



Unidad de Planeación
Minero Energética



20
25

Oportunidades del
biogás y el biometano
en el desarrollo energético de
la región del Pacífico
como un referente para el país

Documento de avance

PIBE Plan Indicativo de
Pacífico **Bioenergía del Pacífico**





Unidad de Planeación Minero Energética



© UPME

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

Bogotá - Colombia

Tel.: +57 6012220601

upme.gov.co

EDWIN PALMA EGEA

Ministro de Minas y Energía

KAREN SCHUTT ESMERAL

Viceministra de Energía

MANUEL PEÑA SUÁREZ

Director General UPME (E)

INGRID F. VÁSQUEZ MÉNDEZ

Subdirectora de Hidrocarburos UPME

Profesionales Unidad De Planeación Minero Energética:

FERNANDO CARDEÑO LÓPEZ

Líder del PIBE Pacífico

M. LILIANA BELTRÁN MORATTO

CLAUDIA L. GÓMEZ HERRERA

CÉSAR A. PINEDA GÓMEZ

LINA MARCELA GÓMEZ ÁVILA

HENRY OLIVEROS CARVAJAL

KATHERINE RODRÍGUEZ LEÓN

DIANA C. CASTRO MUR

ÓSCAR E. ESCOBAR MOLINA

IVÁN D. GÓMEZ ÁLVAREZ

LUIS A. PRIETO MATEUS

HÉCTOR H. HERRERA FLÓREZ

LAURA FLECHAS MEJÍA

ANDREA LACHE MUÑOZ

VERÓNICA ORTIZ CERÓN

PAULA N. RIVEROS MELO

CARLOS E. NIÑO NIÑO

MÓNICA C. CASTAÑEDA LASSO

JOHN E. ENRIQUEZ OCHOA

Asesores Ministerio de Minas y Energía:

JORGE ANDRÉS CRISTANCHO

ISLEANY ANGULO QUIÑONES

EDGAR F. CASTILLO MONROY

Comunicaciones:

JEIMMY POSOS RAMÍREZ

Asesora de Comunicaciones

DIEGO PEÑARANDA JUYÓ

Diseño y Diagramación



CONTENIDO

Resumen Ejecutivo.....	4
1. Introducción.....	6
2. Generalidades sobre Biogás y Biometano.....	11
2.1. Ruta bioquímica.....	11
2.2. Ruta Termoquímica.....	12
3. Contexto Regional y Nacional.....	14
3.1. Gestión de la biomasa (de cultivos, residuos y/o subproductos).....	14
3.2. Proyectos e infraestructura de biogás y biometano.....	14
3.3. Generación de biometano.....	17
4. Aspectos regulatorios, marco normativo y política energética.....	19
4.1. Ley 1715 de 2014.....	19
4.2. Resolución CREG 240 de 2016.....	20
4.3. Ley 2169 de 2021.....	21
4.4. CONPES 4129 de 2023.....	22
4.5. Decreto 670 de 2025.....	22
5. Aspectos de enfoque territorial.....	23
6. Fondos y/o mecanismos de apoyo financiero.....	25
7. Estimación teórica de biomasa disponible y proyección de capacidad técnica necesaria para su transformación: Región del Pacífico.....	27
8. Estudio de caso: Proyecto colaborativo Candelillas - Tumaco.....	30
9. Hallazgos y recomendaciones.....	32
10. Bibliografía.....	35

RESUMEN EJECUTIVO

Este documento presenta un análisis introductorio sobre las oportunidades de producción de biogás y biometano a partir del aprovechamiento de diversas biomásas provenientes de sectores agrícolas, forestales, pecuarios, urbanos e industriales que se pueden generar en los departamentos de Chocó, Valle del Cauca, Cauca y Nariño, como un referente para el potencial del país.

El análisis se enmarca en el desarrollo actual del Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico (PIBE Pacífico), adelantado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el cual está alineado con la Ruta de la Energía de la Biomasa –Biogás y Biometano–⁽¹⁾, liderada por el Ministerio de Minas y Energía (MME), como un insumo estratégico en las políticas de Transición Energética Justa de Colombia. El PIBE Pacífico tiene como principal objetivo ser una herramienta indicativa para las políticas energéticas futuras de los citados departamentos de la región del Pacífico colombiano, y también ser un referente para el país, y de esta manera, satisfacer los requerimientos energéticos de la población y los agentes/actores económicos de esta región.

Este análisis incluye algunas consideraciones sobre la actual política pública y energética nacional, particularmente sobre el biogás y el biometano, que identifica oportunidades técnicas para fortalecer la regulación y normativa existente, sin que ello implique formulación de política pública. En prospectiva se sugiere un mayor desarrollo de estos dos bioenergéticos, tales como los establecidos la Ley 1715 de 2014, Ley 2099 de 2021 (Ley de Transición Energética), el CONPES 4129 de 2023 y la Resolución CREG 240 de 2016. Los análisis del presente documento indican que el biogás puede ser considerado un bioenergético susceptible de gestión sostenible y efectiva, de acuerdo con los lineamientos de política pública y energética que defina el Ministerio de Minas y Energía y las autoridades competentes. Para efectos técnicos de referencia, pueden consultarse normas internacionales, como las señalados en la normativa UNE-EN ISO 20675-22 y sus versiones más actualizadas. Se considera pertinente indicar la necesidad de ampliar y actualizar la Resolución CREG 240 de 2016 en cuanto a las especificaciones técnicas de calidad del biometano y de esta manera lograr una regulación técnica específica de este bioenergético y armonizada con la regulación de calidad del gas natural, de acuerdo con referentes internacionales, por ejemplo, de Europa y Brasil.

De igual manera, se identifican algunos mecanismos de financiamiento existentes en el país, que, de manera directa o indirecta, pueden aportar significativamente al desarrollo de los proyectos de biogás y/o biometano en el país. También, se presentan aspectos y consideraciones claves de enfoque territorial en las actividades de planeación, que se adoptan por medio de la Resolución 339 de 2022 de la UPME para el desarrollo progresivo, ordenado y sostenible de bioenergéticos en el país y sus territorios.

Como un caso de estudio, se presentan las generalidades de los resultados de una iniciativa de proyecto colaborativo territorial preconcebido para impulsar el desarrollo de biogás en la región del Pacífico en la zona rural de Candelillas, Tumaco (departamento de Nariño), en el que participaron entidades de gobierno nacional y territorial, sector productivo y comunidades de la zona rural del municipio mediante un Memorando de Entendimiento⁽²⁾. La iniciativa buscó aprovechar los residuos de la industria de la palma para la producción y uso de biogás y/o biometano o generación eléctrica a partir del biogás como alternativas de sustitución del gas licuado del petróleo y la leña, en el contexto de una Transición Energética Justa.

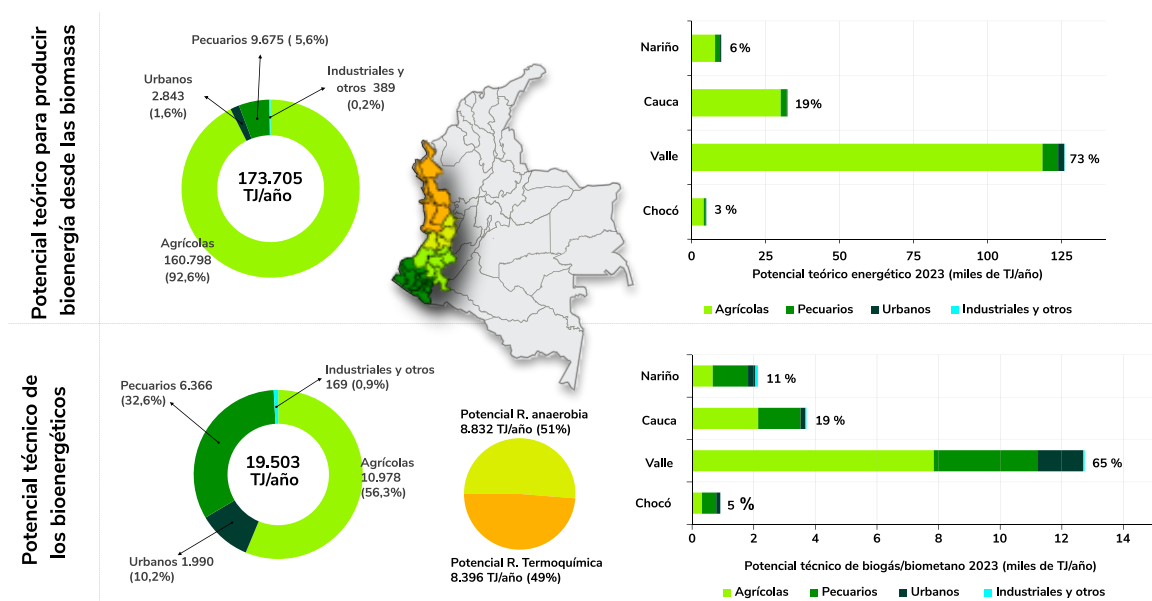
En el presente documento, el análisis de oportunidades de producción de biometano y biogás se fundamentó en los potenciales teóricos de la bioenergía y técnicos de las biomásas; en el primer caso, calculados a partir de información consultada de la Unidad de Planificación Rural Agropecuaria (UPRA), el Instituto Colombiano Agropecuario (ICA), el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural (MADR), el Sistema Único de Información (SUI) de la Superintendencia de servicios Públicos Domiciliarios SSPD e información del sector productivo. A partir de los potenciales teóricos se realizaron estimaciones de los potenciales técnicos bioenergéticos de las biomásas, en donde se consideraron las rutas de producción bioquímica(-biodigestión) y termoquímica, cuyas tecnologías cuentan con la madurez tecnológica que garantiza su disponibilidad, lo que puede propiciar su implementación progresiva, ordenada y sostenible para el aprovechamiento de la biomasa disponible en la región del Pacífico y que puede ser replicable en todo el país.

1 Documento Ruta de la energía de la Biomasa, Ministerio de Minas y Energía, 2024.

2 Memorando de entendimiento, Acuerdo voluntario Público - Privado – Popular entre el Ministerio de Minas y Energía - MME, Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD, Alcaldía Distrital de Tumaco, Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite – FEDEPALMA, Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S., Montagas S.A. ESP y Consejo Comunitario Herrera Candelillas (vigencia Enero 2024 a enero 2025).

En la siguiente figura se presenta información sobre los potenciales teóricos y técnicos de las biomásas a partir de las cuales se podrían producir biogás y/o biometano en la región del Pacífico colombiano.

Figura 1. Potencial teórico de bioenergéticos y potencial técnico para la producción de biogás y biometano en la Región del Pacífico colombiano en 2023



Fuente: Elaboración UPME

Los resultados indican que el potencial técnico más alto para la producción de biogás y biometano en la región el Pacífico colombiano se pudiera aprovechar a partir de las biomásas provenientes de los sectores agrícola y pecuario, que representan más del 86% de los potenciales calculados; a su vez se identifica una proporción potencial del 50% aproximadamente en cada una de las rutas de producción bioquímica y termoquímica de biogás y/o biometano.

Este análisis revela un potencial significativo de energía que representa una oportunidad para impulsar el desarrollo de los potenciales bioenergéticos en la región del Pacífico y en el país, resaltando la necesidad de articular esfuerzos estratégicos entre los sectores productivos de estas cadenas de valor, las entidades de gobierno territoriales y nacionales, y las comunidades locales.

De acuerdo con los potenciales territoriales de biomásas y también a la actual experiencia y prospectiva internacional sobre el biogás y el biometano, se estima que, bajo los escenarios de transición energética puestos en consideración a nivel nacional y mundial, se tiene la necesidad de alcanzar un mayor desarrollo territorial y nacional de estos dos bioenergéticos. Lo anterior puede contribuir significativamente a la transición energética y a los compromisos de reducción de emisiones de dióxido de carbono y de cambio climático, la descarbonización de la matriz energética, el mejoramiento de la salud de las personas, la justicia energética y el desarrollo agropecuario territorial; para este fin, será necesario complementar, ampliar y armonizar el marco de política pública y energética específica del biogás y el biometano en el país, con el fin de habilitar de manera directa una mayor promoción progresiva, sostenible y efectiva en todas sus posibles aplicaciones de estos dos bioenergéticos.

Los análisis y resultados del presente documento indican que bajo la referencia de la misma ley 1715 y sus modificaciones, se identifican oportunidades para evaluar la incorporación de incentivos al biogás y al biometano, para aplicaciones que no estén limitadas de manera exclusiva a la generación de electricidad, pero que en su esencia satisfagan los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos y estén alineados a las políticas públicas y energéticas del país y los territorios.

Finalmente, y a raíz de la reciente publicación del Decreto 670 de 2025 se recomienda que, en el desarrollo e implementación del plan de acción del Programa de Basura Cero, se puedan alinear las consideraciones aquí presentadas en el contexto del PIBE Pacífico. Lo anterior, con el objetivo de lograr un desarrollo más progresivo, ordenado y sostenible del biogás y el biometano en el país y como habilitantes para el marco de políticas públicas y energéticas sobre su potencial bioenergético.

Introducción

El calentamiento global ha sido asociado a las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de las actividades antropogénicas, lo que hace imperativo para la humanidad avanzar hacia una transición energética que contribuya a mitigar el cambio climático (IPCC, 2021). En este proceso, el desarrollo e incorporación de fuentes renovables adquiere un papel central. Entre ellas, el biogás y biometano emergen como vectores energéticos para avanzar en la descarbonización. Si bien la participación de estos dos bioenergéticos en la matriz energética global aún es marginal – de acuerdo con el “Outlook for Biogas and Biomethane 2025” de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) estos dos energéticos representan aproximadamente el 3% de la bioenergía moderna y el 1% de la demanda mundial de gas natural. Su relevancia radica en el potencial de lograr reducciones netas de emisiones, contribuyendo efectivamente a una transición energética más limpia y sostenible.

En paralelo, otros combustibles como el gas natural -GN- han sido considerados en ciertos contextos como alternativas transitorias para facilitar la integración de renovables, bajo la condición de gestionar adecuadamente sus emisiones asociadas, en particular las de metano (ONU, 2023).

A nivel global las perspectivas regionales muestran que el GN continuará desempeñando un papel significativo en la matriz energética, representando cerca del 20% hacia 2050 en América Latina y el Caribe (OLADE, 2024). En el consumo final, cerca del 80% del biogás se usa directamente en aplicaciones de cogeneración eléctrica y térmica, mientras que el 20% restante se somete a procesos de “upgrading” para su inyección como biometano en redes de GN. No se identifican casos en los que el biogás sea inyectado a las redes de GN, sin haber sido purificado hasta biometano.

Actualmente, Europa lidera la producción mundial de estos bioenergéticos con una participación cercana al 50%, siendo Alemania el principal productor y Dinamarca el país con mayor penetración del biometano en la red (más del 35 % en 2023); al igual que el gas natural fósil, este biometano de origen renovable, está siendo comercializado en la cadena de suministro mayoritariamente como biometano convencional, pero más recientemente como biometano licuado (conocido como bioLNG por su sigla en inglés ó bioGNL por su sigla en español) o como biometano comprimido (conocido como bioCNG por su sigla en inglés ó bioGNC por su sigla en español). Francia también ha mostrado un crecimiento acelerado del biometano, pasando de 0,05 a 0,8 bcm/a³ equivalentes entre 2017 y 2023. En el continente americano, Estados Unidos alcanzó una producción de 6 bcm/a equivalentes, con una creciente participación del biometano derivado de residuos agrícolas; Brasil, con 0,7 bcm/a, ha avanzado mediante el aprovechamiento de subproductos agroindustriales como la vinaza. Por su parte, China produce anualmente 10 bcm/a equivalentes y ha evolucionado desde biodigestores domésticos hacia plantas de escala media e industrial. India y Tailandia han incorporado el biogás como solución para la valorización de residuos orgánicos y diversificación energética. En África, varios países han promovido el uso de biodigestores de pequeña escala en zonas rurales, aunque enfrentan limitaciones estructurales para su masificación.

³ bcm/a: esta es una unidad de medida volumétrica de gases combustibles y significa billones de metros cúbicos por año; esto no debe confundirse con el significado de billones para Colombia y para Europa. En Colombia billones equivale a 1×10^{12} y en Europa es 1×10^9 . Entonces esta unidad de medida (bcm/a) en el presente documento y por las referencias citadas sigue el significado definido en Europa y corresponde a miles de millones (1×10^9) de metros cúbicos por año.

A nivel internacional la configuración transaccional del bioGNL ha sido a través de la cadena de valor del biometano, considerado este un complemento y un sustituto al gas natural licuado-GNL- (LNG, por su sigla en inglés), especialmente porque los países pueden utilizar la misma infraestructura que el GNL para el bioGNL, y de esta manera muchas empresas en Europa han estado recurriendo a este biocombustible para respaldar los objetivos energéticos junto con el combustible de transición del GNL (S & P Global, 2024).

