



Generación de Biogás en la Planta Sicarare: Un caso de Estudio Para la Transición Energética, Sostenibilidad Ambiental y Económica en el Sector Palmero.

Wilson Fernando Garavito Jiménez

Universidad Ean

Facultad de Administración, Finanzas y Ciencias Económicas

Maestría en Administración de Empresas

Bogotá, Colombia

25/08/2025

Generación de Biogás en la Planta Sicarare: Un caso de Estudio Para la Transición
Energética, Sostenibilidad Ambiental y Económica en el Sector Palmero.

Wilson Fernando Garavito Jiménez

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:

Magister en Administración de Empresas

Director (a):

Leidy Natalia Zapata Restrepo

Modalidad:

Artículo Científico

Universidad Ean

Facultad de Administración, Finanzas y Ciencias Económicas

Maestría en Administración de Empresas

Bogotá, Colombia

25/08/2025

Nota de aceptación:

Firma del jurado

Firma del jurado

Firma del director del trabajo de grado

Dedicatoria:

A mis padres por enseñarme la disciplina y
la búsqueda constante del saber.

(Dedicatoria o frase. Página opcional)

Frase:

La educación es el arma más poderosa que
puedes usar para cambiar el mundo.

"Nelson Mandela".

Resumen

La planta extractora de aceite Sicarare, ubicada en el corredor palmero de Codazzi-Bucaramanga, enfrenta un desafío ambiental y energético debido a la alta carga contaminante de sus aguas residuales y el elevado consumo energético. La ausencia de un sistema de aprovechamiento energético limita el potencial de sostenibilidad de la operación, generando costos elevados y contribuyendo a emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Frente a este panorama, se plantea evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental de implementar un sistema de generación de biogás mediante digestión anaerobia como solución regenerativa.

Se aplicó un diseño no experimental tipo estudio de caso, basado en la planta Sicarare. La investigación se estructuró en cuatro fases: estandarización del proceso de biogás (diagrama de flujo, balance de masa y caracterización del efluente), análisis de viabilidad económica (CAPEX, OPEX, VAN, TIR, RBC), evaluación ambiental (reducción de GEI mediante factores de emisión y composición del biogás), y determinación del potencial de cogeneración eléctrica. Se emplearon instrumentos de laboratorio, simulaciones energéticas y normativas vigentes como Ley 1715 de 2014.

El sistema de digestión anaerobia alcanzó una eficiencia de remoción de DQO del 90,3%, generando 2.557.456 m³ de biogás anualmente, con un 57,3% de metano. Esto permite una generación de 5,88 GWh/año, cubriendo la demanda interna de la planta y permitiendo exportar 3,28 GWh. Se estimó una reducción de emisiones de 28.766,8 ton CO_{2e}/año. El análisis económico mostró rentabilidad solo en escenarios con incentivos y venta de excedentes, alcanzando un VAN de \$1.941 millones COP, TIR del 21% y un payback de 5,76 años en el escenario optimista.

Palabras clave:

Biogás, digestión anaerobia, energía renovable, eficiencia energética, mitigación de GEI.

Abstract

The Sicarare palm oil extraction plant, located in the Codazzi-Bucaramanga corridor, faces significant environmental and energy challenges due to the high pollutant load of its wastewater and elevated energy consumption. The lack of an energy recovery system limits the sustainability potential of the operation, resulting in high operational costs and greenhouse gas emissions. This study aims to assess the technical, economic, and environmental feasibility of implementing an anaerobic digestion biogas system as a regenerative solution.

A non-experimental case study design was applied, focused on the Sicarare plant. The research was structured into four phases: standardization of the biogas process (flow diagram, mass balance, and effluent characterization), economic feasibility analysis (CAPEX, OPEX, NPV, IRR, BCR), environmental assessment (GHG reduction through emission factors and gas composition), and evaluation of cogeneration potential. Laboratory instruments, energy simulations, and regulatory frameworks such as Law 1715 of 2014 was utilized.

The anaerobic digestion system achieved a 90.3% COD removal efficiency, producing 2,557,456 m³ of biogas annually, with 57.3% methane content. This enabled generation of 5.88 GWh/year, fully covering the plant's internal demand and allowing for export of 3.28 GWh. Emissions reduction was estimated at 28,766.8 ton CO_{2e}/year. The economic analysis showed profitability only under incentive-enabled scenarios, with a Net Present Value (NPV) of COP 1.94 billion, Internal Rate of Return (IRR) of 21%, and a payback period of 5.76 years in the optimistic scenario.

Keywords:

Biogas, anaerobic digestion, renewable energy, energy efficiency, GHG mitigation.

