempo con enfoque de género; autogestión vía comunidades energéticas y demás.	CAPEX/costo de adopción del usuario; riesgo técnico y sanitario de sistemas locales (calidad de gas, patógenos en biosólidos); exclusión del pequeño productor.
Sistema	Diversificación de la matriz; generación distribuida y firmeza en ZNI; aprovechamiento de	Menor exposición a volatilidad de precios y TRM; aporte a estabilidad del FEPC ((Fondo de	Déficit estructural de capacidad 1G y desabastecimiento; rigidez de la Ley 1715 (solo

	capacidad (cogeneración con bagazo y otros residuos agropecuarios)	Estabilización de Precios de los Combustibles); atracción de inversión y financiación verde	electricidad); exigencias de calidad/inyección de biometano (CREG 240/2016); costo logístico por baja densidad energética; déficit de PTAR que aprovechan biogás.
Sociedad	Reducción de GEI y cumplimiento NDC / carbono-neutralidad 2050; ahorro de divisas por sustitución de importaciones. Generación de empleo rural.	Mejora de la calidad del aire como bien público; conservación de servicios ecosistémicos y biodiversidad; economía circular; resiliencia territorial	Presión sobre el recurso hídrico; competencia con seguridad alimentaria; sensibilidad climática de la oferta de biomasa.

2. DESARROLLO DE ESCENARIOS

2.1. Marco metodológico

El análisis prospectivo del Plan Indicativo de Bioenergía Nacional (PIBE 2026–2036) se lleva a cabo empleando la herramienta LEAP (Low Emissions Analysis Platform), desarrollada por el *Stockholm Environment Institute* (SEI). LEAP es un sistema de modelación energética de tipo *bottom-up* basado en contabilidad física y simulación de escenarios, adecuado para evaluar la demanda de energía, la transformación del sistema, la disponibilidad de recursos y las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

El modelo construido para el PIBE evalúa la evolución energética nacional a lo largo del horizonte 2024–2036 mediante la construcción de tres escenarios prospectivos:

Escenario Tendencial: Representa la evolución inercial del sistema energético sin la implementación de políticas bioenergéticas adicionales, alineándose con las proyecciones *STEPS* de la Agencia Internacional de Energía (AIE) y el escenario *BAU* del Plan Energético Nacional.

Escenario BAU_TEJ: Modela el comportamiento del sector incorporando las políticas previas al año 2024 bajo velocidades de adopción de mercado, alineado con el escenario *APS* (*Stated Policies*) de la AIE.

Escenario PIBE_2021_2036: Modela el despliegue acelerado de la bioenergía mediante metas de aprovechamiento por horizonte temporal y nivel de madurez tecnológica (*TRL*), alineado con la ruta *NZE 2050* (*Net Zero Emissions*).

La estructura jerárquica del árbol de LEAP se organiza en cuatro módulos principales interconectados, articulando los *drivers* macroeconómicos con la oferta, la demanda y el impacto ambiental.

2.2. Datos de entrada y supuestos del modelo

La parametrización del modelo LEAP para el Plan Indicativo de Bioenergía Nacional (PIBE 2026–2036) se consolida a partir de datos oficiales de fuentes institucionales (DANE, UPME, Ministerio de Minas y Energía) e indicadores técnicos del sector bioenergético. A continuación, se detallan los datos de entrada y supuestos macroeconómicos, demográficos, tecnológicos y ambientales que sustentan las proyecciones.

2.2.1. Supuestos Demográficos

Las variables demográficas actúan como el impulsor directo del consumo en los sectores residencial y de transporte. Se asume una conciliación censal basada en las proyecciones del DANE (2020–2036):

- **Población Total:** Pasa de 52.61 millones de habitantes en 2024 a 55.61 millones en 2036 (+5.7% acumulado), bajo una tasa de crecimiento anual decreciente que evoluciona del 1.03% (2022) al 0.24% (2036).
- **Distribución Urbano-Rural:**
 - Población Urbana: Pasa de representar el 76.91% en 2024 al 77.17% en 2036.
 - Población Rural: Varía del 23.09% en 2024 al 22.83% en 2036.
- **Número y Tamaño de Hogares:**
 - El total de hogares se expande un +18.6%, pasando de 17.43 millones (2024) a 20.66 millones (2036).
 - Hogares Urbanos: Crecen de 13.41 M a 15.95 M (+19.0%).
 - Hogares Rurales: Crecen de 4.02 M a 4.72 M (+17.2%).
 - Tamaño del Hogar: Se proyecta una disminución en la densidad por vivienda. En zonas urbanas se reduce de 2.81 a 2.27 hab/hogar (-19.2%), y en zonas rurales de 3.11 a 2.52 hab/hogar (-19.0%).

2.2.2. Supuestos Macroeconómicos y Sectoriales

Las proyecciones económicas se parametrizan a precios constantes del año 2015 para aislar el efecto inflacionario, incorporando una tasa promedio de crecimiento real del 2,1% anual (acorde con el PIB potencial de Colombia):

- PIB Total Nacional: Evoluciona de \$1.706 billones COP en 2024 a \$2,107 billones COP en 2036, representando un incremento real acumulado del +28.1% (+73.4% nominal).
- PIB per Cápita Real: Incremento real acumulado del +22.6% en el periodo de 12 años (tasa promedio anual del 1.7% real per cápita).

Tabla 12. Proyección del PIB por sectores económicos

Sector económico (CIU)	Participación 2024 (%)	Participación 2036 (%)	Crecimiento real (2024 - 2036)	Factor determinante / Dinámica
Agricultura, Ganadería, Caza, Silvicultura y Pesca	7.2%	6.8%	+12.5%	Modernización del campo e integración de cadenas agroindustriales .
Industria Manufacturera	11.5%	12.0%	+22.4%	Reindustrialización y adopción de tecnologías eficientes
Minería y Canteras	5.8%	4.5%	-3.8%	Contracción por agotamiento de reservas y metas de la transición energética
Construcción	5.5%	6.2%	+30.1%	Impulso en infraestructura pública y Vivienda de Interés Social (VIS)
Sector Terciario (Comercio, Transporte, Servicios)	59.5%	61.8%	+33.6%	Consolidación como el mayor motor de demanda eléctrica.

Dinámica de Subsectores Industriales Clave

- **Alimentos, Bebidas y Tabaco:** +18.5% (impulsado por dinámica poblacional y hábitos de consumo).
- **Minerales No Metálicos** (Cemento, Vidrio, Cerámica): +28.0% (vinculado a proyectos de infraestructura de transporte y vivienda).
- **Productos Químicos** (Farmacéuticos y Agroquímicos): +19.2% (demanda creciente en salud y agricultura tecnificada).
- **Pulpa, Papel e Imprenta:** +8.5% (crecimiento moderado por sustitución digital y empaques sostenibles).

2.2.3. Oferta y Potenciales Bioenergéticos

El modelo integra la cota máxima de disponibilidad energética calculada para Colombia según los distintos niveles de procesamiento de la biomasa:

- **Potencial Teórico Nivel 1:** 2,866.0 PJ/año.
- **Potencial Técnico Nivel 1 (PT1):** 430.0 PJ/año.
 - Bagazo de caña: 141.0 PJ/año (32.8%).
 - Residuos Sólidos Urbanos (RSU): 86.6 PJ/año (20.1%).
 - Estiércol bovino: 47.9 PJ/año (11.1%).
 - Aceite crudo de palma: 44.3 PJ/año (10.3%).
 - Caña de azúcar: 36.3 PJ/año (8.5%).
- **Potencial Teórico Nivel 2:** 517.23 PJ
- **Potencial Técnico Nivel 2 (PT2):** 116.9 PJ/año (orientado a bioenergéticos de mayor valor agregado como biometano y SAF)

Impulsores de Residuos Sólidos Urbanos y Aguas Residuales

- Residuos Sólidos Urbanos (RSU): Generación per cápita de 0.26 t/año, con una Fracción Orgánica (FORSU) del 53.6%, alcanzando un potencial proyectado de biogás de 2,608 PJ/año.
- Aguas Residuales: Tasa de Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO) de 14.6 kg/cápita/año, con una capacidad de recuperación potencial en PTAR de 9.2 millones de kg CH₄/año (factor de emisión de 0.3 a 0.48 CH₄/DBO).

Adopción tecnológica y metas por TRL

El despliegue de la bioenergía en el escenario PIBE se sujeta al grado de madurez tecnológica de las rutas de conversión (TRL), fijando las siguientes tasas de aprovechamiento sobre el potencial técnico disponible como fue descrito en la Tabla 10.

Factores de emisión ambientales directos

Se parametrizan las intensidades de emisión directas por fuente energética consumida, expresadas en kilogramos de contaminante por terajulio (kg/TJ), como se presenta en la Tabla 13.

Tabla 13. Factores de emisiones por combustible

Combustible	CO ₂ (kg/TJ)	CH ₄ (kg/TJ)	N ₂ O (kg/TJ)
Gas natural	55.539	1	0.1
Diésel	74.194	1	0.6
Gasolina	69.324	3	0.6
Carbón	88.136	1	1.5
Bagazo	0*	30	4
Biodiésel	0*	3	0.6

Nota metodológica: Siguiendo las metodologías estándar del IPCC, las emisiones de CO₂ de origen biogénico (bagazo, biodiésel, bioetanol y biogás) se contabilizan con emisión neta igual a cero (0 kg CO₂/TJ). Solo se contabilizan en el balance neto las emisiones de metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O).

2.3. Definición y construcción de escenarios prospectivos

La evaluación del impacto energético, económico y ambiental del Plan Indicativo de Bioenergía Nacional (PIBE 2026–2036) en la herramienta LEAP se articula mediante el diseño y construcción de escenarios prospectivos. En LEAP, un escenario representa una narrativa cuantitativa sobre la evolución de la oferta, demanda y transformación de la energía bajo combinaciones específicas de políticas públicas, adopción tecnológica y dinámicas del mercado.

2.3.1. Criterios Metodológicos de Construcción

El horizonte de modelación abarca el periodo 2024–2036, tomando el año 2024 como año base de calibración de los balances energéticos nacionales y los datos socioeconómicos. La construcción de los escenarios responde a tres principios esenciales:

- **Consistencia Macroeconómica:** Todos los escenarios comparten los mismos supuestos base de crecimiento poblacional (+5.7%), expansión del número de

hogares (+18.6%) y trayectoria del PIB nacional (+28.1% acumulado real al 2,1% promedio anual), garantizando que las diferencias observadas dependan exclusivamente de las decisiones de política y tecnología bioenergética.

- **Alineación con Estándares Internacionales:** Las trayectorias se correlacionan con las metodologías de escenarios de la Agencia Internacional de Energía (AIE) y el Plan Energético Nacional (PEN) de Colombia.
- **Gradualidad por Nivel de Madurez Tecnológica (TRL):** La inserción de las tecnologías de biomasa y biocombustibles en la matriz energética se condiciona a la madurez comercial (TRL 4 a 9) y a los horizontes temporalizados de corto, mediano y largo plazo.

2.3.2. Caracterización de los escenarios prospectivos

Escenario 1: Tendencial (Inercial)

Representa la evolución tendencial e inercial del sistema energético colombiano sin la introducción de incentivos, normativas o instrumentos de política pública adicionales a los ya consolidados en el pasado. Equivalente al escenario STEPS (Stated Energy Policies Scenario) de la AIE y al escenario BAU (Business As Usual) del Plan Energético Nacional.

Los supuestos clave de este escenario son:

- Se mantienen las tasas históricas de consumo y eficiencia energética por sector.
- Uso inercial de biocombustibles en el sector transporte manteniendo los mandatos vigentes en el año base.
- Bajo nivel de aprovechamiento de los residuos sólidos urbanos (FORSU) y agroindustriales (con tasas de recuperación inferiores al 10%).
- Creciente dependencia de los combustibles fósiles tradicionales (gas natural, diésel, gasolina y carbón) para satisfacer el incremento del PIB y de la demanda térmica/eléctrica.

Escenario 2: BAU_TEJ (Políticas anunciadas)

Incorpora el impacto de los marcos regulatorios y políticas de la Transición Energética Justa aprobadas previo al año 2024, asumiendo una velocidad de despliegue sujeta a las dinámicas actuales del mercado y sin un mecanismo de aceleración coordinado para la biomasa. Equivalente al escenario APS (Announced Pledges Scenario) de la AIE.

Los supuestos clave de este escenario son:

- Implementación gradual de medidas de eficiencia energética y electrificación parcial en sectores industrial y residencial.

- Penetración de bioenergéticos enfocada principalmente en las rutas comerciales consolidadas de Nivel 1 (TRL 8–9: biogás convencional, bagazo para cogeneración y biocombustibles de primera generación).
- Aprovechamiento moderado del potencial técnico disponible de biomasa para el año 2036.

Escenario 3: PIBE (2026 -2036) (Transición acelerada/NZE)

Este escenario modela la implementación integral, estructurada y acelerada del Plan Indicativo de Bioenergía Nacional en todo el territorio colombiano. Este escenario fuerza la adopción del potencial técnico de biomasa conforme aumente la madurez tecnológica de las distintas rutas bioenergéticas. Alineado con la meta global NZE 2050 (Net Zero Emissions by 2050) de la AIE y las metas de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de Colombia.

Los supuestos clave de este escenario son:

- Metas de Captura del Potencial Técnico Nivel 1 (TRL 8–9): Penetración del 40% al 2028, 65% al 2032 y entre 85% y 90% al 2036 (destacando el aprovechamiento del bagazo de caña, RSU/FORSU, estiércol bovino y aceite de palma).
- Despliegue del Potencial Técnico Nivel 2 (TRL 6–7): Penetración del 15% al 2028, 40% al 2032 y 70% al 2036, impulsando la producción masiva de biometano e integración de Combustibles Sostenibles de Aviación (SAF).
- Sustitución Energética: Reemplazo efectivo de combustibles fósiles en la industria (sustitución de carbón y gas natural por biometano y pellets) y en el transporte (mezclas avanzadas de biocombustibles y SAF).
- Impacto: Logro de una reducción acumulada de 21,876 Mt CO₂eq al año 2036 (-7% de emisiones anuales frente al escenario Tendencial).

Tabla 14. Matriz comparativa de construcción de escenarios

Dimensión de análisis	de	Escenario tendencial (STEPS)	Escenario BAU_TEJ (APS)	Escenario PIBE (2026 - 2036) (NZE)
Población y PIB		Crecimiento inercial base (compartido)	Crecimiento inercial base (compartido)	Crecimiento inercial base (compartido)
Marco de Políticas		Sin políticas adicionales post-2024	Políticas previas a 2024 proyectadas a velocidad de mercado	Despliegue acelerado de la política pública del PIBE.
Aprovechamiento PT1 (TRL 8–9)		Marginal (< 15% al 2036)	Moderado (aprox. 45% al 2036)	Acelerado (85–90% al 2036)
Aprovechamiento PT2 (TRL 6–7)		Nulo o experimental	Bajo (< 20% al 2036)	Escalado (70% al 2036)
Rutas Bioenergéticas		Bagazo y biocombustibles tradicionales	Biogás convencional, bagazo y mezclas estándar	Biometano, SAF, biogás, pellets
Gobernanza y Alianzas		Sin articulación intersectorial adicional	Coordinación sectorial limitada	Articulación institucional, territorial y agroindustrial
Mitigación GEI (al 2036)		Línea base de emisiones altas	Reducción moderada de emisiones	-21,876 Mt CO ₂ e acumulados (-7% anual vs Tendencial, valor anual)

Nota: La reducción acumulada del escenario PIBE

3. RESULTADOS DE ESCENARIOS Y PROYECCIONES NACIONALES

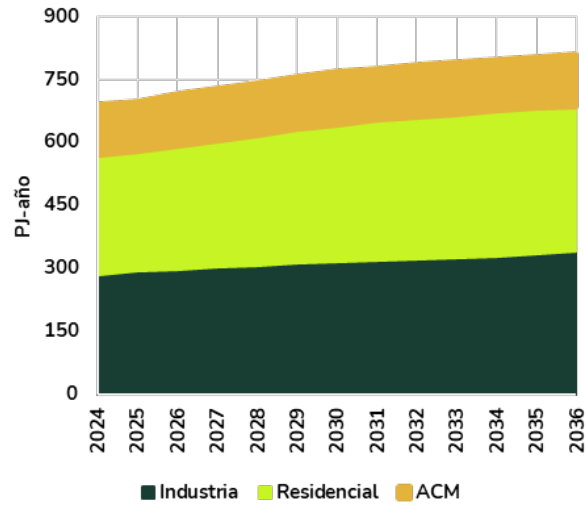
El presente capítulo expone los resultados prospectivos para el sector de la bioenergía a 2036 en Colombia, enmarcados en la visión de largo plazo establecida por el Plan Energético Nacional (PEN) 2024–2054. La bioenergía se posiciona como una palanca estratégica fundamental para la Transición Energética Justa (TEJ), permitiendo la descarbonización de sectores de difícil electrificación y fortaleciendo la seguridad energética mediante la gestión de biomasa residual.

3.1. Consumo por sector económico

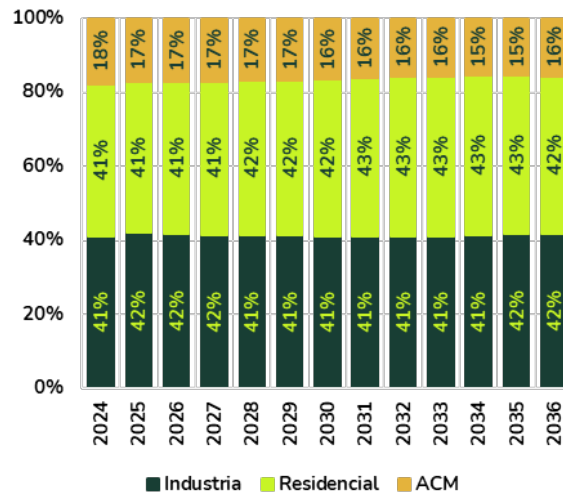
Para el año 2024, la demanda agregada de energía de los sectores analizados fue de 700.1 PJ, distribuida entre el sector industrial con 294.2 PJ (42.02%), el sector residencial con 286.6 PJ (40.94%) y el sector ACM (Agricultura y pesca, Construcción y Minas y Canteras) con 119.3 PJ (17.04%).

De acuerdo con la Figura 15 (i, ii y iii), en el escenario tendencial la demanda total aumenta hasta 812.2 PJ en 2036, lo que representa un crecimiento del 16.01% respecto a 2024 (1.25% anual). Este comportamiento refleja una trayectoria inercial, caracterizada por el crecimiento económico y poblacional sin cambios significativos en eficiencia energética.