Una aplicación destacada del bioGNL son los vehículos pesados, como camiones, autobuses y automóviles de larga distancia. En la actualidad el mercado del bioGNL es relativamente nuevo, por lo que no es tan grande como el biometano convencional, que ya se inyecta y subsidia a la red. La rentabilidad del bioGNL y sus precios varían en función de la materia prima y el ahorro de gases de efecto invernadero, pero están mejorando gracias al entorno regulatorio. Se estima que el tamaño del mercado mundial de bioGNL en 2023 fue de USD 1.37 mil millones y se prevé que crezca a una tasa de crecimiento anual compuesta del 41,1% entre 2024 y 2030. A finales de 2022, había 27 plantas de producción de bioGNL activas en Europa. Se espera que esta cifra aumente considerablemente en 2023 (28 plantas) y 2024 (42 plantas), con más de 109 plantas de bioGNL programadas para estar listas para 2025, según la Asociación Europea de Biogás - EBA. El informe añadió que se espera que la capacidad combinada de producción de bioGNL alcance los 15,4 TWh/año para finales de 2025, considerando tanto las plantas activas como los próximos proyectos incluidos en la base de datos de la EBA.

El desarrollo y expansión del biogás y el biometano dependen en gran medida del diseño e implementación de instrumentos de política pública que subsanen fallas de mercado y habiliten condiciones favorables en los ámbitos técnico, económico, regulatorio, ambiental y social. Entre estos instrumentos se incluyen tarifas reguladas (feed-in tariffs), cuotas obligatorias de mezcla, incentivos tributarios, esquemas de remuneración por externalidades positivas (como certificados de reducción de emisiones), y subsidios a la inversión y operación. Estos mecanismos han contribuido a cerrar brechas de competitividad frente a los combustibles fósiles, internalizar beneficios ambientales y ofrecer señales claras al mercado para la consolidación de proyectos en distintas escalas y sectores de uso final. Para tal fin, la experiencia de Europa, Estados Unidos y Brasil en la implementación de políticas públicas y energéticas para el desarrollo del biogás y el biometano es un buen referente para los propósitos futuros en el país, bajo criterios de sostenibilidad y reducción de emisiones que incluyen por ejemplo prueba de sostenibilidad y garantías de origen, certificados, obligaciones, mecanismos etc.

En línea con estas estrategias, diversos países han incorporado la producción y uso del biogás y biometano en sus políticas energéticas, como alternativas que pueden progresivamente complementar o sustituir en alguna medida al GN. En tal sentido, España en 2022 propuso una Hoja de Ruta la cual señaló que en el 2019 Europa tenía 18.943 plantas de producción de biogás y 1.548 plantas de biometano a 2024 (Bioenergy International, 2024; Gobierno de España, 2022).

En 2024, la IEA pronosticó que la Unión Europea lideraría el crecimiento del biogás y biometano entre 2022 y 2028, con un aumento de producción de 737 PJ/a a 927 PJ/a, seguida por Estados Unidos, China e India y sin variaciones para el "resto del mundo". Esta tendencia refleja un avance acelerado en la adopción del biogás y el biometano como fuentes estratégicas para la transición energética sostenible. No obstante, en abril de 2025 en el "Documento Preliminar Plan Indicativo de Bioenergía – PIBE Pacífico" (UPME, 2024b), se discutió este pronóstico de la IEA para el "resto del mundo", ya que contrasta con el dinamismo de ciertos mercados emergentes, como el caso de Brasil, que en 2020 alcanzó una producción de 1,83 bcm/a (equivalente a aproximadamente 38,4 PJ/a) (CIBIOGÁS, 2020), y cuya proyección para 2023 estimó un potencial teórico a corto plazo de 10,8 bcm/a (alrededor de 226,8 PJ/a) (CIBIOGAS, 2023) evidenciando oportunidades no reflejadas en las proyecciones globales. De forma complementaria, se estima que para 2040 Europa podría producir 111 bcm/a de biometano, de los cuales 101 bcm/a corresponderían a la Unión Europea (UE-27) (EBA, 2024a), lo que reafirma su liderazgo y subraya el potencial de regiones como América Latina para escalar el aprovechamiento del biogás y el biometano en sus propias transiciones energéticas.

De forma disruptiva, en la Unión Europea se proyectan expectativas significativas de producción de biometano mediante rutas termoquímicas (EBA, 2024a), (EBA, 2024b). Se estimó que el potencial de producción de biogás en la región alcanza los 68 bcm/a por la ruta bioquímica de digestión anaeróbica —lo

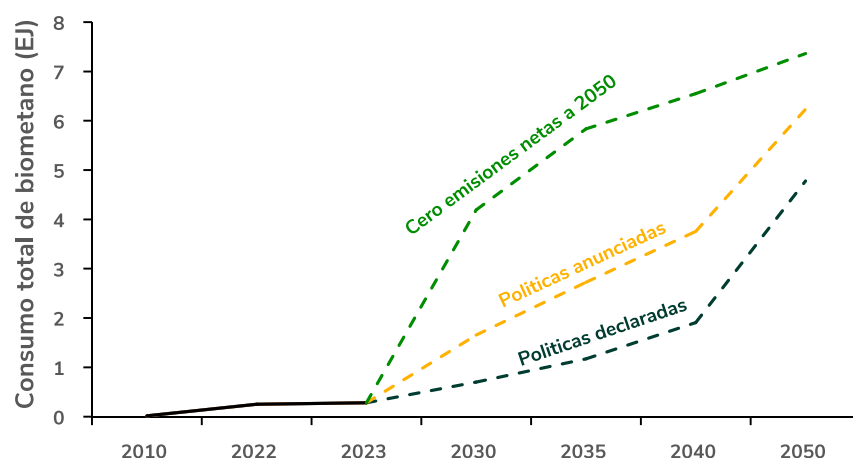
que equivale aproximadamente a seis veces la producción de gas natural de Colombia en 2023—, y 33 bcm/a mediante gasificación termoquímica, equivalentes a tres veces dicha producción en nuestro país. Estos volúmenes corresponden, respectivamente, a 2.720 PJ/a (2.576 TBTU/a ⁽⁴⁾) y 1.320 PJ/a (1.250 TBTU/a) (EBA, 2024a), (EBA, 2024b). Este potencial subraya el papel crucial que pueden desempeñar estas tecnologías en la transición hacia un sistema energético sostenible, mitigando los impactos ambientales del uso de combustibles fósiles.

A medida que las tecnologías avanzan y las condiciones del mercado evolucionan, la producción de biometano por ruta termoquímica se viene posicionando como una alternativa complementaria a la ruta bioquímica para diversificar los procesos, materias primas y escalas de producción. Al respecto, Francia ha declarado contar con 40 instalaciones existentes basadas en tecnologías termoquímicas, todas ellas con potencial de conversión a Gas Natural Sintético (que es el mismo biometano por vía termoquímica) y que se conectarán a la red de gas. Cinco de ellas se encuentran en fase de demostración y 35 en diversas etapas de desarrollo preliminar. Muchos de estos proyectos buscan financiación para su plena operación. Además, existen varios proyectos en Europa en fase de construcción que prevén utilizar el CO₂ separado de la mezcla de gases de producto para la síntesis de E-metano ⁽⁵⁾ (EBA, 2024b). Estas perspectivas refuerzan la importancia de acelerar el desarrollo del biogás y biometano como parte esencial de las estrategias de transición energética en Europa y sirven como referencia para otros países, incluida Colombia, que buscan maximizar su potencial bioenergético (UPME, 2024b).

En 2024 la IEA proyectó hasta 2050 la producción de biometano bajo tres escenarios: políticas establecidas, políticas anunciadas y emisiones netas cero al 2050 (IEA, 2024); tal análisis proporciona una visión clara de cómo el biometano puede contribuir a la reducción de la dependencia de combustibles fósiles y al cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones y de cambio climático.

En todos estos escenarios se observa un crecimiento progresivo ambicioso (ver **Figura 2**), lo cual es considerado un indicador positivo para aportar a los objetivos de transición energética progresiva, ordenada y sostenible en los países que están incluyendo al biometano en su matriz energética futura. Este crecimiento está directamente vinculado a la producción de biogás por ruta bioquímica y su respectivo “upgrading” y también el biometano generado por ruta termoquímica, lo cual dependerá significativamente de las políticas energéticas que se implementen de cada país para aprovechar el potencial de las biomásas que incluyen residuos y subproductos.

Figura 2. Escenarios futuros de producción de biometano a nivel mundial



Fuente: Elaboración UPME, tomado de (IEA, 2024)

El escenario de emisiones netas cero al 2050 proyecta la mayor contribución del biometano, reflejando su papel clave en la descarbonización de los sistemas energéticos globales. Estas proyecciones destacan la necesidad de establecer estrategias y marcos regulatorios y normativos de calidad sólidos que permitan maximizar el uso sostenible de los recursos bioenergéticos disponibles, asegurando su integración en las metas de desarrollo energético de los países. Para Colombia, estos escenarios representan una guía para

4 Unidad de medida más común en Colombia para el gas natural.

5 E-metano: Metano renovable obtenido por reacción de hidrogenación de CO₂ a partir de H₂ procedente de fuentes renovables. Si la fuente de CO₂ y/o H₂ es directa o indirectamente de origen biológico, entonces se puede clasificar como un biometano o metano renovable.

alinear sus políticas con las tendencias globales, aprovechando su potencial en biogás y biometano. A su vez, estos pronósticos están alineados con las estimaciones realizadas en el país sobre el biometano, como se señala en el estudio de consultoría de la UPME de 2023 sobre bioenergéticos de segunda y tercera generación, en el que se priorizó el biometano 2G obtenido por ruta bioquímica de digestión anaerobia como el bioenergético más estratégico para el país en el corto plazo (UPME -Consortio Biocombustibles de Colombia, 2023).

A nivel nacional, el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022-2026 (Departamento Nacional de Planeación, 2022), en el marco del eje de Transformación Productiva, Internacionalización y Acción Climática, la Línea Estratégica 3 establece la transición energética justa como una prioridad, promoviendo la incorporación progresiva de FNCER mediante instrumentos regulatorios, técnicos y financieros que aseguren eficiencia, sostenibilidad y equidad territorial (PND 2022-2026, págs. 182-183). En este contexto, se impulsa un programa integral para la democratización de la generación que incluye el aprovechamiento energético de residuos sólidos urbanos, lixiviados de rellenos sanitarios, subproductos de PTAR, biogás, biomasa, energía geotérmica y energía oceánica, articulados con esquemas de financiamiento diferenciado, que favorezcan la participación pública, privada y comunitaria.

En la UPME, y dentro del análisis considerado para la actualización del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural-ETPAGN- se han identificado nuevas tecnologías de la industria del Gas Natural Licuado, donde se evidencia la incorporación de tecnologías relacionadas al bioGNL para aplicaciones de transporte de carga pesada y transporte marítimo, mercados de “blending” de bioGNL con el GNL.

De la misma manera, el Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052 (UPME, 2024a) y su actualización para 2024-2054 reconocen al biogás y al biometano como bioenergéticos estratégicos para avanzar en la descarbonización del sistema energético nacional. Estos combustibles renovables son valorados por su capacidad para contribuir a la sostenibilidad ambiental, diversificar la matriz energética y fortalecer la seguridad energética del país, en línea con los compromisos climáticos nacionales. En este mismo sentido, la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa, desarrollada por el Ministerio de Minas y Energía (UPME, 2023) destaca su potencial como una oportunidad clave para una transición energética más justa e inclusiva. Adicionalmente, el PEN 2022-2052 (UPME, 2022) contempla el uso de tecnologías basadas en gases combustibles como una opción para reemplazar gradualmente otros combustibles fósiles, particularmente en sectores como el transporte y la industria. En el Escenario de Transición Energética de este plan, el gas natural mantiene una participación del 9%, como parte de una estrategia de transformación progresiva del sistema energético, orientada a reducir la dependencia de fuentes más contaminantes (UPME, 2023).

De igual manera, es importante señalar que en el marco del Plan Nacional de Sustitución de Leña -PNSL- elaborado por la UPME, los bioenergéticos biogás/biometano por su condición de Gas Combustible, son considerados como parte de las diferentes soluciones que contempla la transición de Combustibles de uso Ineficiente y Altamente Contaminantes -CIAC- a energías más limpias para cocción de alimentos. El documento de avance del PNSL (UPME, 2025) publicó para el horizonte de corto plazo 2025-2030, la proyección de tres escenarios que contemplan variables técnicas y económicas que pueden determinar el cumplimiento de las metas establecidas para la sustitución; en este sentido, los hogares que cocinan con CIAC y pueden llegar a ser sustituidos por biogás/biometano están alrededor de 3.000 hogares para el Escenario de Trayectoria Actual y de 6.000 hogares para el Escenario de Tendencia Media como mínimos de referencia. En tal sentido, estos escenarios, plantean la necesidad de que estos bioenergéticos hagan parte de manera efectiva de las políticas energéticas del país de manera progresiva fomentando su producción y uso, de tal forma que se puedan sostener este tipo de alternativas en las soluciones que implican llegar a una cocina limpia articulando las políticas internacionales y los alcances de los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Finalmente y de manera complementaria al biogás y al biometano, es importante mencionar que viene emergiendo en el contexto internacional el “biopropano” conocido también como bioGLP o bioLPG (por sus siglas en inglés) cuya composición está principalmente constituida por una molécula de propano de origen renovable, el cual recientemente ha ganado relevancia como una alternativa de transición energética debido a sus posibilidades de complementar la oferta de GLP fósil (Gas Licuado del Petróleo), su baja huella de carbono, su compatibilidad con la infraestructura de GLP y las futuras posibilidades de producción local de algunos países como Colombia de acuerdo a los potenciales de materias primas. Esta versión renovable del GLP convencional se puede producir a partir de materias primas de origen biológico por rutas termoquímicas y bioquímicas. En el contexto internacional, actualmente es producido a nivel comercial, como subproducto de procesos de producción de diésel renovable y biocombustibles de aviación obtenidos estos a partir de aceites y grasas de origen vegetal, animal o residual. Aunque representa menos del 1 % del mercado global de GLP, está siendo promocionado puesto que ofrece ventajas significativas en reducción

de emisiones y uso de materias primas sostenibles. La producción global de biopropano se estimó en 2021 en un volumen anual entre 200 y 250 kilotoneladas. Europa lidera este mercado, destacándose países como Finlandia, Italia, Francia y Países Bajos, los cuales cuentan con capacidades industriales y tecnológicas avanzadas para la producción de este biocombustible (Johnson, 2019; LIQUID GAS EUROPE, 2021; REPSOL, 2020). En Colombia actualmente no se produce biopropano a nivel comercial.

Este potencial bioenergético del biopropano será analizado con mayor detalle en el marco del PIBE Pacífico en lo que resta de 2025, de tal forma que de acuerdo con las potencialidades que se identifiquen y se proyecten se puedan articular a los propósitos de otros planes de la Entidad principalmente como el Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP, el Plan Nacional de Sustitución de Leña, el Plan Energético Nacional y el Plan Indicativo de Bioenergía Nacional; tal potencial del biopropano en el país, se espera que sea un punto de referencia para otras entidades y actores relacionados con la bioenergía en el país.

2. GENERALIDADES SOBRE BIOGÁS Y BIOMETANO

En el marco de la transición a sistemas energéticos sostenibles, el biogás y el biometano son bioenergéticos estratégicos, fundamentalmente por su capacidad de aportar a la generación de energía térmica, eléctrica o para su uso como combustible gaseoso.

En línea con la IEA (IEA, 2025), la disponibilidad, tipo y dinámica de los sustratos orgánicos definen la viabilidad técnica y económica de los proyectos de biogás y/o biometano, así como sus trayectorias regulatorias y tecnológicas. Históricamente asociados al tratamiento de residuos en contextos rurales e industriales, estos proyectos han evolucionado desde biodigestores domésticos hacia plantas de mayor escala e integración sectorial. En Europa, el uso inicial de cultivos energéticos impulsado por tarifas reguladas fue restringido a partir de 2010 por sus impactos ambientales, lo que favoreció una transición hacia residuos agrícolas, sólidos municipales y desechos industriales. En China e India, los programas nacionales han promovido el aprovechamiento de residuos orgánicos con fines energéticos, mientras que, en Estados Unidos, la diversificación del insumo – desde rellenos sanitarios hacia residuos agrícolas – ha sido impulsada por incentivos basados en intensidad de carbono. La normativa en regiones como la Unión Europea ha habilitado nuevos flujos de sustratos mediante obligaciones de recolección diferenciada y metas de eficiencia energética en plantas de tratamiento de aguas residuales. En este escenario, el desarrollo de marcos habilitantes que aseguren la sostenibilidad del insumo es clave para el escalamiento efectivo del biogás y/o biometano.