Introducción

Colombia es el cuarto productor mundial de aceite de palma después de Tailandia, aportando el 2,4 % del aceite en el mercado, según el Departamento de Agricultura de Estados Unidos (Departamento de Agricultura de los Estados Unidos [USDA], 2024). El país cuenta con 75 plantas de procesamiento activas (Fedepalma, 2025), en las cuales se generan grandes volúmenes de aguas residuales con alta carga orgánica, conocidas por sus siglas en inglés como Palm Oil Mill Effluent (POME). Este efluente representa un serio desafío ambiental si no son adecuadamente tratadas y gestionadas (Bessou & Pardon, 2016). Este efluente tiene concentraciones elevadas de Demanda Química de Oxígeno (DQO) y sólidos volátiles que, al ser descargados sin tratamiento, pueden ocasionar contaminación de cuerpos de agua, emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y generación de malos olores (Chavalparit y otros, 2006; Wu y otros, 2010).

En el marco de conocimiento de ciencia, tecnología e innovación, el tratamiento del POME mediante digestión anaerobia para producir biogás ha demostrado ser una alternativa eficaz, sostenible y económicamente viable, permitiendo simultáneamente el tratamiento de residuos y la generación de energía renovable (Yacob y otros, 2006) (Nasution, 2018). La conversión de biomasa no solo genera ingresos adicionales que aportan al flujo de caja de las compañías, sino que también contribuye a la sostenibilidad de la industria y respeto del medio ambiente en un marco de economía circular (Loom y otros, 2024).

El biogás generado contiene una fracción significativa de metano (CH_4), un gas con alto poder calorífico que puede ser aprovechado para la cogeneración eléctrica, térmica o incluso como biocombustible vehicular (Weiland, 2010). La viabilidad técnica de esta

conversión depende de factores como la temperatura del sistema, la carga orgánica y la composición del sustrato, los cuales fueron caracterizados de forma exhaustiva en esta investigación con base en datos reales de operación en la planta extractora Sicarare.

Además, esta investigación cobra especial relevancia en el contexto colombiano, donde el marco normativo a través de la Ley 1715 de 2014, el Plan Energético Nacional (2020-2050) y diversas resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), promueve la transición energética mediante el uso de fuentes renovables y el aprovechamiento de residuos orgánicos. El desarrollo de modelos de negocio circulares y basados en energía renovable no solo está alineado con las metas de mitigación de GEI, sino que también abre oportunidades para acceder a mercados de bonos de carbono y mecanismos de financiación verde (Ministerio de Minas y Energía, 2020; Unidad de Planeación Minero Energética [UPME], 2011).

Desde el punto de vista económico, varios estudios financieros han demostrado que bajo esquemas de incentivos tributarios y comercialización de energía, los proyectos de biogás en plantas palmeras pueden lograr retornos significativos y tiempos de recuperación de inversión menores a siete años (Harsono y otros, 2014; Poh & Chong, 2009).

Sin embargo, a pesar del potencial de generación de biogás en la planta extractora como solución energética y ambiental en el sector palmero, su adopción a sido limitada (Cahaparro Triana y otros, 2022). Esto se debe a que las plantas se enfrentan a varios obstáculos en la implementación efectiva de sistemas de generación de biogás, incluyendo la falta de conocimiento técnico, los costos iniciales elevados y la escasa infraestructura existente para el tratamiento y aprovechamiento del biogás (Sodri & Evida, 2022). Además, existe una incertidumbre significativa sobre la viabilidad económica de estos

proyectos de producción de biogás, especialmente en lo que respecta al retorno de la inversión y los beneficios a largo plazo, debido a que en Colombia se está en una etapa temprana de implementación (Naturgas, 2023; Velásquez y otros, 2023).

A esto se suma la variabilidad en la calidad y cantidad de producción de biogás y la necesidad de adaptar las tecnologías existentes a las condiciones específicas de las plantas palmeras (Sodri & Evida, 2022), lo que lleva a plantearse la siguiente pregunta.

¿Cómo se puede aprovechar la generación y utilización del biogás en la planta extractora de aceite de palma Sicarare, para maximizar los beneficios económicos y ambientales, superando las barreras actuales de adopción en el sector?

Objetivos

Objetivo General:

Evaluar la generación y uso de biogás como alternativa tecnológica en la planta extractora Sicarare, con el fin de optimizar su implementación y determinar la maximización de sus beneficios económicos y ambientales.

Objetivos Específicos:

Estandarizar el proceso de generación de biogás por medio de procesos y procedimientos internos de extractora Sicarare.

Determinar los costos y beneficios económicos asociados a la implementación general a través de indicadores financieros.