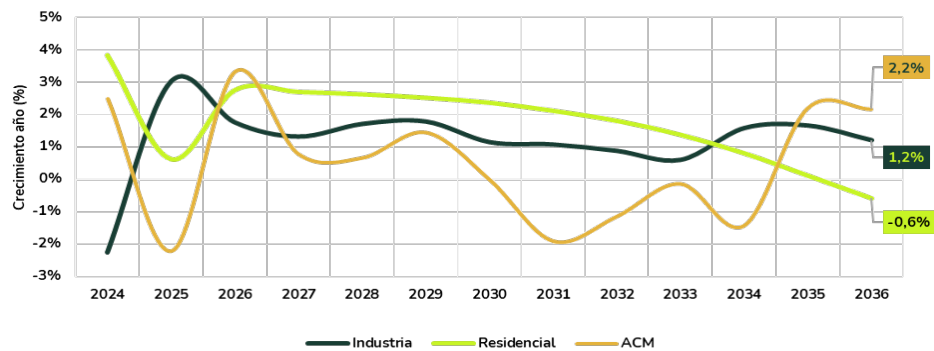
El sector industrial incrementa su consumo hasta 340.9 PJ (15.87% acumulado), manteniendo una participación cercana al 42% de la demanda total. El sector ACM alcanza 126.6 PJ, con un crecimiento más moderado (6.12% acumulado) y una reducción de su participación al 15.59%. Por su parte, el sector residencial registra el mayor crecimiento, pasando a 344.7 PJ (20.27% acumulado), convirtiéndose en el principal consumidor de energía con una participación del 42.44%. Esta expansión se explica principalmente por el crecimiento poblacional y la continuidad en el uso de tecnologías de baja eficiencia y biomasa tradicional.



i. Consumo sectorial en el Escenario Tendencial



ii. Participación sectorial en el Escenario Tendencial



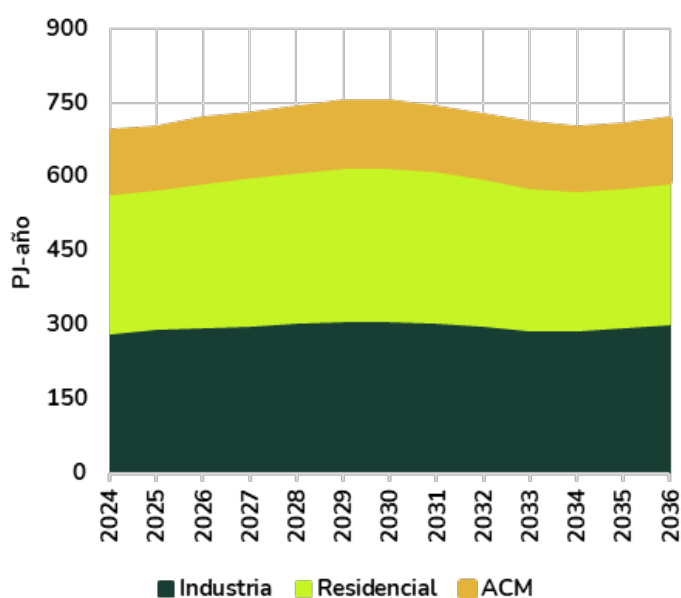
iii. Crecimiento anual sectorial en el Escenario Tendencial

Figura 15. Consumo por sector económico en el Escenario Tendencial.

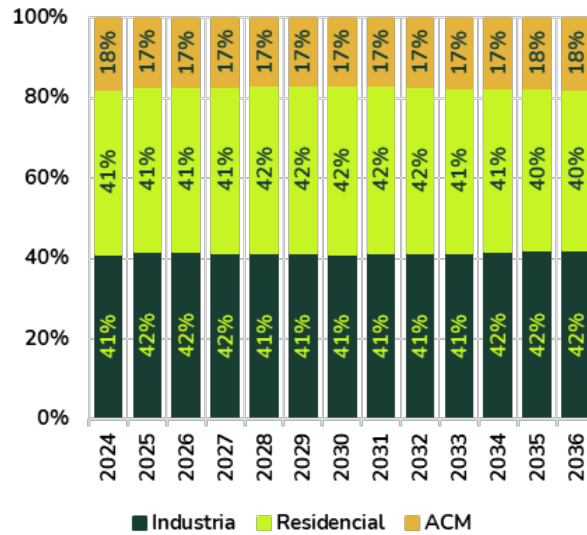
Por otro lado, en el escenario PIBE, la incorporación de medidas de eficiencia energética y bioenergéticos limita el crecimiento de la demanda nacional a 718.5 PJ en 2036, equivalente a un incremento de apenas 2.63% respecto a 2024 (0.22% anual). Como se observa en la Figura 16 (i, ii y iii), este comportamiento evidencia un desacoplamiento entre el crecimiento económico y el consumo final de energía.

El sector industrial incrementa su demanda de 294.2 PJ a 304.0 PJ (3.33% acumulado), recuperando el liderazgo en la demanda nacional con una participación del 42.31%, gracias a la incorporación de tecnologías más eficientes y la sustitución parcial de combustibles fósiles por bioenergéticos. En contraste, el sector residencial mantiene un consumo prácticamente constante (286.6 a 287.9 PJ; 0.45% acumulado), reduciendo su participación al 40.07%, lo que demuestra que las mejoras en eficiencia energética compensan casi por completo el crecimiento de la demanda asociado al aumento de la población. Por su parte, el sector ACM (Agricultura y pesca, Construcción y Minas y Canteras) alcanza 126.6 PJ, manteniendo el mismo crecimiento del escenario tendencial (6.12 % acumulado); sin embargo, su participación aumenta hasta 17.62 % debido a la reducción del consumo total del sistema.

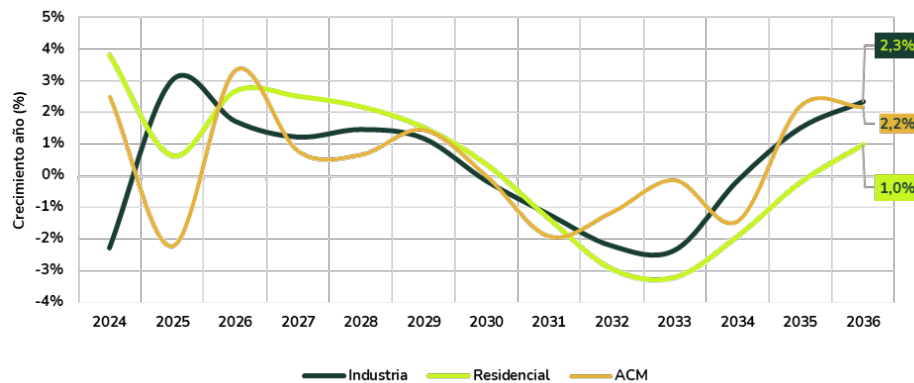
En conjunto, el escenario PIBE reorganiza la estructura de consumo energético del país. Mientras que en el escenario tendencial el sector residencial es el principal consumidor, en el escenario PIBE la estabilización de su demanda permite que la industria recupere el liderazgo. Asimismo, la reducción de la tasa de crecimiento del sector residencial, de 1.55% anual en el escenario tendencial a 0.04% anual en el PIBE, constituye el principal aporte al ahorro energético del modelo.



i. Consumo sectorial en el Escenario PIBE



ii. Participación sectorial en el Escenario PIBE



iii. Crecimiento anual sectorial en el Escenario PIBE

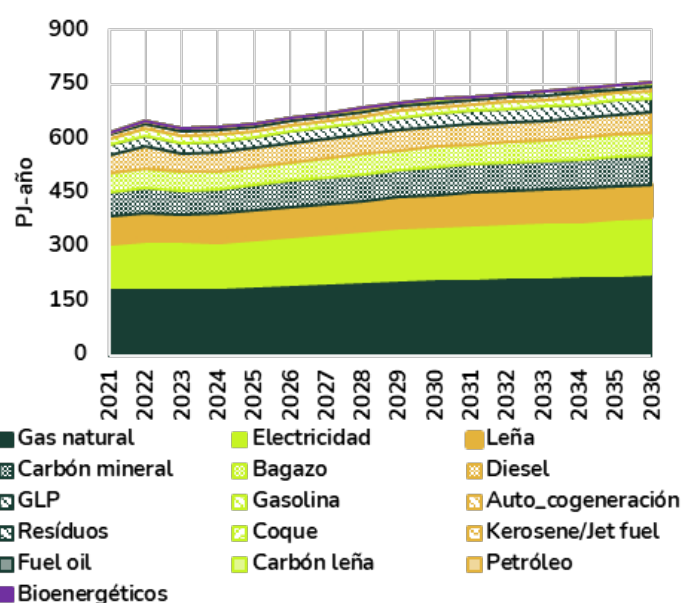
Figura 16. Consumo por sector económico en el Escenario PIBE

El análisis comparativo entre el escenario tendencial y el escenario PIBE evidencia que las principales variaciones en la demanda energética se concentran en los sectores industrial y residencial. En el sector industrial, el escenario PIBE reduce el consumo de energía en 36.9 PJ, equivalente a una disminución del 10.8 % respecto al escenario tendencial. Por su parte, el sector residencial registra la mayor reducción, con 56.7 PJ menos de demanda, lo que representa una disminución del 16.4 %. Estos resultados ponen de manifiesto el impacto de las estrategias de eficiencia energética, la reconversión tecnológica y la incorporación de bioenergéticos, las cuales permiten contener el crecimiento de la demanda de energía y

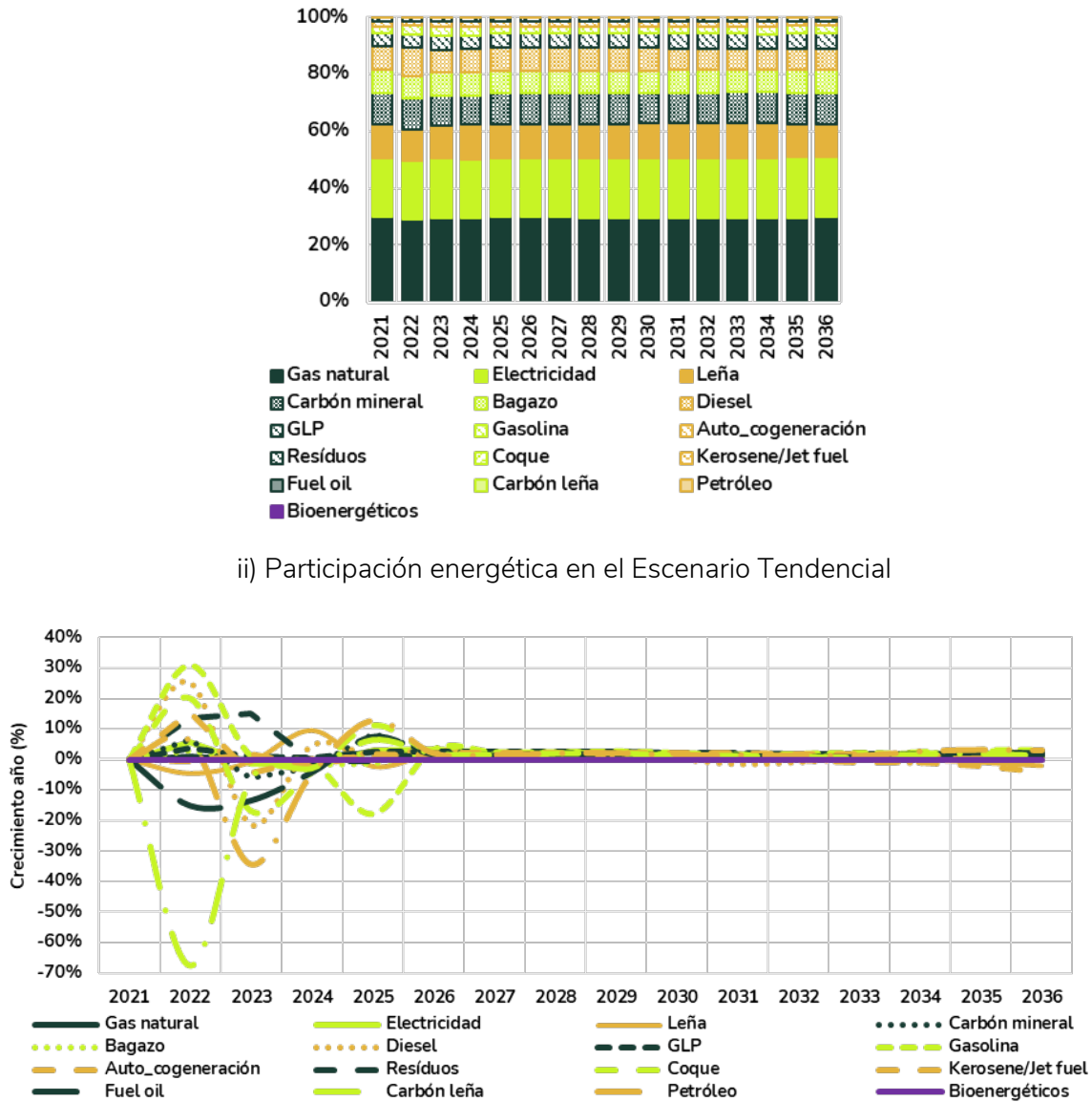
desacoplarse del crecimiento económico y demográfico previsto en el escenario de referencia.

3.2. Consumo por energético

En el escenario tendencial, la matriz energética mantiene una alta dependencia de los combustibles fósiles y de los energéticos tradicionales en los tres sectores analizados (figura 17). En el sector industrial, predominan el gas natural, el carbón mineral y la electricidad, cuyos consumos aumentan a una tasa promedio del 1.24% anual, en línea con el crecimiento de la actividad productiva y la mayor demanda de calor de proceso, fuerza motriz y procesos automatizados. En el sector ACM, la matriz continúa dominada por el diésel (ACPM) y el gas natural, con un crecimiento sostenido del 0.50% anual, asociado a la expansión de las actividades agrícolas, de construcción y mineras. Por su parte, el sector residencial conserva una elevada dependencia de la leña, complementada por el consumo de gas natural y electricidad. En este sector, la demanda energética crece a una tasa promedio del 1.55% anual, impulsada por el crecimiento demográfico y la ausencia de una sustitución tecnológica significativa hacia alternativas de mayor eficiencia.



i) Consumo por energético en el Escenario Tendencial

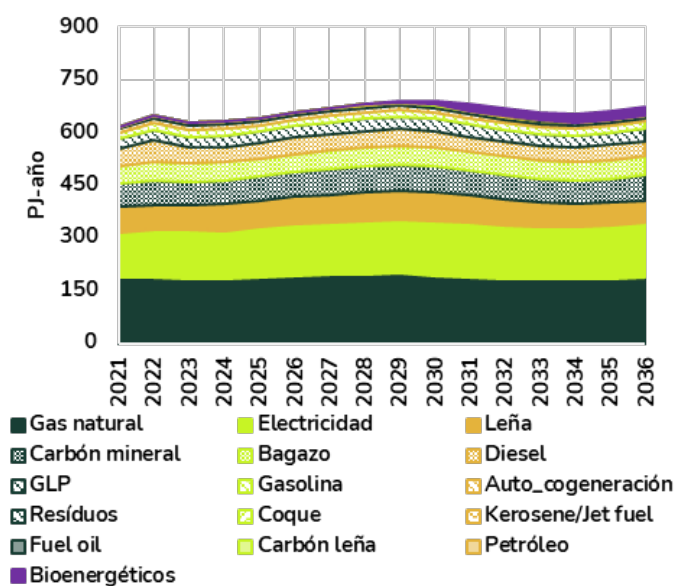


En el escenario PIBE (figura 18), la matriz energética incorpora progresivamente bioenergéticos y tecnologías más eficientes, reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles en los tres sectores analizados. En el sector industrial, se observa una penetración gradual de biometano en procesos térmicos de alta temperatura, complementada con biogás, biochar y la valorización energética de residuos. Como resultado, el gas natural y el carbón mineral reducen su participación en la matriz, mientras los bioenergéticos ganan relevancia en aplicaciones de difícil electrificación.

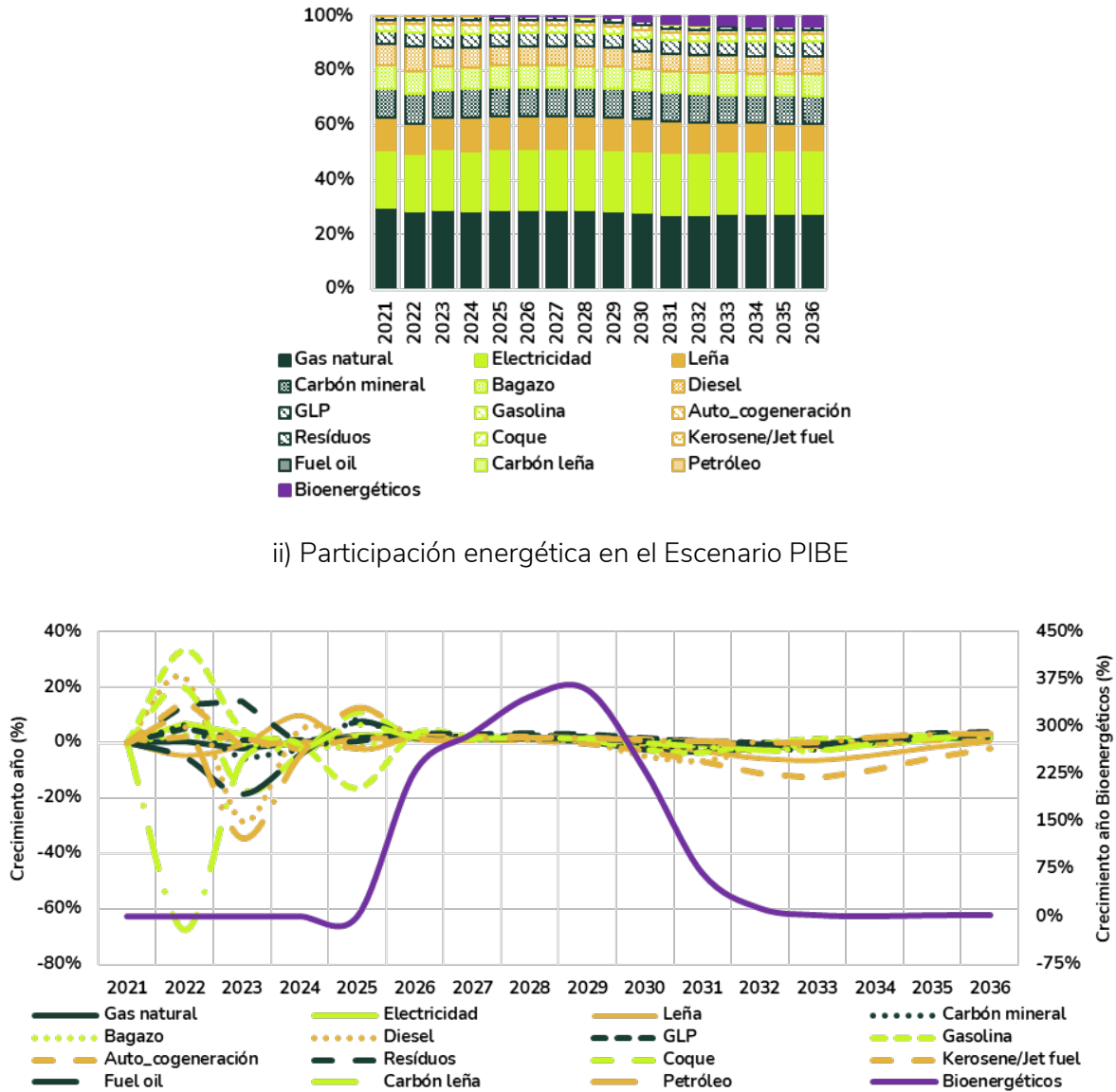
En el sector ACM (Agricultura y pesca, Construcción y Minas y Canteras) se produce una recomposición de la matriz energética mediante la sustitución parcial de combustibles fósiles

por biodiésel, bioetanol, biometano y una mayor electrificación de los procesos. En comparación con el escenario tendencial, el consumo de diésel disminuye 12.3 PJ y el de gas natural 4.5 PJ, mientras se incorporan 7.2 PJ de biodiésel, 2.7 PJ de bioetanol, 1.0 PJ de biometano y 7.3 PJ de electricidad. Esta transición incrementa la participación de fuentes renovables y convierte a los biocombustibles líquidos y la electrificación en los principales impulsores de la descarbonización del sector.