Los procesos de conversión de biomásas para la obtención del biogás y biometano, se producen a través de dos rutas (EBA, 2024a): ruta bioquímica, mediante la digestión anaerobia principalmente de biomásas húmedas y la ruta termoquímica mediante pirólisis y/o gasificación principalmente de biomásas secas de tipo lignocelulósicas. Lo anterior propicia la versatilidad en la gestión de residuos, la generación de energía y la mitigación de impactos ambientales. La Figura 3 esquematiza las materias primas, procesos, productos y usos asociados a estos dos biogases.

2.1. Ruta bioquímica:

Esta ruta está asociada principalmente al proceso bioquímico de digestión anaerobia (biodigestión) de transformación de biomásas, en el cual, microorganismos especializados (en ausencia de oxígeno) descomponen la materia orgánica, que puede incluir residuos agrícolas, forestales, pecuarios, industriales y/o residuos urbanos (rellenos sanitarios y plantas de tratamiento de aguas residuales). El producto principal es el biogás, que es una mezcla de metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), acompañada por un subproducto semisólido que puede tener alto valor agregado y denominado digestato (IEA, 2025), el cual tiene propiedades agronómicas de alto valor y puede ser utilizado como fertilizante orgánico o enmienda para mejorar las condiciones del suelo, cerrando el ciclo de nutrientes y aportando a la economía circular del sector agropecuario.

Este proceso es implementado en instalaciones conocidas como biodigestores (sistemas de biodigestión), que permiten la producción de energía renovable y una gestión sostenible de residuos orgánicos. El biogás puede ser refinado hasta alcanzar condiciones de calidad del producto llamado biometano, el cual puede ser usado bajo cumplimiento normativo en las mismas aplicaciones del GN fósil. El biometano, a su vez es una fuente de energía casi pura de metano, lo que le permite compartir infraestructura con el GN, facilitando su integración en centrales eléctricas, vehículos, y aplicaciones residenciales, comerciales e industriales.

Su producción se lleva a cabo a través de dos métodos principales: i) Purificación del biogás, mediante la eliminación de dióxido de carbono y otros contaminantes, o ii) Gasificación de biomasa sólida, seguida de un proceso de metanación; el biometano por esta ruta también es conocido como un GN renovable o GN sintético (IEA, 2024).

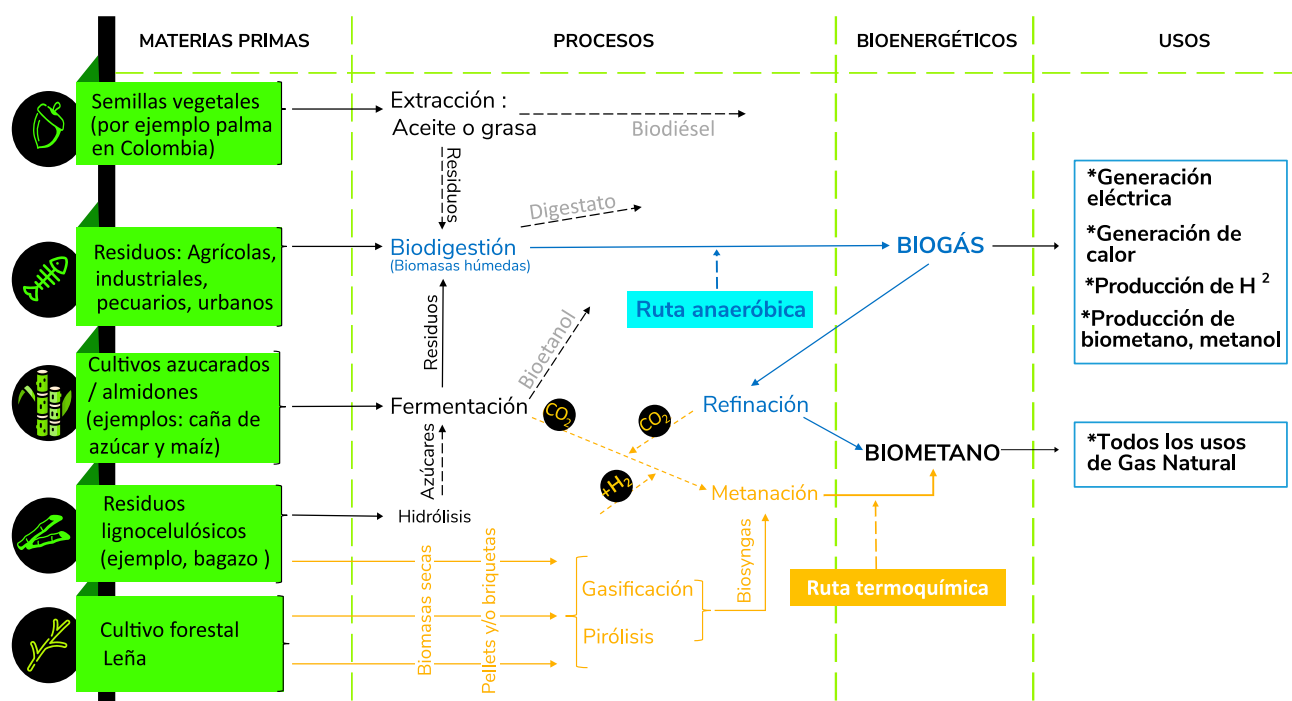
2.2. Ruta termoquímica:

Se incluyen principalmente procesos de gasificación o pirólisis de biomásas. La gasificación se lleva a cabo en una atmósfera oxidante controlada (principalmente oxígeno, aire y/o vapor) a alta temperatura (con o sin presión) para producir mayoritariamente biosyngás (corriente gaseosa), bioaceite (líquido) y cenizas (sólido); por su parte, la pirólisis se lleva a cabo también a temperatura alta (menor que la gasificación) en ausencia de agentes oxidantes, produciendo principalmente biosyngás, biochar (sólido) y bioaceite; en este proceso se puede decir que el biochar es el producto de mayor interés por las mayores cantidades que se producen. El biosyngás en el marco del presente documento se enfocará principalmente como un insumo intermedio para la producción de biometano. El biosyngás es considerado como un gas combustible de acuerdo con la Resolución 40215 de 2024 del Ministerio de Minas. De igual forma el biosyngás como bioenergético directo será analizado con mayor detalle en el marco del PIBE Pacífico en lo que resta de 2025, de tal forma que de acuerdo con las potencialidades que se identifiquen y se proyecten se puedan articular a los propósitos de otros planes y misionalidad de la UPME, como también de otras entidades y actores relacionados con la bioenergía en el país.

El biosyngás en el presente documento está definido como una corriente gaseosa que contiene mayoritariamente monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂) e hidrógeno (H₂). Este biosyngás puede ser acondicionado y llevado a otros procesos fisicoquímicos catalíticos (para producir biocombustibles) como la metanación en la que se transforman el CO + H₂ y/o el CO₂+H₂ al biocombustible Gas Natural Sintético-GNS (Lisbona et al., 2023), que tiene las mismas propiedades del gas natural fósil; también puede usarse directamente para aplicaciones de combustión. Adicionalmente, es importante señalar que dentro de los procesos termoquímicos de gasificación de biomásas se incluye la gasificación hidrotérmica o gasificación con agua supercrítica, que es especialmente adecuada para el tratamiento de residuos y efluentes orgánicos a base de agua (EBA, 2024a). Los productos de tales procesos termoquímicos son utilizados para producir combustibles, calor, electricidad o incluso productos químicos de alto valor.-

Adicionalmente, se han planteado métodos biológicos de conversión híbridas que convierten el biosyngás en biometano a través del metabolismo de microorganismos metanogénicos a bajas temperaturas (35–75 °C) y a presión atmosférica; estos procesos aún se encuentran en una fase de desarrollo tecnológico prematuro por lo que presentan varias limitaciones en términos de transferencia de masa y microbiología, que son la base para futuros estudios en esta área (Paniagua et al., 2022).

Figura 3. Rutas de producción de biogás y biometano, materias primas y usos



Fuente: Elaboración UPME

En la Figura 3 se pueden observar las líneas y texto en azul que incluyen la producción de biogás y biometano por ruta biológica de digestión anaerobia. Por su parte, las líneas y texto en naranja que incluyen la producción de biosyngas y biometano por rutas termoquímicas. Alternativamente, como se presenta en la Figura 3, se puede utilizar el CO₂ de procesos bioenergéticos + hidrógeno para producir biometano y otros combustibles sintéticos. Adicionalmente, este mismo proceso ha sido planteado para el aprovechamiento de corrientes de procesos que emiten CO₂ de ciclos de carbono de origen fósil, con el objetivo de lograr energéticos de bajas emisiones; en ambos casos, actualmente se desarrollan investigaciones en la búsqueda de catalizadores cada vez más eficientes (Stangeland et al., 2017), (Medina et al., 2025). Esta producción de energéticos de bajas emisiones requiere necesariamente la disponibilidad de hidrógeno; este último actualmente es promocionado para que pueda ser obtenido con clasificación de bajas emisiones obtenido a partir de fuentes de energía limpia tales como solar, eólica, hidroenergía y biomasa; sobre esta última fuente se incluyen, por ejemplo, el reformado catalítico del propio biogás y la gasificación de biomasa. Sin embargo, actualmente, la mayor producción de hidrógeno a nivel mundial se lleva a cabo a partir de fuentes fósiles como lo es el reformado del GN.

3. CONTEXTO REGIONAL Y NACIONAL

3.1. Gestión de la biomasa (de cultivos, residuos y/o subproductos)

Como punto de referencia, a partir de la Encuesta Nacional Agropecuaria – ENA del año 2019 del DANE, se identificó una muy baja gestión en el aprovechamiento de los residuos agrícolas, forestales y pecuarios, ya que tan solo el 6% (nivel nacional) y 9% (nivel de la región del Pacífico) fueron aprovechados en aplicaciones de compostaje, alimentación animal y generación de energía, lo cual fue presentado con detalle en el documento de discusión actualizado en abril de 2025 del PIBE Pacífico⁶. Una mayor gestión de tales residuos representará un mayor desarrollo para el país y los territorios, lo cual permitirá lograr positivos indicadores principalmente ambientales, económicos y sociales a partir de las cadenas de valor agropecuarias, de residuos urbanos e industriales en los territorios y el país.

De acuerdo con la misma encuesta, el porcentaje de Unidades Productoras Agropecuarias (UPAs) que realizan gestión de residuos agrícolas, forestales y pecuarios en Colombia es muy bajo. A nivel nacional, más del 94% de estas UPAs no gestionan estos residuos, y en la Región Pacífico este porcentaje supera el 91% (UPME, 2024b).

De manera más específica, las UPAs que gestionan o aprovechan los residuos para generación de energía, combustibles o calor no superan el 0,2% a nivel nacional, evidenciando un reto significativo en términos de gestión y aprovechamiento de los residuos para este tipo de aplicaciones, contribuyendo al desarrollo bioenergético con la producción de biogás y biometano para el país y sus territorios, especialmente en regiones como el Pacífico.

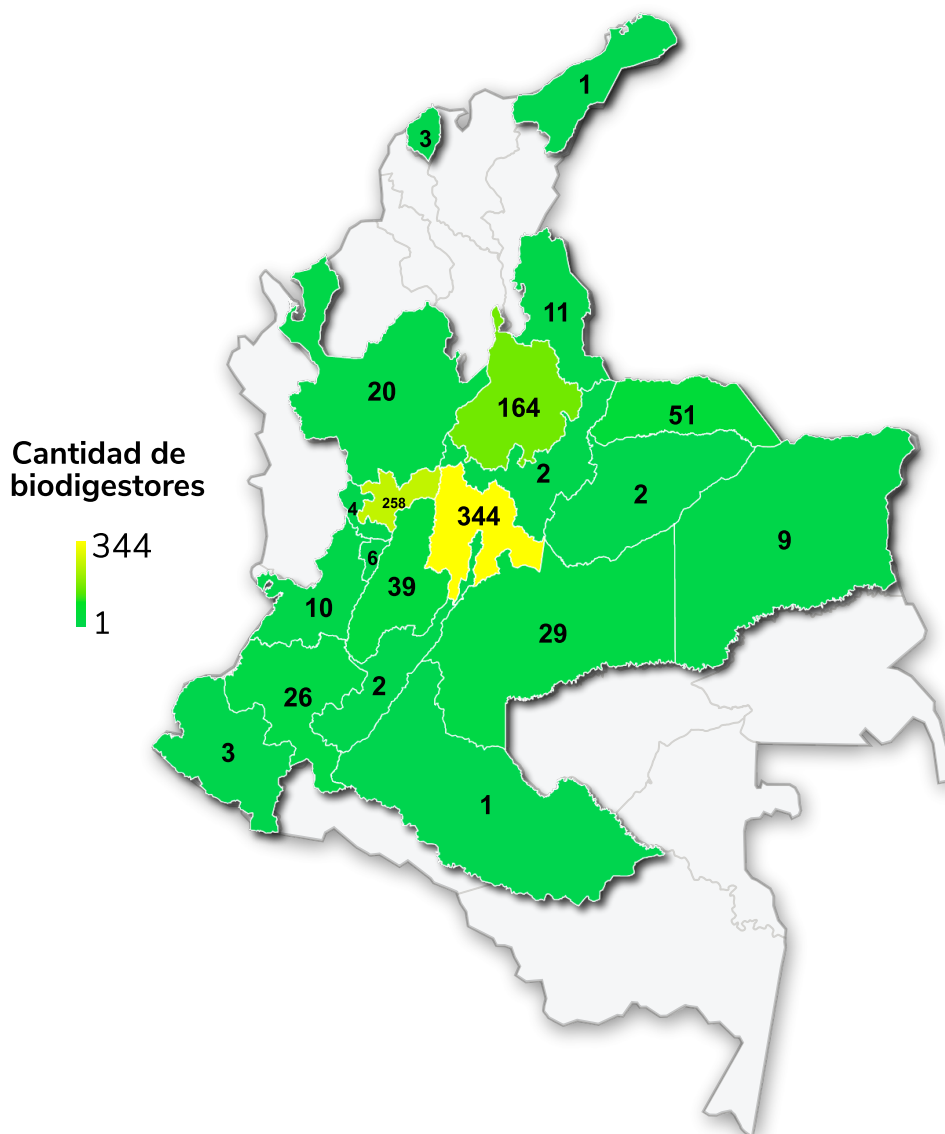
En este contexto, el Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico (PIBE Pacífico) se enfoca en proponer e implementar acciones que fomenten el aprovechamiento de estos residuos en aplicaciones bioenergéticas, como la producción de biogás y biometano, asegurando que estas iniciativas no compitan o afecten otros usos importantes no energéticos, como el compostaje o la alimentación animal. Este enfoque busca maximizar el potencial bioenergético de la región, contribuyendo al desarrollo sostenible y a los objetivos de transición energética.

3.2. Proyectos e infraestructura de biogás y biometano:

Acerca de instalaciones de biogás en el país, en 2012, en el Seminario Nacional de Energías Alternativas sobre Biodigestores (TV AGRO, 2012), se indicó que en 2007 en el país existían entre 5.500 a 5.700 biodigestores instalados. Mas recientemente, en diciembre de 2022 en una investigación liderada por la Universidad Industrial de Santander sobre perspectivas de la digestión anaerobia, se reportaron los resultados de una encuesta realizada a diferentes actores de asociaciones, fundaciones y universidades; en esta revisión se reportó la existencia aproximada de 991 biodigestores (Tavera-Ruiz et al., 2023), principalmente tubulares, los cuales, en su gran mayoría, fueron reportados con volúmenes menores a 40 m³, y están ubicados en diferentes departamentos del país como se muestra en la Figura 4:

⁶ <https://www.upme.gov.co/simec/hidrocarburos/plan-indicativo-de-bioenergia/>

Figura 4. Cantidad de biodigestores censados en el país



Fuente: Elaboración UPME con datos de (Tavera-Ruiz et al., 2023)

En la Figura 4 se observa que la región del Pacífico, el Cauca es el departamento que presenta la mayor cantidad de biodigestores reportados. Entre tanto a nivel nacional Caldas, Cundinamarca y Santander reportan el mayor número departamental de sistemas de biodigestión. En general, los resultados presentados indican un aprovechamiento bioenergético reportado muy bajo en el país y de manera especial los cuatro departamentos de la región del Pacífico colombiano.

