



Unidad de Planeación
Minero Energética



20
25

Plan Indicativo de **Bioenergía del Pacífico**

Una Apuesta de Transformación
Productiva, Internacionalización y Acción
Climática para el territorio y para el país.



Anexo 1

Caracterización Técnica y Tecnológica



Contenido

1. Clasificación de los bioenergéticos.....	4
1.1. Bioenergéticos primarios	5
1.2. Bioenergéticos secundarios.....	7
1.3. Otras rutas tecnológicas	23
1.4. Cultivo energético de pastos.....	25
2. Bioenergéticos de interés estratégico. Oportunidades y retos de la bioenergía en Colombia y la Región Pacífico.....	27
3. Transversalidad de los bioenergéticos con los combustibles fósiles y otros energéticos renovables	30
4. Ecosistema documental de la bioenergía	36
5. Referencias.....	41

Lista de Figuras y Tablas

Figura 1. Clasificación de bioenergéticos de acuerdo con su estado físico de agregación	4
Figura 2. Bioenergéticos Primarios en Colombia.....	6
Figura 3. Proceso de producción Biodiesel.....	8
Figura 4. Proceso de producción Bioetanol 1G	10
Figura 5. Proceso de producción Biogás/Biometano	12
Figura 6. Proceso de producción principal de Diésel Renovable.....	14
Figura 7. Proceso de producción combustibles de aviación.....	18
Figura 8. Tecnologías de producción posibles de Biopropano.....	22
Figura 9. Bioenergéticos avanzados gaseosos.....	23
Figura 10. Proceso de producción Biometanol.....	25
Figura 11. Bioenergéticos producidos y usados actualmente en Colombia, y bioenergéticos prometedores y potenciales considerando disponibilidad de materias primas y criterios de sostenibilidad; viabilidad técnica-económica bajo esquemas de biorrefinería y economía circular.....	29
Figura 12. Capacidad instalada de generación de energía según fuente (2023).....	31
Figura 13. Energéticos renovables en Colombia	32
Figura 14. Capacidad de generación eléctrica por fuente.....	33
Figura 15. Número de proyectos FNCER y capacidad en la Región Pacífico.....	35

La bioenergía comprende el conjunto de energías derivadas de la biomasa —materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o residual— que puede transformarse en vectores energéticos sólidos, líquidos o gaseosos mediante rutas tecnológicas diversas. En el contexto global de transición energética, la bioenergía es una de las alternativas más versátiles para reducir emisiones, diversificar matrices energéticas y promover la economía circular, integrando simultáneamente objetivos ambientales, productivos y sociales.

Colombia ha reconocido la bioenergía como un pilar estratégico en su política energética, especialmente a través de los biocombustibles líquidos (etanol y biodiésel) y del impulso reciente a nuevos vectores como el biogás, el biometano, los combustibles sostenibles de aviación (SAF) y los biocombustibles sólidos modernos. En este marco, el Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico (PIBE Pacífico) busca identificar las tecnologías más pertinentes para la región, teniendo en cuenta su diversidad biológica, su vocación agroindustrial y las necesidades energéticas de comunidades rurales y urbanas. La aplicabilidad tecnológica depende del nivel de madurez de cada proceso (TRL) y de su compatibilidad con las condiciones climáticas, logísticas y socioeconómicas del territorio. Por ello, la priorización regional se basa en la capacidad de cada tecnología para adaptarse al entorno, operar en escalas intermedias y generar valor agregado local.

El análisis que sigue describe las rutas tecnológicas con mayor potencial de implementación en el Pacífico colombiano, su correspondencia con las biomásas disponibles y su papel dentro de la estrategia de descarbonización regional.

1. Clasificación de los bioenergéticos

Los bioenergéticos se clasifican según su grado de transformación tecnológica y su estado físico, lo que facilita distinguir entre el uso tradicional de la biomasa y las rutas avanzadas que la convierten en combustibles de alto valor energético.

Los **bioenergéticos primarios** corresponden a la biomasa utilizada en su forma más directa: leña, madera, bagazo, astillas, residuos agrícolas y forestales, para obtener energía térmica o eléctrica. Por su parte, los **bioenergéticos secundarios** surgen de procesos industriales más complejos (bioquímicos, termoquímicos y fisicoquímicos) que transforman la biomasa en combustibles sólidos, líquidos o gaseosos con aplicaciones equivalentes a los fósiles. En ese contexto, desde la perspectiva de la madurez tecnológica, los bioenergéticos pueden dividirse en convencionales, con tecnologías establecidas y cadenas logísticas ya operativas (1G), y avanzados (2G a 4G) (International Energy Agency, 2008). Esta distinción refleja la evolución del sector desde la bioenergía tradicional, aún predominante en Colombia, hacia la bioenergía moderna, caracterizada por mayor densidad energética, reducción de emisiones y posibilidades de integración con otros vectores como el hidrógeno verde (IEA, 2024).

En términos de madurez, los combustibles convencionales se ubican en niveles TRL (Technology Readiness Level) 8-9 (fase comercial), mientras que los avanzados permanecen entre TRL 4-7 (piloto o demostración), lo que evidencia la necesidad de políticas de fomento tecnológico, incentivos a la inversión y desarrollo de cadenas de suministro sostenibles (IEA, 2020; IEA Bioenergy, 2018).

Figura 1. Clasificación de bioenergéticos de acuerdo con su estado físico de agregación



Fuente: Elaboración UPME

1.1. Bioenergéticos primarios

Los bioenergéticos primarios —principalmente leña, madera y bagazo de caña— representan la forma más tradicional de aprovechamiento energético de origen biológico en Colombia. Su uso se asocia históricamente con prácticas domésticas y procesos industriales básicos, por tal motivo, su importancia actual radica en su peso en la matriz energética rural y en su potencial de modernización hacia esquemas más sostenibles y eficientes. En el balance energético nacional, los bioenergéticos primarios tienen una participación cercana al 13-15 % del consumo final, concentrando su uso en aplicaciones térmicas rurales (UPME, 2022a). En regiones como el Pacífico, su contribución puede superar el 15 % del consumo energético de los hogares (UPME, 2025c), mostrando su papel como fuente accesible y estable en contextos de baja cobertura de gas y electricidad. La leña y la madera constituyen los energéticos predominantes para cocción en áreas rurales y de difícil acceso. Su uso no debe entenderse únicamente como un rezago tecnológico, sino como un componente de seguridad energética básica en comunidades donde el acceso a combustibles comerciales sigue siendo limitado. Sin embargo, el desafío está en modernizar su aprovechamiento, mediante tecnologías más limpias como estufas eficientes, pellets o briquetas densificadas y esquemas de manejo forestal sostenible que reduzcan impactos sobre la salud, la deforestación y las emisiones difusas de carbono.

El bagazo de caña constituye un caso diferenciado, es el principal subproducto lignocelulósico de la agroindustria azucarera y la base de los sistemas de cogeneración eléctrica y térmica en el Valle del Cauca. Ha permitido desarrollar una bioenergía industrial, que integra generación eléctrica, recuperación de vapor y reducción de residuos. En 2024, los ingenios del país generaron alrededor de 1.876 GWh, de los cuales cerca de 800 GWh fueron excedentes inyectados al Sistema Interconectado Nacional, evidenciando su aporte tangible a la diversificación energética (ASOCAÑA, 2025). A nivel territorial, el bagazo articula encadenamientos productivos locales entre la producción agrícola, la transformación industrial y la generación de energía, operando bajo un modelo de economía circular que convierte un residuo agroindustrial en un insumo energético estable. Su experiencia puede servir como referencia tecnológica y de gestión para otros subsectores agroindustriales (cacao, coco, palma o cereales) con potencial bioenergético.

La transición hacia el uso moderno de bioenergéticos primarios es una prioridad de política pública. El Plan Nacional de Sustitución de Leña y otros Combustibles de uso Ineficiente y Altamente Contaminante-CIAC (PNSL) establece metas hacia 2050 para sustituir el uso tradicional de biomasa por alternativas más limpias —GLP, biogás, electricidad renovable o calor industrial— mediante inversiones en infraestructura y acompañamiento técnico a comunidades rurales (UPME, 2022b, 2025c). Estas acciones, articuladas con la Estrategia de Carbono Neutralidad 2050 (MinAmbiente, 2021), ubican a los bioenergéticos primarios como un pilar en la reducción de emisiones difusas y en la transición energética justa en territorios con brechas de acceso.

En conjunto, la leña, la madera y el bagazo reflejan la herencia energética del país y también las oportunidades para redefinir su papel en un sistema energético moderno, más limpio y resiliente. Su aprovechamiento eficiente, complementado con procesos de densificación, cogeneración y biorrefinería,

constituye un punto de partida esencial para la evolución de la bioenergía en Colombia y la Región Pacífico.

En la siguiente Figura 2, se presenta el panorama de los bioenergéticos primarios en el país.

Figura 2. Bioenergéticos Primarios en Colombia



Fuente: Elaboración UPME

1.2. Bioenergéticos secundarios

La transición desde los bioenergéticos primarios hacia los secundarios representa una evolución tecnológica y estructural en el aprovechamiento de la biomasa dentro de la matriz energética nacional, específicamente con la inclusión de bioetanol y biodiésel en la canasta energética del país en la primera década del año 2000 (Ley 693, 2001; Resolución 181069, 2005) . Este tránsito implica avanzar desde esquemas tradicionales de aprovechamiento hacia sistemas modernos basados en la eficiencia, la sostenibilidad y la integración productiva bajo principios de biorrefinería y economía circular (MinAmbiente, 2024). No obstante, alcanzar este cambio exige superar desafíos técnicos y económicos relacionados con la disponibilidad y calidad de las materias primas, el escalamiento de tecnologías de conversión, la estandarización de productos y la creación de mecanismos regulatorios y financieros que incentiven su adopción.

A continuación, se describen técnicamente los bioenergéticos secundarios y las rutas que viabilizan su producción.

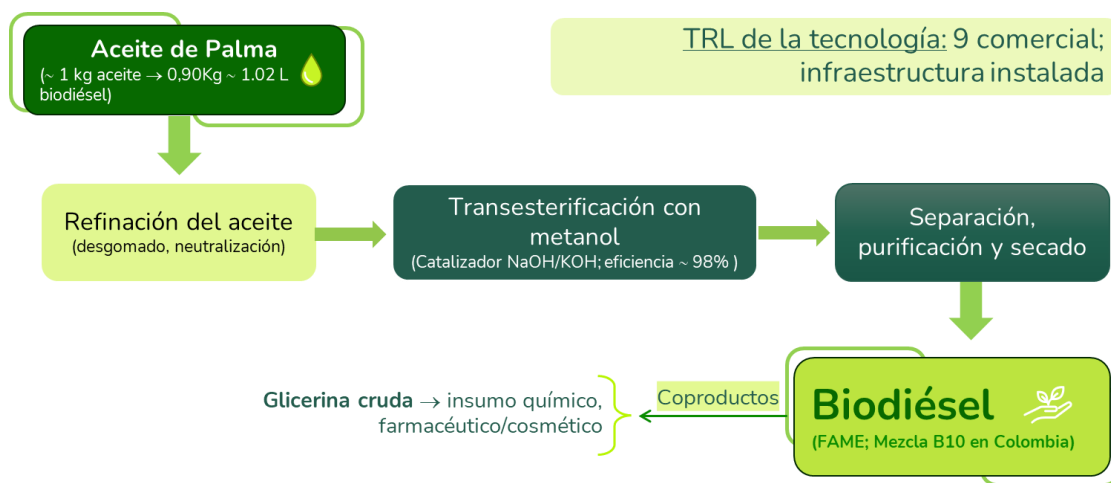
1.2.1. Biodiésel 1G y 2G

El biodiésel 1G se obtiene por transesterificación de triglicéridos (aceites o grasas) con alcohol (generalmente metanol) en presencia de un catalizador alcalino (NaOH o KOH). Como materias primas se emplean aceites vegetales crudos (colza, palma, soya, girasol). Esta reacción transforma los triglicéridos en ésteres metílicos de ácidos grasos (FAME), que constituyen el biodiésel, y en glicerina como subproducto. El proceso de transesterificación logra rendimientos de conversión superiores al 95 %, generando cerca de 1.020 L de biodiésel por tonelada de aceite y 100 kg de glicerina.

El biodiésel 2G se refiere a la producción a partir de aceites residuales de cocina (UCO), grasas animales o subproductos industriales, reduciendo la presión sobre cultivos alimentarios y mejorando la huella ambiental del ciclo de vida. Aunque su química de base es similar (esterificación o transesterificación), el biodiésel 2G implica cadenas logísticas más complejas y sistemas de pretratamiento de materia prima (Repsol, 2025a).

En Colombia, la materia prima exclusiva a escala industrial es el aceite crudo de palma (CPO), producido principalmente en las zonas palmeras del Magdalena Medio, los Llanos Orientales y la Región Pacífico. El biodiésel producido localmente cumple con la NTC 5444 y con las normas internacionales ASTM D6751 y EN 14214, lo que garantiza su calidad y compatibilidad con la flota automotriz (Fedebiocombustibles, 2023).

Figura 3. Proceso de producción Biodiesel



Fuente: Elaboración UPME

La capacidad instalada nacional asciende a 780 mil toneladas anuales, con una producción efectiva de 586 mil toneladas en 2024, suficiente para garantizar las mezclas obligatorias (B10) definidas por el Ministerio de Minas y Energía bajo la Ley 939 de 2004 (Fedebiocombustibles, 2024). En ese mismo año, el uso de biodiésel permitió evitar 1,8 millones de toneladas de CO₂ equivalente, según cifras de Fedebiocombustibles (Fedebiocombustibles, 2025a), convirtiéndose un instrumento clave de mitigación dentro del sector transporte.

Colombia se mantiene como cuarto productor mundial de aceite de palma y el primero del continente americano, con más de 600 mil hectáreas cultivadas, una producción de 1,72 a 1,86 millones de toneladas de aceite crudo de palma y una participación del 10,5 % en el PIB agrícola nacional. Del total, el 6,5 % se destina a la industria de biodiésel, equivalente a cerca de 110 mil toneladas de CPO al año, mientras que el resto se orienta a consumo humano, exportación y producción de balanceados (CID. FEDEPALMA, 2025; Fedepalma, 2025).

El sector palmero colombiano a avanzado a una agroindustria de alto desempeño ambiental:

- 99 % de los cultivos de palma se encuentran libres de deforestación (Acuerdo Cero Deforestación, 2024).
- 19 plantas cuentan con sistemas de captura y uso de biogás, y 23 plantas operan con cogeneración eléctrica a partir de biomasa.
- La huella de carbono promedio del aceite de palma colombiano se sitúa en 182 kg CO₂e/ton de APC, una de las más bajas a nivel mundial, con posibilidad de alcanzar valores negativos (–666 kg CO₂e/ton APC) cuando se implementa la captura y aprovechamiento total del biogás de POME.

La **Región Pacífico**, particularmente el núcleo palmero de Tumaco, representa el principal polo de producción de aceite de palma del suroccidente colombiano, según datos de las Evaluaciones Agropecuarias-EVA con 27.000 hectáreas sembradas y una producción estimada de 264.000 toneladas anuales de racimos frescos de fruta (RFF), equivalentes a 58.000 toneladas de aceite crudo de palma (CPO) (UPRA, 2023). La agroindustria palmera de Tumaco ha desarrollado un modelo integrado de bioenergía, en el que los subproductos del proceso —como el efluente POME, el raquis, la fibra y el cuesco— se aprovechan para cogeneración térmica y eléctrica o para la producción de biogás. Esta integración ha permitido cerrar ciclos productivos y reducir las emisiones del proceso, avanzando hacia esquemas de carbono neutralidad. Además, la producción de glicerina cruda derivada del proceso de transesterificación abre oportunidades adicionales para la valorización energética, incluyendo la producción de biopropano, una ruta emergente con proyección a mediano plazo para el portafolio de biocombustibles avanzados en el país.

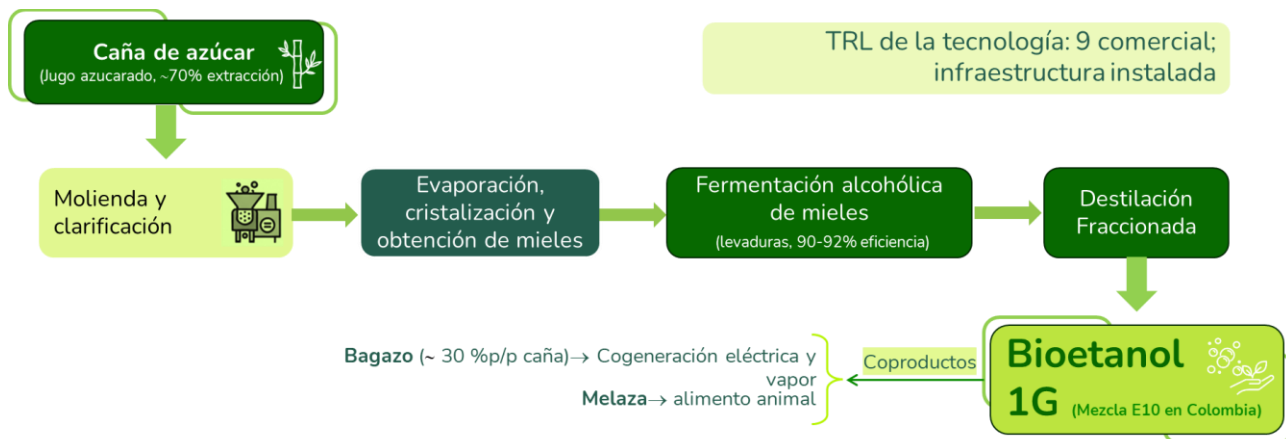
La Región Pacífico podría ser un punto estratégico para el fortalecimiento del biodiésel colombiano, ya que combina disponibilidad de materia prima, infraestructura portuaria (Buenaventura y Tumaco) y experiencia agroindustrial, lo que facilita la articulación con futuras rutas avanzadas como diésel renovable o la producción de biopropano y SAF.