Por su parte, el sector residencial experimenta la transformación más significativa, basada en la sustitución progresiva de la leña tradicional mediante la expansión del biogás producido en biodigestores territoriales, el biometano y el GLP, junto con la renovación tecnológica de los sistemas de cocción, calentamiento de agua y refrigeración. Como consecuencia, la demanda energética se reduce en 56.7 PJ respecto al escenario tendencial, registrándose disminuciones de 18.5 PJ en el consumo de gas natural, 12.2 PJ en carbón mineral y 4.5 PJ en electricidad, mientras se incorporan 8.5 PJ de biometano, 1.9 PJ de biochar, 1.1 PJ de biogás y un mayor aprovechamiento energético de residuos biomásicos. Esta transformación reduce de manera sustancial la participación de la leña en la matriz energética residencial, reemplazándola por bioenergéticos modernos de mayor eficiencia y menores emisiones.



i) Consumo por energético en el Escenario PIBE



iii) Crecimiento anual energético en el Escenario PIBE

Figura 18. Consumo por energético en el Escenario PIBE

Mientras el escenario Tendencial profundiza la dependencia histórica del gas natural, el diésel, el carbón y la leña ineficiente, el escenario PIBE diversifica y moderniza la matriz energética nacional. La bioenergía actúa como el sustituto directo de los fósiles en la industria y el transporte, y como vehículo de eficiencia socioambiental en el sector residencial.

La Figura 19 presenta la diferencia entre los escenarios PIBE y tendencial para el año 2036, calculada como PIBE menos tendencial, la cual representa el volumen neto de sustitución y

ahorro energético alcanzado con la implementación de medidas de eficiencia energética y la incorporación de bioenergéticos.

En el sector industrial, se observa una reducción del consumo de gas natural (18.5 PJ), carbón mineral (12.2 PJ) y electricidad (4.5 PJ), compensada por la incorporación de 8.5 PJ de biometano, 1.9 PJ de biochar y 1.1 PJ de biogás.

En el sector ACM, el consumo de diésel disminuye 12.3 PJ y el de gas natural 4.5 PJ, mientras que la electricidad aumenta 7.3 PJ. Adicionalmente, se incorporan 7.2 PJ de biodiésel, 2.7 PJ de bioetanol y 1.0 PJ de biometano, reflejando la sustitución progresiva de combustibles fósiles por alternativas renovables.

Por su parte, el sector residencial registra una reducción de 36.0 PJ en el consumo de leña, acompañada de disminuciones en el uso de gas natural, carbón mineral y electricidad respecto al escenario tendencial. Paralelamente, se incrementa la participación de biogás, biometano y GLP, evidenciando la transición hacia tecnologías de cocción y calentamiento más eficientes y de menor intensidad de carbono.

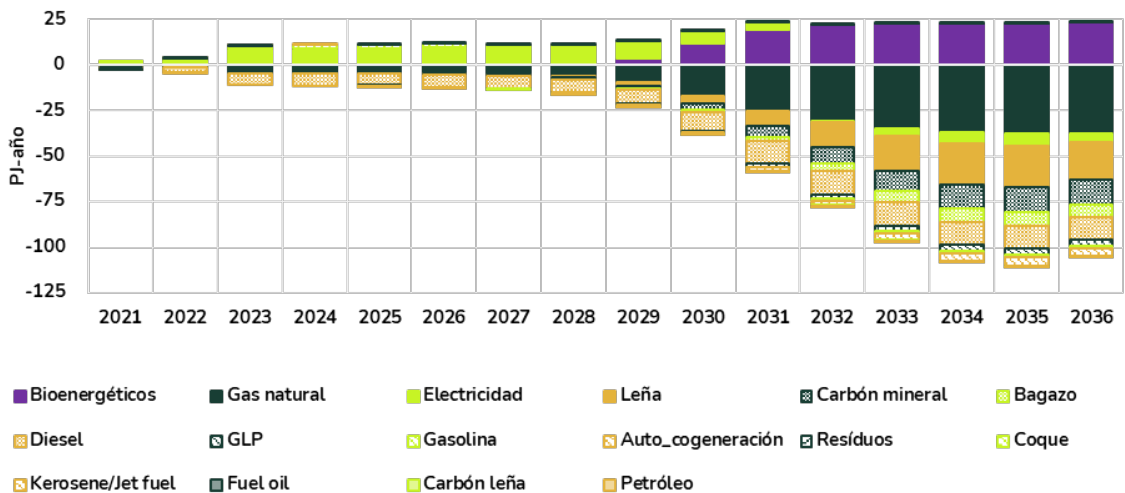


Figura 19. Diferencias en el consumo por energético entre los escenarios PIBE y tendencial

3.3. Análisis Agregado de la Reducción de Emisiones

En el escenario tendencial, las emisiones de gases de efecto invernadero expresadas como CO₂ equivalente (Figura 20) presentan una tendencia creciente en los tres sectores analizados. El sector industrial incrementa sus emisiones de 18.76 Mt CO₂eq en 2024 a 21.85 Mt CO₂eq en 2036. Por su parte, el sector ACM alcanza 8.08 Mt CO₂eq al final del período, mientras que el sector residencial aumenta sus emisiones de 14.71 Mt CO₂eq a 16.85 Mt CO₂eq entre 2024 y 2036, como resultado del crecimiento de la demanda

energética y del mantenimiento de una matriz con alta participación de combustibles fósiles y biomasa tradicional.

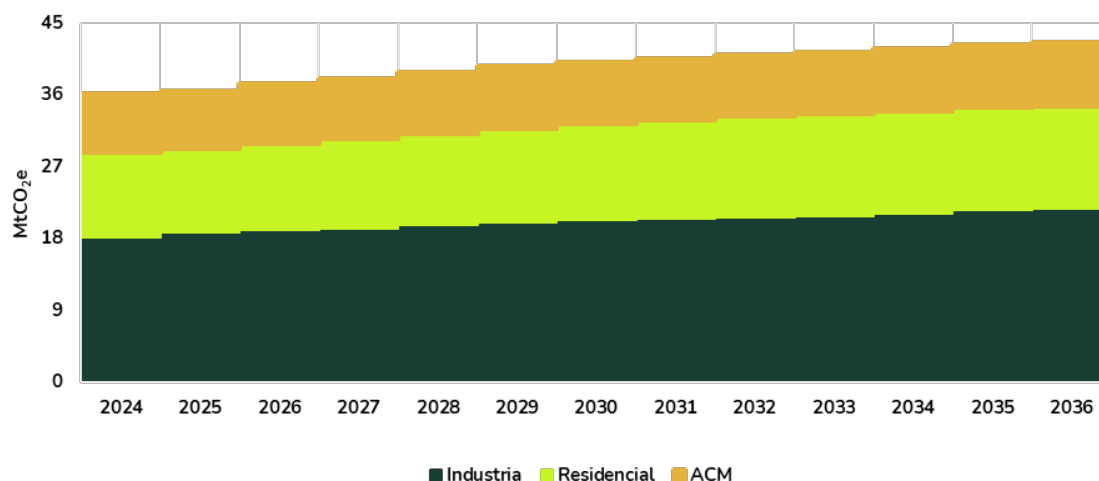


Figura 20. Emisiones equivalentes por sector económico en el escenario tendencial

En el escenario PIBE (Figura 21), las emisiones de gases de efecto invernadero muestran un comportamiento diferenciado entre los sectores. El sector industrial alcanza 19.36 Mt CO₂eq en 2036, reflejando una reducción frente al escenario tendencial como resultado de la incorporación de bioenergéticos y medidas de eficiencia energética. Por su parte, el sector ACM registra 7.52 Mt CO₂eq al final del período, mientras que el sector residencial reduce sus emisiones hasta 13.11 Mt CO₂eq en 2036, evidenciando el impacto de la sustitución de combustibles tradicionales y la mejora en la eficiencia de los usos finales de la energía.

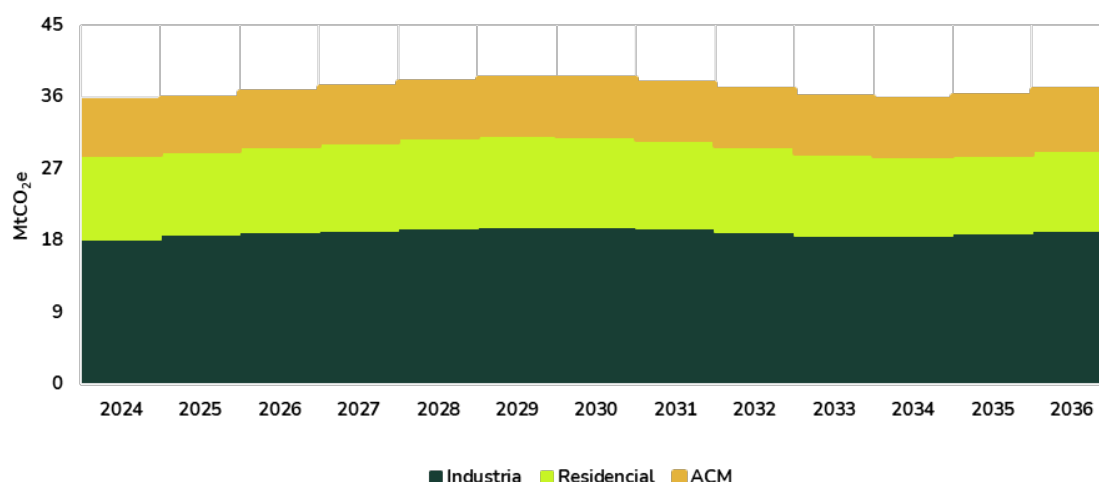


Figura 21. Emisiones equivalentes por sector económico en el escenario PIBE

En la Figura 22, se presenta la diferencia de las emisiones equivalentes por sector económico entre los escenarios, en el escenario Tendencial, la ausencia de medidas aceleradas de eficiencia y la continuidad de la matriz fósil/biomasa tradicional llevan a un incremento generalizado de las emisiones sectoriales hacia 2036. El escenario PIBE altera estas trayectorias combinando el frenado de la demanda final con la descarbonización de la molécula energética, con una mitigación neta acumulada al 2036 (PIBE vs. Tendencial) de - 3.74 Mt CO_{2eq} (-20.6%) en el sector residencial, -2.49 Mt CO_{2eq} en el sector industrial (- 11.4%), y en el sector ACM de -0.57 Mt CO_{2eq} (-7.6%)

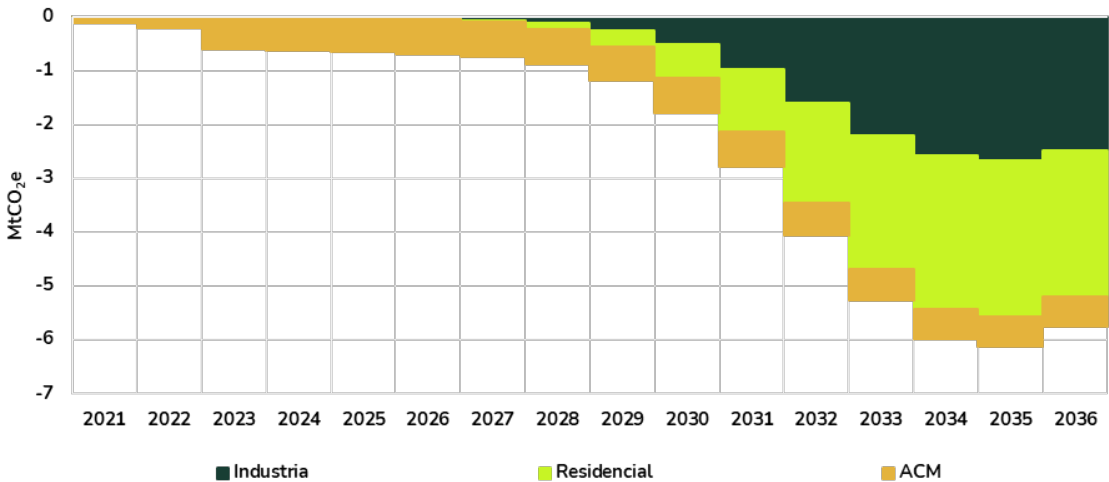


Figura 22. Diferencia en las emisiones equivalentes por sector económico entre los escenarios PIBE y Tendencial

Las emisiones equivalentes por energético se presentan en la Figura 23 para el escenario tendencial y en la Figura 24 para el escenario PIBE. En el sector industrial, la reducción en el consumo de gas natural (18.5 PJ) y carbón mineral (12.2 PJ), junto con la incorporación de biometano, biochar y biogás, permite disminuir las emisiones en 2.49 Mt CO_{2eq} respecto al escenario tendencial. Este resultado demuestra que es posible mantener el crecimiento de la actividad industrial mientras se reduce la intensidad de carbono de la matriz energética.

En el sector ACM (Agricultura y pesca, Construcción y Minas y Canteras), la sustitución de diésel (12.3 PJ) y gas natural (4.5 PJ) por biodiésel (7.2 PJ), bioetanol (2.7 PJ), biometano (1.0 PJ) y una mayor electrificación (7.3 PJ) reduce las emisiones en 0.57 Mt CO_{2eq}. En este caso, la mitigación se explica por la menor intensidad de carbono de los energéticos sustitutos, ya que la demanda total de energía del sector permanece prácticamente constante.

Por su parte, el sector residencial registra la mayor reducción de emisiones, con una mitigación de 3.47 Mt CO_{2eq} respecto al escenario tendencial. Este comportamiento se debe principalmente a la sustitución progresiva de 36.0 PJ de leña tradicional, así como a la disminución en el consumo de combustibles fósiles, mediante la incorporación de biogás,

biometano y tecnologías más eficientes para la cocción y calentamiento de agua. Aunque la intensidad de carbono del sector aumenta ligeramente ($0.02894 \text{ t CO}_2\text{eq/GJ}$ en el escenario PIBE frente a $0.02852 \text{ t CO}_2\text{eq/GJ}$ en el tendencial), este resultado obedece a que la demanda energética disminuye proporcionalmente más rápido que las emisiones absolutas. En consecuencia, el sector residencial constituye el principal aporte a la mitigación de emisiones dentro del escenario PIBE.

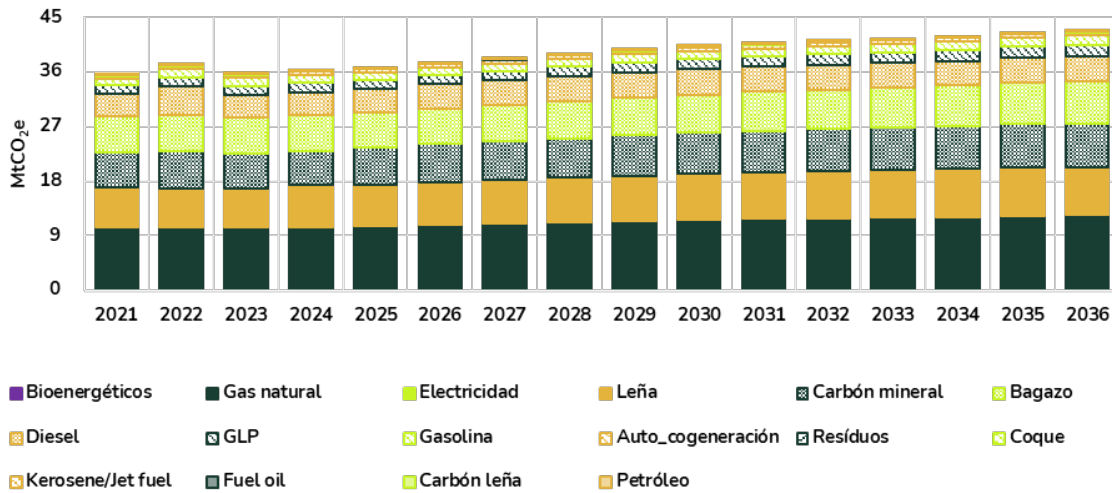


Figura 23. Emisiones equivalentes por energéticos en el escenario Tendencial

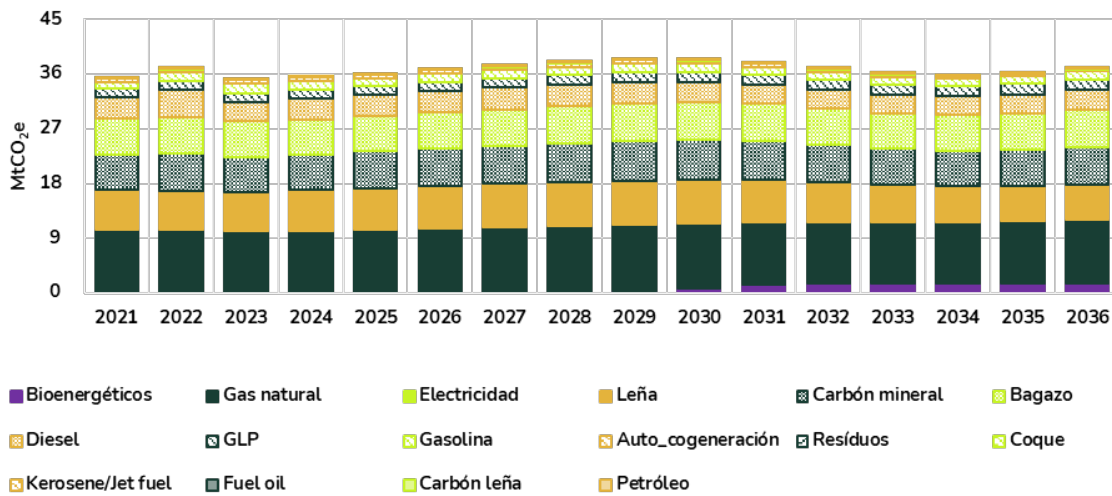


Figura 24. Emisiones equivalentes por energéticos en el escenario PIBE

El comportamiento de las emisiones por energético evidencia que la sustitución de los combustibles fósiles de mayor intensidad de carbono por bioenergéticos y tecnologías más eficientes constituye el principal mecanismo de mitigación del escenario PIBE. La reducción en el consumo de carbón mineral en los sectores industrial y residencial genera una de las

mayores contribuciones a la disminución de emisiones por unidad de energía sustituida, debido a su elevado contenido de carbono. En aplicaciones de alta temperatura, este combustible es reemplazado principalmente por biochar, biometano y combustibles sólidos derivados de biomasa, reduciendo significativamente las emisiones directas de CO₂.