El país cuenta con proyectos de producción de biogás a escala industrial de sectores agrícola, pecuario, industrial y residuos urbanos, entre los cuales se destacan algunas instalaciones de la región del Pacífico y a nivel nacional que son presentados en la Tabla 1 (UNAL & TECSOL, 2018). Para el caso de la región del Pacífico se observa una participación mayoritaria de los ingenios azucareros. La Red LEDS LAC presenta, en su página web, los principales biodigestores instalados por sector productivo con información que incluye a Colombia (Red LEDS LAC, 2021).

Tabla 1. Proyectos de biogás/biometano la región del Pacífico y el país (Red LEDS LAC, 2021), (UNAL & TECSOL, 2018).

Proyectos Región del Pacífico	
Proyecto	Descripción
Ingenios Azucareros	Palmira- Valle del Cauca. Se procesan 650.000 Kg/d vinaza y flemaza para la producción de biogás.
	Candelaria- Valle del Cauca. Producción estimada de 1.100 m³/d de biogás.
	La Paila/Zarzal- Valle del Cauca. Se producen aproximadamente 3.500 m³/d de biogás.
	Ortigal- Cauca. Se procesan 1.700.000 kg/d vinaza y flemaza para la producción de biogás.
Planta de extracción palma	Palmeiras, Nariño. 7.000 m³ de biogás. Uso del biogás para electricidad. Instalado en 1999.
Cervecería Yumbo	Produce 3.600 m³/d de biogás.
PTAR Cañaveralejo Cali	Autogeneración eléctrica con biogás del tratamiento de lodos para la PTAR
Huevos Kikes	Caloto- Cauca. Capacidad 5.000 m³ para la generación de cerca de 800 kW.
Otros Proyectos a nivel Nacional	
Proyecto	Descripción
PTAR Salitre	Suba, 14.000 m³/d de biogás y genera 4 MW de energía eléctrica
*PTAR Bello	60% de la energía eléctrica que demanda la Planta de Bello Aguas Claras proviene del biogás.
Ingenio Azucarero	Ubicada en el Cerrito- Valle del Cauca. Producción de cerca de 1.407 m³/d de biogás
Plantas extractoras de aceite de palma. Procesan POME	*Aracataca- Magdalena. 160.000 m³/mes de biogás para la generación de energía eléctrica.
	San Alberto- Cesar. 90.000 m³/mes de biogás.
	Saba de Torres- Santander. 100.000 m³/mes de biogás.
	Hacienda la Cabaña. Cumaral- Meta. 120.000 m³/mes de biogás.
	*San Carlos de Guaroa- Meta. Yaguarito. 580.000 m³/mes de biogás para cogenerar
	*San Martín- Meta. Entrepalmas. 210.000 m³/mes de biogás para la generación de energía eléctrica.
	Palmeras del Llano. 750 m³ de biogás. Uso del biogás para electricidad. Instalado en 1987.
	Palmar Santa Elena. 500 m³ de biogás para electricidad. Instalado en 1991.
	Sabana de Torres (Santander). 16.000 m³ de biogás
Cervecería Barranquilla	Barranquilla- Atlántico. 3.000 m³/d de biogás.
Bavaria Santander	1.400 m³/d de biogás para la generación de energía térmica.

Proyectos Región del Pacífico	
Proyecto	Descripción
Bavaria Tibasosa	800 m³/d de biogás para la generación de energía térmica.
Cervecería Tocancipá	7.000 m³/d de biogás
Granjas porcícolas	Sabanagande y Rapelon en el Atlántico. 450 m³/mes de biogás
	FAZENDA Puerto Gaitán- Meta. 600 m³/h de biogás para la generación de energía eléctrica.
	Granja porcícola de la comunidad indígena NASA ubicada en Santander de Quilichao- Santander. 200 m³/d de biogás para la generación de energía eléctrica, térmica y cocción de alimentos.
*Doña Juana- Biogás Colombia	Bogotá, 11.600 m³/h de biogás.
Alpina Aguas residuales lácteos	Sopo-Cundinamarca. Producción de biogás utilizado en la generación de energía eléctrica para cubrir cerca del 38% de la demanda de la planta.
*Parque Ambiental Relleno Sanitario Los Pocitos	Barranquilla. Planta de autogeneración de energía. Generación 4,9 MW
PTAR San Fernando-Bio-metano	Empresas Públicas de Medellín. Planta ubicada en el municipio de Itagüí Antioquia, con una capacidad instalada de 720 m³/h de biometano
*Corresponden a infraestructura de generación eléctrica a partir de biogás y reportada por XM (XM, 2025). La mayoría de las plantas de generación eléctrica a partir de biogás se configuran como auto generadores, es decir que producen energía eléctrica, principalmente para atender sus propias necesidades y pueden utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión para entregar los excedentes de energía y para el uso de respaldo de red. De acuerdo con el reporte de XM, ninguna de las plantas de biogás ubicadas en la región del Pacífico, reportan entrega de excedentes de energía a la red.	

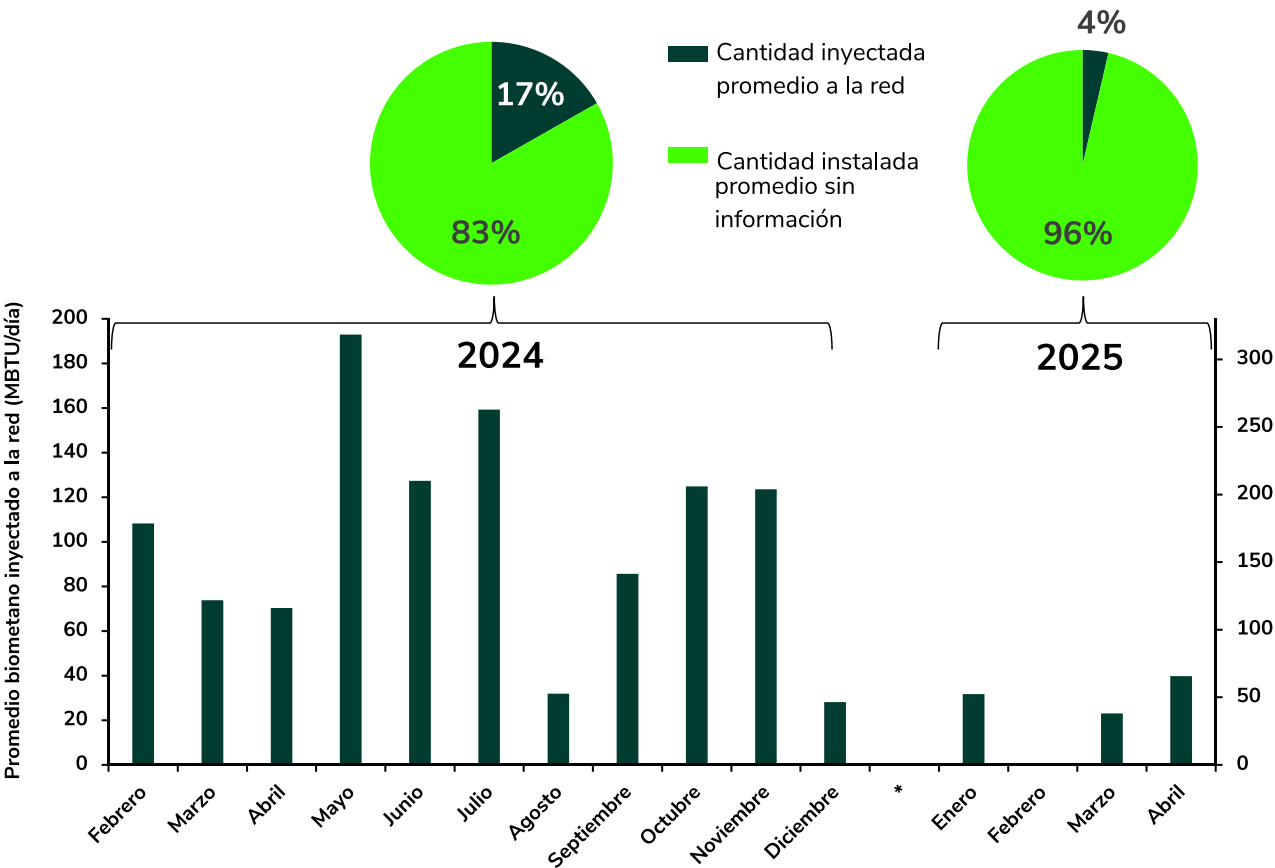
3.3. Generación de biometano:

Por su parte en el caso de biometano, la región del Pacífico no tiene hasta el momento instalaciones en las que se produzca este bioenergético. Sin embargo, en 2025 según información de la Asociación de Cultivadores de Caña de Azúcar de Colombia (Asocaña), se indicó que con las tecnologías actuales es posible que este sector pueda producir hasta 80 millones de metros cúbicos de biometano, lo que permitiría cubrir cerca del 40,0 % de la demanda residencial de gas en la región (Sectorial, 2025).

También, es importante destacar que actualmente en el país se produce biometano solo en la planta de tratamiento de aguas residuales de San Fernando (de Empresas Públicas de Medellín) en el municipio de Itagüí Antioquia, la cual inició operaciones en octubre de 2023 (Empresas Públicas de Medellín, 2023). La planta tiene una capacidad instalada de 720 m³/h de biometano y en la actualidad es reportada la inyección del bioenergético desde febrero de 2024 a la Red de Gas Domiciliario como se presenta en la Figura 5 (Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, 2024).

De acuerdo con los resultados presentados, la inyección de biometano a la red en promedio en 2024 fue sólo del 17% de la capacidad instalada, y en lo que va corrido de 2025 hasta abril sólo del 4%. A partir de este hito de producción de biometano a escala industrial, se demuestra la existencia de viabilidades potenciales de producción de este bioenergético y en tal sentido las regiones y el país pueden identificar las condiciones necesarias para desarrollar esta industria, no solo considerando el aprovechamiento de aguas residuales urbanas, sino también otras fuentes de potenciales bioenergéticos (de biomásas agrícolas, pecuarias e industriales), tal como se viene desarrollando progresivamente en otros países.

Figura 5. Biometano inyectado a la red de GN domiciliario por la Planta San Fernando



Fuente: elaboración UPME, con información de (Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, 2024)

Los resultados de la inyección de biometano a la red de GN, sugieren que se deban evaluar mecanismos habilitantes de manera progresiva, ordenada y sostenible de tal forma que se pueda desarrollar esta industria en el país y para ello el primer paso como se menciona más adelante, es que se requieren ampliar, complementar y armonizar las actuales regulaciones y normativas de calidad del biogás y el biometano.

Adicionalmente, en 2023 la empresa Waga Energy presentó un estudio de viabilidad técnico-económica de producción de biometano en el Parque Tecnológico Medioambiental La Esmeralda (Manizales); mediante el estudio se estimó que en este parque potencialmente se pueden producir 50 GWh de biometano al año, que podrían abastecer cerca de 19.000 hogares con este bioenergético.

De otro lado, en el país no se han identificado, hasta la fecha, proyectos de instalaciones para la producción de biometano mediante la ruta termoquímica. Al respecto en el país solo se identificaron: i) El estudio de consultoría antes señalado financiado por la UPME en 2023 sobre la priorización de biocombustibles de segunda y tercera generación (UPME -Consortio Biocombustibles de Colombia, 2023), en el cual el biometano por ruta termoquímica (Gas Natural Sintético), no fue priorizado, y por lo tanto no fue parte central de tal estudio; ii) Proyectos y productos de investigación a nivel nacional sobre desarrollo de catalizadores para la producción de biometano realizados por la Universidad de Antioquia y la Universidad de la Sabana (Marín et al., 2022), (Proaño et al., 2019); lo anterior en el marco del proyecto “Producción mejorada de Gas Natural Sintético a partir de residuos orgánicos y de emisiones industriales de CO₂ mediante reacciones de gasificación y metanación” en el marco del Programa Ecosistema Científico SENECA 2018-2022; estas investigaciones incluyeron prototipos de metanación a nivel de laboratorio.

4. ASPECTOS REGULATORIOS, MARCO NORMATIVO Y POLÍTICA ENERGÉTICA

Es positivo para el país y los territorios que en la actualidad se cuente con un marco regulatorio y normativo de calidad para el biogás y el biometano que de manera directa o indirecta fomenta su uso. Sin embargo, una vez realizado un análisis detallado al respecto, se identifica la necesidad de complementar, ampliar y armonizar los documentos regulatorios y normativos de calidad vigentes, para que los futuros proyectos sobre estos bioenergéticos en el país y los territorios puedan tener un mayor desarrollo y aprovechamiento. De esta manera, se señalan a continuación algunos aspectos generales a considerar en cuanto al marco regulatorio, y en lo particular respecto a consideraciones normativas de calidad para el biogás y biometano en el país:

4.1. Ley 1715 de 2014:

Esta Ley y sus modificaciones posteriores —principalmente la Ley 2099 de 2021 y la Ley 2294 de 2023— han constituido un marco habilitante clave para el país, al promover el uso de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FN CER), reconocidas como recursos energéticos ambientalmente sostenibles, entre ellas la biomasa (Art. 5, No. 17).

En este contexto, la energía proveniente de biomasa, generada a partir de la degradación de materia orgánica, desempeña un papel fundamental en la transición energética nacional (Art. 5, No. 8). Además, la ley establece una estrategia para el desarrollo de proyectos energéticos a partir de biomasa forestal, enfocándose en la sostenibilidad y el uso eficiente de los recursos (Art. 15), mientras que promueve el uso de biomasa agrícola para fines energéticos, buscando reducir el abandono de tierras y la quema incontrolada de residuos (Art. 17).

En cuanto a los residuos, la ley clasifica y regula el contenido energético de los residuos sólidos, especificando cuáles pueden ser considerados como FN CER (Art. 18). Se deberá tener presente que la Resolución UPME 135 de 2025 actualmente es el documento regulatorio que establece los requisitos, el procedimiento y las tarifas a cobrar a través del cual la UPME evalúa las solicitudes y emite los certificados derivados de los propósitos de la Ley 1715 de 2014 y sus modificaciones. Esta resolución permite acceder a los incentivos de deducción de renta, exclusión del IVA, exención de derechos arancelarios y depreciación acelerada a: i) proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales de energía -FNCE; ii) acciones o medidas de gestión eficiente de la energía - GEE; y iii) proyectos de hidrógeno.

Esto indica que la Ley 1715 de 2014 permite acceder a incentivos directamente para aplicaciones de producción de biogás y biometano cuyos usos sean para generación de energía eléctrica. Adicionalmente, y de manera indirecta, los proyectos orientados a la producción y aprovechamiento de biogás y/o biometano podrían ser beneficiarios de los incentivos tributarios consagrados en los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014, siempre que cumplan con los requisitos técnicos y procedimentales definidos por la UPME. Esta posibilidad se sustenta en dos vías complementarias: a) Que los elementos, equipos, maquinaria o servicios que integran el proyecto puedan ser clasificados dentro de la Lista de Bienes y Servicios para acciones o medidas de Gestión Eficiente de la Energía (GEE), actualizada mediante la Resolución UPME No. 000504 de 2023 (UPME, 2023b), en el marco del Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía – PAI-PROURE 2022-2030 o b) Que el proyecto pueda ser formulado en el marco de las iniciativas de hidrógeno (por ejemplo, producción de H₂ por reformado catalítico de biogás/biometano) contempladas en la Resolución 135 de 2025. La eventual incorporación de nuevos incentivos dependerá de decisiones legislativas y de política pública, no de la UPME.

Lo señalado antes plantea la necesidad de una mayor amplitud y complemento de los incentivos para que los proyectos de biogás y/o biometano de manera directa puedan acceder a los beneficios establecidos en la Ley 1715 de 2014. El análisis realizado en el presente documento y la identificación de potenciales de biomasa para la generación de biogás y/o biometano sugieren una necesidad de planeación energética ordenada y armonizada de estos para lograr resultados futuros muy positivos para el país y los territorios. En tal sentido, los análisis y resultados del presente documento identifican oportunidades técnicas y de planeación para que, en el marco de la Ley 1715 de 2014 y sus modificaciones, las autoridades competentes evalúen la pertinencia de ampliar los mecanismos de fomento existentes al biogás y al biometano, en coherencia con los principios de sostenibilidad y eficiencia energética definidos en la normatividad vigente.

4.2. Resolución CREG 240 de 2016:

Una vez analizado el contenido de esta resolución (CREG, 2016b), y los documentos derogados por la misma, que incluyen la Resolución CREG 087 de 2016 (CREG, 2016a) y el Documento CREG 151 de diciembre 6 de 2016 (Documento CREG 151, 2016), se plantean las siguientes consideraciones y sus respectivas justificaciones:

- Con respecto al biogás, los análisis sugieren que este bioenergético no debe ser considerado para su producción, transporte, distribución y comercialización como Servicio Público Domiciliario de Gas Combustible en el marco de la Ley 142 de 1994, debido a diversas limitaciones técnicas y normativas que esto implica. En tal sentido, a la fecha, no se cuenta con referentes internacionales robustos que establezcan límites y especificaciones de calidad que garanticen la seguridad en su uso como un servicio público domiciliario de gas combustible con biogás (SPDBG). Tampoco se ha identificado un estudio técnico nacional que respalde tales parámetros para el contexto colombiano. Si bien existen estándares internacionales consolidados para el biometano, estos no aplican directamente al biogás, lo que ha llevado a una diferenciación en su tratamiento regulatorio y en los usos potenciales para cada uno.