1.2.2. Bioetanol 1G y 2G

El bioetanol de primera generación (1G) se produce mediante fermentación alcohólica de azúcares simples extraídos de cultivos energéticos alimentarios (caña de azúcar, maíz, trigo, remolacha). Tras la extracción del jugo o el almidón, este es sometido a procesos de clarificación y concentración (evaporación), a partir de los cuales se obtienen mieles fermentables. Posteriormente, levaduras convierten los azúcares en etanol y CO₂. El etanol resultante se destila y purifica para uso combustible (mezclado con gasolina).

El bioetanol de segunda generación (2G), en cambio, se obtiene a partir de residuos lignocelulósicos como bagazo, paja, residuos forestales o subproductos agroindustriales. Estos materiales requieren pretratamiento fisicoquímico para romper la lignina y liberar la celulosa, seguido de hidrólisis enzimática y fermentación microbiana para convertir los azúcares estructurales en etanol. Aunque esta tecnología aún se encuentra en niveles TRL 6–8, representa la evolución natural hacia un modelo más sostenible que evita la competencia entre alimentos y energía (Repsol, 2025b).

Figura 4. Proceso de producción Bioetanol 1G



Fuente: Elaboración UPME

El bioetanol es uno de los biocombustibles líquidos establecidos de Colombia y constituye uno de los pilares de la estrategia de descarbonización del sector transporte. Desde la promulgación de la Ley 693 de 2001 y la Ley 939 de 2004, que formuló los programas obligatorios de mezcla, el país ha logrado consolidar una industria moderna, con altos estándares de eficiencia energética y sostenibilidad. El bioetanol nacional ha sustituido en promedio entre el 8 % y el 10 % del consumo de gasolina durante la última década, con beneficios ambientales, sociales y productivos.

En la **Región Pacífico**, el bioetanol de primera generación (1G) constituye una base sólida de la agroindustria del Valle del Cauca y el norte del Cauca, donde se localiza el núcleo productivo del sector sucroenergético nacional. En estos departamentos se concentra más del 70 % de la capacidad instalada de producción de bioetanol del país, con una capacidad aproximada de 1,55 millones de litros diarios, distribuida entre los ingenios Incauca, Providencia, Riopaila Castilla, Manuelita y Mayagüez (Fedebiocombustibles, 2024). La producción anual promedio del país alcanza los 405 millones de litros (2023–2024), lo que representa aproximadamente el 4 % de la oferta energética nacional y una reducción de 1,5 millones de toneladas de CO₂e por sustitución parcial de gasolina fósil (Fedebiocombustibles, 2025b). La agroindustria azucarera del Valle del Cauca es un referente de biorrefinería circular, donde el bagazo de caña se utiliza para cogeneración eléctrica y vapor, abasteciendo los procesos internos y entregando excedentes al Sistema Interconectado Nacional (SIN). En 2024, los ingenios del Valle generaron 1.876 GWh, de los cuales más de 800 GWh fueron excedentes, equivalentes al consumo eléctrico de cerca de 600.000 hogares (ASOCAÑA, 2025). Sin embargo, el desafío estratégico radica en diversificar materias primas y expandir la frontera tecnológica hacia el aprovechamiento de residuos agrícolas y lignocelulósicos, donde entra en juego el etanol de segunda generación.

La transición hacia bioetanol 2G representa el siguiente paso estratégico. A diferencia del etanol 1G — que utiliza azúcares libres o almidones—, el 2G emplea biomasa residual (bagazo, hojas y cogollos de caña, cáscaras, tusa, residuos de cacao, plátano, café y yuca), permitiendo:

- Reducir la competencia entre energía y alimentos.
- Aprovechar residuos agrícolas actualmente subutilizados o dispuestos a cielo abierto.
- Incrementar el rendimiento energético total por hectárea cultivada.
- Alcanzar reducciones de 80–90 % en emisiones netas de CO₂e frente a la gasolina fósil

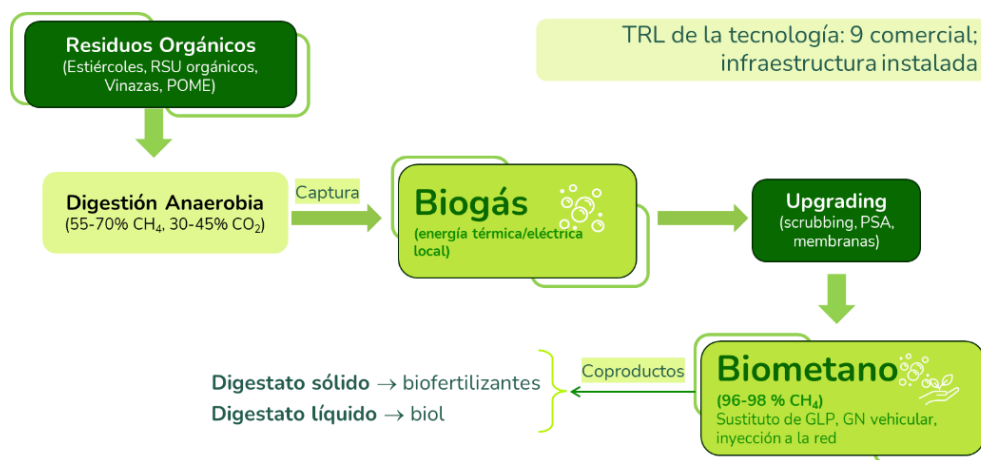
En el contexto global, las biorrefinerías avanzan hacia plataformas multiproducto, capaces de generar etanol, biogás, biometano, electricidad y biocombustibles líquidos avanzados. En la **Región Pacífico**, este enfoque puede adaptarse a las cadenas agroindustriales de caña, palma, cacao y coco, fortaleciendo la diversificación rural como: producción de bioetanol 1G y 2G; generación eléctrica y térmica con bagazo o biogás; captura y uso de CO₂ biogénico; producción de SAF–ATJ (Alcohol-to-Jet) como vector avanzado.

De hecho, la Hoja de Ruta SAF–Colombia (Aeronáutica Civil, 2025b) identifica al etanol como materia prima prioritaria para la producción de SAF tipo ATJ (Alcohol-to-Jet). Este proceso convierte el etanol en queroseno sintético mediante deshidratación, oligomerización, hidrogenación y destilación fraccionada, logrando una reducción de 70–80 % en emisiones netas de CO₂e respecto al Jet A-1 fósil. Además, el etanol puede actuar como vector intermedio para la generación de biometano sintético o hidrógeno verde, integrando su producción con rutas de reformado catalítico y electrólisis acopladas a fuentes renovables.

1.2.3. Biogás y biometano

El **biogás** se produce por digestión anaerobia de materia orgánica. En digestores anaerobios (tanques sellados), bacterias degradan residuos agrícolas, estiércol, lodos de aguas residuales o basura orgánica sin oxígeno, generando un gas combustible. En ese proceso se forma un gas principalmente de metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂) (FAO & Ministerio de Energía de Chile, 2011; IEA, 2025). El biogás bruto suele tener 50–70 % CH₄ (el resto CO₂ y trazas como H₂S). El gas se puede encender directamente en motores de cogeneración o quemarse en calderas para producir calor/electricidad. El **biometano** es biogás purificado, mediante procesos de *upgrading* se eliminan el CO₂ y otros contaminantes. Se usan tecnologías de separación (absorción química, membranas, criogenización, PSA) para aumentar el % de CH₄ hasta ~95–98 %. Así se obtiene un “gas natural renovable” apto para inyección a red o combustible vehicular. La literatura técnica indica que con *upgrading* se logra un gas casi equivalente al gas natural fósil (IEA, 2025). El nivel de madurez tecnológica (TRL) de la digestión anaerobia y cogeneración con biogás se ubica entre 8 y 9, mientras que el upgrading a biometano y su inyección a red operan entre 6 y 8, es decir, etapa de demostración comercial temprana.

Figura 5. Proceso de producción Biogás/Biometano



Fuente: Elaboración UPME

En Colombia, el aprovechamiento energético del biogás ha evolucionado principalmente en tres frentes:

1. **Agroindustrial:** plantas extractoras de palma e ingenios azucareros.
2. **Residuos urbanos:** rellenos sanitarios y plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR).
3. **Sector pecuario:** establos lecheros y explotaciones porcinas medianas.

De acuerdo con el estudio realizado por UPME (TECSOL & USAENE, 2023), el potencial técnico nacional de biogás se estima en 53 PJ de energía primaria o 14,9 TWh/año de electricidad si se aprovecha en cogeneración. Este volumen equivale a aproximadamente el 15 % del consumo anual de gas natural del país. Sin embargo, el aprovechamiento efectivo es mínimo, debido a limitaciones logísticas, falta de infraestructura y costos. El principal reto tecnológico en Colombia no radica en la digestión anaerobia, ya consolidada, sino en las etapas de purificación (upgrading) y compresión del biometano, que determinan la viabilidad de su inyección a redes o su uso vehicular. A nivel regional, el fortalecimiento de capacidades técnicas en upgrading, instrumentación y seguridad podría acelerar la adopción de estos sistemas a escala piloto e industrial.

Relevancia y aplicabilidad en la Región Pacífico

El **Pacífico colombiano** posee condiciones ambientales y productivas altamente favorables para el desarrollo de sistemas de digestión anaerobia. Su clima cálido y húmedo, con temperaturas promedio entre 25 y 30 °C, permite la operación mesofílica natural sin requerir calefacción adicional, reduciendo los costos energéticos de operación de biodigestores. Además, la región concentra una amplia disponibilidad de biomásas húmedas —residuos agroindustriales, estiércoles, residuos urbanos y lodos de PTAR— que pueden alimentar sistemas descentralizados o plantas medianas de biogás.

Las aplicaciones más relevantes por sector son:

1. Agroindustria palmera (Tumaco):

Las plantas extractoras generan un efluente líquido altamente biodegradable —POME (Palm Oil Mill Effluent)— con un potencial de 8,7 millones de m³/año. En el núcleo de Tumaco operan actualmente sistemas de captura de biogás carpado para algunas de sus plantas, que reducen emisiones de metano y aportan calor de proceso.

2. Residuos pecuarios y estiércoles:

En el Valle del Cauca concentra cerca del 14 % del inventario nacional de granjas porcinas tecnificadas con un potencial teórico estimado de 56 millones de m³/año de biogás, equivalente a un potencial técnico de 792 TJ/año de energía primaria. En conjunto los departamentos de la región pacífico, a partir de actividades pecuarias, suman un potencial de aproximadamente 6.366 TJ/año (UPME, 2025d).

Los biodigestores en este segmento tienen alta viabilidad técnica a pequeña y mediana escala, especialmente en esquemas de autogeneración térmica o eléctrica rural, con retornos económicos de 3 a 6 años según el tamaño y la tarifa energética local.

3. Residuos urbanos y lodos de PTAR:

Los residuos orgánicos municipales representan una fracción significativa del flujo sólido urbano y una fuente importante de materia prima para biogás.

En Cali, el relleno sanitario de Yotoco y la PTAR Cañaveralejo son instalaciones con condiciones técnicas para el aprovechamiento del gas de vertedero y la co-digestión de lodos, estimándose un potencial de 12 millones de m³/año de biogás recuperable, que podrían abastecer el equivalente al consumo eléctrico de aproximadamente 4.000 hogares.

En Popayán y Pasto, el desafío radica en fortalecer la infraestructura de separación en fuente y recolección diferenciada, mientras que Quibdó requiere soluciones descentralizadas de pequeña escala adaptadas a climas húmedos.

El biogás y el biometano constituyen vectores clave para una transición energética justa y descentralizada en la Región Pacífico. Su aprovechamiento permite valorizar residuos agroindustriales, pecuarios y urbanos, generar energía limpia en zonas con baja cobertura de gas natural y reducir emisiones de metano y CO₂. La posibilidad de producir biometano para movilidad o inyección a red abre oportunidades de integración con las cadenas de valor de la palma y la caña, fortaleciendo la seguridad energética regional. En conjunto, estas tecnologías representan una solución sostenible y replicable que articula economía circular, desarrollo rural y descarbonización territorial.

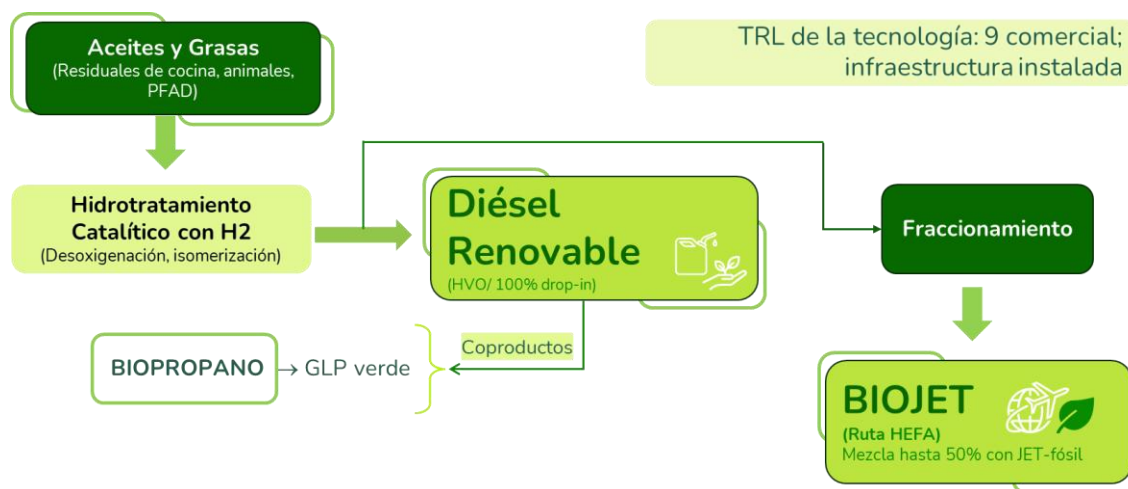
1.2.4. Diésel renovable (HVO)

El diésel renovable, también denominado **HVO (Hydrotreated Vegetable Oil)** o *green diesel*, es un combustible parafínico 100 % renovable cuya ruta principal de producción es el hidrotratamiento catalítico de aceites y grasas (Figura 6). A diferencia del biodiésel tipo FAME (éster metílico), el HVO se

obtiene mediante el rompimiento y saturación de triglicéridos con hidrógeno (H_2) a alta presión, generando alcanos lineales químicamente equivalentes al diésel fósil, pero libres de azufre e impurezas oxigenadas. En términos de insumos, cuando se emplean aceites vegetales vírgenes el producto se denomina HVO, mientras que cuando se utilizan aceites usados de cocina o grasas animales, el proceso corresponde a la variante HEFA (Hydroprocessed Esters and Fatty Acids). En ambos casos, el producto final es un combustible “drop-in”, totalmente compatible con motores diésel convencionales e infraestructura existente, que además presenta un mejor desempeño en condiciones de bajas temperaturas frente al biodiésel tipo FAME.

Si bien el hidrotratamiento es la vía consolidada para la producción de diésel renovable, este combustible también puede obtenerse como coproducto de rutas avanzadas de combustibles sostenibles de aviación (Puricelli et al., 2021). En procesos como la síntesis Fischer-Tropsch (FT), la licuefacción hidrotérmica (HTL) y, en menor medida, el Alcohol-to-Jet (ATJ), se generan fracciones de hidrocarburos pesados que, tras su separación y refinamiento, corresponden a diésel renovable de calidad equivalente al obtenido por HEFA. Estas rutas secundarias se ilustran en la Figura 8.

Figura 6. Proceso de producción principal de Diésel Renovable



Fuente: Elaboración UPME

La Región Pacífico presenta condiciones técnicas y logísticas particularmente favorables para la implementación de proyectos de HVO y HEFA. En Tumaco (Nariño) se localiza uno de los núcleos palmeros más importantes del país, con aproximadamente 27.000 ha sembradas y una producción estimada de 58.000 t/año de aceite crudo de palma. Este volumen representa una base sólida para impulsar biorrefinerías costeras modulares orientadas a la producción de diésel renovable, aprovechando tanto el aceite crudo como corrientes residuales (POME, raquis, fibra, cuesco y PFAD).

A escala técnica, el HVO puede convertirse en el eslabón intermedio para la producción de combustibles sostenibles de aviación (SAF–HEFA), pues comparte la misma base de hidrotratamiento y los mismos insumos lipídicos. Esta integración permitiría desarrollar en la Región Pacífico plataformas biorrefinerías multiproducto (HVO + SAF + biopropano), optimizando la conversión de aceites vegetales y grasas residuales y ampliando las oportunidades de valor agregado local.