Analizar los beneficios ambientales del posible uso de biogás en la industria palmera a través del cálculo de factores de emisión.

Analizar la viabilidad técnica del posible uso del biogás como fuente de generación de energía eléctrica con datos obtenidos en la planta Sicarare.

Hipótesis

La producción y aprovechamiento del biogás como fuente de generación de energía eléctrica generarán beneficios económicos y ambientales en la planta extractora Sicarare, en coherencia con los principios de la economía circular.

Marco teórico

El presente marco teórico sustenta la investigación titulada “*Generación de biogás en la planta Sicarare: un caso de estudio para la transición energética, sostenibilidad ambiental y económica en el sector palmero*”. Este estudio se fundamenta en el análisis del proceso de generación de biogás como una alternativa tecnológica y en los principios de la administración de empresas orientados a fortalecer la sostenibilidad, la competitividad y la rentabilidad organizacional.

Fundamentos del biogás y biodigestores

Según (García Núñez y otros, 2016), el efluente generado por una planta extractora de aceite de palma está compuesto aproximadamente por un 94 % de agua y un 6 % de sólidos solubles o insolubles, los cuales pueden ser tratados mediante procesos de Digestión Anaerobia (DA). (Aziz y otros, 2020) afirma que el proceso se lleva en cuatro etapas: hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis, donde se puede producir suficiente gas para satisfacer la mayoría de las necesidades energéticas para el funcionamiento de la planta (Metcalf & Eddy, 2014).

Durante el proceso de DA, la hidrólisis constituye la etapa inicial, en la cual las bacterias hidrolíticas, como *Clostridium* y *Bacillus*, descomponen los carbohidratos, lípidos y proteínas en moléculas más simples azúcares, ácidos grasos de cadena larga y aminoácidos que pueden ser utilizadas por otros microorganismos (Ige Ohimain & Chibueze Izah, 2017). En la fase de acidogénesis, bacterias como *Syntrophomonas*, *Pseudomonas* y *Flavobacterium* transforman estos compuestos en intermediarios tales como alcoholes, aldehídos y ácidos grasos volátiles (ácidos butírico, propanoico y acético) (Divya y otros, 2015). Posteriormente, en la acetogénesis, dichos intermediarios se

degradan para producir acetato, dióxido de carbono e hidrógeno, mediante la acción de bacterias como *Desulfovibrio* y *Clostridium* (Bajpai , 2017). Finalmente, en la metanogénesis, intervienen bacterias acetotróficas e hidrogenotróficas, responsables de la generación de metano (CH₄), principal componente energético del biogás (Sasaki y otros, 2011).

El rendimiento del proceso de DA depende en gran medida de las condiciones fisicoquímicas del sistema, como la temperatura, el pH y la alcalinidad, las cuales deben mantenerse dentro de rangos óptimos para favorecer la actividad microbiana y maximizar la producción de biogás. En este sentido, (Choorit & Wisarnwan, 2007), en el proceso de extracción de aceite, las aguas residuales se descargan con una temperatura de (80 – 90 °C), generalmente las digestiones anaeróbicas se llevan a cabo a temperaturas mesófilas (30 - 37 °C) o termófilas (50 - 60 °C), esta condición permite tratar el POME en cualquiera de las dos condiciones. Sin embargo, el tiempo para producir el biogás será diferente, en una temperatura mesófila se puede llevar entre 30 y 40 días para completar el proceso de digestión anaerobia, mientras que, en la condición termófila se puede realizar entre 7 a 14 días (Aziz y otros, 2020).

En cuanto al pH y la alcalinidad, (Aziz y otros, 2020), establecen que el rango óptimo para la digestión anaerobia se encuentra entre 6,8 y 7,4, ya que ambos grupos bacterianos pueden funcionar de manera eficiente dentro de este rango. El pH y la alcalinidad se correlacionan entre sí, ya que la alcalinidad ayuda a controlar el pH deseado en el digester anaeróbico. El pH es una medida de la concentración de iones de hidrógeno, mientras que la alcalinidad representa la capacidad de una sustancia para neutralizar los iones de hidrógeno. El aumento de la alcalinidad al inicio del proceso de digestión da

como resultado una reducción de sólidos volátiles y del tiempo de biodegradación, lo que mejora la producción de biogás en comparación con los reactores a los que no se han añadido aditivos alcalinos (por ejemplo, amoníaco anhidro, bicarbonato de potasio, carbonato de potasio, bicarbonato de sodio y nitrato de sodio). Se descubrió que una relación de concentración de alcalinidad a demanda química de oxígeno (DQO) de 1,2 - 1,6 ppm es suficiente para mantener un valor de pH de alrededor de 6,6 durante la digestión anaeróbica de desechos de carbohidratos para producir metano. En los estudios realizados por (Choong y otros, 2018), el valor de alcalinidad adecuado debe estar en 2500 a 5000 mg/ L para así tener suficiente capacidad de amortiguamiento y una buena resistencia a los cambios de pH.