De manera similar, la disminución del consumo de gas natural reduce las emisiones de combustión en los sectores industrial y residencial. Su sustitución por biometano y biogás resulta especialmente favorable, ya que estos combustibles pueden utilizar la infraestructura existente y presentan un balance de carbono biogénico neutro o significativamente inferior al de los combustibles fósiles.

En el sector ACM, la reducción del consumo de diésel (ACPM) constituye el principal mecanismo de descarbonización. La sustitución por biodiésel, junto con una mayor electrificación de los procesos, disminuye las emisiones directas de CO₂ y otros contaminantes asociados a la combustión en maquinaria agrícola, minera y vehículos de trabajo, compensando ampliamente el ligero incremento de emisiones indirectas derivado del mayor consumo de electricidad.

En el sector residencial, la sustitución progresiva de la leña tradicional representa la mayor contribución a la mitigación de emisiones. Aunque se trata de una biomasa de origen renovable, su combustión en estufas de baja eficiencia genera importantes emisiones de metano, monóxido de carbono y material particulado, además de ejercer presión sobre el recurso forestal. La incorporación de biogás, biometano y GLP, este último que apesar de ser un combustible fósil tiene una combustión mucho más eficiente y con menores emisiones de metano y carbono negro que la combustión tradicional de leña, junto con la modernización de las tecnologías de cocción y calentamiento, elimina estas fuentes de combustión ineficiente y reduce significativamente las emisiones del sector.

Finalmente, la incorporación de bioenergéticos permite incrementar o mantener el consumo energético sin aumentar la huella de carbono del sistema. En el modelo, estos vectores energéticos presentan factores de emisión nulos o bajos, al considerar el CO₂ biogénico como parte del ciclo natural del carbono y contemplar menores emisiones a lo largo de su ciclo de vida. En conjunto, la sustitución de combustibles fósiles, la mejora en la eficiencia energética y la penetración de bioenergéticos explican la reducción de emisiones observada en el escenario PIBE, aun cuando la actividad económica y la demanda de servicios energéticos continúan creciendo.

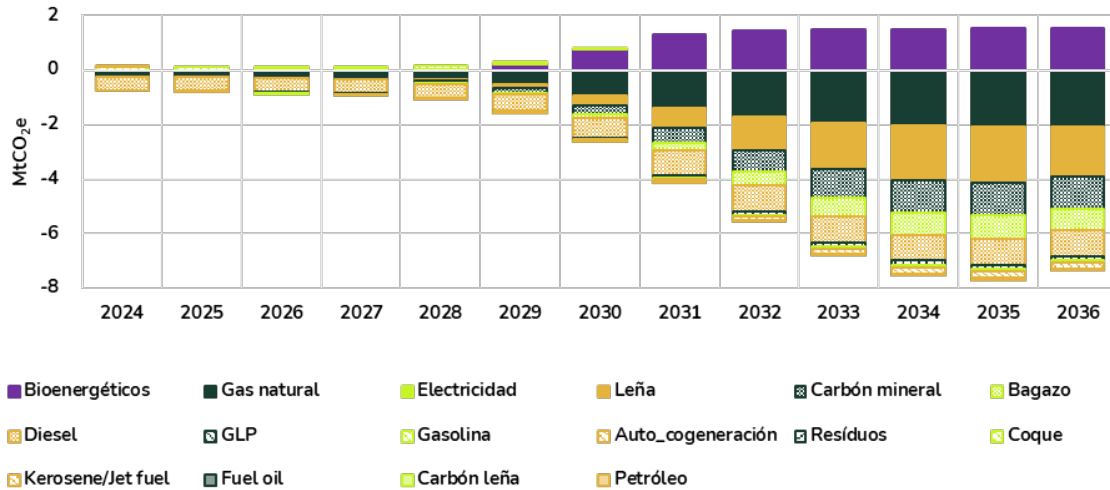


Figura 25. Diferencia en las emisiones equivalentes por energético entre los escenarios PIBE y Tendencial.

La estrategia del escenario PIBE logra mitigar un total de 6.53 Mt CO_{2eq} al año 2036 entre los tres sectores analizados. El sector Residencial aporta el mayor volumen de mitigación gracias a la eficiencia en el uso de biomasa (53.1% del total mitigado), la Industria aporta el 38.1% de las reducciones mediante la sustitución de carbón y gas por gases y sólidos renovables, y ACM complementa con el 8.7% restante al descarbonizar el consumo de diésel mediante biocombustibles y electricidad.

Se destaca como principal resultado que el escenario tendencial acumula emisiones de 532 Mt CO_{2eq} durante el período evaluado, mientras que el escenario PIBE registra 491 Mt CO_{2eq}, lo que representa una reducción acumulada de 41 Mt CO_{2eq}. Esta disminución equivale a un aporte del 14 % a la reducción de emisiones del país, contribuyendo al cumplimiento de los compromisos nacionales de mitigación del cambio climático, entre ellos la meta de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y avanzar hacia la carbono neutralidad en 2050. Estos resultados toman como referencia la línea base nacional de 276,762 Mt CO_{2eq} reportada por el IDEAM para 2024.

4. ESTRATEGIA, GOBERNANZA E IMPLEMENTACIÓN

4.1. Actores clave y gobernanza

Con el propósito de identificar los actores relevantes del ecosistema bioenergético colombiano, sus percepciones sobre el entorno habilitador y las condiciones que determinan la viabilidad de los proyectos, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) aplicó una encuesta dirigida a organizaciones y profesionales vinculados al desarrollo de la bioenergía en el país. La encuesta recibió un total de 104 respuestas válidas, distribuidas entre los tres roles del ecosistema bioenergético nacional. La cobertura geográfica abarcó departamentos con alta concentración de actividad investigativa e industrial (Cundinamarca, Bogotá D.C., Antioquia, Santander y Valle del Cauca), así como territorios con vocación agroindustrial y pecuaria de relevancia para la oferta de biomasa (Meta, Casanare, Norte de Santander, Huila, Risaralda y Atlántico).

La encuesta estuvo estructurada en una sección general de 7 preguntas comunes a todos los participantes, seguida de módulos específicos diferenciados por categoría de actor. La sección general recogió información institucional básica e incluyó una pregunta de enrutamiento que dirigió a cada encuestado hacia el módulo correspondiente según su rol en el sector bioenergético. Se identificaron tres categorías: el Actor 1 (Investigación, Desarrollo y Habilitación Técnica), con 9 preguntas dirigidas a universidades, centros de investigación y entidades técnicas habilitadoras; el Actor 2 (Producción, Suministro y Operación Privada), con 14 preguntas orientadas a productores de biomasa, empresas energéticas y agrícolas, operadores de plantas de transformación y agremiaciones; y el Actor 3 (Sector Gubernamental y Regulador), con 7 preguntas destinadas a entidades públicas con competencias en formulación de política, gestión de biomasa e incentivos sectoriales. El instrumento cerró con una pregunta abierta de carácter común (pregunta 38), habilitada para comentarios y sugerencias de todos los participantes.

El diseño metodológico combinó preguntas cerradas de selección múltiple con preguntas abiertas de texto libre y escalas de valoración, distribución que varió según la naturaleza de cada módulo. El módulo del Actor 1 privilegió la caracterización de áreas de investigación, tecnologías en desarrollo y niveles de madurez tecnológica (TRL), e incorporó preguntas abiertas orientadas a identificar estudios sobre potencial de biomasa. El módulo del Actor 2 indaga sobre tipos de biomasa gestionada, tecnologías de transformación, productos energéticos generados, desafíos logísticos mediante escalas de valoración, y factores

económicos y barreras regulatorias mediante selección múltiple. El módulo del Actor 3 se centró en instrumentos normativos vigentes, metas de política, mecanismos de fomento, barreras administrativas e indicadores de seguimiento del sector, con mayor proporción de preguntas de selección múltiple y texto libre.

4.1.1. Distribución del mapeo de actores

A continuación la figura 26 presenta la distribución de los participantes según su rol principal en el sector.

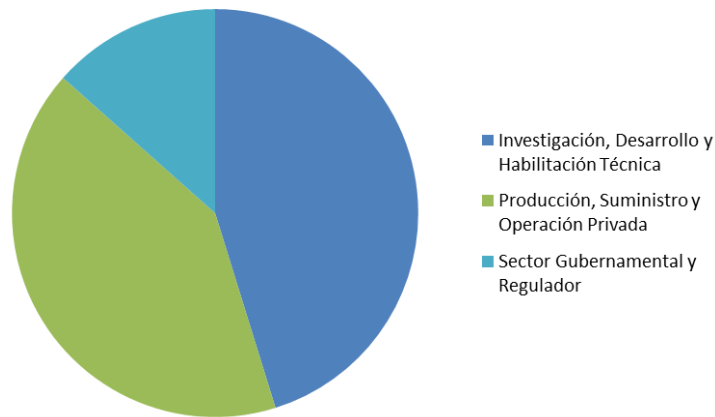


Figura 26. Distribución de actores participantes por rol

El grupo de investigación, desarrollo y habilitación técnica concentra el mayor número de participantes, con 47 respuestas (45.2 %), e incluye universidades, centros de investigación, investigadores independientes y entidades de cooperación técnica. El sector privado productivo y energético agrupa 43 participantes (41.3 %), y abarca desde empresas del sector energético con interés en bioenergía hasta operadores de plantas de transformación de biomasa, productores y suministradores de materia prima, empresas del sector agrícola y empresas de servicios públicos. Las entidades gubernamentales y reguladoras representan el 13.5 % de la muestra (14 participantes), con presencia de entidades de planeación energética, reguladores del sector y autoridades ambientales regionales (ver tabla 15).

Tabla 15. Caracterización de los grupos de actores identificados en la encuesta

Grupo de actores	Participantes (n = 104)	Tipos de organización representados	Función principal en el ecosistema bioenergético
Academia y centros de investigación	47 (45.2 %)	Universidades, centros de I+D, investigadores independientes y centros de innovación	Desarrollo de tecnologías, caracterización de biomasa, formación de capital humano, proyectos piloto
Sector privado productivo y energético	43 (41.3 %)	Empresas del sector energético, productores y suministradores de biomasa, operadores de plantas de transformación, empresas agrícolas y de servicios públicos	Implementación de proyectos de generación, cogeneración y valorización energética; suministro de materias primas
Entidades gubernamentales y reguladoras	14 (13,5 %)	Autoridades nacionales, reguladoras y regionales, entidades de planeación, corporaciones autónomas regionales	Formulación de política, otorgamiento de permisos, regulación tarifaria y ambiental, planeación energética

Varios de los actores encuestados son, simultáneamente, generadores de conocimiento y potenciales implementadores de proyectos, lo que pone de relieve la importancia de mecanismos de transferencia tecnológica y de financiamiento que reduzcan la distancia entre el nivel de laboratorio y la operación comercial.

En cuanto a la distribución geográfica, la muestra presenta una concentración en el eje Bogotá-Cundinamarca, Antioquia y Valle del Cauca, que reúne la mayor parte de los actores de investigación y de las empresas del sector energético. Sin embargo, también participaron actores de Casanare, Meta, Norte de Santander, Santander, Nariño, Atlántico, Córdoba, Boyacá, Risaralda, Huila y San Andrés, lo que permite identificar señales de interés en regiones con alta disponibilidad de biomasa y todavía baja densidad de proyectos operativos.

A partir de los registros de proyectos, plantas operativas y estudios reportados por los propios actores, se identificaron 22 plantas o sistemas de transformación de biomasa con capacidades instaladas o en proceso de determinación, y 44 iniciativas de investigación, desarrollo o estudio técnico en curso. La tabla 16 sistematiza las tecnologías presentes en la muestra y sus principales características.

Tabla 16. Sistematización de las tecnologías presentes en la muestra y sus principales características.

Tecnología	Plantas / proyectos identificados	Descripción de capacidad o estado
Digestión anaerobia	11	Principal tecnología; presente en PTAR, rellenos sanitarios, sector agroindustrial y avícola
Cogeneración (bagazo / biomasa)	8	Sector panelero y cañicultor; Valle del Cauca con 384 MW instalados
Combustión directa	7	Residuos forestales, fibra de palma y biomasa agroenergética
Gasificación	5	En etapa de estudio o piloto; Casanare, Meta, Bogotá
Transesterificación (biodiésel)	3	Sector palmicultor
Upgrading biogás a biometano	3	PTAR (700 m ³ /h), empresa con experiencia fuera de Colombia (~7.000 Nm ³ /h en evaluación)
Fermentación (bioetanol)	2	Microalgas y biomasa lignocelulósica; etapa de I+D
Pirólisis / torrefacción	1	Pirólisis catalítica de borra de café; TRL medio

La digestión anaerobia es la tecnología con mayor presencia operativa, vinculada principalmente a plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR), rellenos sanitarios y sistemas agroindustriales. Por su parte, la cogeneración con bagazo de caña representa la capacidad instalada más significativa en términos absolutos, con 384 MW en el sector cañicultor del Valle del Cauca. Las tecnologías termoquímicas, tales como la gasificación, la pirólisis y la torrefacción, se encuentran mayoritariamente en etapas de estudio o en niveles de madurez tecnológica (TRL) intermedios, sin que se hayan identificado plantas operativas a escala industrial en la muestra analizada.

La figura 27 presenta las áreas de interés en inversión y desarrollo declaradas por los actores, que permiten anticipar hacia dónde se orientaría la demanda de proyectos en el mediano plazo.

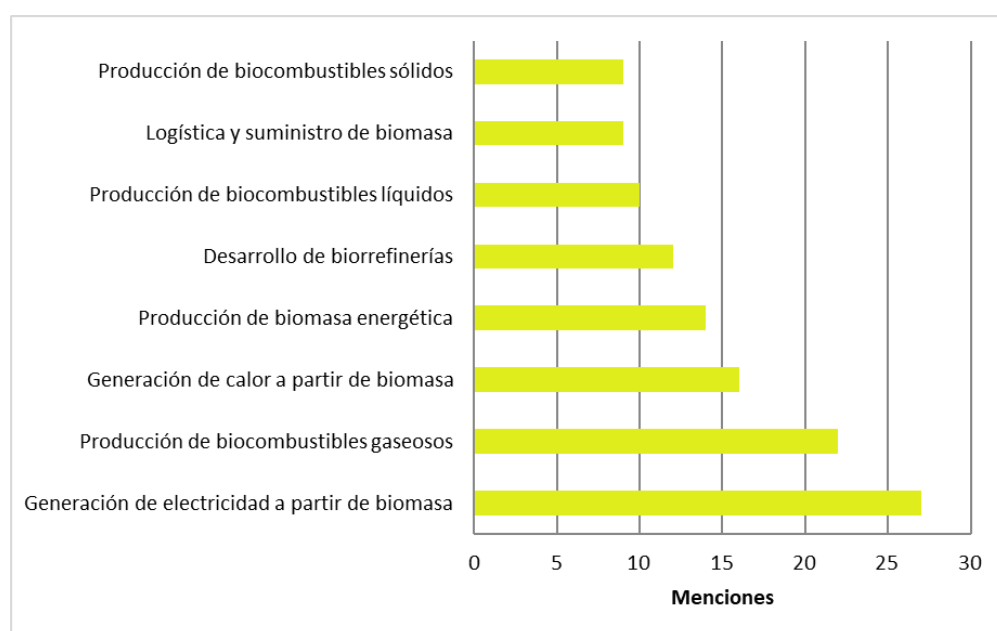


Figura 27. Áreas de interés en inversión y desarrollo bioenergético (respuesta múltiple, n = 104)

La generación de electricidad a partir de biomasa lidera las preferencias con 27 menciones (26.0 % de los encuestados), seguida por la producción de biocombustibles gaseosos (biogás y biometano) con 22 menciones (21.2 %). La generación de calor, la producción de biomasa energética y el desarrollo de biorrefinerías completan el grupo de prioridades intermedias. Esta distribución es coherente con las tendencias identificadas en el análisis cualitativo: aunque la electricidad sigue siendo el vector energético de mayor interés declarado, crece de manera sostenida la demanda por vectores gaseosos, en particular el biometano y, en perspectiva, el hidrógeno verde derivado de biomasa.

4.1.2. Canales de comunicación, participación y entorno habilitador

El establecimiento de canales de comunicación y participación efectivos entre los actores del ecosistema bioenergético requiere comprender tanto las barreras que dificultan la interacción actual como las modalidades de articulación que los actores consideran más adecuadas para acelerar el desarrollo del sector. La encuesta recogió información cuantitativa y cualitativa sobre tres dimensiones relevantes: el entorno regulatorio, los factores económicos para la inversión y la calidad de la articulación entre la academia, la industria y el gobierno.

Desde la perspectiva regulatoria, los actores identificaron cinco barreras principales, cuya severidad fue ponderada mediante un sistema de puntaje que asigna mayor peso a las barreras clasificadas en primer lugar. La figura 28 presenta los resultados.