1.2.5. Biocombustible de aviación

Los combustibles sostenibles de aviación, conocidos como SAF (Sustainable Aviation Fuels), son biocombustibles avanzados producidos a partir de biomasa, residuos orgánicos o electricidad renovable, que cumplen los criterios internacionales de sostenibilidad establecidos por la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI) y la iniciativa CORSIA (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation). Estos criterios incluyen una reducción mínima del 65 % de emisiones netas de gases de efecto invernadero (GEI) frente al queroseno fósil, trazabilidad de origen de materias primas y cumplimiento de salvaguardas sociales y ambientales. Cuando un biocombustible de aviación no cumple integralmente con estos estándares, se clasifica como Biojet, pero no puede contabilizarse en los compromisos internacionales de mitigación (Lau et al., 2024)(Rosales Calderon, Tao, Abdullah, Moriarty, et al., 2024).

A nivel tecnológico, las rutas HEFA, ATJ y FT son las tres principales alternativas reconocidas bajo la norma ASTM D7566 para la producción de SAF. Cada una presenta distintos requerimientos de materia prima y nivel de madurez tecnológica (TRL).

Ruta HEFA – Hidrotratamiento de ésteres y ácidos grasos (Detsios et al., 2023; Rosales Calderon, Tao, Abdullah, Talmadge, et al., 2024)

La ruta HEFA (Hydroprocessed Esters and Fatty Acids) es actualmente la tecnología más madura y extendida a nivel global para la producción de combustibles de aviación a partir de materias primas de origen biológico. Esta vía tecnológica transforma aceites vegetales, grasas animales y aceites de cocina usados (UCO) en hidrocarburos parafínicos líquidos mediante hidrotratamiento catalítico, generando un combustible químicamente equivalente al Jet A-1 fósil, pero con una reducción de emisiones netas de CO₂ de entre 70 y 85 % en todo su ciclo de vida.

El proceso HEFA se basa en una secuencia de reacciones catalíticas que incluyen:

1. **Hidrodesoxigenación**, donde los triglicéridos y ácidos grasos reaccionan con hidrógeno (H₂) en presencia de catalizadores metálicos (níquel–molibdeno o paladio–platino) a temperaturas de 300–400 °C y presiones de 30–90 bar, eliminando el oxígeno en forma de agua.
2. **Descarboxilación y decarbonilación**, que ajustan la longitud de las cadenas de carbono y mejoran la estabilidad química del producto.
3. **Hidroisomerización y craqueo controlado**, que convierten los hidrocarburos lineales en estructuras ramificadas, necesarias para obtener las propiedades específicas del combustible de

aviación, como punto de congelación inferior a -47°C , alto punto de inflamación y baja densidad aromática.

El resultado es un combustible de aviación tipo HEFA-SPK (Synthetic Paraffinic Kerosene) certificado bajo la norma ASTM D7566, con un límite máximo de mezcla del 50 % con Jet A-1. Además del combustible de aviación, el proceso genera coproductos energéticos de interés como Biopropano y fracciones ligeras de diésel renovable que pueden integrarse en otros sectores energéticos o industriales (IEA & AMF, 2023).

A escala internacional, la ruta HEFA domina el mercado de biocombustibles de aviación con más del 85 % de la producción mundial, impulsada por empresas como Neste (Finlandia), World Energy (EE. UU.), TotalEnergies (Francia), ENI (Italia) y BP (Reino Unido). Las capacidades industriales globales alcanzaron los 1.300 millones de litros/año (2024), el SAF representó el 0,3 % de la producción mundial de combustible para aviones y el 11 % del combustible renovable mundial, alimentadas principalmente con aceites residuales y grasas animales (IATA, 2024; SMM, 2025).

Ruta ATJ – Alcohol-to-Jet (Rosales Calderon, Tao, Abdullah, Moriarty, et al., 2024; Yang & Yao, 2025)

La ruta Alcohol-to-Jet (ATJ) representa una de las alternativas tecnológicas prometedoras para la producción de combustibles sostenibles de aviación a partir de alcoholes de origen biogénico, principalmente etanol, isobutanol o metanol. Este proceso permite transformar moléculas oxigenadas de bajo peso molecular en hidrocarburos líquidos de cadena larga, equivalentes química y funcionalmente al queroseno fósil Jet A-1, compatibles con motores de turbina y con la infraestructura aeroportuaria existente.

Desde el punto de vista tecnológico, el proceso ATJ se desarrolla en cuatro etapas principales. En primer lugar, el bioetanol ($\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$) se deshidrata a etileno (C_2H_4) mediante catálisis a temperaturas de $300\text{--}400^{\circ}\text{C}$. Luego, en la fase de oligomerización, el etileno se transforma en olefinas de cadena media ($\text{C}_8\text{--C}_{16}$) que, tras la hidrogenación e isomerización, se convierten en hidrocarburos parafínicos lineales y ramificados con propiedades adecuadas para el combustible Jet A-1. Finalmente, una etapa de fraccionamiento permite aislar la fracción líquida con el rango de destilación y las especificaciones requeridas para la aviación comercial. Este proceso logra rendimientos energéticos del orden del 42 – 46 % (MJ SAF/MJ etanol) y reducciones de emisiones netas de CO_2 entre 70 % y 85 % frente al queroseno convencional, dependiendo del origen renovable del alcohol y de la fuente energética utilizada para el proceso.

En términos de madurez, la ruta ATJ se encuentra en niveles TRL 7–8, habiendo alcanzado su certificación bajo la norma ASTM D7566-Anexo A5, que autoriza mezclas de hasta un 50 % con Jet A-1 fósil. La implementación de esta tecnología no requiere un rediseño total de las plantas existentes, pues el proceso de destilación, purificación y manejo logístico del bioetanol ya está estandarizado en la región. Esto permite que la ruta ATJ se incorpore a esquemas de biorrefinería integrada, en los cuales el etanol actúa como portador energético intermedio para la producción de SAF, biogás, biometano o hidrógeno verde, maximizando el aprovechamiento de los flujos de carbono y energía. La articulación

con la política de Transición Energética Justa (CONPES 4075 de 2022) refuerza su importancia estratégica, al tratarse de una tecnología que combina alto impacto climático, generación de valor agregado y potencial exportador.

Ruta Fischer–Tropsch (FT) (Rosales Calderon, Tao, Abdullah, Moriarty, et al., 2024)

La síntesis Fischer–Tropsch (FT) es una ruta termoquímica avanzadas para la obtención de combustibles de aviación y diésel renovable a partir de biomasa, residuos orgánicos o gases de origen renovable. Este proceso se fundamenta en la conversión de una corriente de gas de síntesis —compuesta principalmente por monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂)— en hidrocarburos líquidos mediante reacciones catalíticas de polimerización controlada. En términos químicos, el proceso puede representarse como la combinación de CO e H₂ para formar alcanos (C_nH_{2n+2}) y agua, bajo condiciones de temperatura y presión que varían según el tipo de catalizador empleado. Los catalizadores de hierro (Fe) se adaptan mejor a gases con alto contenido de CO₂ o bajas proporciones de hidrógeno, mientras que los de cobalto (Co) se utilizan cuando se busca maximizar la producción de hidrocarburos lineales de cadena larga, adecuados para la fracción Jet A-1.

El proceso FT incluye tres etapas principales:

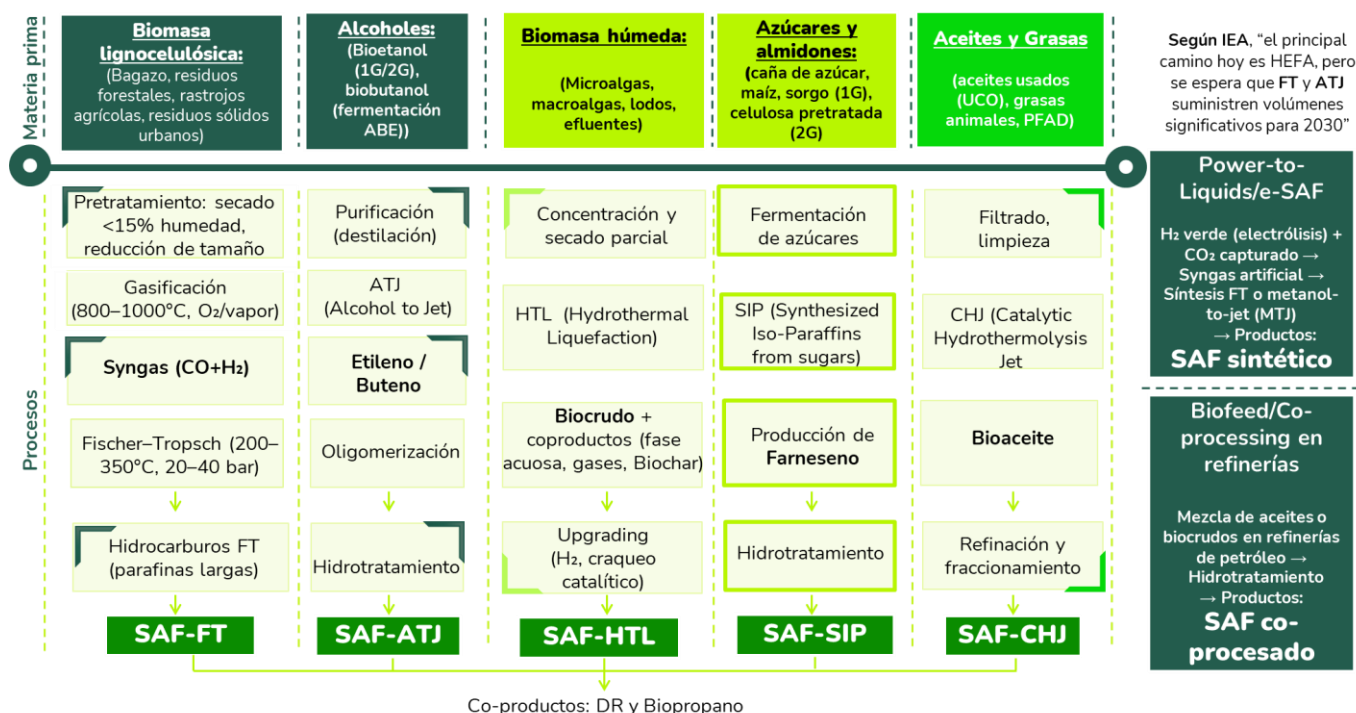
1. **Generación del gas de síntesis (syngas):** mediante gasificación de biomasa o residuos orgánicos (agrícolas, forestales o urbanos) en presencia de aire, oxígeno o vapor. El syngas resultante se acondiciona para ajustar su relación H₂/CO, a través de la reacción de desplazamiento agua-gas (Water–Gas Shift).
2. **Síntesis catalítica Fischer–Tropsch:** el syngas obtenido se convierte en una mezcla de hidrocarburos líquidos, ceras pesadas, gases ligeros y agua. Dependiendo del reactor empleado (fijo, lecho fluidizado), se optimiza la conversión y selectividad hacia fracciones deseadas (diésel o jet).
3. **Upgrading o hidrotratamiento posterior:** las ceras pesadas y fracciones líquidas se someten a hidrocrackeo e isomerización para obtener productos finales con las propiedades requeridas para combustibles de aviación (FT-SPK) y diésel renovable (FT-diesel).

El producto FT-SPK (Synthetic Paraffinic Kerosene) cumple con la norma ASTM D7566, que permite mezclas de hasta 50 % con Jet A-1 convencional. Este combustible se caracteriza por su alto número de cetano, bajo contenido de aromáticos y azufre, excelente estabilidad térmica, y reducción de emisiones de CO₂ de hasta 90 % en su ciclo de vida, dependiendo del origen del syngas y del uso de energía renovable en el proceso.

La ruta FT posee actualmente un nivel de madurez tecnológica intermedio-alto (TRL 7–8). Aunque su desarrollo histórico ha estado asociado a la conversión de carbón o gas natural (coal-to-liquids y gas-to-liquids), en la última década ha evolucionado hacia esquemas biomass-to-liquids (BTL) y waste-to-liquids (WTL), que emplean biomasa lignocelulósica y residuos urbanos como materia prima. Existen referencias internacionales relevantes que demuestran su viabilidad técnica y comercial: Sasol y Shell han liderado su aplicación industrial a gran escala, mientras que empresas como Velocys y Fulcrum

BioEnergy han desarrollado plantas de SAF a partir de residuos sólidos urbanos en el Reino Unido y Estados Unidos. En Europa, proyectos como Sunfire (Alemania) y Carbon Recycling International (Islandia) integran esta tecnología con hidrógeno verde y CO₂ capturado en esquemas Power-to-Liquids (PtL), alcanzando balances de carbono neutros o incluso negativos.

Figura 7. Proceso de producción combustibles de aviación



Fuente: Elaboración UPME basado en (Detsios et al., 2023; Lau et al., 2024; Rosales Calderon, Tao, Abdullah, Talmadge, et al., 2024; Yang & Yao, 2025)

En conjunto, las rutas HEFA, ATJ y FT conforman la base tecnológica de los combustibles sostenibles de aviación (SAF). Estas rutas no son excluyentes, sino complementarias, ya que comparten insumos, subproductos y sinergias con la producción de biodiésel, bioetanol, biogás y biopropano, configurando un ecosistema integrado de biorrefinerías.

En Colombia, la promoción de combustibles sostenibles de aviación se promueve como una línea estratégica nacional y uno de los ejes de la transición energética. La Hoja de Ruta de Combustibles Sostenibles de Aviación (SAF) formalizada mediante la Resolución 090 de 2025, liderada por el Ministerio de Minas y Energía (MME) y el Ministerio de Transporte con apoyo de la OACI, IATA y Ecopetrol, define metas, tecnologías y mecanismos de implementación progresiva hasta 2050 (Aeronáutica Civil, 2025a; Presidencia de la República, 2025). Este instrumento establece una visión de país orientada a la descarbonización del transporte aéreo, la reducción de dependencia de combustibles

fósiles y el fortalecimiento de nuevas cadenas de valor basadas en biomasa, residuos y electricidad renovable.

El sector aéreo colombiano representa cerca del 7 % de las emisiones nacionales de CO₂ del transporte (IDEAM, 2021) y consume aproximadamente 2,2 millones de m³/año de Jet A-1 (37,6 kBD), con una concentración de la demanda en los aeropuertos de Bogotá, Rionegro, Cali, Barranquilla y Cartagena (UPME, 2024a). De acuerdo con los escenarios de la Hoja de Ruta SAF, el país podría implementar la producción a 2035 de 100 millones de galones de biocombustibles de aviación, y hasta 450 millones a 2050, priorizando materias primas nacionales y el uso de infraestructura existente para el escalamiento industrial de las rutas HEFA, ATJ y FT (Presidencia de la República, 2025).

El combustible sostenible de aviación representa un avance significativo hacia la transición energética, al permitir una reducción sustancial de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y mejorar la calidad del aire urbano. De acuerdo con la Aerocivil, este desarrollo se sustenta en tres pilares fundamentales:

- Descarbonización del sector aeronáutico, aprovechando el conocimiento técnico y la infraestructura existente de las industrias de biodiésel y bioetanol para reducir las emisiones de GEI y mejorar la eficiencia energética.
- Desarrollo productivo y sostenible, impulsando una industria nacional de SAF basada en recursos naturales renovables, con potencial de atraer inversión extranjera, fomentar el desarrollo rural y generar empleo calificado.
- Transformación e inclusión social, promoviendo la producción de SAF en regiones como Putumayo, Cesar, Bolívar y la Región Pacífico, como herramienta de desarrollo territorial y equidad económica.

A estos pilares se suman cinco ejes transversales que orientan su despliegue:

1. Habilitadores jurídicos y regulatorios, para consolidar un marco legal que facilite la producción, mezcla y uso del SAF.
2. Instrumentos de desarrollo de oferta y demanda, con incentivos fiscales, mecanismos de financiación y esquemas de compra pública.
3. Fortalecimiento de la cadena de suministro nacional, mediante la creación de infraestructura para acopio, refinación, certificación y distribución.
4. Desarrollo tecnológico, educativo e industrial, fomentando la investigación en catalizadores, upgrading de bioaceites y formación de talento humano especializado.
5. Atracción de inversiones, articulando recursos públicos, privados y de cooperación internacional para el escalamiento de plantas y pilotos.

La estrategia SAF nacional se articula con la Política de Transición Energética Justa (CONPES 4075 de 2022), que reconoce a los combustibles sostenibles como vectores prioritarios para la descarbonización

de sectores difíciles de electrificar, como la aviación y el transporte marítimo. En este sentido, la Resolución 090 de 2025 constituye un instrumento normativo clave para alinear los objetivos climáticos del país con la innovación tecnológica y la competitividad industrial.

La Región Pacífico posee condiciones singulares que la hacen apta para la producción de biocombustibles de aviación en Colombia, debido a su alta diversidad de biomasa, disponibilidad de subproductos agroindustriales y ubicación logística privilegiada.

Las principales fuentes potenciales son:

- Aceites residuales de cocina (UCO) y grasas animales, generados en cadenas urbanas y agroindustriales del Valle del Cauca, Nariño y Cauca, compatibles con la ruta HEFA/HVO.
- Aceites de palma y subproductos del proceso de extracción (POME, raquis, fibra) en Tumaco, que pueden servir como insumos para HEFA o gasificación-FT tras un pretratamiento. Además de su potencial para Biogás.
- Bioetanol de primera y segunda generación producido en el Valle del Cauca, materia prima para la ruta Alcohol-to-Jet (ATJ), que aprovecha la infraestructura ya existente de destilación.
- Residuos lignocelulósicos (bagazo, hojas/cogollo de caña, cascarilla de arroz, residuos forestales del Chocó, etc), susceptibles de gasificación y conversión a hidrocarburos mediante síntesis Fischer-Tropsch (FT-SAF).