Asimismo, (Labatut & Gooch, 2012) demostraron que la adición de carbonato de calcio hasta concentraciones de 5500 mg/L ayuda a proporcionar suficiente capacidad amortiguadora para soportar cargas de choque moderadas de ácidos grasos volátiles mientras se mantiene un valor de pH de 7,4, que es favorable para las bacterias metanogénicas. Además de los factores ambientales, el pretratamiento y la configuración de los biorreactores potencian la producción de biogás a partir del POME.

La adición de cenizas se ha identificado como una estrategia eficaz para mejorar la digestión anaerobia. La ceniza, un subproducto de desecho, se utiliza en diversas industrias como la de tratamiento de aguas residuales, construcción y digestión anaeróbica. Su adición en la digestión anaeróbica mejora la degradación de sólidos volátiles, lo que incrementa significativamente la producción de biogás. Actúa como una coenzima que reduce la acidez y mejora el crecimiento microbiano. Estudios han demostrado que la ceniza a aumentan la producción de biogás y eliminan contaminantes como metales

pesados, aceites y grasas. Adicionando ceniza al POME se produjo 218,79 L CH₄/kgDQO, mientras que sin este pretratamiento la producción de biogás fue solamente 103,15 L CH₄/kgDQO indicando que esta puede ser una alternativa económica para ajustar el pH y mejorar la producción de biogás (Aziz y otros, 2020).

Otra alternativa de optimización corresponde a la codigestión, la cual consiste en la combinación de dos o más sustratos durante el proceso de digestión anaerobia con el fin de mejorar la estabilidad del proceso y la producción de biogás. En este contexto, el POME ha sido codigestado exitosamente con racimos de fruto vacíos, microalgas, lodos del decantador y aguas de lavado de glicerina refinada (Aziz y otros, 2020), logrando mejoras significativas en la conversión de materia orgánica a metano.

Finalmente, la implementación de tecnologías de automatización, como los Sistemas de Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA), ha permitido mejorar el control y la eficiencia del proceso. Según (Chen y otros, 2023), el SCADA facilita la supervisión y el ajuste en tiempo real de parámetros clave como la temperatura y el pH, optimizando la producción de metano. Este sistema mantiene la temperatura mesofílica óptima (35–42 °C) y ajusta la proporción de recirculación de efluentes, logrando un rendimiento de 0,2733 Nm³ CH₄/kg DQO removido y una reducción significativa de H₂S a 1.086,4 ppm, lo que se traduce en una operación más eficiente y estable del digestor.

El biogás se utiliza actualmente como fuente de generación de energía, según (Holm Nielsen, 2009), uno de los usos más comunes es en motores de cogeneración para generar electricidad, el biogás también es utilizado para cocinar, este uso ayuda a la sustitución del uso de leña o carbón, reduciendo así la deforestación y mejorando la

calidad del aire en interiores (Bond & Templeton, 2011). En algunas industrias, el biogás se utiliza para alimentar las calderas, hornos o procesos de secado, donde se requiere energía térmica, esto es bastante común en fábricas de procesamiento de alimentos, cervecerías y plantas de papel (Gebrezgabher y otros, 2010).

La transición energética se entiende como el proceso de sustitución progresiva de fuentes de energía fósiles por energías renovables y sostenibles, con el propósito de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (International Renewable Energy Agency [IRENA], 2021). En este contexto, los biodigestores constituyen sistemas diseñados para optimizar la producción de biogás a partir de residuos agrícolas, estiércol o efluentes industriales, generando energía limpia y de bajo costo proveniente de una fuente renovable (Rivas y otros, 2016). Aunque esta tecnología no es reciente, su adopción en el ámbito empresarial representa un paso clave dentro de la transición hacia modelos productivos más sostenibles, al integrar tecnologías limpias que garantizan la continuidad operativa y la rentabilidad a largo plazo. En los últimos años, el interés en esta tecnología ha aumentado debido a la crisis energética global, resultado de la dependencia de los combustibles fósiles. Además, el uso del biogás contribuye significativamente a la mitigación de emisiones, especialmente de metano (CH_4), un gas con un potencial de calentamiento 28 veces mayor que el dióxido de carbono (World Resources Institute, 2024).