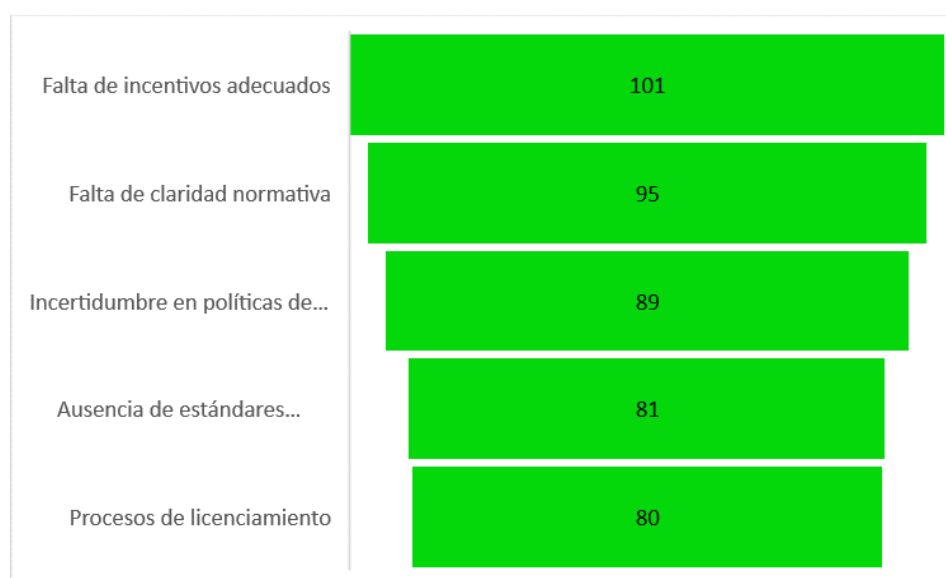


Figura 28. Barreras regulatorias del sector bioenergético según severidad percibida

La falta de incentivos adecuados registra el mayor puntaje ponderado (101 puntos) y fue señalada como la barrera más severa por 24 de los 43 actores del sector privado que respondieron esta sección, cifra equivalente al 55.8% de dicho grupo. La falta de claridad normativa ocupa el segundo lugar (95 puntos), seguida por la incertidumbre en las políticas de largo plazo (89 puntos). El análisis cualitativo detalla el fondo de estas percepciones: los participantes señalan que la Ley 1715 de 2014 limita los beneficios tributarios a la generación eléctrica, por lo que excluye la cogeneración, el biometano y otros vectores bioenergéticos. Asimismo, advierten la ausencia de mecanismos de precio garantizado, bajo el esquema de tarifas garantizadas, para el biometano inyectado a la red.

Al ser consultados los actores de Producción, Suministro y Operación Privada sobre los desafíos logísticos e infraestructurales para la operación de sus organizaciones, señalaron que los costos de transporte representan el desafío de mayor criticidad, con un promedio de

3.7 sobre 5, seguidos por las dificultades en la recolección de biomasa dispersa (3.49) y la falta de infraestructura de almacenamiento (3.37) (ver figura 29). Estos datos señalan la necesidad de estructurar los canales de articulación, pues demuestran que las alianzas entre productores de biomasa, operadores logísticos y transformadores energéticos constituyen una condición indispensable, para viabilizar la cadena de valor bioenergética en el territorio.

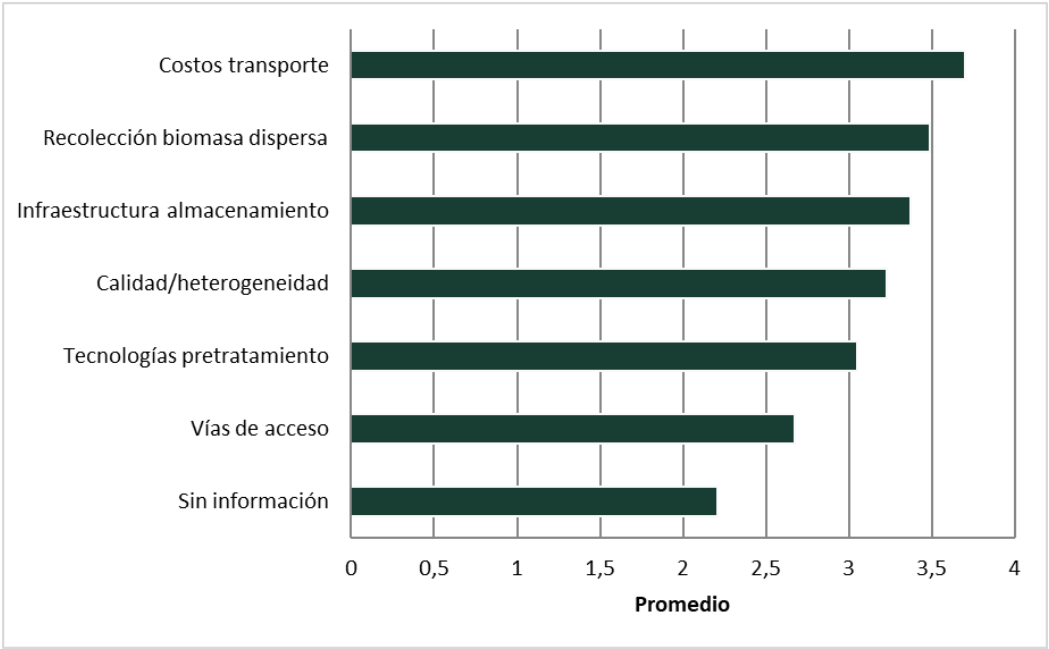


Figura 29. Desafíos logísticos e infraestructurales del sector bioenergético (promedio escala 1–5, n = 43)

Respecto de la articulación entre la academia, la industria y el gobierno, el 44.7 % de los actores la califica como neutra o aceptable, lo que indica la existencia de iniciativas pero sin mayor impacto en el mercado. El 29.8 % la considera deficiente, por desconexión entre los resultados de la investigación académica y las necesidades reales de la industria. Solo el 8.5 % la valora como excelente. La tabla 17 presenta la distribución completa de las calificaciones.

Tabla 17. Calificación de la articulación academia-industria-gobierno por parte de los actores encuestados

Calificación	N.º	%	Descripción
Neutro / Aceptable	21	44.7	Existen iniciativas aisladas sin mayor impacto en el mercado
Deficiente	14	29.8	La investigación académica está desconectada de las necesidades de la industria
Muy deficiente	4	8.5	No existe articulación ni canales de comunicación formales
Eficiente	4	8.5	Hay articulación, pero los procesos de transferencia son lentos
Excelente	4	8.5	Flujo constante, proyectos conjuntos exitosos y ágiles

La figura 30, presenta la priorización de instrumentos para el apoyar el desarrollo de la bioenergía. El financiamiento para investigación, desarrollo e innovación (I+D+i) es el tipo de apoyo más demandado, con 38 menciones (37.0 % de los encuestados), lo que refleja que la principal restricción del sector no es la ausencia de ideas o de conocimiento técnico, sino la brecha entre los recursos disponibles y los requerimientos de inversión para escalar los proyectos. Los programas de transferencia tecnológica con la industria (26 menciones), los marcos regulatorios que faciliten la innovación (25 menciones) y la formación de capital humano especializado (21 menciones) completan el conjunto de apoyos prioritarios.

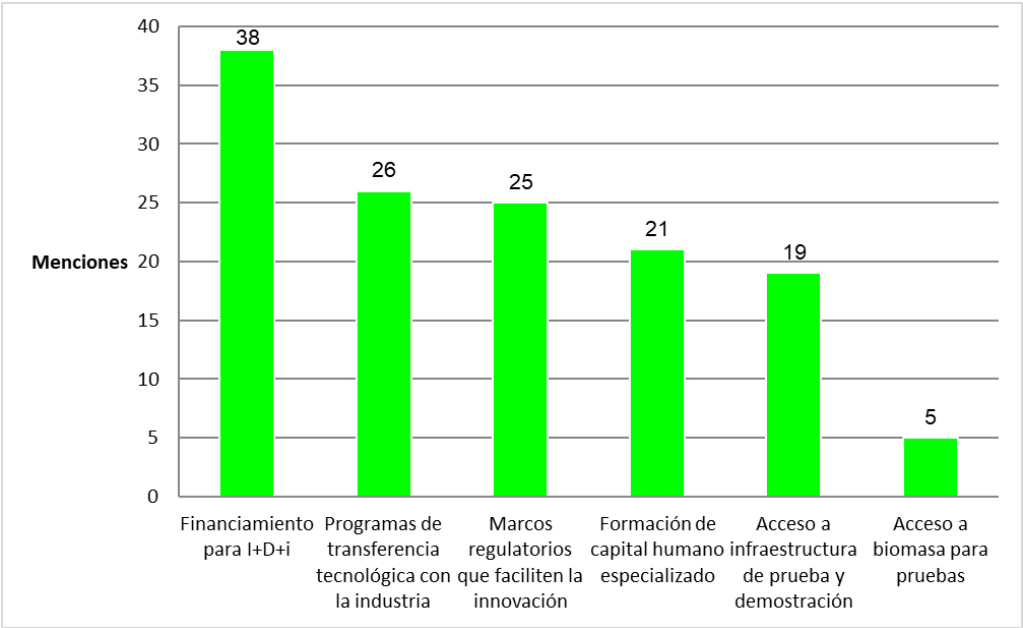


Figura 30. Tipos de apoyo prioritario para acelerar el desarrollo tecnológico

El análisis cualitativo evidenció el requerimiento de mecanismos de articulación efectiva. Los actores proponen mecanismos como la creación de un centro nacional de innovación en bioenergía que concentre infraestructura de prueba y demostración de acceso compartido, la conformación de consorcios público-privados para proyectos de largo plazo, el establecimiento de mesas de trabajo intersectoriales con agenda técnica estructurada, y la articulación de programas de posgrado con proyectos operativos reales que reduzcan la brecha entre la formación universitaria y las necesidades de la industria.

Tabla 18. Canales y mecanismos de comunicación y participación identificados a partir de la encuesta

Canal / mecanismo	Evidencia cuantitativa	Relevancia estratégica
Alianzas público-privadas (APP)	33 menciones — la modalidad de articulación más demandada por los actores encuestados	Alta: percibida como mecanismo para reducir el riesgo de inversión y alinear incentivos entre los sectores
Financiamiento especializado para I+D+i	38 menciones como apoyo prioritario — mayor frecuencia de	Muy alta: condición habilitadora para el cierre de proyectos y para escalar pilotos hacia implementación industrial

Canal / mecanismo	Evidencia cuantitativa	Relevancia estratégica
	todas las categorías evaluadas	
Marcos regulatorios para la innovación	25 menciones — tercer apoyo más demandado	Alta: la simplificación del régimen de habilitación y la ampliación de incentivos de la Ley 1715 son las medidas más citadas
Mesas de trabajo intersectoriales y centros nacionales de innovación	Demanda explícita en respuestas cualitativas	Media-alta: instrumento para reducir la desconexión entre investigación académica y necesidades de la industria (47 % la califica como neutro/aceptable)
Programas de transferencia tecnológica	26 menciones — segundo apoyo prioritario	Alta: articulación entre universidades y empresas para escalar tecnologías; incluye pasantías industriales y consorcios
Infraestructura compartida de prueba y demostración	19 menciones	Media: acceso a plantas piloto y a biomasa para ensayos; condición necesaria para reducir la brecha de TRL

4.1.3. Inventario de capacidad instalada y proyectos identificados

La encuesta permitió identificar un inventario preliminar de plantas en operación, proyectos en desarrollo y estudios en curso, que constituyen la base de la capacidad operativa actual del sector bioenergético colombiano y de su proyección de crecimiento a corto plazo. En total se registraron 22 reportes de plantas o capacidades instaladas y 50 iniciativas entre proyectos específicos, estudios técnicos y publicaciones científicas aplicadas. La tabla 19 presenta un resumen de las capacidades reportadas.

Tabla 19. Capacidad instalada reportada por los actores

Biomasa / insumo	Tecnología	Capacidad reportada	Región / Departamento
Bagazo de caña de azúcar	Cogeneración	384 MW instalados (sector)	Valle del Cauca
Aceite de palma	Transesterificación	240.000 t/año de biodiésel	Palmeras nacionales
Biogás de relleno sanitario	Upgrading (membranas criogenia)	700 m³/hora biometano (piloto)	Valle de Aburrá (EPM)
Residuos sólidos urbanos (CDR)	Gasificación combustión	1 MW eléctrico	Sin especificar
Biogás de residuos pecuarios	Digestión anaerobia	4,4 MW (planta operativa)	Cauca
Caña flecha	Gasificación	20 kW (sistema demostrativo)	Casanare
Biogás de PTAR	Digestión anaerobia / cogeneración	6 m³/hora + proyección 40 m³/hora	Múltiples PTAR urbanas
Biomasa forestal residual	En prefactibilidad	Hasta 5 MW (fase de estudio)	Norte de Santander
Fibra y casco de palma	Térmica	25 MW + 5 MW	Zona palmera

4.1.4. Comunidades energéticas y energía comunitaria

Aunque la encuesta no incluyó una pregunta específica sobre comunidades energéticas, la revisión sistemática de las respuestas abiertas y el análisis de los proyectos, plantas y estudios reportados por los actores encuestados permite identificar tipologías de territorios en los que la bioenergía puede articularse con modelos de gestión comunitaria o con esquemas de comunidades energéticas, en el marco de lo establecido por el Decreto 2236 de 2023 y por las disposiciones de la Ley 1715 de 2014 modificada por la Ley 2099 de 2021. La tabla 5 sintetiza las principales tipologías identificadas, las tecnologías bioenergéticas pertinentes y las regiones con presencia de actores o proyectos. A continuación la tabla 20, presenta un resumen de las tipologías de comunidades energéticas identificadas de acuerdo a las respuestas recibidas, así como las tecnologías, biomasas y regiones asociadas.

Tabla 20. Tipologías de comunidades energéticas y territorios con potencial bioenergético identificados

Tipología de comunidad / territorio	Tecnologías bioenergéticas pertinentes	Regiones con proyectos o actores identificados
Zonas rurales dispersas (acceso energético)	Biogás a partir de biomasa agrícola y pecuaria; leña eficiente; pisos energéticos	Diversas regiones con potencial bovino, cafetero y platanero
Municipios con PTAR en operación	Digestión anaerobia de lodos; upgrading a biometano para autogeneración o inyección a red	Bogotá, Antioquia (San Fernando, Aguas Claras), Córdoba (Sahagún)
Corredores agroindustriales	Cogeneración con bagazo de caña; biogás de efluentes de palma; pellets de residuos forestales	Valle del Cauca, Meta, Casanare, Cundinamarca
Municipios con gestión de RSU / rellenos sanitarios	Captación y upgrading de biogás (modelo Waga Energy); CDR para generación	San Andrés (en operación), Bogotá, Atlántico, Córdoba
Territorios con potencial forestal y biomasa residual	Biocombustibles sólidos (pellets), gasificación, pirólisis; caña flecha (Casanare)	Chocó, Norte de Santander, Huila, Santander, Casanare

4.1.5. Síntesis de hallazgos y recomendaciones para la gobernanza del PIBE

A partir del análisis conjunto de la distribución de actores, las alianzas priorizadas, los desafíos percibidos y la capacidad instalada identificada a continuación se presentan condensadas las principales recomendaciones para la estructura de gobernanza del Plan Indicativo de Bioenergía Nacional.

- Crear o formalizar un Consejo Nacional de Bioenergía de carácter intersectorial, integrado por actores gubernamentales, representantes de la academia, los gremios productivos, el sector financiero, las autoridades ambientales y la sociedad civil. Este consejo debe operar con periodicidad semestral y contar con mesas temáticas permanentes por cadena de valor (biomasa residual agrícola, pecuaria, forestal, urbana y acuícola).
- Actualizar el alcance de los incentivos de la Ley 1715 de 2014 para incluir explícitamente proyectos de producción de biometano, cogeneración y calor industrial a partir de biomasa, eliminando la restricción actual que limita los beneficios tributarios a la generación eléctrica. Esta acción tiene el mayor consenso entre los actores encuestados y puede desbloquear la inversión privada en el corto plazo.
- Establecer un mecanismo de financiamiento combinado (recursos no reembolsables de Minciencias para I+D+i + crédito blando de Bancóldex o FDN para escalamiento industrial), con una línea diferenciada para proyectos bioenergéticos que no puedan ser financiados mediante la tarifa de servicios públicos, como es el caso de los operadores de PTAR y empresas de aseo.
- Desarrollar un directorio público y actualizable del ecosistema bioenergético nacional, estructurado por tipo de actor, tecnología, región y etapa de madurez del proyecto. Este directorio debe integrarse a la plataforma SUI (Sistema Único de Información) y complementarse con un módulo de matchmaking entre oferentes de biomasa, desarrolladores de proyectos e inversionistas, tal como fue propuesto explícitamente por actores del sector.
- Incorporar un enfoque territorial y comunitario en el PIBE, que reconozca la heterogeneidad de los territorios en términos de biomasa disponible, condiciones socioambientales y capacidades institucionales locales. Para ello se recomienda crear una figura jurídica específica de "comunidad bioenergética" y diseñar instrumentos de apoyo diferenciados para proyectos de generación descentralizada en zonas no interconectadas y municipios con alta disponibilidad de residuos orgánicos.

4.2. Mecanismos de financiamiento y apoyo

El desarrollo exitoso de la bioenergía en Colombia requiere un marco normativo sólido, así como la movilización de cooperación internacional y mecanismos de financiamiento que

escalen los proyectos y mitiguen los riesgos de inversión. Al respecto, la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2025) señala que viabilizar un financiamiento accesible en economías emergentes es una de las prioridades globales para acelerar el despliegue de combustibles sostenibles. No obstante, para que estos flujos de capital se traduzcan en proyectos sostenibles, la asignación de recursos debe operar bajo el principio de articulación nación-territorio. Esto implica reconocer las dinámicas de poder locales, salvaguardar la autonomía de las entidades territoriales e integrar de manera vinculante a las autoridades étnico-territoriales en el diseño y la gobernanza de las soluciones bioenergéticas.

En Colombia los flujos de financiamiento verde continúan creciendo gracias a las reformas en el mercado de capitales, el acceso a la financiación sigue siendo una barrera crítica para muchos proyectos de bioenergía, particularmente para pequeños desarrolladores que enfrentan altos costos de capital y limitada familiaridad de los prestamistas con este tipo de proyectos. Para superar estas barreras, el marco normativo colombiano habilita instrumentos como el FENOGE creado por el artículo 7 de la Ley 2099 de 2021, el Fondo Colombia Potencia Mundial de la Vida artículo 329 de la Ley 2294 de 2023 y fondos como FINDETER, que pueden articularse con herramientas de eliminación de riesgo como garantías y créditos concesionales, y con esquemas de financiamiento combinado con fondos de desarrollo y financiamiento climático internacional

En este marco, el PIBE, como instrumento que vincula el potencial bioenergético de Colombia con las tecnologías disponibles para la producción de bioenergéticos, está articulado con los compromisos internacionales asumidos por el país en el Acuerdo de París y en las NDC. Por ello, el acceso a mecanismos de cooperación internacional y financiamiento climático resulta determinante para garantizar su implementación en el marco de una transición energética justa, sostenible y competitiva.