La proximidad del corredor logístico e industrial Cali-Palmira-Yumbo-Buga y el Puerto de Buenaventura, ofrece ventajas competitivas para el acopio, procesamiento y exportación hacia mercados de la cuenca del Pacífico y Norteamérica, donde la demanda proyectada crecerá exponencialmente a partir de 2030 por las metas internacionales de descarbonización aérea. No obstante, su consolidación requiere abordar desafíos técnicos y regulatorios aún pendientes: i) fortalecer la investigación aplicada en catalizadores e isomerización de bioaceites y alcoholes, ii) establecer alianzas público-privadas con aerolíneas y el sector de refinación, iii) diseñar esquemas de certificación y trazabilidad regional bajo CORSIA e ISCC, y iv) desarrollar marcos de política pública y financiamiento verde que garanticen estabilidad normativa y retorno de inversión.

1.2.6. Biopropano

Es un subproducto que se obtiene durante la producción de diésel renovable y biocombustible para aviones. Aunque no constituye el producto principal, este coproducto tiene un alto valor energético y ambiental, ya que posee propiedades equivalentes al GLP fósil, pero con una huella de carbono hasta 80 % menor. El biopropano es químicamente idéntico al propano (C_3H_8) convencional y puede utilizarse en las mismas aplicaciones domésticas, comerciales e industriales: cocción, calefacción, calentamiento de agua, procesos térmicos y combustión vehicular (GLP vehicular). Su gran ventaja radica en que puede integrarse sin cambios tecnológicos en las redes de distribución y cilindros actuales, lo que lo convierte

en un vector ideal para la transición energética justa en regiones rurales con baja cobertura de gas natural.

Tabla 1. Comparación entre Biopropano y GLP fósil.

Característica	Biopropano	Gas Licuado de Petróleo
Origen	Renovable: subproducto de rutas HVO y HEFA (aceites vegetales, grasas animales, aceites usados).	Fósil: fracción ligera del petróleo crudo o del gas natural.
Composición Química	Propano (C_3H_8) ≥ 97 %. Misma molécula que el propano fósil.	Mezcla variable de propano (60–70 %) y butano (30–40 %).
Emisiones de CO_2	Se ha estimado que emite 10 g de CO_2 eq/MJ, lo que implica una reducción aproximada del 80 % en las emisiones de CO_2 comparado con el GLP fósil (Department of Energy and Climate Change, 2014).	87 g CO_2 eq/MJ (GLP fósil promedio).
Aplicaciones	Cocina, calefacción, procesos térmicos, transporte (GLP vehicular).	Misma gama de aplicaciones.
Disponibilidad	Limitada, con producción comercial concentrada en Europa y expansión hacia Norteamérica y Asia.	Alta, infraestructura instalada globalmente.
Sostenibilidad	Renovable, baja huella de carbono, alineado con metas de neutralidad climática.	No renovable, menor huella que otros fósiles, pero sin neutralidad.

A continuación, se describen las principales rutas de producción de biopropano identificadas en la actualidad y las generalidades de cada una de ellas (Figura 8).

Ruta de producción actual

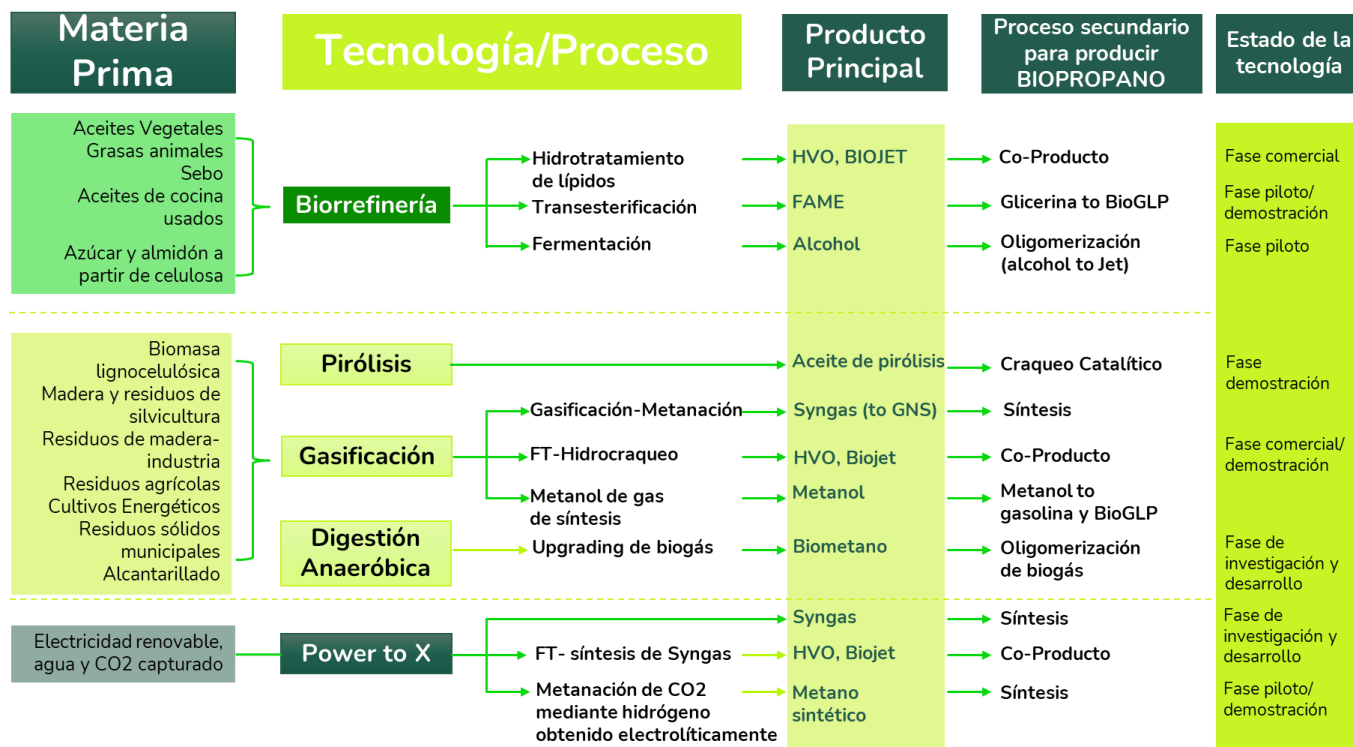
Hidrotratamiento de aceites y grasas por rutas HVO o HEFA: Su obtención se da principalmente como subproducto del proceso de hidrotratamiento de aceites y grasas, empleado en la producción de diésel renovable y combustibles de aviación. Durante la reacción catalítica, los triglicéridos presentes en los aceites vegetales o grasas animales se saturan con hidrógeno, liberando cadenas de glicerol que, al ser hidrogenadas, originan biopropano. En estas rutas, la proporción de biopropano obtenida oscila entre 5 y 7 % del peso total de producto, dependiendo del tipo de materia prima y las condiciones del proceso.

Procesos alternativos emergentes

Conversión de glicerol: La obtención de biopropano a partir de glicerina cruda, subproducto de la producción de biodiésel (actualmente en Colombia se producen aproximadamente 700 mil toneladas/año), se realiza mediante un proceso en cuatro etapas: deshidratación de glicerina a acroleína, hidrogenación a propanol, deshidratación a propileno e hidrogenación final a biopropano. Este proceso

catalítico convierte un residuo abundante en un combustible limpio y renovable, con eficiencias energéticas superiores al 85 % en pruebas piloto. Aunque prometedor, enfrenta desafíos como la optimización de catalizadores y la escalabilidad a nivel industrial, siendo una solución clave para valorizar residuos y reducir emisiones de carbono (Hulteberg, 2018).

Figura 8. Tecnologías de producción posibles de Biopropano



Fuente: Elaboración UPME basado en (Bioenergy Insight Magazine, 2019; Hulteberg, 2018; Simons, 2024).

El desarrollo del biopropano en la **Región Pacífico** está directamente vinculado a la consolidación de las rutas para la producción combustibles avanzados, cuya madurez tecnológica y proyección nacional representan el punto de partida para su producción. La región dispone de los insumos estratégicos —aceite de palma en Tumaco, aceites residuales urbanos en Cali y Popayán—, así como de una infraestructura portuaria y energética que facilitaría la localización de biorrefinerías costeras. Sin embargo, la generación efectiva de biopropano dependerá de que Colombia avance en la implementación de plantas de diésel renovable y combustibles sostenibles de aviación (SAF), las cuales producen este gas como fracción secundaria del proceso de hidrotratamiento de aceites y grasas. De forma complementaria, la ruta de conversión de glicerina cruda, subproducto abundante de la industria del biodiésel existente en Colombia, representa una alternativa descentralizada y de alta circularidad para la generación de biopropano.

En ese sentido, su aplicabilidad regional no puede entenderse como una ruta independiente, sino como una oportunidad asociada a la expansión de las cadenas HEFA y HVO, capaces de integrar la producción de diésel renovable, biojet y biopropano en un mismo esquema de biorrefinería modular.

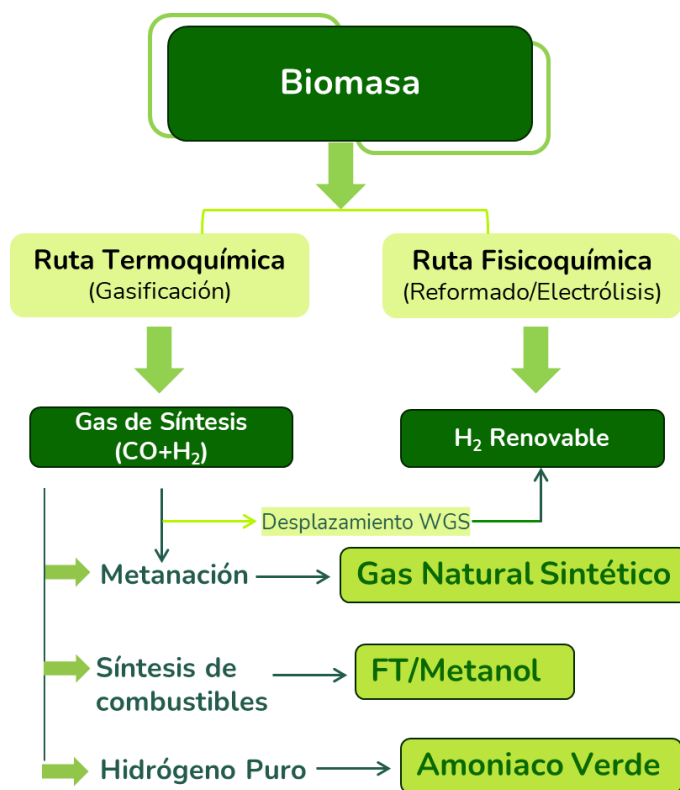
1.3. Otras rutas tecnológicas

Gas de síntesis (syngas): es una mezcla gaseosa compuesta principalmente por monóxido de carbono (CO), hidrógeno (H₂), dióxido de carbono (CO₂) y vapor de agua. Se obtiene mediante gasificación de biomasa, o a partir del reformado de biogás, este proceso implica la combustión parcial del material con vapor o aire limitado. El syngas es un intermedio en la conversión termoquímica, dado que puede ser ajustado en su relación CO/H₂ mediante la reacción de desplazamiento agua-gas (Water-Gas Shift) para adaptarse a diferentes rutas de síntesis. Puede ser la base para producir metanol, combustibles líquidos tipo Fischer-Tropsch, gas natural sintético, hidrógeno o electricidad mediante celdas de combustible o turbinas de gas. A nivel tecnológico, la gasificación de biomasa presenta un TRL 7–8, mientras que la síntesis de combustibles avanzados a partir de syngas se encuentra entre TRL 6–7 dependiendo del producto final (U.S. Department of Energy, 2025).

Gas natural sintético (GNS o SNG): El gas natural sintético (GNS) o Synthetic Natural Gas (SNG) es un gas rico en metano (CH₄) obtenido por la metanación catalítica del syngas derivado de biomasa o de CO₂ capturado. Este proceso ocurre mediante la reacción $\text{CO} + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$, en presencia de catalizadores de níquel o rutenio bajo condiciones controladas de temperatura y presión. El producto final es un gas con alto poder calorífico (similar al gas natural fósil) que puede inyectarse en redes existentes (GNL o GNC) o emplearse en motores, calderas o generación eléctrica. La combinación gasificación + metanación conforma una ruta termoquímica avanzada (bio-SNG) que comparte sinergias con los procesos Fischer-Tropsch, los cuales también generan metano como subproducto. Su madurez tecnológica se ubica entre TRL 6–8, con proyectos piloto y plantas demostrativas operativas (Cormos et al., 2024).

Hidrógeno renovable: El hidrógeno renovable puede obtenerse por diferentes rutas, incluyendo la gasificación de biomasa, el reformado de biogás o bioaceites. En el contexto bioenergético, el biohidrógeno derivado de biomasa o biogás es una alternativa que aprovecha recursos orgánicos para

Figura 9. Bioenergéticos avanzados gaseosos



producir H_2 sin depender de electricidad (IEA Bioenergy, 2018). Estas tecnologías pueden combinar reacciones de reformado con vapor (steam reforming) y etapas de purificación (PSA o membranas) para alcanzar calidades aptas para usos industriales o de movilidad. El hidrógeno renovable cumple una función estratégica como portador energético, insumo para síntesis de combustibles líquidos y materia prima para amoníaco verde o metanol renovable. Su madurez tecnológica varía según la ruta: TRL 8–9 en reformado de biogás, y TRL 6–7 en gasificación de biomasa.

Amoníaco verde: El amoníaco verde (NH_3) se obtiene combinando hidrógeno verde (producido por electrólisis renovable del agua) con nitrógeno (N_2) separado del aire mediante el proceso Haber–Bosch, alimentado por energía renovable. A diferencia del amoníaco convencional, este proceso no emite CO_2 ni requiere fuentes fósiles. El amoníaco verde es un vector energético emergente, útil para el almacenamiento y transporte de hidrógeno, además de su uso como fertilizante. También se explora su uso como combustible marino y en turbinas adaptadas para generación eléctrica libre de carbono. Aunque el proceso Haber–Bosch está plenamente desarrollado (TRL 9), la integración completa con electrólisis renovable y fuentes de N_2 verdes se encuentra entre TRL 6–7 (Adeli et al., 2023).

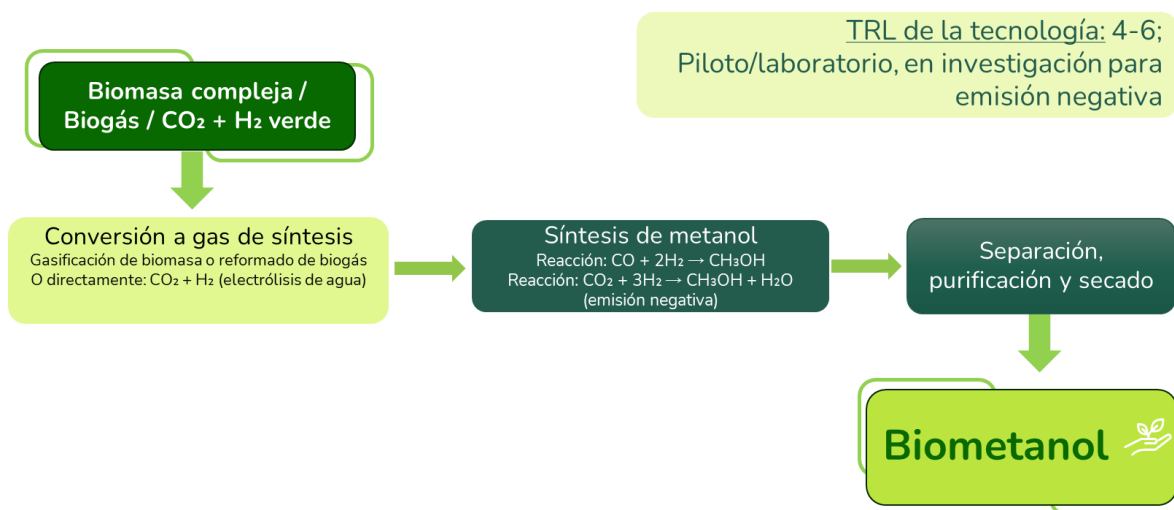
Licuefacción hidrotérmica (HTL): La Licuefacción Hidrotérmica es una tecnología termoquímica avanzada que convierte biomasa húmeda en un biocrudo de propiedades similares al petróleo convencional, mediante reacciones en medio acuoso bajo condiciones de alta temperatura y presión. A diferencia de la pirólisis rápida o la gasificación, la HTL opera con biomasa sin secar, lo que la hace especialmente adecuada para materias primas con elevados contenidos de humedad (microalgas, lodos, residuos orgánicos urbanos, glicerina cruda, efluentes agroindustriales y biomasa residual del sector palmicultor). La HTL se desarrolla típicamente bajo condiciones de 250–350°C y presiones entre 10–20 MPa, lo que permite mantener el agua en estado líquido comprimido. Bajo estas condiciones, el agua actúa como reactivo y medio de transferencia térmica, promoviendo reacciones de despolimerización, hidrogenólisis y reformado que transforman la biomasa en una mezcla más simple rica en compuestos aromáticos y alifáticos pesados. El proceso presenta tiempos de residencia cortos (10–60 minutos) y una amplia flexibilidad en cuanto a tipos de biomasa, lo cual posiciona la HTL como un método de conversión particularmente relevante para residuos orgánicos que, de otro modo, tendrían altos costos de pretratamiento o disposición final. El proceso genera cuatro corrientes principales: a) Biocrudo (HTL-oil): fracción orgánica pesada, con poder calorífico entre 30–37 MJ/kg, apta para procesos de upgrading por hidrotratamiento (HDO), hidrodesoxigenación o craqueo catalítico para obtener diésel renovable, nafta y combustibles de aviación; b) Fase acuosa (HTL-Aqueous Phase): rica en compuestos oxigenados, nitrógeno y fósforo; puede utilizarse como sustrato para digestión anaerobia o recuperación de nutrientes; c) Fase gaseosa: principalmente CO_2 , con trazas de H_2 y CH_4 ; d) Fase sólida (char hidrotérmico): material carbonoso estabilizado con potencial para enmienda de suelos o co-combustión (D. Ocampo et al., 2024; E. Ocampo et al., 2023).