Los biodigestores pueden clasificarse según su modo de operación y aplicación. El biodigestor tipo batch se caracteriza por un proceso de carga y vaciado total de la cámara de digestión. Según (Cueva, 2022), produce entre 0,5 y 1 m^3 de biogás por m^3 de digestato. Este tipo de biodigestor es ideal para pequeñas y medianas explotaciones agrícolas que no

cuentan con una gran capacidad de procesamiento (Bond & Templeton, 2011). Las principales aplicaciones incluyen la gestión de residuos sólidos, particularmente en el procesamiento de residuos agrícolas, minimizando olores y la emisión de gases perjudiciales (Garfi, 2011). Sus principales ventajas son su bajo costo de construcción y simplicidad, aunque su proceso es discontinuo y tiene menor eficiencia.

Por otro lado, los biodigestores continuos, según (Varnero, 2011), operan con un flujo de entrada constante, lo que les permite mantener una producción estable de biogás una vez alcanzado el estado estacionario. También son utilizados en plantas de producción de energía a través de biogás según (Holm Nielsen, 2009). Sus principales ventajas incluyen alta eficiencia y un diseño intuitivo para su operación, aunque requieren alimentación constante de materia orgánica.

El biodigestor tubular, descrito por (Tobón Abello, 2018), presenta un sistema de alimentación semicontinua y está fabricado con polietileno flexible. Está diseñado principalmente para el procesamiento de estiércol animal y produce entre 0,4 y 0,6 m³ de biogás por m³ de digestato. Este tipo de biodigestor es ideal para zonas con temperaturas altas y estables, y su principal ventaja es su bajo costo de construcción y operación. No obstante, sufre limitaciones como baja presión de gas y una vida útil reducida debido a la degradación del material plástico por exposición ambiental.

Por su parte, el biodigestor de laguna cubierta utiliza una estructura semiesférica de polietileno instalada sobre un tanque de piedra o ladrillo. Su instalación es económica y puede tener una vida útil de hasta diez años si se maneja adecuadamente y no sufre daños por condiciones climáticas extremas (Sánchez y otros, 2011). Puede generar entre 10 y 20

m³ de biogás por tonelada de residuos. Este sistema es ideal para el tratamiento de grandes cantidades de residuos líquidos, aunque requiere grandes espacios.

En Colombia, la adopción de biodigestores ha sido especialmente relevante en el sector agropecuario. Según (Torroba y otros, 2023), en el departamento del Meta se han implementado proyectos en fincas lecheras y reservas naturales para la gestión de residuos ganaderos y la producción de biogás con fines domésticos. En regiones como el Valle del Cauca, los biodigestores se han integrado en programas de sostenibilidad para pequeñas y medianas unidades productivas. En el sector palmicultor, la aplicación de biodigestores tipo laguna cubierta ha permitido el tratamiento de efluentes industriales, como se evidencia en el proyecto Eecopalsa (Zelaya, 2016). Este sistema convierte los desechos generados en las plantas extractoras de aceite de palma en biogás, el cual se utiliza para generar electricidad y calor. De acuerdo con (Zelaya, 2016), esta tecnología puede cubrir hasta el 25 % de las necesidades energéticas internas de la planta, destinando el excedente a la venta externa, además de contribuir a la reducción de emisiones y la mejora de la sostenibilidad del sector mediante la valorización de residuos.

Un estudio más reciente, realizado por (Valencia Achuri & Abril Herrera, 2023), analizó la implementación de biodigestores en pequeñas unidades productivas agropecuarias de zonas rurales cercanas a Fusagasugá. De las 21 unidades evaluadas, seis adoptaron esta tecnología para aprovechar los residuos orgánicos y generar biogás. La implementación no solo permitió la producción de energía limpia, sino también la reducción de emisiones GEI y el uso del digestato como fertilizante orgánico, favoreciendo la sostenibilidad del ciclo productivo.

Marco Normativo y Oportunidades de Negocio en Colombia

La transformación disruptiva que atraviesan los mercados eléctricos a nivel mundial abarca diversos ejes temáticos. En primera instancia, con el propósito de disminuir las emisiones (GEI), se ha evidenciado una tendencia generalizada hacia la descarbonización de las matrices energéticas, lo que ha impulsado la sustitución progresiva de fuentes fósiles por energías renovables no convencionales (Gutiérrez & Garcia, 2021).

En el contexto colombiano, la Ley 1715 de 2014 ha promovido significativamente el desarrollo de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), en particular las renovables. Esta normativa establece una serie de incentivos tributarios que favorecen la inversión en proyectos sostenibles, tales como la deducción del 50 % de la inversión inicial de la renta líquida gravable durante 15 años, la exención del impuesto al valor agregado (IVA) para equipos y servicios relacionados, la eliminación de aranceles para la importación de maquinaria y equipos, y la posibilidad de aplicar una depreciación acelerada de hasta el 20 % anual sobre activos fijos como maquinaria, equipos y obras civiles vinculadas a proyectos de FNCE (Gutiérrez & Garcia, 2021).