4.2.1 Identificación de oportunidades en mercados nacionales e internacionales

Colombia cuenta con condiciones estructurales favorables para el desarrollo de mercados bioenergéticos, sustentadas en una base agroindustrial diversa, un marco legal consolidado y creciente interés del capital privado nacional e internacional. Las primeras subastas de energía renovable del país en 2019 demostraron el potencial de movilización de inversiones, sin embargo, la bioenergía requiere instrumentos más específicos dado que compite en condiciones desiguales frente a la caída de costos de tecnologías solar y eólica (OCDE, 2022). A continuación, se presentan las principales oportunidades de mercado identificadas, tanto en el ámbito nacional donde existen mercados en operación o en proceso de consolidación como en el internacional, donde Colombia presenta un potencial significativo aún por desarrollar.

Mercado nacional

En el mercado doméstico se identifican cuatro segmentos con demanda activa o en formación:

- **Bioenergéticos sólidos: leña, carbón vegetal, pellets y briquetas**

Mercado de sustitución de leña en el sector residencial rural: la leña sigue siendo el energético dominante para cocción en zonas rurales de Colombia. El Plan Nacional de Sustitución de Leña y el PAI-PROURE contemplan metas de transición hacia pellets, briquetas y biogás como energéticos más limpios, con potencial de reducción del consumo de leña del 53% mediante tecnologías como estufas a biogás (eficiencia 37.2%) y hornillas mejoradas (Corpoema, 2025).

Pellets y briquetas para uso industrial térmico: la Ley 1715 de 2014 habilita explícitamente la transformación de residuos forestales y agrícolas en combustibles sólidos densificados, reconociendo tanto la fracción biodegradable como la fracción combustible de los residuos de biomasa. Su uso en procesos industriales de calor representa un mercado en crecimiento, especialmente en agroindustria y manufactura (Corpoema, 2025).

- **Bioenergéticos líquidos: bioetanol, biodiesel y combustibles avanzados**

Cogeneración en caña de azúcar y palma aceitera: la biomasa residual (bagazo, cuesco, fibra) representa la fuente de energía despachable más consolidada del país, con demanda continua de autogeneración en los ingenios azucareros y plantas palmeras. Fedebiocombustibles estima capacidades de generación eléctrica de 320 MW y 250 MW a partir de biogás de POME y bagazo de caña (OCDE, 2022; Corpoema, 2025).

Biocombustibles líquidos con mezclas obligatorias: bioetanol y biodiesel con mezclas E10 y B10 vigentes en todo el territorio nacional. Fedebiocombustibles proyecta una meta de incrementar en 38% el aporte del sector a la descarbonización hacia 2030, con mitigación estimada de hasta 5.8 Mt CO₂ en 2035, y posibilidades de expansión hacia B20 y nuevas materias primas lignocelulósicas (Corpoema, 2025).

SAF combustibles Sostenibles para Aviación: los precios de venta estimados superan el precio del jet fuel convencional, lo que representa un desafío económico inmediato. Sin embargo, Colombia tiene ventajas comparativas por disponibilidad de biomasa, localización estratégica y demanda concentrada en el aeropuerto El Dorado, donde se proyectan inversiones en infraestructura especializada. La regulación CORSIA-OACI y el compromiso Belém 4x configuran una oportunidad de mediano plazo (Corpoema, 2025; WEF, 2026).

Diésel renovable (HVO) y combustibles sostenibles marítimos: Fedebiocombustibles identifica la apertura de mercados para HVO y combustibles marítimos como oportunidades estratégicas, en línea con el Plan GAIA de la Armada Nacional el primer plan estratégico de transición energética de una fuerza militar en Latinoamérica con meta de reducción del 50% de huella de carbono para 2042 (Corpoema, 2025).

- **Bioenergéticos gaseosos: biogás, biometano y biohidrógeno**

Biometano para inyección a redes de gas domiciliario: habilitado por la Ley 2128 de 2021 y la Resolución MME 40165 de 2024, con potencial superior a 3300 Mm³/año. Tecnológicamente maduro (TRL 10-11), con potencial de reducción de emisiones de 50-60% frente al gas natural, llegando a emisiones netas negativas al capturar metano del estiércol animal (Corpoema, 2025; WEF, 2026).

Biohidrógeno y amoníaco de origen biogénico: clasificados como FNCER bajo la Ley 2099 de 2021. La gasificación y pirólisis de biomasa son rutas tecnológicas maduras para su producción, con ventajas competitivas cuando la biomasa es abundante y de bajo costo. Mercado incipiente con potencial en transporte pesado, industria y exportación (Corpoema, 2025).

- **Bioenergía en Zonas No Interconectadas (ZNI)**

Electrificación rural con bioenergía distribuida: Colombia tiene un considerable potencial bioenergético en las ZNI que aún no ha sido aprovechado. Soluciones de biogás a partir de residuos agropecuarios, gasificación de biomasa forestal y pequeñas plantas de cogeneración ofrecen oportunidades económicas sostenibles para mejorar el acceso a energía en territorios no conectados a la red eléctrica nacional (OCDE, 2023).

Mercado internacional

Colombia no cuenta aún con una participación consolidada en los mercados globales de bioenergía, pero sí con condiciones estructurales que configuran oportunidades de mediano y largo plazo, el cual es una oportunidad para orientar estratégicamente el sector hacia estos mercados:

Colombia dispone de más de 43 millones de toneladas/año de biomasa residual vegetal (UPME, Atlas de Biomasa Residual) y presenta costos de producción competitivos. Fedemaderas ha identificado los pellets de madera como uno de los productos colombianos con mayor potencial exportador, en un contexto donde Europa lidera el consumo mundial de pellets con 30,1 millones de toneladas en 2023 superando su propia producción de 20,7 millones de toneladas en la UE y buscando diversificar sus fuentes de suministro tras la eliminación de las importaciones rusas en 2022 lo que configura una oportunidad de mercado para nuevos proveedores como Colombia (Bioenergy Europe, 2024).

- Los proyectos bioenergéticos colombianos pueden generar créditos de carbono certificados bajo estándares internacionales (Verified Carbon Standard, Cerocarbono), registrables en el RENARE y comercializables en mercados voluntarios u obligatorios, incluyendo el mecanismo del Artículo 6 del Acuerdo de París. Ya

existen experiencias concretas en el sector palmero colombiano con proyectos certificados (MinAmbiente, 2023, Universidad Externado, 2024).

- El Fondo Verde del Clima (GCF) canaliza recursos de países desarrollados hacia países en vía de desarrollo para convertir las metas NDC en acciones concretas de mitigación, a través de donaciones, deuda concesionaria, garantías e instrumentos de capital. Colombia, con su NDC de reducción del 51% de emisiones GEI a 2030 y siendo país elegible ante el GCF es el principal fondo financiero multilateral creado bajo el Acuerdo de París y la CMNUCC para ayudar a los países en desarrollo a enfrentar el cambio climático, tiene condiciones para estructurar proyectos bioenergéticos de alto impacto climático que accedan a estos recursos, particularmente en sectores como biometano ganadero y cogeneración agroindustrial donde las reducciones de emisiones son verificables y cuantificables (Camacol, 2021, Ley 2169 de 2021).

4.2.2 Incentivos tributarios y fiscales (Ley 1715 y otros incentivos)

Colombia dispone de un marco de incentivos tributarios sólido para proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), al cual acceden los bioenergéticos clasificados como tales. La Ley 1715 de 2014 estableció el marco general, ampliado posteriormente por la Ley 2099 de 2021, la Ley 2294 de 2023.

La biomasa y el hidrógeno verde incluyendo el biohidrógeno están clasificados como FNCER y acceden a los siguientes beneficios:

El Plan Nacional de Desarrollo (Ley 2294 de 2023) confirmó la vigencia de estos incentivos y los extendió a tecnologías como el hidrógeno blanco. Adicionalmente, la Ley 2128 de 2021 (biogás y biometano domiciliario) establece un programa de hasta diez años con posibilidad de subsidiar, financiar o cofinanciar la conexión de usuarios al servicio de biogás, financiado con recursos del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos.

4.2.3 Fondos públicos y mecanismos de asociatividad pública-privada

El financiamiento público para bioenergía en Colombia opera principalmente a través de líneas de crédito de banca de desarrollo, que incluyen la bioenergía como categoría elegible dentro de portafolios más amplios. A continuación, se describen los instrumentos más relevantes:

- **BANCOLDEX**

Es el banco de desarrollo empresarial de Colombia y uno de los principales mecanismos de política pública para la transición energética. Facilita el acceso a financiamiento para proyectos de biocombustibles, biomasa, biogás y tecnologías limpias. La principal barrera identificada por Bancóldex es la escasez de proyectos bien estructurados y banqueables, junto con la baja demanda relativa de proyectos de biomasa frente a tecnologías más consolidadas como la solar, y el rápido agotamiento de las líneas con condiciones ventajosas (Corpoema, 2025).

- **FINAGRO**

Es el banco de desarrollo del sector rural, que canaliza recursos a través de 62 intermediarios financieros para el sector agropecuario. La Comisión Nacional de Crédito Agropecuario (CNCA) definió la bioenergía, los bioinsumos y la producción de biomasa como líneas a impulsar, lo que constituye una alineación institucional estratégica para el sector.

Para el año 2026, FINAGRO tiene previsto desarrollar modelos de financiamiento específicos para la adopción de prácticas bioenergéticas, buscando cuantificar los beneficios económicos concretos de la transición energética en el sector rural (Corpoema, 2025).

4.2.4 Línea de crédito con banca multilateral e internacional

La banca multilateral e internacional constituye una fuente estratégica de financiamiento en condiciones favorables. Colombia participa como país miembro accionista del Grupo Banco Mundial, el Grupo Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y CAF Banco de Desarrollo de América Latina, entre otros organismos financieros multilaterales, relación gestionada a través del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Estas entidades ofrecen instrumentos de crédito soberano, líneas intermedias y mecanismos de garantía aplicables a proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), categoría que incluye expresamente la energía de la biomasa.

Por ejemplo, BID Invest ha actuado como inversionista ancla en emisiones de bonos sostenibles de la banca comercial colombiana. No obstante, se trata de instrumentos verdes de alcance amplio orientados a un portafolio que abarca eficiencia energética, construcción sostenible y producción más limpia, entre otros, dentro del cual la bioenergía figura como una categoría elegible más y no como su objeto principal. Esta condición se hace visible en las líneas de crédito sostenible de la banca comercial, que reconocen como elegibles la generación con biogás y con biomasa proveniente de residuos, pero excluyen expresamente los cultivos energéticos. En consecuencia, si bien el financiamiento verde es aplicable a proyectos bioenergéticos, su cobertura es aún parcial: deja por fuera cadenas centrales del Plan basadas en cultivos de destino energético, como el biodiésel de palma y el bioetanol de

caña, lo que anticipa la necesidad de criterios de elegibilidad más ajustados a la especificidad de la bioenergía.

4.2.5 Estrategias de financiamiento e inversión

La materialización de las metas del plan supone una arquitectura de financiamiento articulada que combina recursos públicos y privados, nacionales e internacionales, reembolsables y no reembolsables, en función del nivel de madurez y del perfil de riesgo de cada tecnología bioenergética. Esta arquitectura se apoya en instrumentos ya disponibles en el marco institucional colombiano, cuya coordinación puede contribuir a atraer capital y a reducir el costo de financiamiento del sector.

En el ámbito público, el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGÉ) cumple un doble rol: como ejecutor de iniciativas con recursos no reembolsables y como multiplicador de recursos mediante mecanismos de financiación reembolsable. Habilitado por la Ley 1715 de 2014 modificada por la Ley 2099 de 2021 y por la Resolución 40045 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, el FENOGÉ puede realizar operaciones de fondeo a entidades financieras para la financiación de proyectos de FNCE y gestión eficiente de la energía, complementando la oferta financiera existente sin desplazarla, según se formalizó en el convenio suscrito con la FDN.

En el ámbito de la movilización de capital privado, la Taxonomía Verde de Colombia opera como sistema de clasificación que habilita la canalización de inversiones y la emisión de instrumentos de renta fija incluidos bonos verdes soberanos y corporativos hacia actividades elegibles, entre las que se encuentra la energía de biomasa. Este instrumento, junto con la banca nacional de desarrollo (Bancóldex, FDN y Findeter) y para las cadenas bioenergéticas de base agroindustrial como el biodiésel de palma, el bioetanol de caña y el biogás pecuario las líneas de FINAGRO y el Banco Agrario, configura un conjunto de fuentes complementarias. En este marco, el Plan propone articular estos instrumentos bajo esquemas de financiamiento combinado que permitan apalancar recursos multilaterales y privados sobre una base de recursos públicos catalizadores.

4.3. Instrumentos de implementación y seguimiento

Para la efectiva ejecución de proyectos de nuevos bioenergéticos (biogás, biometano, SAF), una de las alternativas a promover es la adopción de mandatos de mezcla obligatoria, instrumento que ha demostrado ser el principal motor de crecimiento para biocombustibles convencionales (International Energy Agency [IEA] & Food and Agriculture Organization of the United Nations [FAO], 2017). Asimismo, sería conveniente establecer esquemas de cuotas con certificados verdes transables y sistemas de certificación de sostenibilidad (como ISCC o RSB) para asegurar que el aprovechamiento de la biomasa cumpla con estándares internacionales y no comprometa la seguridad alimentaria ni la biodiversidad (IEA & FAO,

2017; Unidad de Planeación Minero Energética [UPME], 2026). En términos de gobernanza, considerando algunas de las respuestas recibidas en la encuesta del mapeo de actores, se propone la formalización de un Consejo Nacional de Bioenergía y el uso de guías de procedimientos administrativos estandarizados que simplifiquen el trámite de permisos, reduciendo la incertidumbre para los inversores (UPME, 2026). Finalmente, la integración de tecnologías de inteligencia artificial para el monitoreo y actualización de potenciales, así como de su geolocalización y el despliegue de sistemas híbridos con otras fuentes renovables permitirán optimizar la logística de suministro y maximizar la eficiencia de las plantas de conversión (Chaudhary et al., 2025).

Instrumentos de Seguimiento y Monitoreo

El monitoreo de los avances del PIBE requiere de la formulación de indicadores de desempeño que abarquen desde el impacto agregado en la matriz nacional y las emisiones de GEI evitadas, hasta el seguimiento desagregado por tipo de vector energético y eficiencia tecnológica específica (IEA & FAO, 2017). Se recomienda la revisión e implementación de algunos de los 24 indicadores de sostenibilidad del GBEP (de acuerdo a pertinencia con el contexto de bioenergía), los cuales evalúan los pilares ambiental, social y económico, garantizando que los proyectos fomenten el desarrollo rural sin externalidades negativas (IEA & FAO, 2017). Complementariamente, el uso del Análisis de Ciclo de Vida (LCA) y la evaluación del Retorno Energético de la Inversión (EROI) son instrumentos técnicos esenciales para validar la sostenibilidad neta de los procesos frente a las alternativas fósiles (Chaudhary et al., 2025). Estos procesos deben sustentarse en bases de datos integradas y sistemas de monitoreo en tiempo real impulsados por analítica de datos, facilitando ajustes oportunos en las metas de aprovechamiento regionalizadas (Chaudhary et al., 2025; UPME, 2026).

Resumen de Mecanismos de Apoyo Económico

La viabilidad financiera de estas estrategias depende de la articulación de mecanismos de apoyo que cierren la brecha de costos frente a los combustibles fósiles. Surgen alternativas como el uso de Tarifas Garantizadas (FIT), que brinden seguridad mediante un precio fijo por unidad de energía, y Primas de Mercado (FIP), que incentiven la flexibilidad del suministro. Adicionalmente, de acuerdo a lo manifestado por actores del sector, la ampliación del alcance de Incentivos Tributarios y Fiscales (como las deducciones de renta y exclusión de IVA para equipos) junto con la realización de Subastas y Licitaciones competitivas, permitirá reducir el riesgo percibido por los inversores y atraer el capital necesario para el escalamiento de las biorrefinerías en Colombia.

5. CONCLUSIONES

El análisis realizado en la formulación del Plan Indicativo de Bioenergía Nacional (PIBE 2026–2036) generó las conclusiones estratégicas que se presentan a continuación. Este plan establece directrices para optimizar el aprovechamiento de la biomasa y sus derivados energéticos, fundamentándose en la caracterización de su potencial técnico regional y en la identificación de rutas tecnológicas eficientes para producir bioenergéticos competitivos. Todo ello bajo consideraciones ambientales y territoriales que fortalecen la economía nacional y regional, enmarcadas en la transición energética justa y la descarbonización. A través de la modelación de escenarios prospectivos con la herramienta LEAP, el PIBE proyecta un equilibrio entre la oferta y la demanda energética, evaluando su impacto en la mitigación de emisiones de GEI. Asimismo, propone un esquema de articulación territorial y gobernanza para integrar las metas sectoriales con las capacidades locales, promoviendo el desarrollo socioeconómico equitativo y la seguridad energética. Estas conclusiones ofrecen una visión integral para Colombia, posicionando a la bioenergía como un pilar estratégico para el desarrollo sostenible.

5.1 Dimensión Normativa e Institucional

El panorama regulatorio de la bioenergía en Colombia evidencia una asimetría estructural que condiciona la velocidad de la transición energética. Mientras los biocombustibles líquidos gozan de un marco consolidado mediante las Leyes 693 de 2001 y 939 de 2004, sectores relevantes como el biogás y el biometano operan bajo vacíos técnicos que el Decreto 670 de 2025 y la Resolución CREG 240 de 2016 apenas comienzan a mitigar. Para alcanzar la neutralidad de carbono bajo la Ley 2169 de 2021, es esencial superar la señal de riesgo por inacción del Escenario Tendencial, el cual limita al país a capturar apenas el 15% de su potencial técnico. La experiencia internacional de mercados líderes demuestra que la bioenergía no escala únicamente mediante incentivos tributarios; requiere de un mandato de mercado robusto. Colombia podría emular pilares como el esquema RenovaBio de Brasil, el REPowerEU de la Unión Europea o el Danish Energy Agreement, transitando hacia un modelo de cuotas de consumo orientativas que brinden certidumbre a la inversión de capital a largo plazo. El cierre regulatorio propuesto exige una reforma integral a la Ley 1715 de 2014 para eliminar el sesgo histórico que favorece la generación eléctrica, extendiendo beneficios a los usos térmicos industriales de la biomasa densificada. Esta reingeniería institucional debería facultar a la CREG para definir tasas de inyección de biometano y establecer mandatos diferenciados por vector energético. Es fundamental implementar cuotas sugeridas de incorporación de biometano en el consumo industrial de gas natural, con metas del 3% al 2030 y 10% al 2035, así como activar un cronograma vinculado a CORSIA para los Combustibles Sostenibles de Aviación (SAF) con un 2% en 2026, 10% en 2030 y

15% en 2035. Sin este marco orientativo, la bioenergía podría seguir siendo un recurso de nicho, incapaz de movilizar los flujos de capital privado y multilateral necesarios para la descarbonización de sectores intensivos.