En particular, la Resolución CREG 240 de 2016 establece especificaciones técnicas de calidad para el biogás en redes aisladas, las cuales pueden no ser suficientes para garantizar condiciones adecuadas de seguridad como servicio domiciliario. Por ejemplo, no se contempla la obligatoriedad del uso de odorizantes —mecanismo fundamental para facilitar la detección de fugas por los usuarios, como ocurre en el caso del gas natural— lo que representa un riesgo en el manejo y uso del combustible. De igual forma, los límites permitidos de siloxanos en el biogás producido de manera particular a partir de residuos de PTAR y de rellenos sanitarios (menor a 10 mg/m³) resultan significativamente más altos que los definidos para el biometano (por debajo de 0,3 mg de Si/m³), bajo la consideración de que ambos se calculan bajo normas similares y sobre la misma base (Si). Estos niveles elevados podrían generar daños relevantes en los equipos (Normalización Española, 2018), así como posibles afectaciones a la salud de las personas (Tansel & Surita, 2014).

En este contexto, el biometano —por sus características técnicas y calidad— se perfila como el gas con mayor viabilidad para su integración a la red de gas natural y su uso como servicio público domiciliario. El biogás, por su parte, requiere de un marco regulatorio y normativo específico que permita su aprovechamiento directo de forma segura, en los casos que se requiera. La inclusión del biogás y el biometano como gases combustibles de acuerdo con la Resolución 40215 de 2024 del Ministerio de Minas y lo antes mencionado sugieren que los documentos regulatorios y normativos de calidad se deban progresivamente ampliar, complementar y armonizar.

Por otra parte, a continuación se presentan de manera indicativa otros referentes a tener en cuenta a la hora de establecer ajustes sobre la normativa precedente:

- Concepto del Ministerio de Salud: Este Ministerio señaló en 2016 ⁽⁷⁾, en el marco de la Resolución CREG 240 de 2016 que no se han desarrollado ni se están desarrollando normas sanitarias al respecto puesto que no se ha utilizado como un combustible para la prestación de servicios públicos domiciliarios. Al respecto, y de manera especial, se deberá tener presente que para las fuentes de producción de biogás y biometano a partir de residuos de PTAR y de rellenos sanitarios, que se han reportado estudios del potencial efecto de los siloxanos en la salud de las personas. En general, las partículas de dióxido de silicio formadas durante el proceso de combustión tienen un diámetro de entre 40 y 70 nm y pueden describirse

⁷ Radicado E-2016-002851 de fecha 17 de marzo de 2016

como polvos fibrosos y como nanopartículas cancerígenas, mutagénicas, asmáticas o tóxicas para la reproducción (Tansel & Surita, 2014). Lo anterior sugiere la necesidad de revisar de manera cuidadosa este aspecto en términos de los límites que se pudieran definir (incluido este aspecto tanto para el biogás como para el biometano) en el que se incluya de manera progresiva el cambio de límites técnicos de calidad del bioenergético teniendo presente las posibilidades de medición en laboratorios acreditados a nivel nacional o internacional.

- El análisis realizado también sugiere que el biogás puede ser gestionado de manera sostenible y efectiva como un bioenergético bajo directrices de política pública que siga lineamientos internacionales, por ejemplo normativas como la UNE-EN ISO 20675:2022 y de esta manera puedan promover su uso y su potencial desarrollo en aplicaciones tales como: i) a escala domiciliaria con soluciones individuales, que incluyen por ejemplo cocción, iluminación y generación de calor; y ii) a pequeña escala, mediana escala y gran escala para aplicaciones de generación de energía eléctrica, generación de calor, generación de iluminación, producción de biometano principalmente.

- Para el caso de biometano como un Servicio Público Domiciliario de Biometano-SPDBM, se considera pertinente ampliar y actualizar la Resolución CREG 240 de 2016 en cuanto al límite y unidad para la especificación de contenido de siloxanos y otros parámetros, tales como el contenido de oxígeno, índice de Woobe, azufre, H₂S y CO₂. Adicionalmente, el análisis efectuado sugiere que en el corto plazo se debe revisar la necesidad de incluir ajustar otros requerimientos de las especificaciones de calidad específicas para biometano para el SPDBM, de acuerdo con los referentes internacionales vigentes de países, por ejemplo, de Europa y Brasil.

Es de anotar, que para el caso de Colombia no se incluyen las normas de referencia para la medición de las especificaciones de calidad, mientras que en Brasil y Europa si se tienen definidas, para lo cual se pueden consultar respectivamente las siguientes normas y sus versiones actualizadas: i) Para el caso de Europa las normas UNE-EN 16723-1/2017, para red de GN y UNE-EN 16723-2/2018 para automoción; adicionalmente estas normas indican que el biometano debe cumplir las especificaciones para gas natural definidas en la norma EN 16726; ii) Para el caso de Brasil, las normas, RESOLUÇÃO ANP N° 906/2022 biometano de residuos orgánicos agrosilvopastoriles y comerciales y la RESOLUÇÃO ANP N° 886/2022 biometano de vertederos y Plantas de aguas residuales.

4.3. Ley 2169 de 2021:

Esta Ley indica medidas a incorporar tales como:

a) Sector Vivienda, Ciudad y Territorio: a-1) Promover el diseño e implementación de sistemas de aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios existentes y el diseño de nuevos rellenos o nuevas celdas, llevando a cabo estudios de viabilidad técnica y económica que permitan garantizar la operación de estos sistemas; a-2) Promover la reducción de emisiones de GEI a partir del aumento en la cobertura de la gestión de las aguas residuales domésticas y la gestión del biogás mediante quema y/o aprovechamiento en Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) con tecnologías anaerobias.

b) Sector Agropecuario, Pesquero y de Desarrollo Rural: b-1) Acciones para reducir las emisiones de GEI en la agroindustria, fomentando la implementación de sistemas de captura y uso de biogás derivado de la biomasa residual de los procesos agroindustriales.

c) Sector de Minas y Energía: c-1) La diversificación de la matriz energética nacional y la transformación de las Zonas No Interconectadas (ZNI), mediante la dinamización de la generación eléctrica y autogeneración a través de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER); c-2) Para estimular la conversión de carbón a energías más limpias, los agentes de las cadenas de energía eléctrica y gas combustible podrán viabilizar nuevos proyectos o ampliaciones que impliquen el aumento de la demanda.

d) Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible: d-1) En asocio y bajo el liderazgo del Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural se promoverá entre otras alternativas el uso de aglomerados de biomasa y la instalación de estufas a biogás de generación rural.

En tal sentido, lograr avanzar en la ampliación, complemento y armonización de la actual regulación para el efectivo aprovechamiento del biogás en el país es una necesidad, ya que esto servirá para soportar y alinearse a los propósitos y acciones de política pública como los señalados antes de esta Ley 2169 de 2021.

4.4. CONPES 4129 de 2023:

Este documento (CONPES 4129, 2023) plantea el desarrollo de programas de valorización de residuos para producir energía, impulsando la economía circular con emisiones mínimas, y fomentando la industria local para aprovechar la biomasa residual con proyección a nuevos mercados. Se reconoce que la producción de biogás es una actividad en la que el país tiene un gran potencial, pero ha sido poco explorada. Se identifica que, pese al alto potencial del país para el aprovechamiento energético de residuos orgánicos, la producción de biogás sigue siendo una actividad escasamente desarrollada, con una participación marginal del 1,1% en la capacidad efectiva neta (CEN), según la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa (Minenergía, 2023). Esta limitada inserción obedece a una baja adopción de tecnologías avanzadas, insuficiencia en capacidades de I+D+i en las unidades productivas, y ausencia de esquemas estructurados de valorización energética de residuos sólidos urbanos y aguas residuales. Aunque el CONPES refiere que las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR) se encuentran en un estado de desarrollo incipiente, dicha afirmación debe ser cualificada en el caso del biogás, dado que existen experiencias técnicas demostrativas en contextos agroindustriales y urbanos que evidencian viabilidad operativa y escalabilidad tecnológica.

4.5. Decreto 670 de 2025

Este decreto que entró en vigencia a partir del 17 de junio de 2025, lo cual a su vez permite la entrada oficial del Programa Basura Cero, el cual fue definido como “un conjunto de estrategias orientadas a promover la economía circular de los residuos sólidos ordinarios y especiales, así como un cambio cultural basado en la aplicación de la jerarquía en la gestión, prevención, reutilización, aprovechamiento, tratamiento y disposición final, a partir de la separación en la fuente y el manejo diferencial, buscando disminuir la disposición final de los residuos, dignificar la labor de los recicladores de oficio, fortalecer sus organizaciones e impulsar su inclusión e inserción socioeconómica, así como fortalecer las cadenas y sectores productivos asociados a la gestión de residuos, promocionando el desarrollo tecnológico, la conservación del ambiente y la mitigación del cambio climático”. Dentro de los objetivos de este programa, el sector minero-energético del país bajo el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía en coordinación con la UPME, harán parte del desarrollo de estrategias para optimizar la generación, procesamiento, administración y monitoreo de la información sobre flujo de materiales y gestión de residuos a nivel nacional.

En el marco de los aspectos regulatorios y normativos de calidad para el biogás y biometano, tratadas en este apartado, las anteriores consideraciones sugieren que deban proyectar acciones para ampliar, complementar y armonizar los aspectos regulatorios y normativos de calidad actuales sobre el biogás y/o biometano y de esta manera evitar barreras para la implementación de los potenciales de producción de estos.

En tal sentido, y el marco de lo establecido en el Decreto 670 del 17 de junio de 2025, sobre los aprovechamientos de residuos y subproductos para producción de biogás, se sugiere que sea este decreto una de las herramientas habilitantes para tal fin; por lo tanto, se recomienda que, en el desarrollo e implementación del plan de acción del Programa de Basura Cero, se puedan alinear las consideraciones aquí presentadas en este documento de avance en el marco del PIBE Pacífico. Lo anterior, con el objetivo de lograr un mayor desarrollo progresivo, ordenado y sostenible del biogás y el biometano en el país y los territorios y sean habilitantes para el deseado desarrollo de las políticas públicas y energéticas sobre estos dos bioenergéticos.

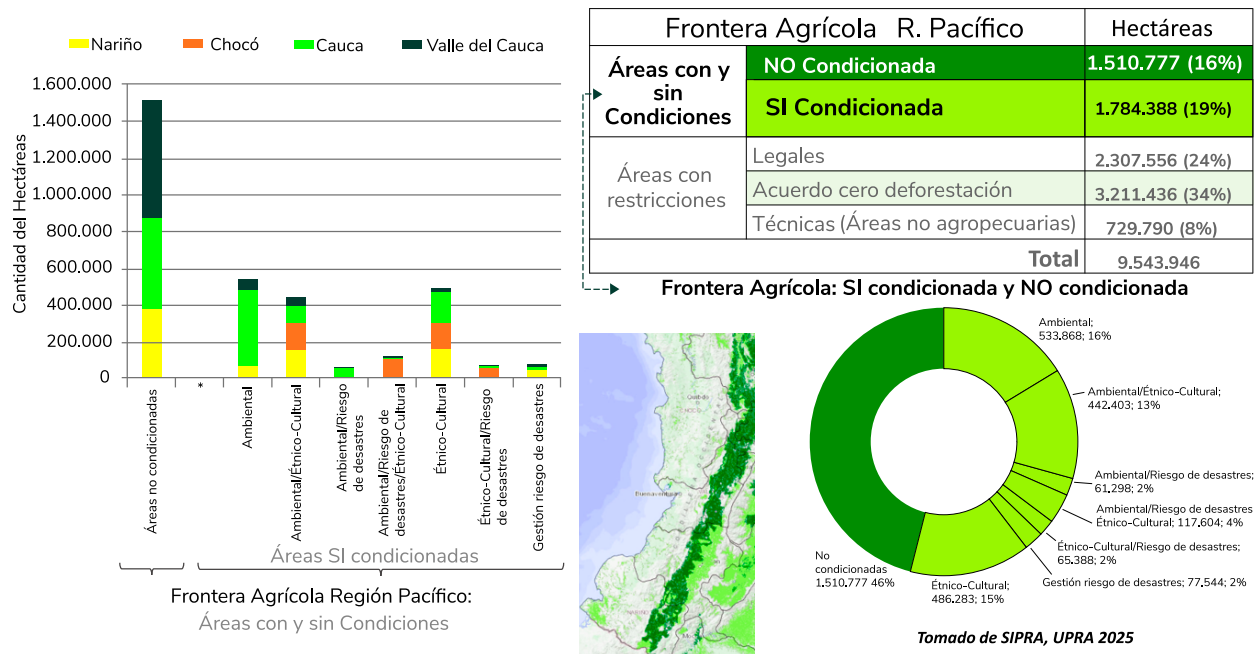
5. ASPECTOS DE ENFOQUE TERRITORIAL:

Es importante señalar que el desarrollo de las biomásas agrícolas (que incluyen residuos y subproductos) está asociado de manera proporcional y directa al desarrollo de los productos principales de las diferentes cadenas de valor de este sector: entre mayor sea el desarrollo agropecuario mayor es la posibilidad de generación de biomásas residuales, las cuales pueden tener aplicaciones bioenergéticas dentro de las que se incluyen al biogás y/o biometano. En tal sentido, en el marco de la metodología de enfoque territorial “Resolución UPME No. 339 de 2022 (Resolución No. 339, 2022)”, la cual establece la adopción del enfoque territorial en los estudios, planes y proyectos energéticos, lo que implica que las dimensiones social, ambiental, étnica, cultural y de género deben estar presentes en la planificación bioenergética del Pacífico. De igual forma, este enfoque territorial requiere la incorporación de la gestión del riesgo climático y de desastres en la estructuración de proyectos, dada la alta vulnerabilidad de la región a inundaciones, deslizamientos y variabilidad climática. La UPME, en su rol de planeación, identificará únicamente lineamientos de información y análisis, sin promover proyectos o usos específicos.

Los aspectos condicionales y de restricciones de frontera agrícola (ver Figura 6) en los cuatro departamentos de Chocó, Valle del Cauca, Cauca y Nariño, deben ser tenidos en cuenta en todos los potenciales proyectos de producción de bioenergéticos desde el sector agrícola. Lo anterior permitirá favorecer el cumplimiento de requerimientos que incluyen aspectos ambientales, étnico-culturales, y de riesgo de desastres.

Del total de área de los cuatro departamentos, en la Figura 6 se indica que aproximadamente el 66% del área (hectáreas) del territorio tiene restricciones y el porcentaje restante corresponde a áreas respectivamente del 18% y 16% con y sin condicionales para el desarrollo de la frontera agrícola. El departamento con mayor cantidad de área con restricciones y condicionales es el Chocó y el de menor es Valle del Cauca. En tal sentido, en el marco de la metodología de enfoque territorial, Resolución UPME No. 339 de 2022, la cual establece la adopción del enfoque territorial en los estudios, planes y proyectos energéticos, lo que implica que las dimensiones social, ambiental, étnica, cultural y de género deben estar presentes en la planificación bioenergética del Pacífico. De igual forma, el enfoque territorial implica incorporar la gestión del riesgo climático y de desastres en la estructuración de proyectos, dada la alta vulnerabilidad de la región a inundaciones, deslizamientos y variabilidad climática.

Figura 6. Frontera agrícola en la región del Pacífico colombiano: áreas con y sin condicionales y restricciones



Fuente: Elaboración UPME con datos tomados de SIPRA 2025 (UPRA, 2025).

Sobre la alta cantidad de áreas forestales (hectáreas) con restricciones y condicionales de frontera agrícola que equivale aproximadamente del 84% en la región del Pacífico colombiano, es pertinente conceptuar y proyectar con las respectivas autoridades territoriales y nacionales sobre los potenciales aprovechamientos bioenergéticos (bioquímicos o termoquímicos) sostenibles de biomasa residual de origen forestal generadas en algunos territorios; por ejemplo, para la producción de biogases (biogás, biometano, biosyngás). Lo anterior, tomando como ejemplo, lo definido en las políticas públicas implementadas en otros países, como España, en donde se ha planteado aumentar los aprovechamientos de biomasa forestal dentro de un marco de gestión forestal sostenible para mejorar el estado general de las masas arboladas, manteniendo una densidad adecuada para el desarrollo óptimo de los árboles y rebajando el volumen de biomasa total, lo que equivale a retirar energía disponible por ejemplo para potenciales incendios.