El TRL de la licuefacción hidrotérmica se ubica en niveles **6–7**, respaldado por pilotos y demostradores precomerciales en Europa, EE. UU. y Australia. Aun así, la tecnología no ha alcanzado plena madurez industrial, ya que los costos de CAPEX, la integración con refinerías y el upgrading del biocrudo siguen siendo los principales retos para su despliegue comercial.

Biometanol y Biobutanol: Los alcoholes avanzados se obtienen por conversión de biomasa compleja. El biobutanol se genera típicamente por fermentación ABE (ácetona-butanol-etanol) con bacterias *Clostridium* que consumen azúcares y producen butanol como principal producto (más acetona y etanol como coproductos) (IEA Bioenergy, 2021). El insumo son azúcares o lignocelulosa (pretratada) provenientes de cultivos o residuos.

El biometanol se puede obtener a partir de gas de síntesis (una mezcla de CO y H₂ obtenido a partir de gasificación de biomasa), este gas se somete a una reacción exotérmica que se lleva a cabo a presión moderadamente alta (50–100 bar), y temperaturas entre 220 y 300 °C. También se puede obtener a partir de reformado de biogás. De manera alternativa, se investigan procesos que combinan captura de CO₂ con hidrógeno obtenido por electrólisis del agua, ofreciendo una ruta innovadora capaz de producir metanol como tecnología de emisión negativa (Scomazzon et al., 2024).

Figura 10. Proceso de producción Biometanol



Fuente: Elaboración UPME

1.4. Cultivo energético de pastos

Los cultivos energéticos de pastos constituyen una de las fuentes de biomasa más versátiles como instrumentos de transición hacia sistemas de energía renovable. Gracias a su rápido crecimiento, a su alta producción de biomasa lignocelulósica y a su adaptabilidad a diversos climas. Las variedades de *Pennisetum purpureum* (pasto elefante) o *Festuca arundinacea* presentan contenidos importantes de celulosa y hemicelulosa, características que permiten su aprovechamiento en rutas termoquímicas (combustión directa o gasificación para producir gas de síntesis, o syngas), bioquímicas (sacarificación–

fermentación para bioetanol y biobutanol) y, especialmente, en la digestión anaerobia para la producción de biogás. Este potencial es ampliamente reconocido en la literatura internacional sobre bioenergía de segunda generación, que destaca la competitividad de los pastos perennes como materias primas de bajo costo y alta productividad (Peter Hazell & R.K. Pachauri, 2020).

Sin embargo, el uso directo de pastos como único sustrato presenta limitaciones relacionadas con su composición lignocelulósica y su alta relación carbono/nitrógeno (C/N)(FAO Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, 2011), un parámetro crítico para la actividad microbiana en el proceso fermentativo. Para mitigar las limitaciones técnicas inherentes a la monodigestión de pastos, diversos estudios demuestran que la codigestión con estiércoles animales, en particular el bovino, mejora significativamente la eficiencia del proceso. El estiércol es rico en nitrógeno (N), esencial como fuente de amonio y otros compuestos para el crecimiento y la proliferación de las bacterias metanogénicas, que aceleran las rutas hidrolítica, acidogénica y metanogénica de la digestión anaerobia. La mezcla de estos dos sustratos busca alcanzar una relación C/N óptima, generalmente situada entre 20:1 y 30:1 (FAO, 2011), condición que maximiza la eficiencia del proceso y previene la acumulación de amonio (NH_4^+), uno de los principales inhibidores de las bacterias metanogénicas.

En el estudio de Ulukardesler (Ulukardesler, 2023), la codigestión de pasto y estiércol bovino bajo condiciones mesofílicas mostró incrementos significativos en la producción de biogás y metano, alcanzando hasta 206,6 mL $\text{CH}_4/\text{g VS}$ en mezclas con 25 % de pasto, lo que confirma la fuerte sinergia entre sustratos carbonados (pasto) y nitrogenados (estiércol) (Kriswantoro et al., 2023; Ulukardesler, 2023).

Al estabilizar el medio ambiente dentro del digestor, la codigestión no solo incrementa la producción volumétrica de biogás (medida en m^3/t de Sólidos Volátiles), sino que también mejora su calidad, logrando una mayor proporción de metano (CH_4) en el rango del 60 –67 % en mezclas adecuadamente balanceadas (Kriswantoro et al., 2023; Ulukardesler, 2023). Adicionalmente, la mejora de la descomposición de la materia orgánica y la estabilización del pH contribuyen a obtener un digestato de mejor calidad, rico en nutrientes estabilizados (N, P, K), lo que minimiza la fitotoxicidad y lo convierte en un valioso biofertilizante con enmiendas orgánicas.

La pertinencia de este coprocesamiento es relevante para la Región del Pacífico, donde los pastos desempeñan un papel central en los sistemas pecuarios y no ejercen presiones significativas sobre las áreas destinadas a cultivos alimentarios. Integrar su uso energético mediante digestores familiares o comunitarios permite avanzar hacia esquemas silvopastoriles sostenibles, reducir las emisiones del sistema productivo, mejorar la disponibilidad de energía en las fincas y generar fertilizantes orgánicos locales. Si bien no se cuenta con referencias documentadas de codigestión pasto–estiércol a escala industrial en Colombia, la evidencia científica indica una clara oportunidad para fortalecer modelos de bioenergía rural basados en recursos ampliamente disponibles y de bajo costo.

2. Bioenergéticos de interés estratégico. Oportunidades y retos de la bioenergía en Colombia y la Región Pacífico

Colombia ha afianzado experiencias significativas en bioenergéticos de primera generación, particularmente con el bioetanol de caña de azúcar y el biodiésel de palma de aceite, ambos incorporados de forma estable en la matriz energética a través de las mezclas obligatorias E10 y B10 (Ley 693, 2001; Resolución 181069, 2005) . Estos desarrollos han constituido el punto de partida para la transición hacia una nueva generación de biocombustibles que buscan diversificar la matriz energética, reducir la dependencia de combustibles fósiles y potenciar cadenas agroindustriales bajo criterios de sostenibilidad.

Actualmente, el país avanza hacia bioenergéticos de segunda generación, basados en el aprovechamiento de residuos agrícolas, pecuarios, industriales y urbanos. De acuerdo con el estudio de potencial en biocombustibles de segunda y tercera generación para Colombia (TECSOL & USAENE, 2023) , cuatro productos se priorizan como estratégicos: biometano, bioetanol 2G, diésel renovable (HVO/HEFA) y biojet (FT y HEFA). La selección responde a criterios de disponibilidad de materias primas, niveles de madurez tecnológica, viabilidad económica y contribución a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

El biometano se proyecta como un complemento natural del gas fósil, con un potencial técnico estimado en 53,4 PJ/año, sustentado en corrientes como la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU), los efluentes de palma (POME), el tamo de arroz y los estiércoles porcinos y avícolas. Su producción podría destinarse a inyección en redes de gas natural, movilidad vehicular a GNV e incluso, esquemas de gasoductos virtuales en territorios aislados. El bioetanol 2G, por su parte, aprovecha residuos lignocelulósicos como bagazo de caña, hojas de palma, cascarilla de arroz y café, con un potencial estimado en 334 millones de litros/año, lo que permitiría incrementar en más de un 30 % la oferta actual de etanol y reducir importaciones de combustibles líquidos. El diésel renovable, producido mediante rutas de hidrotratamiento (HVO/HEFA), se distingue por ser un “drop-in fuel” totalmente compatible con la flota vehicular y las infraestructuras actuales. Colombia presenta aquí una ventaja competitiva ya que es el cuarto productor mundial y el primero en América Latina en aceite de palma (BBVA Research, 2024), lo que le otorga una base sólida para impulsar esta ruta y diversificar la cadena de valor palmera, hoy orientada principalmente al biodiésel. La posibilidad de destinar parte de esta producción al HVO permitiría complementar al biodiésel convencional con un producto de mayor densidad energética, estabilidad en mezcla y valor agregado. A ello se suman materias primas de segunda generación (2G) como aceites usados de cocina (UCO), grasas animales y subproductos palmeros (PFAD y POME), que refuerzan la sostenibilidad del esquema y reducen riesgos de presión sobre la seguridad alimentaria (Gomes et al., 2025). El HVO es un vector energético clave para apuntar a una industria más competitiva, al mismo tiempo que habilita sinergias con la producción de combustibles sostenibles de aviación. En el caso de combustibles de aviación, Colombia combina dos ventajas diferenciales. Por un lado, la disponibilidad de aceite de palma y sus subproductos lo hacen un país con capacidad para impulsar la ruta HEFA, hoy la más madura y comercialmente viable para la aviación sostenible. Por otro lado, la amplia oferta de biomasa lignocelulósica (bagazo de caña, tamo

de arroz, residuos forestales y agrícolas) abre la puerta al desarrollo de la ruta FT (Fischer–Tropsch), que, aunque requiere mayores niveles de inversión y madurez tecnológica, ofrece un horizonte de escalamiento hacia el mediano y largo plazo. Estos dos enfoques direccionan a convertir al país en un hub regional de combustibles sostenibles de aviación, con capacidad de abastecer parte del mercado interno y atender la creciente demanda internacional hacia 2050. Escenarios conservadores proyectan una producción de hasta 135 millones de galones/año hacia 2052, equivalente a sustituir un 23 % del consumo nacional de jet fósil, lo que representaría un aporte decisivo a la descarbonización del sector aéreo y a la competitividad internacional de la agroindustria.

El papel de estos bioenergéticos trasciende la sustitución directa de combustibles fósiles y se articula con los principios de economía circular a través de esquemas de biorrefinería. La integración de procesos en torno a una misma materia prima permite obtener simultáneamente combustibles líquidos, biogás, electricidad y coproductos como digestato, CO₂ purificado y lignina. Este modelo reduce costos unitarios y diversifica ingresos, además, mejora la resiliencia de las plantas y genera encadenamientos productivos con alto potencial de empleo e innovación tecnológica.

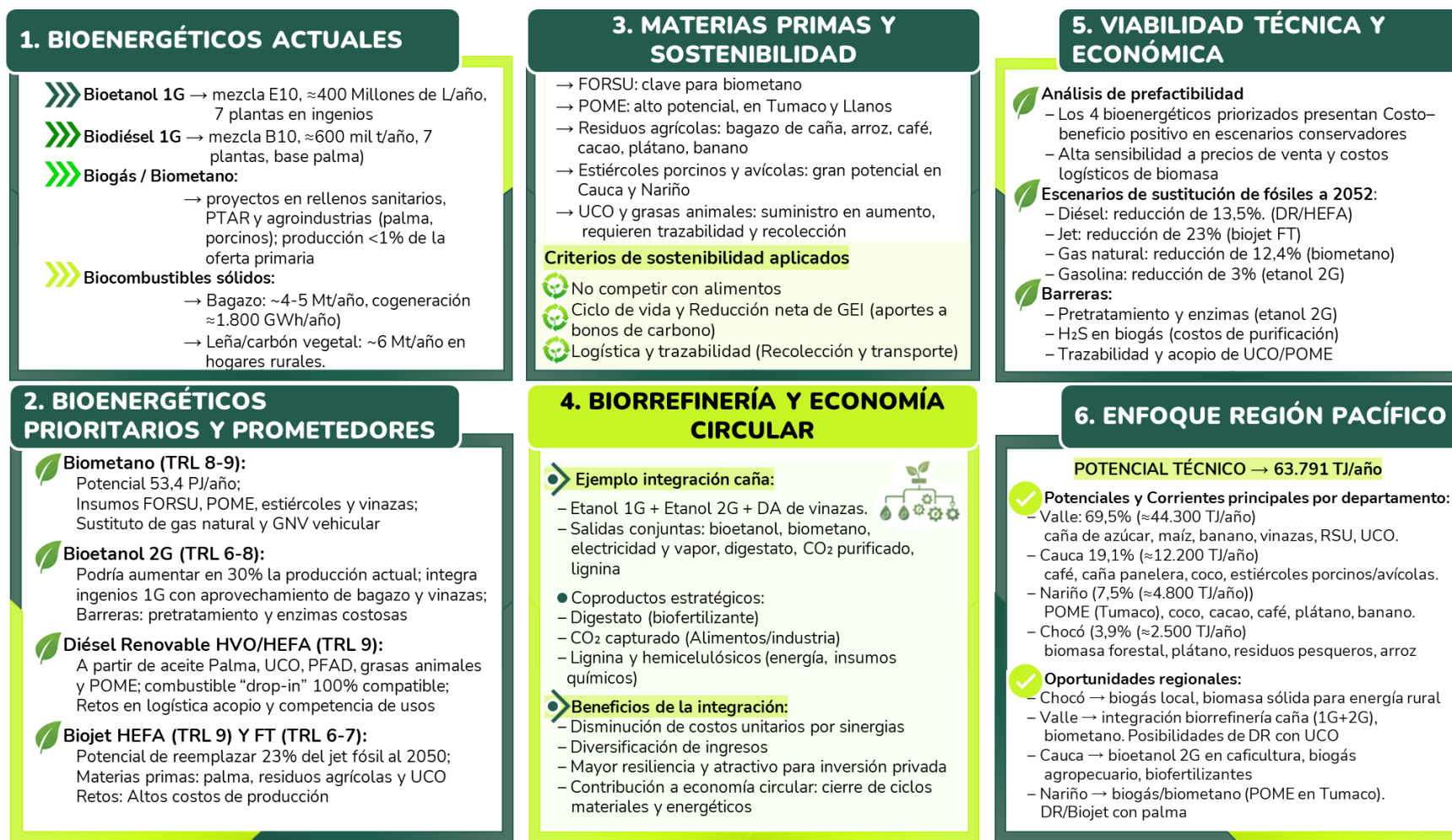
El complejo cañicultor del Valle del Cauca es un caso ilustrativo; a partir de la combinación de bioetanol 1G y 2G, digestión de vinazas y cogeneración eléctrica, se configura un sistema integral de producción energética y coproductos que materializa el concepto de biorrefinería.

En la Región Pacífico, la bioenergía adquiere un carácter estratégico por la diversidad de recursos y actividades productivas. El Valle del Cauca concentra la infraestructura de los ingenios azucareros, que representan la base histórica del bioetanol 1G y el mayor potencial para la integración con etanol 2G y biometano. En Tumaco (Nariño), la agroindustria palmera genera volúmenes significativos de POME y residuos grasos, que constituyen la base para proyectos de biogás, biometano y, en el mediano plazo, diésel renovable y combustibles de aviación. Cauca y Nariño aportan de manera destacada a través de la producción pecuaria, con estiércoles porcinos y avícolas que pueden ser valorizados en biodigestores para generar energía descentralizada y biofertilizantes. Finalmente, en Chocó, a pesar de las limitaciones de infraestructura, se identifican oportunidades de bioenergía comunitaria a partir de residuos de plátano, arroz y pesca, con aplicaciones directas en la autosuficiencia energética y la sostenibilidad local.

En conjunto, los bioenergéticos de interés estratégico en Colombia —y en particular en la Región Pacífico— representan una oportunidad de contribuir de manera directa a la transición energética mediante la sustitución de fósiles y la reducción de emisiones, y al mismo tiempo impulsar la economía circular, la innovación tecnológica y la inclusión territorial. El reto central será superar los cuellos de botella tecnológicos, logísticos y regulatorios, instalar pilotos de biorrefinería y establecer marcos de incentivos que permitan escalar estas iniciativas hacia un impacto real en la seguridad energética y la competitividad del país.

El esquema que se presenta a continuación sintetiza algunos hallazgos del estudio citado, además de datos actuales y un énfasis especial en su aplicación regional al Pacífico colombiano de acuerdo con los potenciales técnicos hallados en PIBE pacífico versión preliminar (UPME, 2024b):

Figura 11. Bioenergéticos producidos y usados actualmente en Colombia, y bioenergéticos prometedores y potenciales considerando disponibilidad de materias primas y criterios de sostenibilidad; viabilidad técnica-económica bajo esquemas de biorrefinería y economía circular.