Asimismo, el Acuerdo de París de 2015 estableció un marco global orientado a la reducción de las emisiones de GEI, incrementando el valor estratégico de las iniciativas de mitigación climática. En este escenario, los proyectos de biogás que logran certificarse para la generación de créditos de carbono representan una oportunidad para participar en el mercado de bonos de carbono. No obstante, los costos asociados a los procesos de certificación y la volatilidad de los precios del carbono pueden incidir significativamente en la rentabilidad de dichos proyectos (Velásquez y otros, 2023).

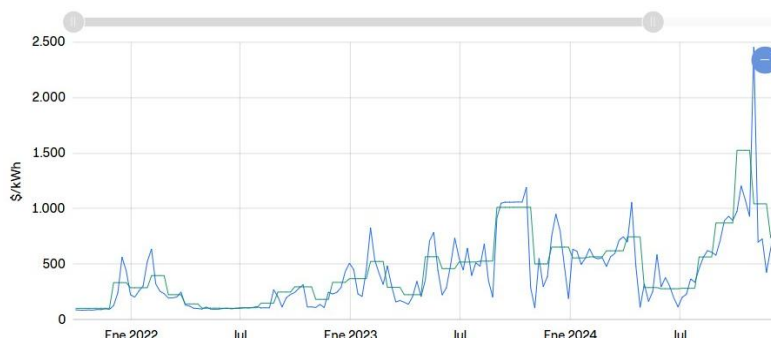
Colombia puede ser un importante proveedor de servicios ambientales globales por la posesión de activos ambientales, y debe reconocer la gran oportunidad que tiene en las manos con los "Bonos de carbono". El potencial anual de reducción de emisiones de GEI del total de los proyectos de mecanismos de desarrollo limpio es de aproximadamente 16,4 millones de toneladas de CO₂ equivalente, lo que podría generar ingresos potenciales al país de unos US\$152 millones (Unidad de Planeación Minero Energética [UPME], 2011).

En el ámbito energético, (Empresas Públicas de Medellín [EPM], 2021), señala que en Colombia existe la posibilidad de que los autogeneradores entreguen excedentes de energía a la red eléctrica. Aquellos con potencias menores a 1 MW se clasifican como autogeneradores a pequeña escala, y los comercializadores están obligados a reconocer el valor de los excedentes inyectados. Por su parte, los autogeneradores con potencias entre 1 MW y 5 MW se consideran de gran escala y, según la (Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG], 2015), deben ser representados por un generador en el mercado mayorista, bajo condiciones acordadas libremente entre las partes.

Finalmente, los precios promedio de la bolsa de energía en Colombia han oscilado entre 180 y 2.500 COP/kWh, dependiendo de las variaciones hidrológicas, lo cual permite proyectar escenarios pesimistas y optimistas para la venta de excedentes. En el presente estudio, se consideró un valor de referencia de 250 COP/kWh para las simulaciones financieras y los análisis de sensibilidad económica. En la Figura 1 se presenta la variación histórica de los precios promedio de bolsa en el mercado eléctrico colombiano, información que permite contextualizar la viabilidad económica de proyectos de autogeneración a partir de biogás.

Figura 1.

Precios promedio de bolsa del mercado eléctrico colombiano (COP/kWh)



Nota. Adaptado de “Precios promedio bolsa”, por (ENEL, 2025). Los valores muestran fluctuaciones entre 180 y 2.500 COP/kWh, determinadas principalmente por las condiciones hidrológicas y la oferta de generación térmica.

La Tabla 1 presenta la matriz legal aplicable al proyecto de cogeneración basado en biogás, donde se incluyen las principales normas relacionadas con la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como regulaciones ambientales y de seguridad industrial. Se destacan la Ley 1715 de 2014, que otorga incentivos tributarios para promover el uso de fuentes no convencionales de energía, y la Resolución UPME 281 de 2015, que define los criterios para clasificar a los autogeneradores a pequeña y gran escala, estableciendo los lineamientos para la venta de excedentes a la red eléctrica.

Tabla 1.

Matriz legal

Norma	Ente que expide	Año	Observaciones para el Biogás
Resolución 240 de 2016	Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG	2016	Emitida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), establece el marco regulatorio específico para el uso de Biogás y Biometano en los servicios públicos domiciliarios de gas combustible.