En España, la oportunidad y necesidad de valorizar la biomasa forestal está recogida en diversas normas como la Ley 43 de 2003 de Montes (Ley 43, 2003), que especifica que los Planes de Ordenación de los Recursos Forestales deben considerar, en la caracterización socioeconómica, la presencia de instalaciones dedicadas al aprovechamiento energético de la biomasa forestal; o el Real Decreto-Ley 11 de 2005 del 22 de julio de 2005 (BOE-A-2005-12699 Real Decreto-Ley 11, 2005), sobre incendios forestales, que establece que las comunidades autónomas deberán desarrollar planes de aprovechamiento de la biomasa forestal residual existente en sus montes. Para el caso de Colombia, por ejemplo, lo establecido en la Resolución 110 de 2022 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible puede ser un buen punto de referencia para que a futuro se pueda considerar la inclusión y aprovechamiento energético de las biomasa residual forestal, entendido esto como actividades sostenibles de explotación diferente de la forestal, que no perjudican la función protectora de la reserva y no se requieren sustracciones de zonas de reserva forestal. Toda valoración de aprovechamiento de biomasa forestal deberá respetar las competencias del Ministerio de Ambiente, las CAR y la ANLA, y no implica recomendación de intervención sobre áreas protegidas o de reserva.

Adicionalmente, y teniendo presente el Decreto Presidencial No. 2236 de 2023 (MinEnergía, 2022), en lo relacionado con las Comunidades Energéticas y en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia, es pertinente identificar que los potenciales de producción de biogás y/o biometano podrán tener éxito si estos además de estar alineados con esta política pública y energética, también deben tener como punto de referencia las necesidades regulatorias y normativas de calidad de estos (que aún son deficitarias), las cuales como ya se ha dicho antes requieren ser ampliadas, complementadas y armonizadas. La armonización entre la política de transición energética y los instrumentos de ordenamiento territorial constituye un desafío estructural para el Pacífico colombiano y el país. Se estima que mayoría de los instrumentos de ordenamiento territorial de los municipios de la Región del Pacífico requieren una mayor incorporación de criterios relacionados con cambio climático, transición energética y el aprovechamiento sostenible del alto potencial de biomasa. Esta desarticulación genera retos sobre la vocación del suelo, la protección de áreas estratégicas y la localización de proyectos energéticos. La actualización de tales instrumentos, en coherencia con la Ley 388 de 1997 (Ordenamiento Territorial) y la Ley 1931 de 2018 (Cambio Climático), permitiría establecer lineamientos claros sobre la localización de proyectos, la compatibilidad de usos del suelo y la generación de beneficios compartidos con las comunidades.

Toda actuación derivada de la información aquí contenida deberá cumplir con la normatividad ambiental, social y territorial aplicable, en el marco de las competencias de las autoridades competentes.

6. FONDOS Y/O MECANISMOS DE APOYO FINANCIERO.

El desarrollo de proyectos de biogás y biometano en Colombia, y en particular en la región del Pacífico, requiere no solo de condiciones técnicas y normativas habilitantes, sino también de instrumentos financieros sólidos que respondan a las realidades sociales, económicas y territoriales de sus habitantes. En este sentido, el país ha venido consolidando un ecosistema de financiamiento que integra programas nacionales, incentivos tributarios, esquemas de cofinanciación y lineamientos normativos específicos, articulados bajo principios de justicia energética, sostenibilidad y equidad territorial. Estos mecanismos buscan promover el cierre de brechas de acceso a la energía, el uso eficiente de los recursos locales y la transición hacia fuentes menos contaminantes, como el biogás y el biometano.

Uno de los instrumentos más relevantes en esta materia es la Resolución 40165 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía (MinEnergía, 2024), la cual establece los lineamientos técnicos, sociales y financieros para la ejecución del Programa de Sustitución de Leña, Carbón y Residuos por Energéticos de Transición de Gas Combustible para la Cocción de Alimentos. Este programa contempla la entrega de subsidios para gas por red y GLP en cilindros, y permite la inclusión del biogás como energético de transición elegible, habilitando la financiación de sistemas de biodigestión individuales o comunitarios para usos térmicos y, en algunos casos, para generación eléctrica local. Se prioriza la atención a poblaciones ubicadas en zonas con alta pobreza multidimensional, presencia de comunidades étnicas y afectación por el conflicto armado, condiciones que coinciden con las características territoriales de numerosos municipios del Pacífico colombiano. Los usuarios elegibles incluyen hogares rurales, consejos comunitarios, organizaciones sociales, entidades territoriales y asociaciones locales, y la asignación de recursos está orientada a propuestas sostenibles con participación de la comunidad. La implementación de estos proyectos debe armonizarse con la regulación sobre servicios públicos domiciliarios (Ley 142 de 1994), así como con normas técnicas y de calidad, cuyo desarrollo integral aún está en curso.

Complementariamente, la Resolución 40215 de 2024 del mismo Ministerio amplía el panorama de intervención al establecer los lineamientos para la presentación y ejecución de proyectos de prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes, en el marco del Decreto 1073 de 2015. Esta resolución habilita esquemas de cofinanciación en los que pueden participar entidades públicas, privadas o mixtas, permitiendo que el biometano, derivado del tratamiento del biogás, pueda ser utilizado como gas combustible inyectado a redes locales o regionales. Esto ofrece una vía formal para que proyectos de bioenergía relacionados con el biogás y el biometano se articulen con el servicio público de gas domiciliario, especialmente en zonas rurales con baja cobertura. En este escenario, las comunidades pueden beneficiarse tanto de soluciones autónomas como de modelos de prestación formal, generando impactos sostenibles en términos de seguridad energética y calidad del servicio.

Además de estas resoluciones, Colombia cuenta con instrumentos complementarios que refuerzan la viabilidad financiera de los proyectos bioenergéticos. El Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), de cobertura nacional con énfasis en zonas rurales, ofrece cofinanciación no reembolsable, líneas de crédito preferenciales y asistencia técnica para proyectos de generación con biogás, eficiencia energética o sustitución de combustibles contaminantes. Este fondo es especialmente pertinente para las etapas de estructuración y ejecución inicial, y ha sido identificado como una opción viable para territorios con potencial de biomasa, como los analizados en los documentos del PIBE Pacífico. De manera paralela, la estrategia de Obras por Impuestos (OXI), definida en la Ley 1819 de 2016, permite a empresas contribuyentes financiar directamente proyectos de infraestructura energética en municipios ZOMAC, deduciendo su valor del impuesto de renta. Esta estrategia ha sido reconocida como un mecanismo eficaz para la implementación de soluciones bioenergéticas en la región del Pacífico, facilitando la instalación de biodigestores colectivos, sistemas de generación distribuida con biogás y micro redes térmicas en zonas rurales. El corregimiento de Candelillas, en Tumaco, constituye un caso ejemplar del potencial de este instrumento, al mostrar cómo la participación de empresas privadas puede integrarse con modelos comunitarios de prestación de servicios energéticos renovables.

En el ámbito del financiamiento territorial, se destaca la actual fase de estructuración y comentarios del Anexo 16 del Acuerdo 12 del Sistema General de Regalías (SGR), que busca entre uno de sus componentes sectoriales, incorporar una línea específica para la financiación de proyectos de generación de gas a partir de biogás. Esta iniciativa pretende ampliar el alcance del SGR como fuente de apoyo para iniciativas energéticas sostenibles, permitiendo que las entidades territoriales accedan a recursos para formular y ejecutar proyectos con biogás como energético de transición. El borrador del anexo incluye criterios complementarios esenciales como la delimitación de polígonos de potencial de biomasa, el cumplimiento de la regulación vigente —particularmente la Resolución CREG 240 de 2016— y la presentación de un plan de capacitación técnica y social para fomentar la apropiación comunitaria de las tecnologías implementadas. Esta incorporación normativa representa un avance crucial para canalizar recursos públicos hacia proyectos de bioenergía sostenibles, especialmente en regiones como el Pacífico, fortaleciendo al mismo tiempo la articulación entre planeación territorial, regulación técnica y justicia energética.

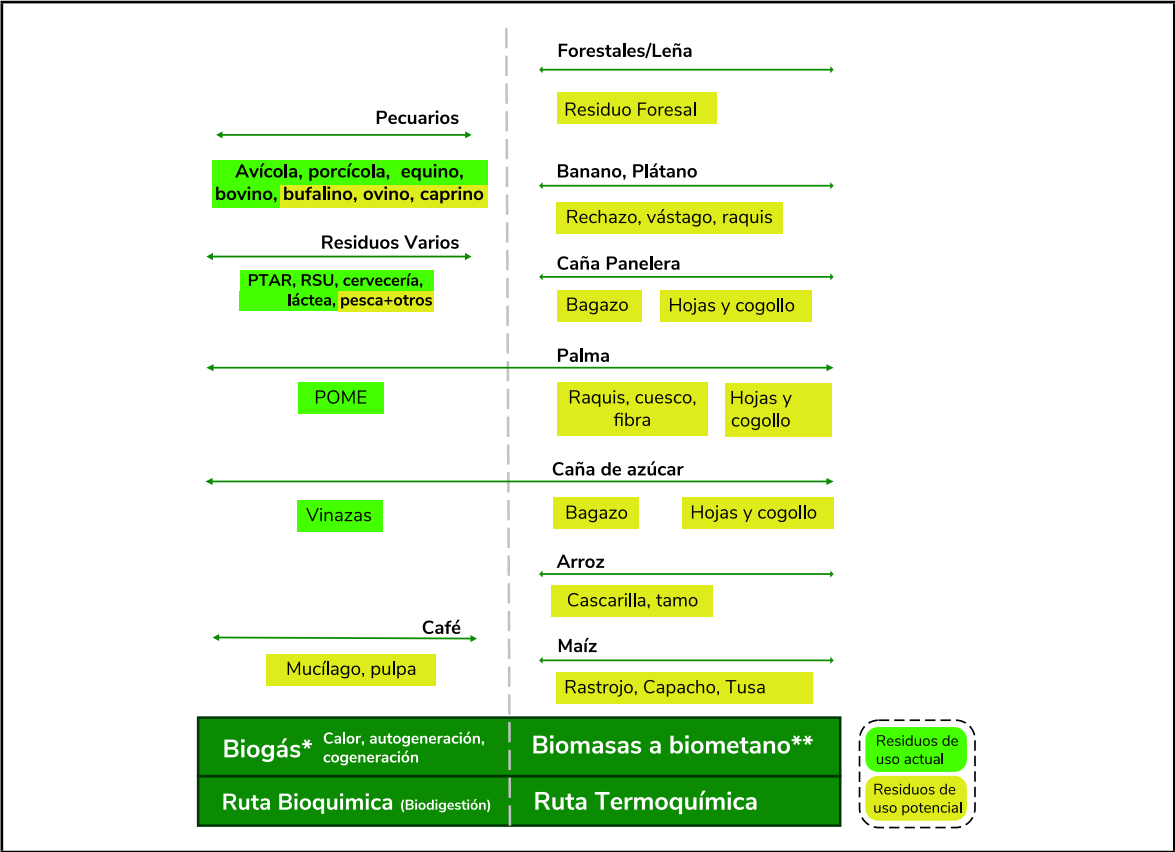
En síntesis, la región del Pacífico colombiano cuenta con un abanico de instrumentos financieros y normativos que, si bien deben seguir perfeccionándose en su articulación técnica y regulatoria, constituyen una base estratégica para la estructuración de proyectos de bioenergía como aquellos que relacionan al biogás y al biometano con alto impacto social, ambiental y económico. Estos mecanismos están diseñados para atender una diversidad de actores —hogares rurales, comunidades organizadas, asociaciones productivas, gobiernos locales y empresas privadas— y se alinean con los objetivos nacionales de transición energética con enfoque diferencial, ya que su implementación impacta de manera positiva el medio socioeconómico y biótico de los territorios por el acceso a otras fuentes de energía y el potencial en aprovechamiento de residuos. Su integración con los lineamientos del Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico y el acompañamiento técnico de la UPME permite avanzar hacia soluciones adaptadas al contexto local, viables técnica y financieramente, y orientadas a cerrar las brechas históricas de acceso a energía en los territorios.

7. Estimación teórica de biomasa disponible y proyección de capacidad técnica necesaria para su transformación: Región del Pacífico.

En el marco de la estructuración del PIBE Pacífico, desde la UPME se calcularon los potenciales bioenergéticos teóricos y técnicos de las biomásas señaladas en la Figura 7 que se produjeron en 2023, específicamente en la región del Pacífico colombiano.

Para determinar los potenciales energéticos teóricos de las biomásas del año 2023, se consultó la base de datos disponible de la Unidad de Planeación Agropecuaria - UPRA del Ministerio de Agricultura y Desarrollo Sostenible y de manera específica la página AGRONET (UPRA, 2023) , que contiene información sobre la producción de cultivos agrícolas y pecuarios. A partir de estos datos, se calcularon los potenciales teóricos para producir bioenergía siguiendo metodologías de cálculo establecidas en la literatura científica y técnica que incluyen la cantidad de biomásas disponible, factores de residuos, la humedad y los poderes caloríficos inferiores de las respectivas biomásas en base seca (La Picirelli de Souza et al., 2021; Martínez, 2007; UNAL & TECSOL, 2018; UPME et al., 2009). De manera análoga, la información sobre los residuos urbanos fue calculada a partir de la página de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SUI-Superservicios, 2024). Los datos de residuos industriales se consultaron en las respectivas páginas de los sectores: cervecía (Bavaria, 2024), lácteo (MinAgricultura, 2024) y de pesca artesanal e industrial (SEPEC, 2024). Estos resultados contribuyen a la evaluación detallada del potencial bioenergético de la región y se propone puedan servir como uno de los puntos de referencia para el desarrollo de estrategias orientadas al aprovechamiento sostenible de las biomásas, residuos y subproductos en los 4 departamentos de la región del Pacífico.

Figura 7. Identificación de biomásas, residuos o subproductos para potenciales bioenergéticos



*El biogás producido puede ser empleado como bioenergético actual para: i) directamente por combustión en la generación de electricidad y calor; ii) indirectamente como intermedio para producir biometano. El biogás tiene otras potenciales aplicaciones como por ejemplo para la producción de hidrógeno.

**Se reportan eficiencias energéticas de biomasa a biometano por ruta termoquímica mayores al 50% (Guerrini et al., 2014).

Fuente: Elaboración UPME

(UPRA, 2023)(La Picirelli de Souza et al., 2021; Martínez, 2007; UNAL & TECSOL, 2018; UPME et al., 2009)(SUI-Superservicios, 2024)(Bavaria, 2024)(MinAgricultura, 2024)(SEPEC, 2024)

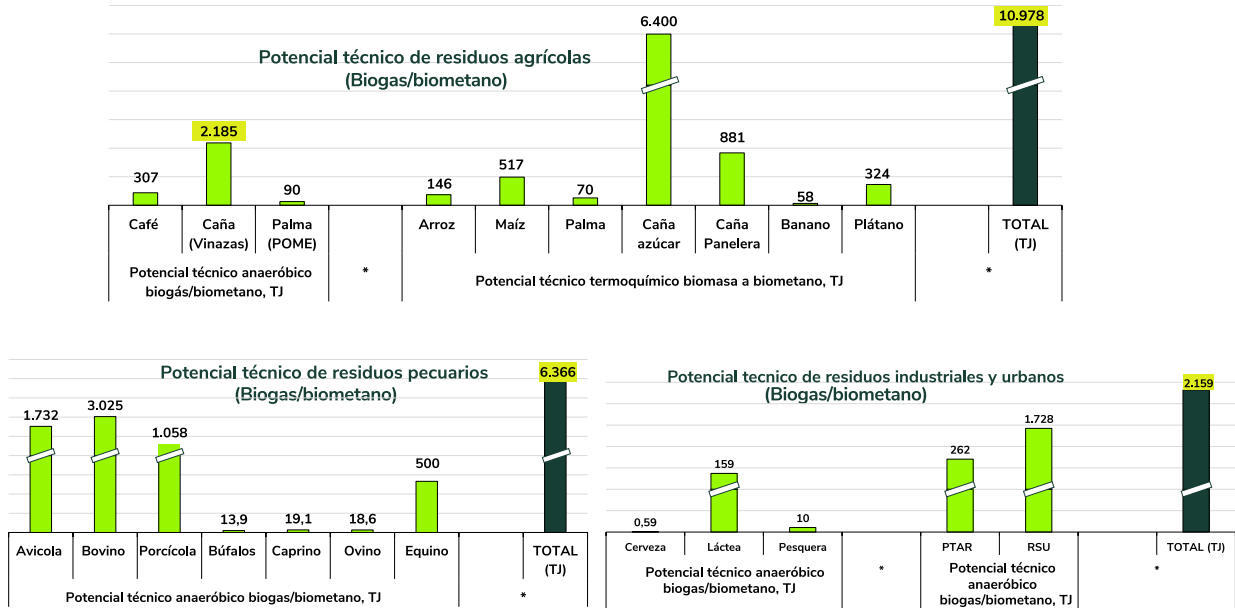
A partir de los potenciales energéticos teóricos de las biomasa se definieron las siguientes consideraciones para calcular los respectivos potenciales técnicos de los bioenergéticos por ruta anaerobia y ruta termoquímica Tabla 2. A su vez, a partir de los resultados y como trabajo futuro en el marco del PIBE Pacífico se propondrán escenarios de proyectos de biogás y biometano, para lo cual será necesario revisar consideraciones adicionales y particulares en las cadenas de valor, los sectores y los territorios.