Fuente: Elaboración UPME basado en (TECSOL & USAENE, 2023)

3. Transversalidad de los bioenergéticos con los combustibles fósiles y otros energéticos renovables

La estructura energética nacional para 2023 (Tabla 2) evidencia una marcada concentración en fuentes de extracción primaria, que representan el 81,4 % del total, sustentadas principalmente en recursos fósiles como el carbón, el gas natural y el petróleo, los cuales continúan siendo el soporte fundamental de la oferta energética del país. La extracción primaria de energía en Colombia ha mostrado en los últimos años tasas de crecimiento positivas, pero más moderadas que la producción de energía secundaria. Particularmente, en 2022 aumentó 2,5 %, mientras que para 2023 el incremento fue de 0,1 %. En contraste, la producción secundaria, integrada por derivados líquidos y gaseosos del petróleo, así como por energía eléctrica proveniente de fuentes mixtas, registró variaciones más dinámicas, con un crecimiento del 5,0 % en 2022 y del 3,3 % en 2023, alcanzando una participación del 18,6 % dentro del balance energético. Por su parte, los bioenergéticos aportaron el 11,4 % y los energéticos renovables cerca del 15,7 %, al incluir la hidroelectricidad y la biomasa, consolidándose como una base estratégica para la diversificación y sostenibilidad de la matriz. En el consumo final de energía, que totalizó 1.528.901 TJ, se observa una concentración en diésel (321.967 TJ), gasolina (323.401 TJ) y electricidad (249.705 TJ), representando colectivamente el 58,5 % del total. Sectorialmente, el transporte (646.977 TJ), industria (346.068 TJ) y residencial (283.217 TJ) representaron el 83,5 % del consumo nacional (UPME, 2025a).

Tabla 2. Extracción primaria y producción de energéticos secundarios

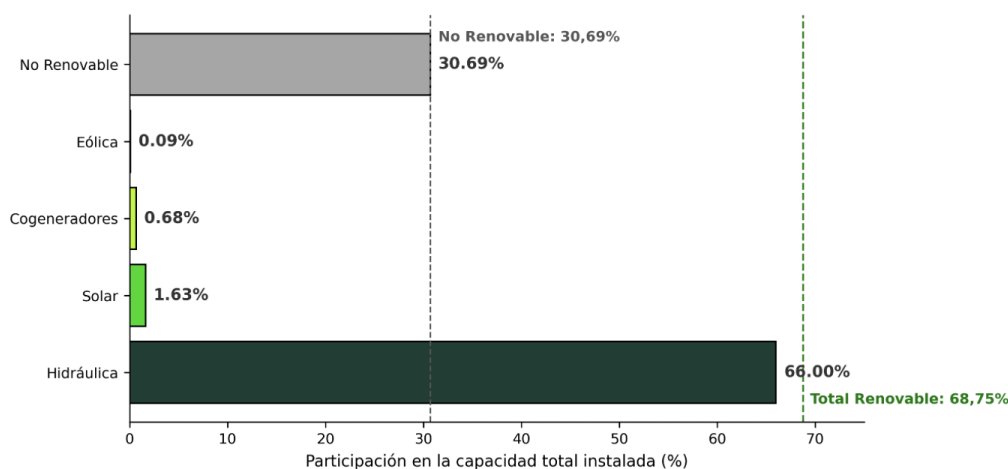
Categoría	Fuente energética	Tipo	Descripción técnica	2023 TJ
Extracción primaria	Bagazo	Biomasa agroindustrial	Subproducto lignocelulósico de caña utilizado en cogeneración y procesos térmicos.	72.940
	Carbón	Fósil sólido	Combustible mineral utilizado en generación eléctrica e industria	1.955.696
	Gas Natural	Fósil gaseoso	Principal combustible para generación térmica y consumo industrial.	677.904
	Hidro	Renovable convencional	Energía proveniente del aprovechamiento del recurso hídrico.	250.071
	Leña	Biomasa tradicional	Fuente tradicional de energía térmica en el sector residencial rural.	184.638
	Petróleo crudo	Fósil líquido	Recurso base para la producción de derivados (diésel, gasolina, GLP, etc.).	1.731.563
	Residuos/recuperación	Recurso recuperado	Aprovechamiento energético de residuos sólidos o industriales.	8.608
	Bioetanol	Biocombustible líquido	Etanol anhidro derivado de biomasa agrícola	119.066
	Biodiésel	Biocombustible líquido	Éster metílico de ácidos grasos, derivado de aceites vegetales.	279.037
	Carbón vegetal	Biocombustible sólido	Producto de la pirólisis de biomasa leñosa.	163
	Coque	Derivado del carbón	Subproducto de la coquización del carbón metalúrgico.	88.894
	Diésel	Derivado del petróleo	Combustible líquido de transporte y generación eléctrica.	321.966

Producción secundaria	Energía eléctrica	Energía final mixta	Energía proveniente de generación hidroeléctrica, térmica y no convencional.	249.705
	Auto cogeneración y	Mixto (industrial)	Energía generada por industrias a partir de biomasa o residuos propios.	281.835
	Fuel oil	Derivado pesado	Combustible residual para generación e industria.	7.162
	GLP	Derivado gaseoso	Mezcla de propano y butano para uso doméstico y vehicular.	35.744
	Gasolina	Derivado ligero	Combustible fósil para el transporte automotor.	323.401
	Kerosene	Derivado medio	Combustible fósil utilizado en aviación y calefacción.	50.745

Fuente: Elaboración UPME (elaboración propia basada en (UPME, 2025a))

Según información de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME, 2025a), la capacidad instalada neta de Colombia en 2023 se situaba en aproximadamente 19,9 gigavatios (GW). La fuente de generación predominante era la hidroeléctrica, con una capacidad de 13,2 GW, representando alrededor del 66 % de la potencia instalada nacional. No obstante, para mitigar la vulnerabilidad climática inherente a una matriz altamente dependiente de los recursos hídricos, el país contaba con un parque termoelectrico de respaldo de 6,0 GW, basado en tecnologías de gas natural y carbón. Adicionalmente, la capacidad instalada incluía 503 megavatios (MW) en generación solar fotovoltaica, 192,5 MW en sistemas de cogeneración y 18,42 MW en eólica (Figura 12).

Figura 12. Capacidad instalada de generación de energía según fuente (2023)



Fuente: Elaboración UPME (elaboración propia basada en (UPME, 2025a))

La estructura energética colombiana durante 2023 evidenció una notable dependencia de los combustibles fósiles, los cuales mantuvieron una participación del 78 % en la oferta interna, impulsada por crecimientos significativos en petróleo (14,2 %), carbón (10,3 %) y gas natural (2,4 %). Paralelamente, se registró un crecimiento del 5,5 % en la demanda total de energía que contrasta

marcadamente con el modesto incremento del PIB (0,6 %), explicado principalmente por el aumento del 10,5 % en los procesos de transformación para generación eléctrica.

En este contexto, el potencial de las FNCER, representa una oportunidad estratégica para el país. Su incorporación permite consolidar la sostenibilidad ambiental del sector eléctrico y, simultáneamente, diversificar la matriz de generación, fortaleciendo la seguridad energética frente a la variabilidad climática (Departamento Nacional de Planeación, 2024).

La Ley 1715 de 2014 (Congreso de Colombia, 2014) en su artículo 5 plantea las definiciones fundamentales para el sector, distinguiendo entre las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) y específicamente las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) como categorías esenciales para la transición energética del país. Este marco conceptual provee la base técnica y jurídica para la integración de estas fuentes al Sistema Energético Nacional, estableciendo los criterios de clasificación que permiten su identificación, promoción y desarrollo dentro del esquema de política energética colombiana (Figura 13).

Figura 13. Energéticos renovables en Colombia

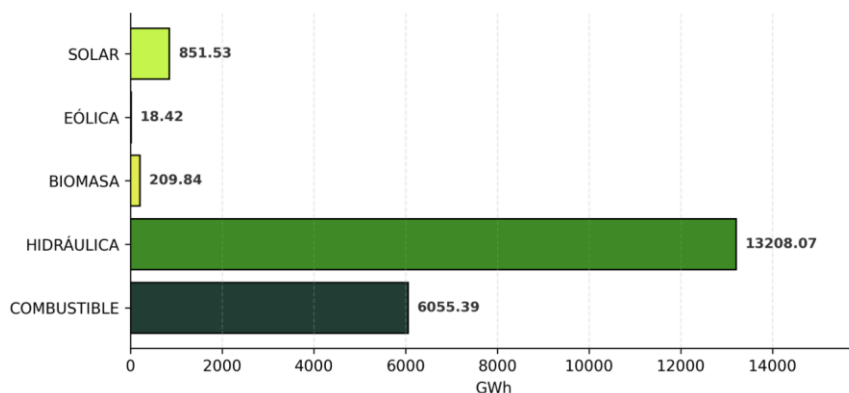


Fuente: Elaboración UPME (elaboración propia basada en (Congreso de Colombia, 2014))

El sector energético colombiano ha iniciado una transición hacia la descarbonización, trayecto que se modela a través de cuatro escenarios prospectivos. Estos incorporan transformaciones simultáneas en la matriz de generación eléctrica, mejoras en la eficiencia energética en todos los sectores de consumo final y optimizaciones a lo largo de la cadena de abastecimiento. La visión al 2050, bajo el escenario de Modelo de Largo Plazo (MLP2), proyecta una composición de la matriz de generación eléctrica donde la participación de los recursos térmicos se reducirá a aproximadamente un 5 % de la demanda eléctrica total (Gobierno de Colombia, 2021).

La proyección del sistema eléctrico muestra una transición hacia fuentes bajas en carbono, las cuales alcanzarán el 75,37 % de la generación, con predominio hidroeléctrico (aproximadamente dos tercios del total). Las FNCER, particularmente la solar (5,43 %), mantienen una participación creciente, aunque aún modesta, mientras los combustibles fósiles se reducirán al 24,54 %, distribuidos entre gas natural (13,35 %) y carbón (8,19 %). Esta evolución confirma la tendencia hacia la diversificación y descarbonización progresiva del sector energético colombiano, en línea con los compromisos de transición energética y reducción de emisiones de GEI (Departamento Nacional de Planeación, 2024; MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, 2024).

Figura 14. Capacidad de generación eléctrica por fuente



Fuente: Elaboración UPME (elaboración propia basada en (Departamento Nacional de Planeación, 2024))

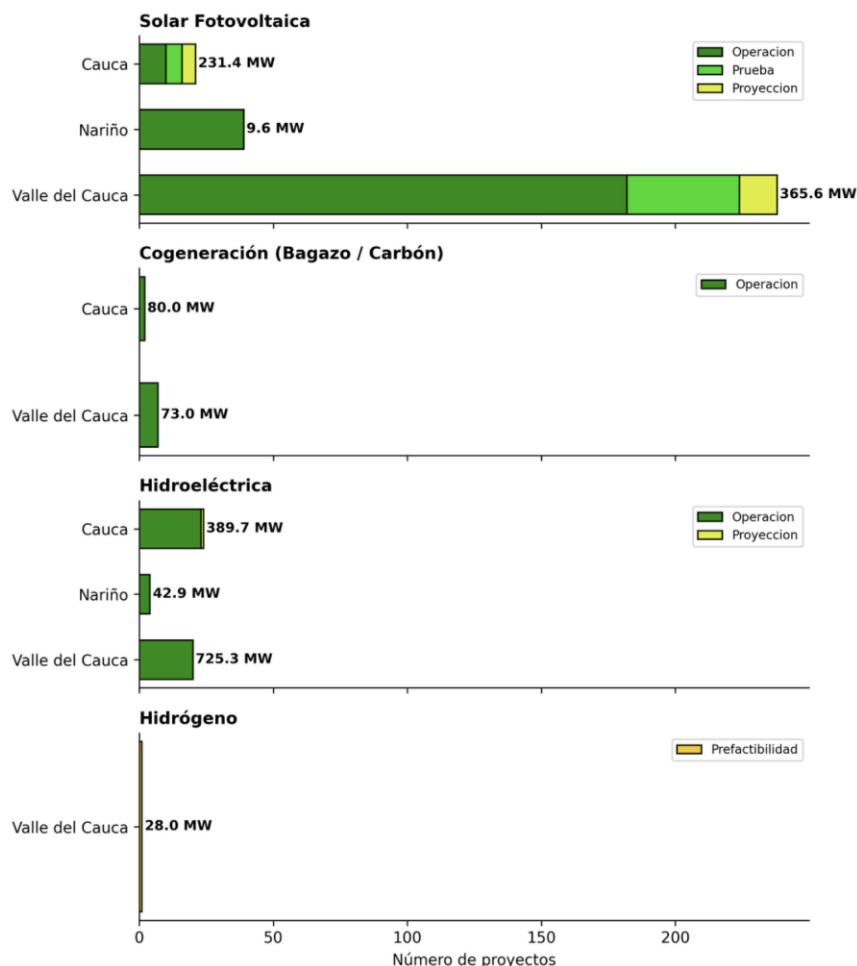
El Sistema Eléctrico Nacional registró un hito histórico en junio de 2024 al superar por primera vez 1 GW de capacidad instalada en operación comercial de FNCER. Este logro tecnológico conlleva beneficios significativos en materia de acceso energético y sostenibilidad ambiental, estimándose aproximadamente 1.382.049 usuarios beneficiados y una reducción anual de 2.327.187 toneladas de CO₂ equivalente, contribuyendo directamente al cumplimiento de los compromisos nacionales de reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) (XM, 2025a).

El sector de generación eléctrica en Colombia se caracteriza por una baja intensidad de carbono, atribuible a la predominancia de la energía hidroeléctrica en su matriz. Este factor permite que el factor de emisión del sistema se sitúe en un promedio de 160 gramos de CO₂ por kilovatio-hora (gCO₂/kWh), lo que equivale a aproximadamente un tercio del promedio mundial, estimado en 475 gCO₂/kWh. No obstante, esta intensidad de carbono presenta variabilidad ante fenómenos climáticos. Durante temporadas secas prolongadas, la participación de las centrales hidroeléctricas disminuye, incrementando la generación con plantas termoeléctricas a gas y carbón para garantizar la confiabilidad del sistema (MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, 2024).

Para región Pacífico de Colombia la transición energética requiere una estrategia integral que articule el potencial geotérmico del flanco oriental de la Cordillera Occidental -con capacidad estimada de 1.190 MW en sistemas Azufral, Cumbal y Chiles-Cerro Negro- con el desarrollo hidroeléctrico sostenible, particularmente mediante proyectos a filo de agua de bajo impacto ambiental como la Hidroeléctrica del Pacífico-Micay en el Cauca. Esta iniciativa emblemática, junto con el desarrollo de PCHs, MCHs y proyectos de repotenciación, busca superar la actual dependencia diésel en las ZNI, donde las FNCER apenas alcanzan 79,04 MW de capacidad instalada (Departamento Nacional de Planeación, 2024; MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, 2024). El marco normativo de las Leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021 fundamenta esta transición hacia una matriz diversificada que prioriza la seguridad energética, la generación de valor económico-social y la protección ambiental, estableciendo sinergias entre los recursos geotérmicos, hidroeléctricos y las comunidades locales para configurar un modelo energético regional resiliente, bajo en carbono y socialmente incluyente.

La cartera de proyectos de la región pacífico registra 357 iniciativas con una capacidad agregada de 1.945,5 MW (Figura 14) (UPME, 2025b; XM, 2025b), distribuida territorialmente con predominio del Valle del Cauca (45,5 % de proyectos, 61,3 % de capacidad), seguido por el Cauca con 130 proyectos (36,4 %) y 731,1 MW (37,6 % de capacidad), principalmente en hidroeléctrica (389,7 MW) y solar fotovoltaica (231,4 MW). El análisis de madurez evidencia 285 proyectos operativos (79,8 %), donde el Cauca contribuye significativamente con 105 proyectos operacionales. Se mantienen asimetrías territoriales con Nariño participando marginalmente (2,7 % de capacidad), reflejando la necesidad de instrumentos de fomento específicos. Las tecnologías emergentes como el hidrógeno (28 MW en prefactibilidad) muestran potencial de crecimiento, configurando un ecosistema energético regional en avanzado estado de transición hacia fuentes renovables, aunque con requerimientos de política diferencial para optimizar la complementariedad tecnológica y territorial.

Figura 15. Número de proyectos FNCER y capacidad en la Región Pacífico



Fuente: Elaboración UPME (elaboración propia basada en (UPME, 2025b; XM, 2025b))

Por último, la matriz energética colombiana mantiene una alta dependencia de los combustibles fósiles, aunque se encuentra en una fase activa de diversificación y transición hacia fuentes renovables y de bajo carbono. La estructura actual, donde la extracción primaria aún representa más del 80 % del total energético y la producción secundaria depende en gran medida de derivados del petróleo, muestra la urgencia de acelerar la integración de bioenergéticos y FNCER para garantizar la sostenibilidad del sistema. En este sentido, los bioenergéticos se consolidan como pilares estratégicos para la sustitución progresiva de combustibles fósiles y la valorización de residuos agroindustriales, articulando los sectores energético, agrícola e industrial. A nivel territorial, el avance del suroccidente colombiano en proyectos de generación hidroeléctrica, solar y cogeneración refleja un ecosistema energético regional dinámico que, aunque desigual entre departamentos, posee un potencial significativo para fortalecer la seguridad energética, reducir emisiones y promover un modelo productivo bajo en carbono. Por tanto, la política energética nacional debe priorizar mecanismos de fomento diferencial, financiamiento verde

y gestión tecnológica que impulsen la transversalidad de los bioenergéticos dentro del sistema energético nacional y regional, consolidando su papel como eje articulador de la transición justa, resiliente y sostenible hacia 2050.