Ley 1715	UPME, MinEnergía, DIAN	2014	Régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional,
Resolución 005	Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG	2010	Por la cual se determinan los requisitos y condiciones técnicas que deben cumplirlos procesos de cogeneración y se regula esta actividad.
Ley 2128 de 2021, Art 7	UPME, MinEnergía	2021	Programa de sustitución de leña, carbón y residuos por energéticos de transición.
Resolución 024	Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG	2015	Se reglamenta la autogeneración a gran escala en el SIN. (Plantas mayores a 1 MW).
Resolución 077	Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG	2014	Expansión en Generación de Energía Eléctrica y Cargo por Confiabilidad (C x C)
Decreto 2469 de 2014	UPME, MinEnergía	2014	Términos de referencia para la elaboración del Diagnóstico Ambiental de Alternativas para proyectos puntuales
Upme 281 de 2015	UPME	2015	Habla que un auto generador a pequeña escala AGPE debe considerarse con potencias instaladas inferiores a 1MW y de potencias hasta 5MW se debe considerar un generador a gran escala, la diferencia existe que para un AGPE el sistema está obligado a recibir los excedentes y reconocerlos a precio de bolsa, para el otro caso se debe realizar a través de un comercializador por medio de un contrato pague lo generado.
Resolución 909 de 2008	MinAmbiente, Corporaciones Ambientales	2008	Por la cual se determinan los requisitos y condiciones técnicas que deben cumplirlos procesos de cogeneración y se regula esta actividad.
Ley 142 de 1994	CREG, SuperServicios	1994	Por la cual se dictan normas con el fin de promover la libre competencia en las compras de energía eléctrica en el mercado mayorista
Resolución CREG 030 de 2018	CREG	2018	Por la cual se reglamenta la actividad de generación con plantas menores de 20 MW que se encuentra conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN).
RETIE	MinMinas (Grupo RETIE)	2024	Normas de seguridad eléctrica para instalaciones que usen biogás como fuente de energía. Obligatorio para plantas con sistemas eléctricos que aprovechen biogás.
NTC-ISO 14001:2015	ICONTEC / ISO	2015	Sistema de gestión ambiental para asegurar el manejo responsable de los impactos del proceso. Fundamental para la sostenibilidad de proyectos con biogás.
Plan Energético Nacional 2020-2050	UPME	2020	Este plan estratégico abarca el uso de energías renovables y gases de bajas emisiones como componentes clave en la transición hacia una matriz más limpia y sostenible.

Nota. Adaptado de “Normograma Legal y normativo”, por (Villalba & Lara, 2021).
‘Fuentes de Energía Renovable, Recursos Energéticos Distribuidos y Almacenamiento en Colombia: una revisión de la normatividad (Gutiérrez & Garcia, 2021).

Viabilidad Económica.

La viabilidad económica de un proyecto se evalúa mediante diversas técnicas financieras que permiten determinar su rentabilidad, sostenibilidad y conveniencia. De acuerdo con (Antonio, 2017), las herramientas comúnmente utilizadas en la administración financiera para evaluar los proyectos de inversión incluyen el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), la Relación Beneficio-Costo (RBC) y el Período de Recuperación (PR). Estas metodologías permiten analizar la eficiencia en la asignación de recursos y la capacidad del proyecto para generar valor a lo largo del tiempo.

El Valor Presente Neto (VPN) se define como la suma, en valor presente, de todos los flujos de caja positivos y negativos que se generan durante la vida útil del proyecto. Este indicador permite determinar si una inversión genera o destruye valor para los inversionistas. Cuando el VPN es positivo, representa la creación de riqueza; por el contrario, un VPN negativo implica pérdida de valor y, por tanto, el proyecto no debería ser ejecutado. En términos decisionales, si el VPN es mayor que cero, se recomienda aceptar el proyecto; si es menor que cero, se debe rechazar; y si es igual a cero, existe indiferencia financiera, ya que el proyecto no genera valor adicional para los inversionistas (Antonio, 2017).

La Tasa Interna de Retorno (TIR) mide la rentabilidad de los recursos que permanecen invertidos dentro del proyecto. Esta tasa, también conocida como tasa interna de retorno, se considera una característica intrínseca de cada inversión, pues depende

únicamente de los flujos de caja generados y no de las tasas de interés del mercado. Matemáticamente, la TIR es la tasa de descuento que iguala el valor presente de los ingresos y egresos del proyecto, es decir, aquella que hace que el VPN sea igual a cero. El criterio de decisión establece que un proyecto es aceptable si la TIR es mayor que la tasa de oportunidad del inversionista; en caso contrario, debe ser rechazado (Antonio, 2017).