Tabla 2. Consideraciones para incluir en el cálculo del potencial energético técnico de las biomasa

Sector *	Consideraciones
Pecuario	- Se aplica un factor de disponibilidad del 70% - Avícola se descuentan las aves de traspatio por dispersión, se descuentan las gallinas ponedoras por oferta una vez al año de gallinaza toma el 81% de la oferta regional - Porcícola: Se descuentan los animales de traspatio - Ruta bioquímica por digestión anaerobia
Agrícola	- Arroz, Palma (no se incluye hojas y cogollo 22%), caña azúcar y panelera (no se incluye hojas y cogollo 38% en azúcar y 21 % en panelera). Disponibilidad 70%, de la cual el 20% es para uso potencial de biometano (ruta termoquímica) a partir de las biomasa, con una eficiencia de la eficiencia energética del 55% (Guerrini et al., 2014). - Maíz, banano, plátano: Disponibilidad 70%, de la cual se define para uso potencial de biometano a partir de las biomasa, con una eficiencia de la eficiencia energética del 55% (Guerrini et al., 2014). Ruta termoquímica. - Café disponibilidad 70% y el factor de conversión a biogás ya está incluido. Ruta bioquímica por digestión anaerobia
Urbanos	- Se aplica un factor de disponibilidad del 70% - Ruta bioquímica por digestión anaerobia
Industriales	- Lácteo: Se contabiliza grasas y lodos, se descuentan suero por uso como alimento de cerdos, 60% de la oferta regional. - Se aplica un factor del 70% - Ruta bioquímica por digestión anaerobia
*De acuerdo con lo reportado en el estudio de la UNAL-TECSOL se define, en todos los casos, una producción de biogás por ruta bioquímica por digestión anaerobia, con un contenido de 60% de metano y un poder calorífico de 21.489 kJ/Nm ³ .	

A continuación, se presentan los potenciales técnicos disponibles en los sectores agrícola, pecuario e industrial (Figura 8) que podrían haberse aprovechado en la región del Pacífico durante el año 2023 para la producción de biogás y biometano:

Figura 8. Potencial energético técnico de biomasa residual



Fuente: elaboración UPME con información de (UPRA, 2023), (SUI-Superservicios, 2024), (Bavaria, 2024), (MinAgricultura, 2024), (SEPEC, 2024)

De los 19.503 TJ/a (Figura 8) que potencialmente se pudieron producir en 2023 de biogás y biometano en la región del Pacífico, aproximadamente un total de 8.832 TJ/a se habrían podido generar mediante ruta bioquímica de biodigestión y 8.396 TJ/a por ruta termoquímica. El mayor aporte potencial lo tienen las biomásas de origen agrícola y pecuario (Figuras 9 y 10), lo cual se estima tiene una procedencia esencialmente rural. Los potenciales industriales y urbanos que están en su mayoría en los municipios y ciudades tienen la menor participación, pero a su vez son relevantes para el aprovechamiento de residuos de tal forma que se generan cantidades significativas de bioenergía y además se pueden gestionar los residuos para disminuir carga contaminante al ambiente.

8. ESTUDIO DE CASO: PROYECTO COLABORATIVO CANDELILLAS - TUMACO

8.1. Contexto y Antecedentes

El municipio de San Andrés de Tumaco (Nariño) enfrenta condiciones críticas de vulnerabilidad energética, asociadas a la limitada cobertura en zonas rurales clasificadas como Zonas No Interconectadas (ZNI). Esta situación restringe el acceso a servicios energéticos confiables, limita la productividad local y profundiza brechas en calidad de vida. Su inclusión en el Programa de Desarrollo con Enfoque Territorial (PDET) y su clasificación como Zona Más Afectada por el Conflicto Armado (ZOMAC) lo posicionan como un territorio prioritario para la implementación de soluciones energéticas sostenibles, con enfoque territorial y diferencial. En este contexto, el citado Memorando de Entendimiento tuvo como propósito fomentar un mercado de biogás como alternativa energética sostenible frente al GLP y el uso tradicional de leña. La iniciativa se enmarcó en los lineamientos de la Transición Energética Justa y focalizó su alcance en comunidades en condición de vulnerabilidad de la zona rural del municipio, mediante la implementación de soluciones tecnológicas descentralizadas para la producción y aprovechamiento eficiente del biogás.

La planta extractora “Palmeiras”, núcleo operativo del proyecto, dispone de un biodigestor tipo laguna que procesa efluentes de palma y genera 1.000 m³/h de biogás. Actualmente, este recurso cubre las demandas internas de electricidad y calor de la planta; sin embargo, cerca del 30% del volumen producido es quemado por ausencia de infraestructura para su aprovechamiento. Este excedente energético constituye una oportunidad estratégica para extender los beneficios del recurso a comunidades cercanas como el Consejo Comunitario de Candelillas, optimizando el uso de subproductos, fortaleciendo el desarrollo territorial y facilitando el acceso a energía limpia en el marco de una Transición Energética Justa.

8.2. Retos y Alternativas Energéticas:

Candelillas, corregimiento con una población cercana a 1.000 familias, enfrenta limitaciones críticas en el acceso al suministro energético y servicios básicos esenciales. Su economía, basada principalmente en actividades agrícolas se ve afectada por restricciones energéticas que inciden directamente en la calidad de vida de la población y en la productividad del territorio.

Con el propósito de evaluar el potencial del biogás excedentario generado en la planta extractora “Palmeiras”, se desarrolló una caracterización social y técnica orientada a identificar alternativas de uso energético en el entorno local. El análisis determinó la viabilidad de aplicaciones tanto térmicas como eléctricas, destacando su utilidad para mejorar la prestación de servicios básicos y apoyar el desarrollo territorial. Como parte del proceso, se llevaron a cabo espacios de diálogo comunitario, donde se identificaron restricciones críticas que afectan la sostenibilidad de la infraestructura existente. Uno de los principales cuellos de botella señalados fue la limitada disponibilidad de energía para operar el acueducto comunitario de Candelillas, lo cual compromete el acceso continuo a agua potable.

Los resultados del ejercicio evidencian la oportunidad de implementar soluciones energéticas que aprove-

chen recursos bioenergéticos disponibles, con el fin de fortalecer los servicios básicos, dinamizar capacidades locales y avanzar hacia una transición energética justa y sostenible (MinEnergía et al., 2024).

En el marco de los compromisos establecidos en el Memorando de Entendimiento para impulsar el desarrollo energético en la región de Candelillas, se evaluaron diversas alternativas de modelos de negocio orientados al aprovechamiento del biogás excedentario generado en la planta extractora “Palmeiras”. Estas alternativas buscan asegurar la sostenibilidad técnica, económica y social del proyecto, promoviendo la participación comunitaria y el fortalecimiento de la infraestructura energética local.

A partir de un análisis técnico y económico integral, se identificaron tres modelos principales para la utilización del biogás excedentario, enfocados en su distribución y generación de energía. Cada alternativa fue evaluada con base en criterios como requerimientos técnicos, beneficios esperados, desafíos operativos y viabilidad financiera, destacando su potencial para mejorar las condiciones de vida y contribuir al bienestar de las comunidades beneficiadas. Estas fueron:

- i) Inversión para el endulzamiento del biogás y distribución por micro red (Biometano);
- ii) Además del endulzamiento, financiación de la micro red a través del mecanismo de Obras por Impuestos;
- iii) Generación eléctrica a partir del biogás para autoconsumo y entrega de excedente a la red.

Este último modelo, fue planteado como la opción con mejores posibilidades actuales bajo consideraciones definidas de evaluación técnica, normativa y financiera, y de esta manera aporta potencialmente y en gran medida a la demanda local de servicios públicos esenciales de energía de este territorio.

9. HALLAZGOS Y RECOMENDACIONES.

De acuerdo con los análisis presentados en el presente documento se destacan los siguientes aspectos a considerar para favorecer el desarrollo de las potencialidades y oportunidades que ofrece este sector:

- Los resultados logrados permiten confirmar un potencial bioenergético significativo para la producción de biogás y biometano, lo cual se convierte en una oportunidad para un mayor desarrollo energético en la región del Pacífico y en el país, lo cual pone de manifiesto la importancia de la bioenergía en el país y los territorios. Es destacable que en términos operativos las instalaciones comerciales de bioenergía pueden llegar a factores de planta mayores que el 75% y en ciertos casos cercanos al 90%, con el suministro constante y estable de biomasa. Esta característica posiciona a la bioenergía como un energético renovable que puede jugar un papel estratégico para dar respuesta a las necesidades energéticas y de descarbonización con ventajas y desventajas particulares para cada país al igual que otras fuentes de energía tales como la hidroenergía, solar, eólica y geotérmica (GIZ Colombia, 2023; IEA, 2023; MME et al., 2025; NREL, 2010).
- Se destaca que el enfoque del PIBE Pacífico es sobre el mayor desarrollo del biogás y el biometano, lo cual se alinea con el CONPES 3847 de 2015 (CONPES 3847, 2015), que reconoce al Plan Todos Somos PAZcífico como instrumento de cierre de brechas estructurales en municipios como Tumaco, Guapi, Buenaventura y Quibdó, mediante soluciones energéticas sostenibles en Zonas No Interconectadas (ZNI) entre las que se incluyen el biogás y el biometano.
- Teniendo presente que el aprovechamiento de los residuos agrícolas, forestales y pecuarios en la región del Pacífico colombiano y en general en todo el país ha sido muy bajo estadísticamente, se plantea la necesidad de articular mayores esfuerzos entre los sectores productivos de cadenas de valor involucradas, las entidades territoriales, nacionales y las comunidades. Dicha articulación que se logre en la región propiciará un aumento y consolidación de los aportes actuales de estos dos bioenergéticos en la región, bajo criterios de sostenibilidad y que incluyan variables principalmente de carácter económico, ambiental, social y técnica/tecnológica; a esto se le suma, los condicionales y restricciones de frontera agrícola de cultivos que generan biomasa, y la disponibilidad de áreas con aptitud de cultivos.
- Los análisis del presente documento sugieren que no se recomienda el tratamiento actual del biogás como Servicio Público Domiciliario en el marco de la Ley 142 de 1994, mientras persistan vacíos técnicos y regulatorios debido a diversas limitaciones técnicas y normativas. En este sentido, el biogás puede ser considerado un bioenergético susceptible de gestión sostenible y efectiva, de acuerdo con los lineamientos de política pública y energética que defina el Ministerio de Minas y Energía y las autoridades competentes. Para efectos técnicos de referencia, pueden consultarse normas internacionales como la UNE-EN ISO 20675:2022 y sus actualizaciones.
- Se considera pertinente ampliar y actualizar la Resolución CREG 240 de 2016 en cuanto a las especificaciones técnicas de calidad del biometano y de esta manera lograr una regulación técnica de este bioenergético, de acuerdo con referentes internacionales, por ejemplo de Europa y Brasil: Para el caso de Europa las normas UNE-EN 16723-1/2017, para red de GN y UNE-EN 16723-2/2018 para automoción; adicionalmente estas normas indican que el biometano debe cumplir las especificaciones para gas natural definidas en la norma EN 16726; ii) Para el caso de Brasil, las normas, RESOLUÇÃO ANP N° 906/2022 biometano de residuos orgánicos agrosilvopastoriles y comerciales y la RESOLUÇÃO ANP N° 886/2022 biometano de vertederos y plantas de aguas residuales.
- Los resultados indican en términos de potenciales técnicos de producción de biogás y biometano en la región del Pacífico colombiano, que el sector agrícola tiene la mayor participación (56 %), seguido por el sector pecuario (33%), urbano (10%) e industrial (1%).

- Dado que actualmente existe un uso del biogás a partir de biomasas en la región por ruta bioquímica, los resultados sugieren que se pueda proyectar una mayor producción de biogás (y potencialmente el biometano), a partir de un mayor aprovechamiento de las biomasas residuales que incluyen residuos urbanos y subproductos de las diversas cadenas de valor antes mencionadas con alto potencial bioenergético, sin entrar en detrimento de las demás aplicaciones tales como el compost y la dieta animal.
- La producción de biometano a partir de biomasas por ruta termoquímica se viene posicionando como una alternativa complementaria a la ruta bioquímica para diversificar los procesos, materias primas y escalas de producción.
- La planta de biometano de EPM, puede ser considerada como un punto de referencia para proyectar en la región del Pacífico colombiano y el país otras infraestructuras que aprovechen las biomasas promisorias territoriales.
- En el marco de la metodología de enfoque territorial de la UPME los aspectos condicionales y de restricciones de frontera agrícola en los cuatro departamentos de Chocó, Valle del Cauca, Cauca y Nariño, deben ser tenidos en cuenta en todos los potenciales proyectos de producción de bioenergéticos desde el sector agrícola. Lo anterior permitirá blindar el cumplimiento de requerimientos que incluyen aspectos ambientales, étnico-culturales, y de riesgo de desastres.
- La alta cantidad de áreas forestales con restricciones y condicionales de frontera agrícola que equivale aproximadamente al 84% en la región del Pacífico colombiano, es pertinente conceptualizar y proyectar con las respectivas autoridades territoriales y nacionales sobre los potenciales aprovechamientos bioenergéticos sostenibles de biomasas residuales de origen forestal generadas en algunos territorios.
- Los actores que producen las biomasas tienen alternativamente posibilidades de convertirse en productores y/o proveedores de materias primas para la producción de bioenergéticos como el biogás y/o biometano a diferentes escalas.
- Los resultados sugieren la necesidad de generar en el país y los territorios, estrategias para consolidar y mejorar las políticas energéticas en torno al biogás y/o biometano, que hasta el momento han sido estimulados mayoritariamente y de buena manera para la generación de energía eléctrica. El Programa Basura Cero liderado por el Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio oficializado en el Decreto 670 del 17 de junio de 2025, se espera sea una herramienta habilitante para tal fin.
- El Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico (PIBE Pacífico), destaca la importancia de la bioenergía como un pilar estratégico para la sostenibilidad, la gobernanza y el desarrollo territorial en Colombia. A través del análisis del potencial teórico y técnico de las biomasas para aplicaciones como el biogás y/o biometano, se evidencian oportunidades significativas para diversificar la matriz energética, reducir las emisiones de GEI y promover la inclusión de comunidades rurales en la transición energética. Este enfoque, alineado con los principios de la Ruta de la Energía de la Biomasa, resalta la necesidad de fortalecer alianzas estratégicas, mejorar la gestión de residuos y priorizar soluciones adaptadas a las condiciones locales para consolidar un desarrollo energético justo y sostenible.
- El citado proyecto colaborativo de biogás presenta viabilidad técnica para producir energía de manera sostenible, aprovechando los efluentes de las plantas extractoras de palma de aceite, como “Palmeiras”. La generación eléctrica sobresale como la opción más viable entre las alternativas evaluadas (producción de biometano, subvención a la infraestructura de distribución por el mecanismo de obra por impuesto y generación de energía eléctrica a partir de biogás) debido a su alineación con los aspectos técnicos, normativos y financieros.
- La Ley 1715 de 2014 permite acceder a incentivos directamente para aplicaciones de producción del biogás y/o biometano cuyos usos sean para generación de energía eléctrica. Sin embargo, de manera indirecta los proyectos de biogás y/o biometano podrían acceder a los incentivos tributarios establecidos en los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014 si: a) la lista de bienes y servicios (elementos, equipos, maquinaria, o servicios) de los proyectos (que producen biogás y/o biometano) puede ser clasificados en la lista GEE para acciones o medidas de gestión eficiente de energía-GEE actualizada (ver Resolución UPME No. 000504 de 2023) con ocasión a la adopción del PAI-PROURE 2022-2030;

b) el biogás y/o biometano son usados para proyectos de hidrógeno. En todo caso, la interpretación, aplicación o eventual modificación de estos incentivos corresponde exclusivamente al Congreso de la República, al MME y a la DIAN.