4. Ecosistema documental de la bioenergía

El ecosistema documental evidencia una base sólida y multidimensional para el desarrollo del sector bioenergético en Colombia, estructurado a partir de instrumentos de política pública, estudios técnicos, investigaciones académicas y reportes gremiales, que en su conjunto conforman el marco estratégico, operativo y territorial necesario para orientar la planificación y ejecución de acciones en materia de transición energética y aprovechamiento sostenible de la biomasa (Tabla 3). Este acervo se articula directamente con los lineamientos del Gobierno nacional, los estudios liderados por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), las investigaciones de universidades y centros tecnológicos, así como con los reportes sectoriales de las principales agroindustrias del país.

Tabla 3. Ecosistema de conocimiento bioenergético

Ecosistema documental	Título	Año	Descripción	Ejes de la bioenergía	Autor
Gobierno nacional y lineamientos de política.	Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa de Colombia.	2025	El documento define la estrategia nacional para una Transición Energética Justa (TEJ), que articula justicia climática, soberanía energética, reindustrialización y diversificación económica, integrando participación territorial y sostenibilidad ambiental	<ul style="list-style-type: none"> - Diversificación energética. - Reindustrialización y encadenamientos locales. - Territorial y de justicia energética. - Ambiental y de sostenibilidad. 	Ministerio de Minas y Energía de Colombia (Ministerio de Minas y Energía, 2023)(Ministerio de Minas y Energía, 2023)
	Plan Estratégico Regional del Pacífico (PER Pacífico).	2022	El PER Pacífico es la hoja de ruta de desarrollo territorial 2021–2041 que integra la visión compartida de Cauca, Nariño, Valle del Cauca y Chocó, articulando los ejes de sostenibilidad, competitividad, infraestructura, gobernanza y cohesión social para orientar la inversión pública y la transformación estructural de la región	<ul style="list-style-type: none"> - Desarrollo socioeconómico. - Sostenibilidad ambiental. - Infraestructura y logística. -Gobernanza territorial. 	Región Administrativa y de Planificación del Pacífico – RAP Pacífico (RAP PACÍFICO, 2022)(RAP PACÍFICO, 2022)
Núcleo UPME (planes, estudios y repositorios).	Atlas del potencial energético de la Biomasa residual en Colombia.	2009	Es una herramienta desarrollada por la UPME mediante su sistema SIAME que busca mapear y estimar el potencial energético de la biomasa en Colombia, con especial énfasis en residuos agrícolas y forestales.	<ul style="list-style-type: none"> - Potencial Energético y Recurso Biomásico. - Tecnológico y de Conversión Energética. - Institucional, Regulatorio y de Gobernanza. - Territorial, Social y Productivo. 	Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) Subdirección de Energía Eléctrica – Grupo de Planeación Energética (UPME et al., 2009)
	DOCUMENTO PRELIMINAR. PLAN INDICATIVO DE BIOENERGÍA – PIBE Pacífico.	2024	El documento busca contextualizar los alcances territoriales del componente bioenergético del PIBE para la Región Pacífico, identificar oportunidades y limitantes específicas del Pacífico, y revisar el estado del conocimiento en biomasa residual, tecnologías de	<ul style="list-style-type: none"> - Potencial energético y recurso biomásico - Tecnología e innovación para la conversión energética. - Gobernanza, regulación y articulación institucional. 	Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)(UPME, 2024b)

Anexo 1 : Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico -PIBE PACÍFICO-

			conversión y condiciones institucionales en esa región.	- Desarrollo territorial, inclusión productiva y sostenibilidad social	
Núcleo UPME (planes, estudios y repositorios). Estudios técnicos y académicos.	Análisis de la Gasificación de Biomasa con Generación Eléctrica para Suplir la Demanda Energética de Estufas de Inducción en Buenaventura.	2023	El estudio evalúa la viabilidad técnica de abastecer la demanda energética doméstica de Buenaventura mediante un sistema de gasificación de biomasa de cultivos energéticos, como alternativa al gas natural.	- Potencial energético y recurso biomásico. - Innovación tecnológica y conversión energética. - Gobernanza, regulación y articulación institucional. - Desarrollo territorial, inclusión productiva y sostenibilidad social.	Universidad de Antioquia – Grupo GIMEL, con apoyo de la UPME dentro del enfoque territorial de bioenergía (Universidad de Antioquia & UPME, 2023)
	Metodología del desarrollo de la aplicación y valoración de la pertinencia del modelo de identificación de palma de aceite – Ampliación de la prueba de concepto del Atlas Energético de Biomasa Residual Agrícola en Colombia.	2023	El estudio amplía la prueba de concepto del Atlas Energético de Biomasa Residual Agrícola, aplicando modelos de inteligencia artificial y teledetección satelital para identificar áreas de palma de aceite y estimar el potencial energético de sus residuos a nivel nacional.	- Tecnológico-científico - Informacional y geoespacia energético-productivo. - Innovación y política pública	Universidad de los Andes y Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) (UPME & Universidad de los Andes, 2023)
	Proponer lineamientos para la estructuración de la hoja de ruta del Plan Nacional de Bioenergía en aspectos de regulación, gobernanza y reducción de emisiones.	2024	Su propósito es fortalecer la gobernanza, la regulación y la articulación interinstitucional del sector bioenergético, con el fin de acelerar la transición energética justa, reducir emisiones de gases de efecto invernadero y aprovechar los residuos agrícolas y forestales como fuentes sostenibles de energía.	- Regulación del sector bioenergético. - Gobernanza interinstitucional. - Contribución a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).	Asistencia Técnica GCAP – LEDS LAC
Estudios técnicos y académicos.	Bioenergía y biorrefinerías para caña de azúcar y palma de aceite.	2019	El documento analiza el potencial de la bioenergía en Colombia a partir de la caña y la palma, destacando su papel en la generación de electricidad, biocombustibles y productos de biorrefinería dentro de un modelo de economía circular.	- Recurso biomásico. - Tecnológico: rutas de conversión. - Sostenibilidad	Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite – FEDEPALMA (Díaz-Chavez, 2019)
	Estimación del Potencial de Conversión a Biogás de la Biomasa en Colombia y su Aprovechamiento.	2018	El estudio estima el potencial teórico y técnico de generación de biogás en Colombia a partir de biomasa residual agrícola, pecuaria, urbana e industrial, proponiendo criterios de priorización y un modelo de laboratorio nacional de biogás para desarrollo tecnológico y evaluación económica	- Técnico y de recurso biomásico. - Tecnológico y experimental. - Económico y de viabilidad. -Innovación e institucionalidad.	Universidad Nacional de Colombia – Facultad de Ingeniería (Grupo de Investigación en Procesos Químicos y Bioquímicos) y Centro de Desarrollo Industrial TECSOL (Universidad Nacional de Colombia & UPME, 2018)

Anexo 1 : Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico -PIBE PACÍFICO-

	Los recursos distribuidos de bioenergía en Colombia.	2020	Analiza los potenciales energéticos de la biomasa en Colombia como recurso agropecuario y urbano transformable en bioenergía, destacando su papel como subproducto renovable y competitivo dentro de un sistema energético en transición. Estima que el aprovechamiento de 19 tipos de recursos distribuidos de bioenergía (RDB).	<ul style="list-style-type: none"> - Recurso y potencial energético. - Tecnológico y de transformación energética. - Sistema energético en transición. - Sostenibilidad social, económica y ambiental. 	Universidad Distrital Francisco José de Caldas.(Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2020)
	Barreras a la inversión en biogás en Colombia y opciones de política para abordarlas.	2021	El informe identifica las principales barreras regulatorias, financieras, técnicas y sociales que dificultan el desarrollo de proyectos de biogás en Colombia, y propone un conjunto de instrumentos de política pública y medidas estructurales para superarlas e incentivar la inversión en este sector.	<ul style="list-style-type: none"> - Regulatorio e institucional. - Financiero y de inversión. - Técnico y de mercado 	LEDS LAC / Grupo de Práctica Bioenergía (con SD Strategies como apoyo técnico). (Ministerios de Ambiente y Desarrollo Sostenible et al., 2021)
Articulación Internacional / entorno de inversión.	Bioenergía: Fuentes, conversión y sustentabilidad.	2014	Presenta una visión integral sobre las fuentes, procesos y sostenibilidad de la bioenergía en América Latina, abarcando tecnologías de conversión, potencial de biomasa y criterios ambientales.	<ul style="list-style-type: none"> - Recurso y potencial biomásico. - Tecnológico y de conversión energética. - Ambiental y de sostenibilidad. - Socioeconómico e institucional 	Red Iberoamericana de Aprovechamiento de Residuos Orgánicos en Producción de Energía (Red Iberoamericana de Bioenergía). (José María Rincón Martínez & Eduardo Electo Silva Lora, 2014)
	Condiciones propicias para el financiamiento y la inversión en bioenergía en Colombia.	2022	Identifica las barreras regulatorias, financieras e institucionales que limitan el desarrollo del sector y propone medidas para fomentar inversión, incentivos y gobernanza eficiente en proyectos de bioenergía.	<ul style="list-style-type: none"> - Institucional y regulatorio. - Financiero y de inversión. - Técnico y de mercado. - Sostenibilidad y desarrollo territorial 	OCDE (con colaboración del gobierno colombiano) (OCDE, 2022)
	Estudio para la implementación de proyectos de producción de hidrógeno verde a partir de biomasa y PCH.	2024	El documento analiza la viabilidad técnica, económica y regulatoria de producir hidrógeno verde en Colombia a partir de biomasa residual y pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), proponiendo rutas tecnológicas, costos estimados y escenarios de desarrollo hacia 2050.	<ul style="list-style-type: none"> - Recurso bioenergético. - Rutas de conversión de biomasa a hidrógeno. - Económico y de mercado. - Institucional y regulatorio 	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) (FENOGE, 2024)
Sector productivo y gremial	Plan de Acción Cluster de Bioenergía del Valle del Cauca.	2019	Este documento establece una agenda estratégica para el desarrollo del clúster bioenergético regional, identificando fuentes de biomasa, rutas de valor (biogás, cogeneración, bioetanol) y acciones para coordinar actores, fortalecer capacidades institucionales y promover proyectos piloto.	<ul style="list-style-type: none"> - Recurso biomásico y cadena de valor. - Tecnologías de conversión. - Desarrollo regional sostenible. 	Cámara de Comercio de Cali / Iniciativa Cluster de Bioenergía del Valle del Cauca (CCC)
	Informe de Gestión 2023 – Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite (Fedepalma)	2023	El informe destaca los avances productivos, sostenibles y de innovación del sector palmero colombiano, incluyendo acciones en trazabilidad, certificación ambiental, igualdad de género y bioenergía, consolidando a la	<ul style="list-style-type: none"> - Energético-productivo. - Tecnológico y de innovación. - Ambiental y de sostenibilidad. - Social y territorial. 	Fedepalma en colaboración con Cenipalma. (FEDEPALMA, 2023)

Anexo 1 : Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico -PIBE PACÍFICO-

			palma como un actor clave en la transición energética y la economía rural.		
	Informe Anual 2023–2024. Agroindustria de la Caña de Azúcar en Colombia.	2024	El informe presenta la situación económica, productiva y energética del sector azucarero colombiano, destacando avances en bioetanol, cogeneración y biogás, así como los impactos de fenómenos climáticos y del contexto internacional sobre la competitividad sectorial.	<ul style="list-style-type: none"> - Diversificación energética. - Cogeneración sostenible. - Innovación Tecnológica. - Ambiental y social 	Asociación de Cultivadores de Caña de Azúcar de Colombia (Asocaña) / Centro de Investigación de la Caña de Azúcar de Colombia (Cenicaña) (ASOCAÑA, 2025)
	Informe Anual 2024 – Cenicaña: Innovación, sostenibilidad y productividad en la agroindustria de la caña de azúcar.	2024	El informe presenta los principales avances de la agroindustria cañera en Colombia durante 2024, con énfasis en eficiencia productiva, innovación tecnológica y sostenibilidad energética, incluyendo la expansión del uso de biomasa, biogás y bioetanol como fuentes renovables.	<ul style="list-style-type: none"> - Productivo-energético. - Tecnológico. - Ambiental y de sostenibilidad. - Investigación e innovación. 	Centro de Investigación de la Caña de Azúcar de Colombia (Cenicaña) (CENICAÑA, 2024)

Fuente: Elaboración UPME

En el ámbito de política pública, la “Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa de Colombia” (2025) constituye el instrumento rector que orienta la transformación estructural del sistema energético nacional bajo criterios de justicia climática, soberanía energética y diversificación productiva. Este documento incorpora la bioenergía como componente estratégico de reindustrialización verde y desarrollo local, destacando su potencial para la generación de empleo rural, la reducción de brechas territoriales y la mitigación de emisiones. Complementariamente, el “Plan Estratégico Regional del Pacífico” (PER Pacífico, 2022) aporta la visión territorial de largo plazo para los departamentos de Cauca, Nariño, Chocó y Valle del Cauca, estableciendo lineamientos de sostenibilidad, competitividad, infraestructura y gobernanza que sustentan la integración de proyectos bioenergéticos dentro de los instrumentos de planeación regional y sectorial (Ministerio de Minas y Energía, 2023; RAP PACÍFICO, 2022).

Los estudios técnicos y académicos complementan la visión institucional con aportes de alto valor científico y tecnológico. Investigaciones como el “Análisis de la gasificación de biomasa con generación eléctrica para suplir la demanda energética de estufas de inducción en Buenaventura” (2023) evidencian la aplicabilidad de la biomasa como vector energético para el abastecimiento descentralizado en zonas costeras con baja cobertura eléctrica (Universidad de Antioquia & UPME, 2023), mientras que la “Metodología del desarrollo de la aplicación y valoración del modelo de identificación de palma de aceite” (2023) amplía la frontera tecnológica mediante el uso de inteligencia artificial y teledetección satelital para estimar potenciales bioenergéticos, fortaleciendo la capacidad informacional del país (UPME & Universidad de los Andes, 2023). Otros documentos como la “Estimación del potencial de conversión a biogás” (2018) y las “Barreras a la inversión en biogás en Colombia” (2021) aportan elementos técnicos, económicos y regulatorios que permiten comprender la cadena de valor del biogás desde la perspectiva de la viabilidad tecnológica y las condiciones de mercado, identificando obstáculos de financiamiento, incentivos y gestión institucional (Ministerios de Ambiente y Desarrollo Sostenible

et al., 2021; Universidad Nacional de Colombia & UPME, 2018). Por su parte, el estudio sobre “Producción de hidrógeno verde a partir de biomasa y PCH” (2024) amplía las perspectivas del sector al incorporar la biomasa como fuente primaria para vectores energéticos emergentes, consolidando su papel dentro de las metas de descarbonización y economía del hidrógeno hacia 2050 (FENOGE, 2024). En paralelo, el sector productivo y gremial demuestra una evolución sostenida hacia la incorporación de prácticas bioenergéticas dentro de la agroindustria nacional. El “Plan de Acción Cluster de Bioenergía del Valle del Cauca” (2019) establece una agenda estratégica regional basada en la identificación de fuentes de biomasa, rutas tecnológicas de conversión (biogás, cogeneración, bioetanol) y mecanismos de coordinación institucional que promueven el desarrollo de proyectos piloto y la articulación entre empresa, academia y Estado.

De igual manera, los informes de gestión de Fedepalma (2023), Asocaña (2024) y Cenicaña (2024) evidencian el avance de los sectores palmero y azucarero en la diversificación energética, destacando la expansión de la cogeneración eléctrica a partir de bagazo y residuos de palma, la producción de biogás en plantas extractoras y el fortalecimiento de las cadenas de bioetanol y biodiésel (ASOCAÑA, 2024; CENICAÑA, 2024; FEDEPALMA, 2023). Estos reportes confirman la consolidación de la bioenergía como componente estructural de la sostenibilidad empresarial y del desarrollo agroindustrial con enfoque territorial.

El análisis transversal de este conjunto documental permite identificar cuatro ejes de desarrollo que estructuran la agenda bioenergética nacional y regional. En primer lugar, el recurso y potencial biomásico, que comprende la disponibilidad, distribución y caracterización de residuos agrícolas, forestales e industriales como insumo energético renovable. En segundo lugar, las tecnologías y rutas de conversión, que abarcan los procesos de gasificación, digestión anaerobia, cogeneración y biorrefinería bajo criterios de eficiencia y sostenibilidad. En tercer lugar, la gobernanza, regulación e institucionalidad, que incorpora los marcos normativos, financieros y de política pública necesarios para la integración del sector en los instrumentos nacionales de planeación energética. Finalmente, el desarrollo territorial y sostenibilidad social, que vincula la bioenergía con la inclusión productiva, la generación de empleo verde y la reducción de brechas energéticas en zonas rurales y étnicas del país. En conjunto, la evidencia documental revisada demuestra un proceso de maduración técnica e institucional del sector bioenergético colombiano, en el que confluyen la acción del Estado, la investigación científica y la capacidad empresarial. Este ecosistema de conocimiento constituye un insumo estratégico para la planeación regional y la formulación del PIBE Pacífico, en tanto provee referentes técnicos, regulatorios y territoriales que orientan la toma de decisiones hacia la consolidación de un modelo energético diversificado.