5.2 Dimensión Técnica y de Mercado: Competitividad y Biorrefinerías Integradas

El análisis prospectivo del PIBE identifica un potencial técnico nacional de primer nivel (PT1) de 430 PJ/año y un segundo nivel (PT2) de 116.9 PJ/año orientado a bioenergéticos de alto valor. La concentración estratégica de recursos en el PT1, liderada por el bagazo de caña (32.8%), los residuos sólidos urbanos (20.1%) y el aceite de palma (10.3%), permite el diseño de clusters territoriales de economía circular. El despliegue debería priorizar tecnologías de madurez tecnológica TRL 8-9, como la digestión anaerobia y la producción de pellets, para transformar el uso ineficiente de la biomasa tradicional en una palanca de reindustrialización nacional. De acuerdo con el análisis de escenarios, la trayectoria de la bioenergía en el país contrasta inicialmente entre el riesgo de la inacción y un progreso apenas moderado. Por un lado, el Escenario Tendencial refleja las consecuencias de mantener el rumbo actual, donde el recurso bioenergético se aprovecha de forma marginal al capturar menos del 15% de su potencial técnico. Esta ruta perpetúa la dependencia de los combustibles fósiles, el uso ineficiente de la leña en los hogares y el aumento continuo de las emisiones al ritmo de la demanda. Por otro lado, el Escenario BAU_TEJ plantea un crecimiento más dinámico aunque limitado, situando a los bioenergéticos como un soporte gradual que alcanza cerca del 45% del potencial técnico en rutas comerciales consolidadas como el biogás y el bagazo. Sin embargo, al carecer de incentivos o mecanismos de aceleración más contundentes, la reducción de emisiones lograda bajo este modelo permanece supeditada a las dinámicas del mercado y a marcos normativos previos a 2024. Bajo el Escenario PIBE, los bioenergéticos se convierten en el eje de la descarbonización, con un despliegue acelerado que captura hasta el 90% del potencial técnico. La señal es de inversión masiva en tecnologías avanzadas (Nivel 2), como biometano, SAF y biochar, para sustituir carbón y gas natural en la industria de difícil electrificación. Este escenario es el único que logra un desacoplamiento real entre crecimiento económico y emisiones, mitigando 6,53 Mt CO₂eq anuales a 2036, donde el sector residencial aporta el 53,1% de dicha reducción mediante la modernización de los usos de la biomasa. Mientras el PIB proyecta un crecimiento real del 2.1% anual, la demanda energética total se limita a un aumento de apenas el 0.22% anual. Este fenómeno es impulsado principalmente por una reducción de 56.7 PJ en el sector residencial debido a mejoras significativas en la eficiencia tecnológica. La transición hacia biorrefinerías integradas en los nodos Suroccidente y Nordeste-Oriente permitirá maximizar el valor de los residuos agroindustriales. El éxito de este modelo depende de superar la barrera logística actual y de implementar un sistema de Garantías de Origen (GoO) que certifique el atributo renovable de

la molécula, permitiendo que la industria recupere el liderazgo en la demanda energética nacional mediante la sustitución efectiva de carbón y gas natural fósil.

5.3 Dimensión Territorial y Social: Equidad y Justicia en la Transición Energética

La distribución geográfica del potencial bioenergético exige una política de equidad territorial diferenciada para corregir asimetrías históricas. El Suroccidente concentra el 43.4% del potencial técnico nacional, contrastando con la pobreza energética estructural de regiones como Chocó y la Amazonía. El PIBE actúa como el vehículo operativo de la Transición Energética Justa (TEJ), anclándose en la Ley 2294 de 2023 y el Decreto 2236 de 2023 para habilitar jurídicamente los modelos de comunidades bioenergéticas. En zonas de alta industrialización, el enfoque debería centrarse en la creación de empleo de calidad y el escalamiento de biorrefinerías, mientras que en regiones vulnerables se podría priorizar el despliegue de soluciones descentralizadas de pequeña escala, como biodigestores familiares y microgeneración forestal residual, bajo modelos de gobernanza étnica y respeto por la autonomía regional. El Escenario BAU_TEJ se percibe como una señal de crecimiento moderado que, aunque incorpora políticas previas a 2024, carece del dinamismo necesario para transformar la leña tradicional en bioenergía moderna de manera oportuna. La transición efectiva requiere que la consulta previa y la transferencia de capacidades locales dejen de verse como obstáculos operativos para convertirse en factores de éxito que reduzcan el riesgo de conflictos territoriales. El PIBE busca dignificar el acceso a la energía, transformando los residuos biogénicos en activos de desarrollo que generen ingresos complementarios para las economías campesinas, afros e indígenas. Este enfoque garantiza que la descarbonización no sea solo una necesidad ambiental, sino un motor de paz integral y estabilidad socioeconómica que reduzca la presión sobre los recursos forestales y mejore la salud pública rural.

5.4 Dimensión Climática y Ambiental: Descarbonización y Mitigación de Emisiones

La modelación mediante la herramienta LEAP confirma que el Escenario PIBE es una ruta viable para cumplir las metas de la NDC de Colombia, logrando mitigar 6.53 Mt CO_{2eq} anuales a 2036 y una reducción acumulada de 41 Mt CO_{2eq}. El sector residencial lidera este esfuerzo aportando el 53.1% de la mitigación total mediante la sustitución considerable de la quema de leña por bioenergéticos modernos. Existe una paradoja técnica relevante: aunque la intensidad de carbono del sector residencial aumenta ligeramente (0.02894 t CO_{2eq}/GJ en PIBE frente a 0.02852 en Tendencial), esto ocurre porque la demanda energética disminuye proporcionalmente más rápido que las emisiones absolutas gracias a la eficiencia. Este sector es, por tanto, el principal motor de la mitigación absoluta, eliminando contaminantes de vida

corta como el carbono negro y el metano que afectan directamente el clima y la salud. La bioenergía se consolida como una solución importante para nichos de difícil electrificación, como la aviación sostenible y la industria pesada de alta temperatura. La implementación del plan debería adherirse rigurosamente a los 24 indicadores de la Asociación Global de Bioenergía (GBEP) y asegurar la trazabilidad georreferenciada para evitar el cambio indirecto del uso del suelo (CIUS). Además, la gasificación de biomasa residual podría proyectarse con infraestructura lista para la captura de carbono (Bio-CCS), posicionando al país para generar remociones netas hacia el horizonte 2050. La sustitución de carbón mineral por biochar y pellets representa una de las mayores contribuciones de mitigación por unidad de energía sustituida, demostrando que la descarbonización de la molécula es tan crucial como la eficiencia en el consumo final para alcanzar la carbono-neutralidad.

5.5 Dimensión Internacional y Financiera: Inserción en Mercados Globales y Financiamiento

Colombia posee una ventaja competitiva notable para capturar valor en los mercados internacionales de bioenergía, aprovechando el déficit estructural de biomasa sólida en Europa y Japón tras la crisis energética global. La exportación de pellets certificados y la producción de SAF bajo las rutas Alcohol-to-Jet (ATJ) y HEFA son aspectos esenciales para la balanza comercial nacional. Para cerrar la brecha de costos de capital (CAPEX) en proyectos de biometano y SAF, es importante la monetización de atributos ambientales a través del Artículo 6 del Acuerdo de París, convirtiendo las reducciones de emisiones en créditos internacionalmente transferibles (ITMOs). El cumplimiento de los mandatos progresivos de SAF (2% al 2026, 15% al 2035) elimina el riesgo comercial de la demanda, permitiendo que Colombia se posicione como un hub bioenergético regional con estándares de sostenibilidad tipo ISCC. La gobernanza de esta estrategia debería centralizarse en un Consejo Nacional de Bioenergía (CNBio) que articule a las carteras de Minas y Energía, Ambiente, Vivienda y Agricultura bajo una hoja de ruta operativa 2026-2036 vinculante. Este organismo debería gestionar la inversión multilateral y privada, asegurando que la bioenergía sea reconocida como un activo estratégico que aporta firmeza y resiliencia al sistema energético nacional frente a la variabilidad climática del Fenómeno de El Niño. Al ser un recurso almacenable y gestionable, a diferencia de otras renovables variables, la biomasa residual garantiza la seguridad energética mientras se transita hacia una economía descarbonizada. El éxito final del PIBE depende de traducir este potencial técnico en flujos de inversión reales mediante reglas de mercado estables, estándares de calidad nacionales y una visión de bioeconomía que integre el desarrollo industrial con la justicia social territorial.

INFOGRAFÍA EJECUTIVA: PIBE 2026–2036.

PLAN INDICATIVO DE BIOENERGÍA NACIONAL: TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA Y SOSTENIBILIDAD EN COLOMBIA

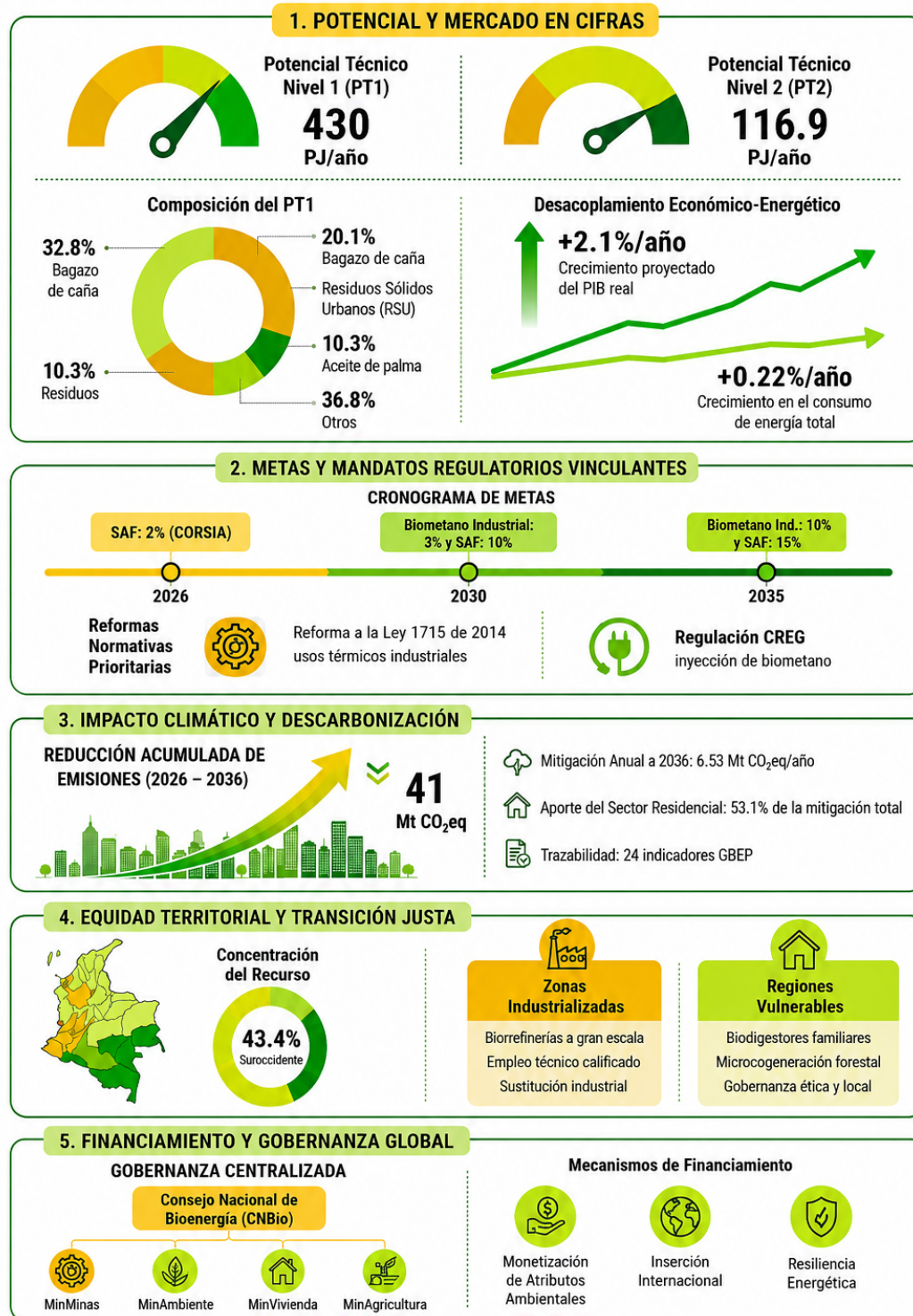


Figura 31. Resumen gráfico de las conclusiones PIBE Nacional 2026 - 2036

6. Hoja de Ruta

La hoja de ruta se reestructura en tres fases, incorporando hitos cuantificables, responsables institucionales y métricas de desempeño (KPIs) alineados con los indicadores GBEP y las mejores prácticas de IEA Bioenergy.

Fase 1: Habilitación y Despliegue Temprano (2026–2028)

Enfoque: Cierre regulatorio, estándares de calidad y despliegue masivo de tecnologías TRL 8–9.

Hito estratégico	Acción concreta	Responsable sugerido	KPI / Meta
Marco normativo completo	Expedir reglamento técnico de calidad para biometano, SAF y biocombustibles sólidos; reformar Ley 1715 para incluir cogeneración y calor industrial; definir tarifas de inyección de biometano (CREG).	MME, CREG, Ministerio de Ambiente	100 % de vectores prioritarios con normativa de calidad expedida al 2028.
Mandatos de mercado	Activar mandato de SAF 2 % en aeropuertos principales; establecer cuota indicativa de biometano 3 % para consumo industrial; mantener senda B10/E10 con hoja de ruta hacia B15.	MME, Aerocivil, Ministerio de Transporte	Incorporación efectiva de 2 % SAF en El Dorado y Cartagena; 50 MW térmicos equivalentes de biometano contratados.

Hito estratégico	Acción concreta	Responsable sugerido	KPI / Meta
Infraestructura de datos	Crear Observatorio Nacional de Bioenergía (plataforma SUI-UPME) con geolocalización de biomasas, directorio de actores y módulo de matchmaking oferentes-demandantes.	UPME, DANE, MinCiencias	Plataforma operativa con datos de ≥ 80 % de departamentos
Despliegue de biogás/biometano	Instalar ≥ 200 biodigestores rurales (porcino-bovino-avícola); operar 3 plantas de upgrading a biometano en ejes palmero y pecuario; capturar biogás en rellenos sanitarios de Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla	MME, UPME, empresas agroindustriales, alcaldías	150 MM m ³ /año de biogás producido; ≥ 30 MM m ³ /año de biometano inyectado o usado como GNV.
Sustitución de leña	Entregar ≥ 100.000 sistemas de cocción limpia (biogás, biometano, pellets) en zonas rurales priorizadas bajo el PSL	UPME, Ministerio de Vivienda, gobernaciones	Reducción de 15 % del consumo residencial de leña tradicional respecto a 2024.

Hito estratégico	Acción concreta	Responsable sugerido	KPI / Meta
Estándares y certificación	Adoptar estándar nacional de sostenibilidad para bioenergía (basado en GBEP/ISCC) y habilitar los primeros proyectos de generación de créditos de carbono.	MinAmbiente, ICA, ICONTEC	≥ 5 proyectos con certificación de sostenibilidad internacional.

Fase 2: Consolidación e Integración Industrial (2029–2032)

Enfoque: Escalamiento de biorrefinerías integradas, penetración de SAF y biometano a red, y desarrollo de mercados de exportación.

Hito estratégico	Acción concreta	Responsable sugerido	KPI / Meta
Biorrefinerías de plataforma	Operar 2–3 biorrefinerías integradas a escala demostrativa (ingenios azucareros con ATJ; complejos palmeros con HEFA+biometano).	Sector privado (Ecopetrol, BioD, Asocaña, Fedepalma), MME	≥ 500.000 barriles/año de SAF producidos nacionalmente; ≥ 100 MW de cogeneración adicional con bagazo.

Hito estratégico	Acción concreta	Responsable sugerido	KPI / Meta
Biometano masivo	Alcanzar 5 % de sustitución del gas natural industrial con biometano; inyectar biometano a la red nacional de gasoductos en al menos 3 regiones.	CREG, transportadoras de gas, productores agropecuarios	200 MM m³/año de biometano inyectado o comercializado bajo Garantías de Origen.
Biocombustibles sólidos para exportación	Exportar primeros lotes de pellets certificados a UE/Japón desde zonas palmeras y forestales (Chocó, Nordeste).	ProColombia, sector privado, MinCIT	≥ 100.000 t/año de pellets certificados exportados.
Bioenergía en ZNI	Implementar 10 micro-redes híbridas (biogás-solar-diesel) en zonas no interconectadas con alta dispersión poblacional	IPSE, UPME, gobernaciones	≥ 5.000 hogares beneficiados con acceso energético fiable basado en bioenergía.
Economía circular	Transición de ≥ 5 rellenos sanitarios principales a Parques Tecnológicos y Ambientales con valorización energética integral (FORSU + RSU).	Ministerio de Vivienda, alcaldías, empresas de aseo	Reducción del 25 % de la disposición final de residuos orgánicos en rellenos tradicionales.

Fase 3: Innovación, Descarbonización Profunda y Posicionamiento Global (2033–2036 y posterior)

Enfoque: Tecnologías emergentes, BECCS, e-fuels y consolidación como hub bioenergético latinoamericano.

Hito estratégico	Acción concreta	Responsable sugerido	KPI / Meta
SAF a escala comercial	Cumplir meta del 15 % de SAF en aviación nacional; evaluar exportación de SAF a mercados centroamericanos y del Caribe.	MME, Ecopetrol, Aerocivil	15 % de mezcla SAF cumplida; planta de SAF $\geq$ 2.000 barriles/día en operación
Gasificación y biohidrógeno	Operar planta piloto de gasificación de biomasa lignocelulósica con captura de CO ₂ (Bio-CCS/BECCS) en Casanare o Meta.	MinCiencias, MME, Ecopetrol	$\geq$ 1 planta piloto (TRL 7–8) con remoción verificada de CO ₂ .
Electrocombustibles (e-fuels)	Desarrollar línea de I+D+i para e-metanol y amoníaco verde a partir de biogás + hidrógeno electrolítico, en alianza con centros de investigación internacionales.	MinCiencias, universidades, sector privado	$\geq$ 2 proyectos piloto financiados con cooperación internacional.
Gobernanza climática	Articular $\geq$ 3 proyectos bioenergéticos bajo mecanismos del Artículo 6 de París, generando flujos de ingresos por ITMOs	MinAmbiente, MME, sector privado	$\geq$ 2 Mt CO ₂ eq acumulados certificados para mercado internacional.