- Los análisis y resultados del presente documento identifican oportunidades técnicas de planeación que podrían ser consideradas por las autoridades competentes para fortalecer los instrumentos de fomento existentes al biogás y al biometano, en el marco de la Ley 1715 de 2014 y sus modificaciones, garantizando criterios de sostenibilidad, uso eficiente de los recursos y coherencia con la normatividad vigente.
- Se identifican oportunidades técnicas para promover la revisión por parte de las autoridades competentes, ampliar, complementar y armonizar los aspectos regulatorios y normativos de calidad actuales sobre el biogás y/o biometano y de esta manera evitar que estos se conviertan en barreras para la implementación de los potenciales de producción de estos. Tales acciones con el objetivo de lograr un mayor desarrollo progresivo, ordenado y sostenible del biogás y el biometano en el país y los territorios y sean habilitantes para estructurar una política energética sobre estos dos bioenergéticos que sea vinculante a las entidades del sector minero energético y otras entidades que dentro de su misión tienen incidencia directa sobre potencial producción, distribución y comercialización de estos bioenergéticos.
- Se recomienda que, en el desarrollo e implementación del plan de acción del Programa de Basura Cero, se puedan alinear las consideraciones aquí presentadas en este documento de avance en el marco del PIBE Pacífico. Lo anterior, con el objetivo de lograr un mayor desarrollo progresivo, ordenado y sostenible del biogás y el biometano en el país y los territorios y sean habilitantes para el deseado desarrollo de las políticas públicas y energéticas sobre estos dos bioenergéticos.
- En el corto plazo, una “Hoja de Ruta para Biogases” en el país es necesaria en la que se incluyan no solo el biogás y el biometano, sino también otros potenciales gases renovables principalmente como el biosyngas, el biopropano y el hidrógeno procedente de biomasas. Dicha hoja de ruta deberá ser liderada por el Ministerio de Minas y Energía y articulada con las entidades del sector, con base en los insumos técnicos que genere la UPME.

Nota aclaratoria: El contenido de este documento es de carácter indicativo, basado en información y datos de fuentes institucionales y sectoriales. Su propósito principal es proveer bases técnicas y analíticas para la formulación de política pública en el ámbito territorial y nacional, así como la identificación de oportunidades de desarrollo e inversión, sin constituir, por sí mismo, un compromiso de ejecución vinculante.

10. BIBLIOGRAFÍA

Bavaria. (2024). Cervecería del Valle. <https://www.bavaria.co/del-valle>

Bioenergy International. (2024). El Mapa Europeo de Biometano de 2024 muestra un aumento del 37 % en la capacidad de generación de GNR en la UE | Bioenergía Internacional. <https://bioenergyinternational.com/2024-european-biomethane-map-shows-37-increase-in-eu-rng-capacity/>

BOE-A-2005-12699 Real Decreto-Ley 11 (2005). <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=>

BOE-A-2005-12699

CIBIOGÁS. (2020). Panorama do Biogás 2020. <https://materiais.cibiogas.org/nota-tecnica-panorama-do-biogas-2020-nt-01-2021>

CIBIOGÁS. (2023). Panorama do Biogás no Brasil em 2023. <https://materiais.cibiogas.org/panorama-do-biogas-2023>

CONPES 3847 (2015). <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3847.pdf>

CONPES 4129 (2023). <https://www.dnp.gov.co/conpes/Paginas/documentos-conpes-aprobados.aspx>

CREG. (2016a). Resolución 87 de 2016 CREG. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0087_2016.htm

CREG. (2016b). Resolución 240 de 2016. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0240_2016.htm

DANE. (2019). Encuesta nacional agropecuaria (ENA). <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/agropecuario/encuesta-nacional-agropecuaria-ena>

Departamento Nacional de Planeación. (2022). Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026. <https://www.dnp.gov.co/plan-nacional-desarrollo/pnd-2022-2026>

Documento CREG 151 (2016). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/pdf/doc_creg_0151_2016.pdf

EBA. (2024a). Biogases towards 2040 and beyond. <https://www.europeanbiogas.eu/biogases-towards-2040-and-beyond/>

EBA. (2024b). Gasification: diversification of biomass processing and waste utilisation. <https://www.europeanbiogas.eu/gasification-diversification-of-biomass-processing-and-waste-utilisation/>

Empresas Públicas de Medellín. (2023). Boletín informativo: EPM pone en operación la primera planta de biometano en Colombia.

Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. (2024). Energía Inyectada | BEC. <https://www.bmcbec.com.co/informaci%C3%B3n-operativa/energ%C3%ADa-inyectada>

GIZ Colombia. (2023). Estudio técnico, económico e identificación de hubs de hidrógeno verde en Colombia. https://www.minenergia.gov.co/documents/11896/06.Hubs_de_hidr%C3%B3geno_verde.pdf

Gobierno de España. (2022). Hoja de Ruta del Biogás V6.

- Guerrini, O., Gaillard, M., Peureux, G., Kara, Y., Marchand, B., Perrin, M., Aubigny, A., Perez, D. da S., Guinard, L., Commandre, J.-M., Valin, S., Mauviel, G., Hemati, M., Ducray, P., Khodakov, A., Sanz, F. J. E., & Aichernig, C. (2014). *Gaya demonstration project: towards industrialization of an innovative and integrated 2nd generation bioSNG pathway through biomass gasification*. p.734-741. <https://hal.science/hal-01757367>
- IEA. (2023). *World Energy Outlook 2023*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf>
- IEA. (2024). *World Energy Outlook 2024*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>
- 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>
- IPCC. (2021). *Sixth Assessment Report — IPCC*. <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>
- Johnson, E. (2019). Process Technologies and Projects for BioLPG. *Energies*, 12(2). <https://doi.org/10.3390/en12020250>
- La Picirelli de Souza, L., Rajabi Hamedani, S., Silva Lora, E. E., Escobar Palacio, J. C., Comodi, G., Villarini, M., & Colantoni, A. (2021). Theoretical and technical assessment of agroforestry residue potential for electricity generation in Brazil towards 2050. *Energy Reports*, 7, 2574–2587. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.04.026>
- Ley 43 (2003). https://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/l43-2003.html
- LIQUID GAS EUROPE. (2021). *BIOLPG A RENEWABLE PATHWAY TOWARDS 2050*.
- Lisbona, P., Bailera, M., & Pérez, V. (2023). Methane production from syngas. *Advances in Synthesis Gas: Methods, Technologies and Applications: Volume 3: Syngas Products and Usages*, 93–109. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-91878-7.00005-8>
- Marín, J., Pérez, W., & Rios, L. (2022). Low-Temperature and Highly Active Nickel Catalyst Based on Hydrotalcite Mg–Al for CO₂ Methanation. *Energy Technology*, 10(10), 2200431. <https://doi.org/10.1002/ente.202200431>
- Martínez, C. (2007). *Revista Energía y Tú* 39 (Cubasolar). <http://www.cubasolar.cu/33-40-2/>
- Medina, O. E., Amell, A. A., López, D., & Santamaría, A. (2025). Comprehensive review of nickel-based catalysts advancements for CO₂ methanation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 207, 114926. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114926>
- MinAgricultura. (2024). *Acopio Leche Cruda Bovina*. <http://uspleche.minagricultura.gov.co/Acopio.html>
- MinEnergía. (2022). Decreto 2236 de 2023. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=227230>
- MinEnergía. (2024). Resolución 40165 de 2024. [https://www.suin-juriscal.gov.co/clp/contenidos.dll/Resolucion/30051673?fn=document-frame.htm\\$f=templates\\$3.0](https://www.suin-juriscal.gov.co/clp/contenidos.dll/Resolucion/30051673?fn=document-frame.htm$f=templates$3.0)
- MME, UPME, & DEA & Emergente. (2025). *Catálogo Tecnológico Colombiano Tecnologías de generación y almacenamiento de energía*. https://www.minenergia.gov.co/documents/13090/Catalogo_Tecnologico_Socializacion_clean_Final_ES.pdf
- Normalización Española. (2018). *UNE-EN 16723-2:2018 Gas natural y biometano para uso en transporte y biometano para inyección en la red de gas natural. Parte 2: Especificaciones del combustible para automoción*. <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0060225>
- NREL. (2010). *H₂A Biomethane Model Documentation and a Case Study for Biogas From Dairy Farms*. <http://www.osti.gov/bridge>

OLADE. (2024). Gas natural: el energético de la transición energética en América Latina y el Caribe. <https://www.olade.org/editoriales/gas-natural-el-energetico-de-la-transicion-energetica-en-america-latina-y-el-caribe/>

ONU. (2023). *¿Es el gas natural el combustible de transición que el mundo necesita?* <https://www.unep.org/es/noticias-y-reportajes/reportajes/es-el-gas-natural-el-combustible-de-transicion-que-el-mundo>

Paniagua, S., Lebrero, R., & Muñoz, R. (2022). Syngas biomethanation: Current state and future perspectives. *Bioresource Technology*, 358, 127436. <https://doi.org/10.1016/J.BIORTECH.2022.127436>

Proaño, L., Tello, E., Arellano-Trevino, M. A., Wang, S., Farrauto, R. J., & Cobo, M. (2019). In-situ DRIFTS study of two-step CO₂ capture and catalytic methanation over Ru, "Na₂O"/Al₂O₃ Dual Functional Material. *Applied Surface Science*, 479, 25–30. <https://doi.org/10.1016/J.APSUSC.2019.01.281>

Red LEDS LAC. (2021). Mapa de proyectos de Biogás en Latinoamérica y el Caribe. <https://www.ledslac.org/mapa-de-proyectos-de-biogas-en-lac/>

REPSOL. (2020). REPSOL TO BUILD SPAIN'S FIRST ADVANCED BIOFUELS PLANT IN CARTAGENA.

RESOLUCIÓN No. 339 (2022). https://docs.upme.gov.co/Normatividad/339_2022.pdf

S & P Global. (2024). FEATURE: Bio-LNG to follow LNG path to Europe's net-zero future | S&P Global. <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/lng/070324-bio-lng-to-follow-lng-path-to-europes-net-zero-future>

Sectorial. (2025). Agroindustria de la caña podría producir cerca de 80 millones de metros cúbicos de gas. <https://sectorial.co/informativa-azucar-y-etanol/agroindustria-de-la-cana-podria-producir-cerca-de-80-millones-de-metros-cubicos-de-gas/>

SEPEC. (2024). Sistema del Servicio Estadístico Pesquero Colombiano - SEPEC. <http://sepec.aunap.gov.co/>

Stangeland, K., Kalai, D., Li, H., & Yu, Z. (2017). CO₂ Methanation: The Effect of Catalysts and Reaction Conditions. *Energy Procedia*, 105, 2022–2027. <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2017.03.577>

SUI-Superservicios. (2024). Aseo-Reportes Técnico Operativos (Portal SUI). <https://sui.superservicios.gov.co/Reportes-del-Sector/Aseo>

Tansel, B., & Surita, S. C. (2014). Oxidation of siloxanes during biogas combustion and nanotoxicity of Si-based particles released to the atmosphere. *Environmental Toxicology and Pharmacology*, 37(1), 166–173. <https://doi.org/10.1016/J.ETAP.2013.11.020>

Tavera-Ruiz, C., Martí-Herrero, J., Mendieta, O., Jaimes-Estévez, J., Gauthier-Maradei, P., Azimov, U., Escalante, H., & Castro, L. (2023). Current understanding and perspectives on anaerobic digestion in developing countries: Colombia case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 173, 113097. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2022.113097>

TV AGRO. (2012). Técnica para Construir Biodigestores. https://www.youtube.com/watch?v=rk_KD21Tg-g

UNAL, & TECSOL. (2018). Estimación del potencial de conversión a biogás de la biomasa en Colombia y su aprovechamiento_ CONTRATO 001 DE 2017 UPME-UNAL. Informe Final.

UPME. (2022). Plan Energético Nacional 2022-2052. <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-energetico-nacional/>

UPME. (2023). Actualización Plan Energético Nacional 2022-2052. https://www1.upme.gov.co/Demanda-yEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf

UPME. (2024a). *Plan Energético Nacional 2024-2054*. <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-energetico-nacional/>

UPME. (2024b). *Plan Indicativo de Bioenergía - PIBE Pacífico*. <https://www.upme.gov.co/simec/hidrocarburos/plan-indicativo-de-bioenergia/>

UPME. (2025). *Plan Nacional de Sustitución de Leña*. <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/pnsl/>

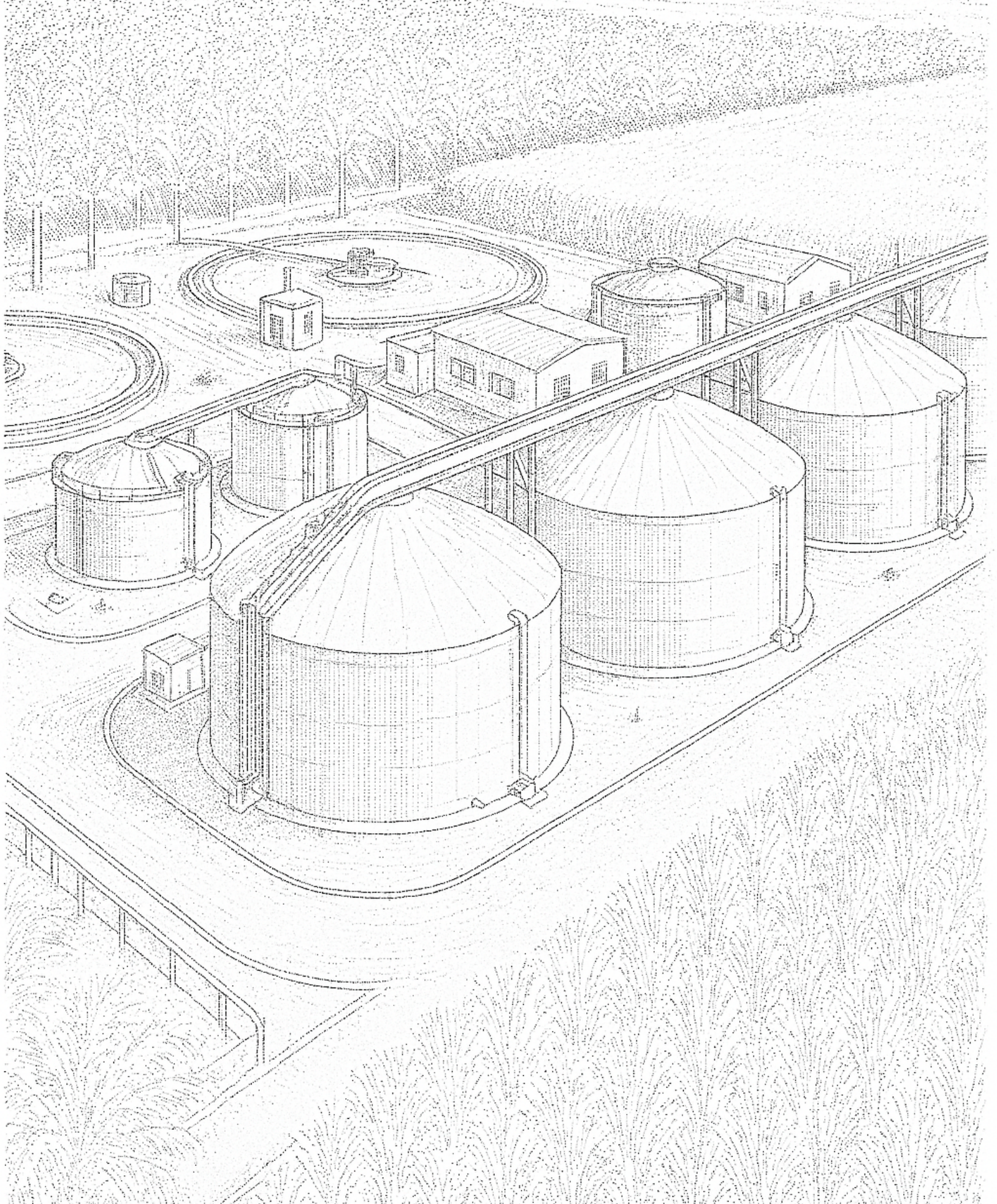
UPME -Consortio Biocombustibles de Colombia. (2023). *Estudio técnico integral para caracterizar las tecnologías de BC2G&3G con ABC y requerimientos técnico-económicos para la instalación de una biorrefinería*. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Biblioteca.aspx>

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>

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

UPRA. (2025). *SIPRA*. <https://sipra.upra.gov.co/nacional>

XM. (2025). *Generación Real del SIN*. <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/GeneracionSIN.aspx>



Unidad de Planeación
Minero Energética



© UPME

AV. CALLE 26 # 69 D-91 TORRE 1 - PISO 9

BOGOTÁ - COLOMBIA | +57 601 2220601

UPME.GOV.CO