5. Referencias

- Adeli, K., Nachtane, M., Faik, A., Saifaoui, D., & Boulezhar, A. (2023). How Green Hydrogen and Ammonia Are Revolutionizing the Future of Energy Production: A Comprehensive Review of the Latest Developments and Future Prospects. *Applied Sciences*, 13(15), 8711.
<https://doi.org/10.3390/APP13158711>
- Aeronáutica Civil. (2025a). *Colombia formalizó adhesión al Programa de la Organización Internacional de Aviación Civil en materia de combustibles sostenibles*.
<https://www.aerocivil.gov.co/publicaciones/4371/colombia-formalizo-adhesion-al-programa-de-la-organizacion-internacional-de-aviacion-civil-en-materia-de-combustibles-sostenibles/>
- Aeronáutica Civil. (2025b). *Resultados hoja de ruta*.
<https://www.aerocivil.gov.co/publicaciones/4401/resultados-hoja-de-ruta/>
- ASOCAÑA. (2024). *Informe Anual 2023-2024*. <https://www.asocana.org/documentos/2562024-B8F8FBCE-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,0F0F0F,B4B4B4,FF00FF,FFFFFF,2D2D2D,A3C4B5.pdf>
- ASOCAÑA. (2025). *Informe anual de Asocaña con aspectos generales del Sector Agroindustrial de la Caña de Colombia 2024-2025*. <https://www.asocana.org/modules/documentos/3/405.aspx>
- BBVA Research. (2024). *Colombia: Líder en producción de aceite de palma en América*.
<https://www.bbva.com/es/co/sostenibilidad/colombia-se-ubica-como-el-cuarto-productor-mundial-y-primero-en-america-de-aceite-de-palma/>
- Bioenergy Insight Magazine. (2019). *LPG industry aims for 100% transition to bioLPG by 2040*.
<https://www.bioenergy-news.com/news/lpg-industry-aims-for-100-transition-to-biolpg-by-2040/>
- CENICAÑA. (2024). *Informe Anual 2024*.
https://www.cenicana.org/pdf_privado/informe_anual/ia_2024/ia_2024.pdf
- CID. FEDEPALMA. (2025). *Avanzando hacia un futuro sostenible y bajo en carbono. Logros 2024 del sector palmero Colombiano*.
<https://repositorio.fedepalma.org/handle/123456789/155170#page=2>
- Congreso de Colombia. (2014, May 13). *Ley 1715 de 2014 (1715)*. 13 de Mayo.
<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>
- Cormos, C. C., Dragan, M., Petrescu, L., Cormos, A. M., Dragan, S., Bathori, A. M., & Galusnyak, S. C. (2024). Synthetic natural gas (SNG) production by biomass gasification with CO₂ capture: Techno-economic and life cycle analysis (LCA). *Energy*, 312, 133507.
<https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2024.133507>

- Departamento Nacional de Planeación. (2024). *ENERGÍA RENOVABLE EN COLOMBIA: RESOLVER EL TRILEMA ENERGÉTICO*. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/PublishingImages/Planeacion-y-desarrollo/2024/Diciembre/pdf/Energia-renovable.pdf>
- Department of Energy and Climate Change. (2014). *RHI Evidence Report: Biopropane for Grid Injection*.
- Detsios, N., Theodoraki, S., Maragoudaki, L., Atsonios, K., Grammelis, P., & Orfanoudakis, N. G. (2023). Recent Advances on Alternative Aviation Fuels/Pathways: A Critical Review. *Energies* 2023, Vol. 16, Page 1904, 16(4), 1904. <https://doi.org/10.3390/EN16041904>
- Diaz-Chavez, R. (2019). De qué manera la producción sostenible de bioenergía puede contribuir al desarrollo de Colombia. *Revista Palmas*, 40, 104–118.
- FAO, & Ministerio de Energía de Chile. (2011). *Manual de Biogas*. <https://www.fao.org/4/as400s/as400s.pdf>
- FAO Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura. (2011). *Manual de biogás*.
- Fedebiocombustibles. (2023). *¿Por qué los biocombustibles reducen las emisiones de CO?* <https://fedebiocombustibles.com/wp-content/uploads/2023/12/Factsheet-FNBC-2024-PW.pdf#:~:text=Un%20gal%C3%B3n%20de%20biodi%C3%A9sel%2C%20en%20comparaci%C3%B3n%20con,el%2083%25%20de%20las%20emisiones%20de%20GEI>.
- Fedebiocombustibles. (2024). *Capacidad Instalada*. <https://fedebiocombustibles.com/quienes-somos/>
- Fedebiocombustibles. (2025a). *2024: Año de Impacto para los Biocombustibles y Proyección hacia 2025*. <https://fedebiocombustibles.com/2024-ano-de-impacto-para-los-biocombustibles-y-proyeccion-hacia-2025/>
- Fedebiocombustibles. (2025b). *El Alcohol Carburante: Un Motor para la Sostenibilidad en Colombia*. <https://fedebiocombustibles.com/el-alcohol-carburante-un-motor-para-la-sostenibilidad-en-colombia/>
- FEDEPALMA. (2023). *Informe de Gestión 2023*. https://fedepalma.org/wp-content/uploads/2024/06/Informe_de_Gestion_Fedepalma.pdf
- Fedepalma. (2025). *La producción de aceite de palma fue de 1,72 millones de toneladas en 2024 - Fedepalma*. <https://fedepalma.org/noticias/la-produccion-de-aceite-de-palma-fue-de-172-millones-de-toneladas-en-2024/>
- FENOGE. (2024). *Estudio para la implementación de proyectos de producción de hidrógeno verde, a partir de Biomasa y PCH*. https://fenoge.gov.co/documentos-pdf/convocatorias/h2col-higrogeno/3Informe_final_consultoria.pdf

- Gobierno de Colombia. (2021). *Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París*.
- Gomes, D. M., Neto, R. C., Baptista, P., Ramos, C. P., Correia, C. B., & Rocha, R. (2025). A review of advanced techniques in hydrotreated vegetable oils production and life cycle analysis. *Biomass and Bioenergy*, 194, 107689. <https://doi.org/10.1016/J.BIOMBIOE.2025.107689>
- Hulteberg, C. (2018). *DEMONSTRATING RENEWABLE PROPANE: Upscaling and alternative feedstocks*.
- IATA. (2024). *Disappointingly Slow Growth in SAF Production*.
<https://www.iata.org/en/pressroom/2024-releases/2024-12-10-03/>
- IEA. (2020). *Clean Energy Innovation – Analysis* . <https://www.iea.org/reports/clean-energy-innovation>
- IEA. (2024). *Bioenergy* . <https://www.iea.org/energy-system/renewables/bioenergy>
- IEA. (2025). *Outlook for Biogas and Biomethane A global geospatial assessment*.
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/5b757571-c8d0-464f-baad-bc30ec5ff46e/OutlookforBiogasandBiomethane.pdf>
- IEA, & AMF. (2023). *Task Number 63 Sustainable Aviation Fuels-Status quo and national assessments*. https://iea-amf.org/app/webroot/files/file/Annex%20Reports/AMF_Task_63.pdf
- IEA Bioenergy. (2018). *Biocombustibles para el transporte - Revista de Bioenergía 2023*.
https://www.ieabioenergyreview.org/transport-biofuels/#elementor-toc__heading-anchor-3
- IEA Bioenergy. (2021). *Progress in Commercialization of Biojet /Sustainable Aviation Fuels (SAF):*
<https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2021/06/IEA-Bioenergy-Task-39-Progress-in-the-commercialisation-of-biojet-fuels-May-2021-1.pdf>
- International Energy Agency. (2008). *From 1 st-to 2 nd-Generation BioFuel technologies An overview of current industry and RD&D activities*. <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2013/10/Task-39-IEAHQ-2nd-generation-Biofuels-Full-Report.pdf>
- José María Rincón Martínez, & Eduardo Electo Silva Lora. (2014). *Bioenergía: Fuentes, conversión y sustentabilidad*. <https://ianas.org/wp-content/uploads/2020/07/ebp01.pdf>
- Kriswantoro, J. A., Pan, K. Y., & Chu, C. Y. (2023). Co-digestion approach for enhancement of biogas production by mixture of untreated napier grass and industrial hydrolyzed food waste. *Frontiers in Bioengineering and Biotechnology*, 11. <https://doi.org/10.3389/fbioe.2023.1269727>
- Lau, J. I. C., Wang, Y. S., Ang, T., Seo, J. C. F., Khadaroo, S. N. B. A., Chew, J. J., Ng Kay Lup, A., & Sunarso, J. (2024). Emerging technologies, policies and challenges toward implementing

sustainable aviation fuel (SAF). *Biomass and Bioenergy*, 186, 107277.
<https://doi.org/10.1016/J.BIOMBIOE.2024.107277>

Ley 693 (2001). <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=19114>

MinAmbiente. (2021). *Programa Nacional de Carbono Neutralidad y Resiliencia Climática*.
<https://carbononeutral.minambiente.gov.co/>

MinAmbiente. (2024). *Estrategia Nacional de Economía Circular* .
<https://www.minambiente.gov.co/asuntos-ambientales-sectorial-y-urbana/estrategia-nacional-de-economia-circular/>

Ministerio de Minas y Energía. (2023). *Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa*.
<https://www.minenergia.gov.co/es/micrositios/transicion-energetica-justa/>

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (2024). *INFORME Memorias al Congreso 2024*.
https://www.minenergia.gov.co/documents/12320/Memorias_al_Congreso_de_la_Republica_2023-2024.pdf

Ministerios de Ambiente y Desarrollo Sostenible, LEDS, & LAC. (2021). *Barreras a la inversión en biogás en Colombia y las opciones de política para abordarlas*. <https://ledslac.org/wp-content/uploads/2021/08/20210803-P2P-Biogas-Colombia-rev-1.pdf>

Ocampo, D., Gómez, E. A., Ríos, L. A., & Vargas, G. J. (2024). Effects of the use of acetone as co-solvent on the financial viability of bio-crude production by hydrothermal liquefaction of CO₂ captured by microalgae. *Journal of CO₂ Utilization*, 89, 102960. <https://doi.org/10.1016/J.JCOU.2024.102960>

Ocampo, E., Beltrán, V. V., Gómez, E. A., Ríos, L. A., & Ocampo, D. (2023). Hydrothermal liquefaction process: Review and trends. *Current Research in Green and Sustainable Chemistry*, 7, 100382. <https://doi.org/10.1016/J.CRGSC.2023.100382>

OCDE. (2022). *Condiciones propicias para el financiamiento y la inversión en bioenergía en Colombia* . OECD Publishing.
https://www.oecd.org/content/dam/oecd/es/publications/reports/2022/03/enabling-conditions-for-bioenergy-finance-and-investment-in-colombia_a1328ba2/e5c91d04-es.pdf

Peter Hazell, & R.K. Pachauri. (2020). *Bioenergía y Agricultura: Promesas y Retos*.
<http://www.fao.org/sd/EGdirect/EGre0055.htm>

Presidencia de la República. (2025). *Colombia definió hoja de ruta para producir combustible sostenible de aviación SAF*. <https://www.presidencia.gov.co/prensa/Paginas/Colombia-definio-hoja-de-ruta-para-producir-combustible-sostenible-de-aviacion-SAF-250122.aspx>

- Puricelli, S., Cardellini, G., Casadei, S., Faedo, D., van den Oever, A. E. M., & Grosso, M. (2021). A review on biofuels for light-duty vehicles in Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 137, 110398. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2020.110398>
- RAP PACÍFICO. (2022). *Plan Estratégico Regional PER-PACIFICO*. 1–216.
- Repsol. (2025a). *¿Qué es el biodiésel y cómo se obtiene? Aplicaciones*. <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/movilidad-sostenible/biodiesel/index.cshtml>
- Repsol. (2025b). *¿Qué es el bioetanol y para qué sirve?* <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/movilidad-sostenible/bioetanol/index.cshtml>
- Resolución 181069 (2005). <https://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=21977>
- Rosales Calderon, O., Tao, L., Abdullah, Z., Moriarty, K., Smolinski, S., Milbrandt, A., Talmadge, M., Bhatt, A., Zhang, Y., Ravi, V., Skangos, C., Tan, E., & Payne, C. (2024). *Sustainable Aviation Fuel (SAF) State-of-Industry Report: State of SAF Production Process*. <https://doi.org/10.2172/2426562>
- Rosales Calderon, O., Tao, L., Abdullah, Z., Talmadge, M., Milbrandt, A., Smolinski, S., Moriarty, K., Bhatt, A., Zhang, Y., Ravi, V., Skangos, C., Davis, R., & Payne, C. (2024). *Sustainable Aviation Fuel State-of-Industry Report: Hydroprocessed Esters and Fatty Acids Pathway*. <https://doi.org/10.2172/2426563>
- Scomazzon, M., Barbera, E., & Bezzo, F. (2024). Alternative sustainable routes to methanol production: Techno-economic and environmental assessment. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 12(3), 112674. <https://doi.org/10.1016/J.JECE.2024.112674>
- Simons, K. (2024). *On-Purpose Bio-LPG from multiple feedstocks*. <https://www.gti.energy/wp-content/uploads/2024/09/02-tcbiomass2024-Presentation-Keith-Simons.pdf>
- SMM. (2025). *Mercado de combustible de aviación SAF: realidades basadas en datos y vías de avance - Shanghai Metal Market*. <https://www.metal.com/es/newscontent/103351971>
- TECSOL, & USAENE. (2023). *Estudio técnico integral para caracterizar las tecnologías de BC2G&3G con ABC y requerimientos técnicoeconomicos para la instalación de una biorrefinería/ Consultoría UPME*. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Biblioteca.aspx>
- Ulukardesler, A. H. (2023). Anaerobic co-digestion of grass and cow manure: kinetic and GHG calculations. *Scientific Reports*, 13(1). <https://doi.org/10.1038/s41598-023-33169-0>
- Universidad de Antioquia, & UPME. (2023). *Análisis de la Gasificación de Biomasa con Generación Eléctrica para Suplir la Demanda Energética de Estufas de Inducción en Buenaventura*. https://www1.upme.gov.co/Documents/Enfoque-territorial/Resultados_convenios/AnalisbiomasaBuenaventura.pdf

- Universidad Distrital Francisco José de Caldas. (2020). *Los recursos distribuidos de bioenergía en Colombia*. <https://libros.udistrital.edu.co/index.php/invest/catalog/book/61>
- Universidad Nacional de Colombia, & UPME. (2018). *ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE CONVERSIÓN A BIOGÁS DE LA BIOMASA EN COLOMBIA Y SU APROVECHAMIENTO*. https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/handle/001/1317/Informe.final.pdf?isAllowed=y&sequence=1&utm_
- UPME. (2022a). *BALANCE ENERGÉTICO COLOMBIANO Revisión 2022-Preliminar 2023*. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Beco/Presentacion_Balance_Energetico_Colombiano_2022%E2%80%932023.pdf
- UPME. (2022b). *RESUMEN EJECUTIVO: PLAN NACIONAL DE SUSTITUCIÓN DE LEÑA Y OTROS COMBUSTIBLES DE USO INEFICIENTE Y ALTAMENTE CONTAMINANTE PARA LA COCCIÓN DOMÉSTICA DE ALIMENTOS*.
- UPME. (2024a). *Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos*. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/PIACL_Version_comentarios.pdf
- UPME. (2024b). *Plan Indicativo de Bioenergía - PIBE Pacífico*. <https://www.upme.gov.co/simec/hidrocarburos/plan-indicativo-de-bioenergia/>
- UPME. (2025a). *Balance Energético Colombiano*. <https://www.upme.gov.co/simec/oferta-y-demanda/balance-minero-energetico-colombiano/>
- UPME. (2025b). *Geovisor - Generación en Colombia*.
- UPME. (2025c). *Hacia la implementación Plan Nacional de Sustitución de Leña y otros Combustibles de uso Ineficiente y Altamente Contaminante -CIAC para la cocción doméstica de alimentos*. [chrome-extension://https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Hacia_la_implementacion_del_PNSL_y_otros_CIAC_para_la_coccion_domestica_de_alimentos_VF.pdf](https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Hacia_la_implementacion_del_PNSL_y_otros_CIAC_para_la_coccion_domestica_de_alimentos_VF.pdf)
- UPME. (2025d). *Oportunidades del Biogás y el Biometano en el Desarrollo Energético de la Región del Pacífico como un Referente para el País*.
- UPME, IDEAM, & UIS. (2009). *Atlas del potencial energético de la Biomasa residual en Colombia*. <https://www1.upme.gov.co/siame/Paginas/atlas-del-potencial-energetico-de-la-biomasa.aspx>
- UPME, & Universidad de los Andes. (2023). *Ampliación de la prueba de concepto del atlas energético de Biomasa residual agrícola en Colombia*. https://www1.upme.gov.co/Documents/Enfoque-territorial/Resultados_convenios/1_Diagnostico_situacion_inf_georreferenciada

UPRA. (2023). *Evaluaciones Agropecuarias - EVA y Anuario Estadístico del Sector Agropecuario*.
<https://www.agronet.gov.co/estadistica/Paginas/home.aspx?cod=59>

U.S. Department of Energy. (2025). *Hydrogen Production: Biomass Gasification*.
<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-biomass-gasification?>

XM. (2025a). *En 2024, la demanda de energía en Colombia aumentó 2.3% en comparación con el año anterior Comunicados*. XM.

XM. (2025b). *Geovisor - Parámetros Técnicos del SIN*.

Yang, F., & Yao, Y. (2025). Sustainable aviation fuel pathways: Emissions, costs and uncertainty. *Resources, Conservation and Recycling*, 215, 108124.
<https://doi.org/10.1016/J.RESCONREC.2025.108124>