Gobernanza, seguimiento y articulación

Con el fin de fortalecer la coordinación institucional y superar las brechas de articulación identificadas entre la academia, el sector productivo y el Estado, se plantea un esquema de gobernanza que, atendiendo las recomendaciones de los actores sectoriales, sea encabezado por un nuevo Consejo Nacional de Bioenergía (CNBio). Este organismo, adscrito a la UPME, viabilizará el diálogo intersectorial en el ámbito estratégico para orientar la hoja de ruta y abordar eventuales cuellos de botella normativos. Dicha labor se complementará mediante el establecimiento de mesas regionales en las siete zonas de influencia de la UPME —encargadas de priorizar iniciativas locales— y la creación de un Comité Técnico de Sostenibilidad, enfocado en supervisar el cumplimiento de estándares internacionales y certificar los análisis de ciclo de vida de los bioenergéticos.

El seguimiento de este instrumento se estructurará a través de un modelo de monitoreo integral fundamentado en los criterios de la Asociación Global de Bioenergía (GBEP), así como en los lineamientos de la IEA e IRENA. Esta metodología contempla un tablero de control multidimensional articulado en tres ejes: el desempeño ambiental (medido por la intensidad de carbono); el impacto social (evaluado mediante la generación de empleo rural y el empoderamiento de las comunidades bioenergéticas); y la viabilidad económica (centrada en la atracción de capital y el fortalecimiento de la balanza comercial). En consecuencia, la supervisión trasciende las métricas volumétricas tradicionales para priorizar la generación de valor y la sostenibilidad sectorial.

Por último, la inserción del país en el mercado internacional se consolidará a través de alianzas estratégicas de cooperación técnica y financiera. La articulación con actores como IEA Bioenergy, IRENA y la Unión Europea impulsará la transferencia de conocimiento en tecnologías de vanguardia —tales como los combustibles sostenibles de aviación (SAF) y las biorrefinerías de segunda generación—. Del mismo modo, el vínculo con iniciativas globales de innovación facilitará el acceso a fondos de cofinanciación y la infraestructura para la captura de carbono, posicionando a Colombia como un referente en la agenda global de descarbonización.

7. ANEXOS

Consulte y descargue los documentos complementarios del Plan Estadístico Institucional.

-
- 1 Bioenergéticos que pueden producirse por el mayor número de rutas  [Ver anexo](#)

 - 2 Inventarios de las biomásas generadas en el país entre 2020 y 2024  [Ver anexo](#)

 - 3 Parámetros fisicoquímicos para las diferentes biomásas residuales y cultivos energéticos  [Ver anexo](#)

 - 4 Factores de conversión de biomasa residual o cultivo energético a cantidad de bioenergético  [Ver anexo](#)

 - 5 Estimación de potenciales técnicos de primer y segundo nivel para las 38 biomásas  [Ver anexo](#)

 - 6 Comportamiento histórico de la producción de cultivos energéticos y biomásas residuales (2020–2024)  [Ver anexo](#)
-

BIBLIOGRAFÍA

Anvari, S., Aguado, R., Jurado, F., Fendri, M., & Vera, D. (2024). Analysis of agricultural waste/byproduct biomass potential for bioenergy: The case of Tunisia. *Energy for Sustainable Development*, 78, Article 101367. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2023.101367>

Asociación de Cultivadores de Caña de Azúcar de Colombia (ASOCAÑA). (2025). Informe anual del sector cañicultor: cogeneración y autogeneración industrial. ASOCAÑA.

Banco Interamericano de Desarrollo. (2026). BID aprueba línea de crédito para acelerar la transición energética en Colombia. Recuperado el 14 de julio de 2026, de <https://www.iadb.org/es/noticias/bid-aprueba-linea-de-credito-para-acelerar-la-transicion-energetica-en-colombia>

Bancolombia. (2026). Créditos sostenibles para empresas, pymes y corporaciones. Recuperado el 14 de julio de 2026, de <https://www.bancolombia.com/negocios/productos/financiacion/creditos/sostenible>

Bancolombia. (2026). BID Invest y Bancolombia anuncian emisión de primer bono vinculado a la sostenibilidad de un banco en la región. Recuperado el 14 de julio de 2026, de <https://www.bancolombia.com/acerca-de/sala-prensa/noticias/resultados-corporativos/bid-invest-bonos-financiacion-de-la-sostenibilidad>

Bioenergy Europe. (2024, junio). Wood pellets: Resilient in the face of unprecedented disruptions (Policy Brief: Pellets). https://bioenergyeurope.org/wp-content/uploads/2024/06/Pellets_Policy-Brief24.pdf

Buriticá, C., Ramírez, C., López, G., Moreno, R., Martínez, F., & Aldana, F. (2020). Los recursos distribuidos de bioenergía en Colombia. Universidad Nacional de Colombia. <https://repositorio.unal.edu.co/items/5b0effce-e3c5-40d1-b26a-0db7244d0604>

Cáceres Martínez, L. E. (2018). *Technical evaluation of available residual biomass in Colombia for its thermochemical conversion in fluidized bed reactors* [Tesis de maestría, Universidad Nacional de Colombia]. Repositorio Institucional UN. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/63914>

Cáceres-Martínez, L. E., Guío-Pérez, D. C., & Rincón Prat, S. L. (2016, October). Potencial energético teórico y técnico de biomasa residual disponible en Colombia para el

aprovechamiento en procesos de transformación termoquímica. In Proceedings of the Tercer Congreso de Energía Sostenible, Bogotá, Colombia (pp. 24-26).

Colombia. Asamblea Nacional Constituyente. (1991). Constitución Política de Colombia. Gaceta Constitucional No. 116.

Colombia. Congreso de la República. (1959). Ley 2 de 1959. Sobre economía forestal de la Nación y conservación de recursos naturales renovables. Diario Oficial No. 29.861.

Colombia. Congreso de la República. (1993, 22 de diciembre). Ley 99 de 1993. Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el sector público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental (SINA) y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial No. 41.146.

Colombia. Congreso de la República. (1994, 11 de julio). Ley 142 de 1994. Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial No. 41.433.

Colombia. Congreso de la República. (1994, 11 de julio). Ley 143 de 1994. Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Diario Oficial No. 41.434.

Colombia. Congreso de la República. (2001, 3 de octubre). Ley 697 de 2001. Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial No. 44.573.

Colombia. Congreso de la República. (2002, 27 de diciembre). Ley 788 de 2002. Por la cual se expiden normas en materia tributaria y penal del orden nacional y territorial y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial No. 45.046.

Colombia. Congreso de la República. (2004, 30 de diciembre). Ley 939 de 2004. Por medio de la cual se estimula la producción y comercialización de biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en motores diésel y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial No. 45.778.

Colombia. Congreso de la República. (2014, 13 de mayo). Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. Diario Oficial No. 49.150.

Colombia. Congreso de la República. (2017, 17 de mayo). Ley 1844 de 2017. Por medio de la cual se aprueba el Acuerdo de París, adoptado el 12 de diciembre de 2015 en París, Francia. Diario Oficial No. 50.242.

Colombia. Congreso de la República. (2021, 30 de julio). Ley 2099 de 2021. Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial No. 51.764.

Colombia. Congreso de la República. (2021, 22 de diciembre). Ley 2169 de 2021. Por medio de la cual se impulsa el desarrollo bajo en carbono del país mediante el establecimiento de metas y medidas mínimas en materia de carbono neutralidad y resiliencia climática y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial No. 51.896.

Colombia. Congreso de la República. (2023, 19 de junio). Ley 2294 de 2023. Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026 Colombia Potencia Mundial de la Vida. Diario Oficial No. 52.397.

Colombia. Departamento Nacional de Planeación (DNP). (2018). Documento CONPES 3918. Estrategia para la implementación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en Colombia. Consejo Nacional de Política Económica y Social.

Colombia. Departamento Nacional de Planeación (DNP). (2023). Indicadores del Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026 Colombia Potencia Mundial de la Vida.

Colombia. Departamentos de Valle del Cauca, Chocó, Cauca y Nariño. (2024). Planes de Desarrollo Departamental 2024–2027. Gobernaciones respectivas.

Colombia. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2020). Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia (NDC).

Colombia. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2024). Estrategia Climática de Largo Plazo de Colombia hacia la Carbono Neutralidad (E2050).

Colombia. Ministerio de Minas y Energía. (2024). Resolución 40165 de 2024. Por la cual se define el Programa de Sustitución de Leña (PSL) y se establecen los lineamientos para la sustitución de combustibles ineficientes y altamente contaminantes (CIAC).

Colombia. Ministerio de Minas y Energía & Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2024). Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa (TEJ).

Colombia. Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio. (2025). Decreto 670 de 2025. Por el cual se reglamenta el Programa Basura Cero y los Parques Tecnológicos y Ambientales (PTA) para el manejo integral de residuos sólidos urbanos y su valorización energética.

Colombia. Presidencia de la República. (2015). Decreto 1076 de 2015. Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible. Diario Oficial No. 49.523.

Colombia. Presidencia de la República. (2023, 29 de diciembre). Decreto 2236 de 2023. Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015 con el fin de reglamentar parcialmente el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 en lo relacionado con las comunidades energéticas en el marco de la transición energética justa. Diario Oficial No. 52.639.

Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2023–2026). Plan Estratégico Institucional (PEI) 2023–2026. UPME.

Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2024). Plan Energético Nacional 2024–2054. UPME.

Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2025a). Balance Energético Colombiano (BECO). UPME.

Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2025b). Plan Indicativo de Bioenergía de la Región Pacífico – PIBE Pacífico 2025. UPME.

Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) & Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE). (2026). Planes de Energización Rural Sostenible (PERS): Chocó, Cauca y Nariño.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2021, 7 de octubre). Resolución CREG 174 de 2021. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. Diario Oficial No. 51.867.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2025, 6 de abril). Resolución CREG 101 072 de 2025. Por la cual se armoniza la regulación para la integración de las comunidades energéticas al sistema energético nacional. Diario Oficial No. 53.095.

Consejo Nacional de Política Económica y Social. (2022, 28 de marzo). Documento CONPES 4075: *Política Nacional para la Transición Energética*. Departamento Nacional de Planeación. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4075.pdf>

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). (2015, 12 de diciembre). Acuerdo de París. <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>

Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia (Corantioquia). (2026). *Protocolo de requerimientos técnicos y normativos para hornos incineradores*

Deloitte. (2024). Estudio sobre los impactos del aumento de mezclas de biocombustibles en Colombia: Insumos para política pública 2026–2030. Deloitte.

Delgado, R., & González, T. (2024). Escenarios energéticos de transición para Colombia. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://doi.org/10.18235/0013312>

Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) – Encuesta Nacional Agropecuaria (ENA). (2026). Encuesta Nacional Agropecuaria (ENA). Recuperado el 11 de marzo de 2026, de <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/agropecuario/encuesta-nacional-agropecuaria-ena>

Departamento Nacional de Planeación (DNP). CONPES 3510 – Lineamientos de Política para Promover la Producción Sostenible de Biocombustibles en Colombia, 2008.

Departamento Nacional de Planeación (DNP). CONPES 4075 – Política de Transición Energética, 2022.

Ecopetrol. Comunicado corporativo sobre prueba piloto SAF en Refinería de Cartagena, 2024

Echavarria-Sarmiento, R., Gómez-Luna, E., Franco-Manrique, R., & Vasquez, J. C. (2025). A methodological framework for technology selection and regional implementation of residual bioenergy in Colombia. Sustainability, 17(19), 8767. <https://doi.org/10.3390/su17198767>

Empresa de Pesquisa Energética. (2025). Invetimentos e custos de O&M de bioenergia: 2026-2035 (Nota Técnica NT-EPE-DPG-SDB-2025-08). https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-343/topico-780/NT-EPE-DPG-SDB-2025-08_Invetimentos_Custos_O_e_M_Bios_2026-2035.pdf

Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia. (2024). Informe Anual 2023. <https://fedebiocombustibles.com/wp-content/uploads/2024/04/Informe-Anual-2023-FNBC.pdf>

Ghazarian, A., Champetier, C., Quiroga, D., Baqueriza, F., Barros, N., Souilla, L., Sanz, R., & Gomelsky, R. (2024). Transición Energética Justa: Escenarios Colombia. CAF – Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/2332>

Gobierno de la República de Colombia. (2019). Estrategia nacional de economía circular: Cierre de ciclos de materiales, innovación tecnológica, colaboración y nuevos modelos de negocio. Presidencia de la República; Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible; Ministerio de Comercio, Industria y Turismo

Gobierno Nacional de Colombia. (2025). NDC 3.0: Transformaciones para la vida. Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC). <https://unfccc.int/sites/default/files/2025-09/NDC%203.0%20Declarativa%20Colombia%20Transformaciones%20para%20la%20Vida%20V.25.09.2025%20Gob.%20Nacional.pdf>

Holland Circular Hotspot. (2021). Waste management country report: Colombia. Holland Circular Hotspot.

IEA International Energy Agency bioenergy Task 39. (2026). Definitions. <https://task39.ieabioenergy.com/about/definitions/>

Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA). (2023). Atlas de biocombustibles líquidos. IICA.

Intergovernmental Panel on Climate Change. (2000). *Emissions from waste incineration. En Good practice guidance and uncertainty management in national greenhouse gas inventories* (Background Paper, Waste Sector, pp. 458–468). Institute for Global Environmental Strategies (IGES).

International Air Transport Association (IATA). *Sustainable Aviation Fuel: Technical Certification and Deployment*, 2023.

International Energy Agency (IEA). *Bioenergy – Latest findings*, 2025.

International Energy Agency (IEA). (2024). *World Energy Outlook 2024: Bioenergy supply and demand scenarios (STEPS, APS, NZE)*. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

Kaila. (2025, 28 de mayo). Biorrefinería: aplicaciones y tendencias. <https://kaila.eu/es/blog/biorrefineria-aplicaciones-y-tendencias/>

Laverde-Albaracín, C., González González, J. F., Nogales-Delgado, S., Román, S., Ledesma-Cano, B., Peña-Banegas, D., Ortiz, Y., & Gunsha-Morales, A. (2026). *Biomass and its role in the Latin American energy mix: A review of biofuels and bioelectricity pathways toward sustainable transitions*. *Applied Sciences*, 16(5), 2246. <https://doi.org/10.3390/app16052246>

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2015, 9 de junio). Resolución 1377 de 2015. *Por la cual se modifica la Resolución 909 de 2008 y se adoptan otras disposiciones*. Diario Oficial No. 49.551

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, & Ministerio de Comercio, Industria y Turismo. (2019). *Estrategia Nacional de Economía Circular: Cierre de ciclos de materiales, innovación tecnológica, nuevos modelos de negocio y transformación productiva*. Gobierno de Colombia. https://www.andi.com.co/Uploads/Estrategia%20Nacional%20de%20EconA%CC%83%C2%B3mia%20Circular-2019%20Final.pdf_637176135049017259.pdf

Ministerio del Medio Ambiente. (2002, 21 de enero). Resolución 58 de 2002. *Por la cual se establecen normas y límites máximos permisibles de emisión para incineradores y hornos crematorios de residuos sólidos y líquidos*. Diario Oficial No. 44.691.

Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. (2004, 27 de julio). Resolución 886 de 2004. Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 58 de 2002 y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial No. 45.625.

Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2026). Organismos multilaterales. Recuperado el 14 de julio de 2026, de <https://www.irc.gov.co/deuda-publica/deuda-externa-gnc/organismos-multilaterales>

Ministerio de Minas y Energía. (2024). Escenarios nacionales: Transición Energética Justa - Rutas que nos preparan para el futuro. Gobierno de Colombia. <https://www.minenergia.gov.co>

Ministerio de Minas y Energía. Resolución 40447 de 2022 (mezcla de biocombustibles).

Ministerio de Minas y Energía. Resolución 00090 de 2025 – Hoja de Ruta de los Combustibles Sostenibles de Aviación en Colombia.

Mordor Intelligence. Wood Pellet Market Size and Share Analysis, 2024.

Naciones Unidas. (2015). Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. Resolución aprobada por la Asamblea General el 25 de septiembre de 2015 (A/RES/70/1). <https://sdgs.un.org/2030agenda>

Poornima, S., Manikandan, S., Prakash, R., Deena, S. R., Subbaiya, R., Karmegam, N., Kim, W., & Govarthanan, M. (2024). Biofuel and biochemical production through biomass transformation using advanced thermochemical and biochemical processes – A review. Fuel, 372, Article 132204. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.132204>

Presidencia de la República de Colombia. (2025). Decreto 670 de 2025. Por el cual se adiciona el Capítulo 8 del Título 2, de la Parte 3, del Libro 2, del Decreto 1077 de 2015, se reglamenta el artículo 227 de la Ley 2294 de 2023 referente al Programa Basura Cero, y por el cual se efectúan adiciones a los artículos 2.2.2.3.2.3 y 2.2.2.3.7.1 del Capítulo 3, Título 2, Parte 2, Libro 2 del Decreto 1076 de 2015 y se dictan otras disposiciones. <https://minvivienda.gov.co/sites/default/files/normativa/decreto-0670-del-17-de-junio-de-2025-1.pdf>

Proyecto Nexos. (2025). Metodología para el cálculo del potencial energético de la biomasa residual departamental. <https://nexoscolombia.com/wp-content/uploads/2025/05/Metodologia-para-el-calculo-del-potencial-energetico-de-la-biomasa-residual-departamental.pdf>

Rodrigo-Illarri, J., Vargas-Terranova, C.-A., Rodrigo-Clavero, M.-E., & Bustos-Castro, P.-A. (2021). Advances on the implementation of circular economy techniques in rural areas in Colombia under a sustainable development framework. Sustainability, 13(7), 3816. <https://doi.org/10.3390/su13073816>

UPME. Balance Energético Colombiano 1975–2023 (BECO), 2024.

UPME. Plan Nacional de Sustitución de Leña y Otros Combustibles de Uso Ineficiente y Altamente Contaminante para la Cocción Doméstica de Alimentos, 2023.

UPME. Escenarios Internacionales, 2025.

UPME / Consultoría CO1.PCCNTR.8317394. Producto 2, Producto 4 y Producto 8 – Plan Nacional de Bioenergía, 2025.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2024). Escenarios de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa (TEJ). <https://www.upme.gov.co/simec/oferta-y-demanda/transicion-energetica-justa/escenarios-tej/escenarios-nacionales/>