La Relación Beneficio-Costo (RBC) consiste en calcular el cociente entre el valor presente de los beneficios y el valor presente de los costos del proyecto. Ambos valores se expresan en términos de flujos de caja descontados. Este indicador permite determinar la eficiencia económica del proyecto: cuando la RBC es superior a uno, los beneficios superan los costos, y el proyecto se considera viable; si es inferior a uno, los costos exceden los beneficios, indicando inviabilidad económica (Antonio, 2017).

El Período de Recuperación (PR) representa el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial a partir de los flujos de caja que genera el proyecto. En otras palabras, indica el número de periodos requeridos para alcanzar el punto de equilibrio económico o financiero. Este método no mide la rentabilidad del proyecto, sino su nivel de riesgo, ya que un periodo de recuperación más corto implica menor exposición al riesgo financiero. El criterio de decisión establece que se debe aceptar el proyecto si el PR es menor que el límite máximo de tiempo establecido por la empresa o el inversionista (Antonio, 2017).

En la evaluación económica también se consideran los costos de inversión de capital (CAPEX) y los costos operativos (OPEX). Los primeros corresponden a las inversiones en bienes y activos necesarios para la puesta en marcha del proyecto, tales como maquinaria, infraestructura y equipos, los cuales tienen un uso prolongado en el tiempo. Por su parte, los costos operativos se refieren a los gastos recurrentes asociados

con el funcionamiento diario de la empresa, como salarios, servicios públicos, mantenimiento, alquileres y suministros. Estos costos son esenciales para garantizar la continuidad de las operaciones y la sostenibilidad económica del proyecto (Velásquez y otros, 2023).

Metodología

El estudio emplea un diseño no experimental, ya que no implica la manipulación de variables, sino la observación y el análisis de procesos y datos existentes en el caso de estudio. Esto significa que la investigación se basa en el análisis retrospectivo de datos de la planta Sicarare y en modelos y/o simulaciones, en lugar de experimentos activos o proyectos piloto. La presencia de datos operativos detallados de Sicarare, como el balance de masa, el diagrama de flujo, variables a medir y la composición del biogás, son observaciones de un sistema ya en funcionamiento. Las proyecciones técnicas, económicas y ambientales se derivan de estos parámetros observados y de estándares industriales, lo que implica que el estudio evalúa el potencial y el rendimiento bajo condiciones existentes, no los resultados de una intervención directa.

Fases de la Investigación

El estudio se configura como un estudio de caso, centrado específicamente en un biodigestor de laguna carpada en la planta extractora de aceite Sicarare, ubicada en el kilómetro 11 de la vía Codazzi - Bucaramanga. Esta especificidad geográfica y organizacional limita la generalización directa de los resultados numéricos a otras plantas, pero proporciona una comprensión profunda de una aplicación real de la tecnología de biogás en el sector palmero. La ventaja de este enfoque es que permite un análisis muy detallado de un escenario particular, sirviendo como un modelo robusto sobre cómo deben realizarse tales evaluaciones en otros contextos, ofreciendo un plan metodológico.

El alcance estará delimitado por cuatro objetivos específicos los cuales serán considerados por si mismos una fase a desarrollar.

Fase 1: Estandarizar el Proceso de Generación de Biogás.

Se llevará a cabo una recopilación de información operacional existente: Revisión de registros de la planta, diagramas de flujo, procedimientos operativos estándar relacionados con la gestión del POME y la generación de biogás, por lo cual se desarrollará un balance de masa y diagrama de flujo del proceso de producción de biogás.

Por otra parte, para definir el proceso teórico estándar de la producción de biogás se va a revisar en la literatura el proceso de digestión anaerobia obteniendo como resultado las fórmulas químicas que representan el proceso.

Se obtendrán mediciones y registros puntuales de la composición fisicoquímica del POME a la entrada y salida del sistema de biodigestión (DQO, DBO, SST, Sólidos Volátiles, pH, alcalinidad, temperatura) en diferentes puntos del proceso ver Tabla 2, y así poder calcular la eficiencia de remoción del biodigestor y posteriores fases.

Tabla 2.

Variables a medir.

Parámetro		Ingreso de efluente	Salida de efluente
Sólidos totales	TS	✓	✓
Sólidos Volátiles	VS	✓	✓
pH	pH	✓	✓
Alcalinidad			✓
Temperatura		✓	✓
Demanda química de oxígeno	COD	✓	✓
Demanda bioquímica de oxígeno	BOD		✓

Nota. Adaptado de “Anaerobic Digester/Biogas System Operator Guidebook”, por (Environmental Protection Agency [EPA], 2020).

Fase 2: Determinar los Costos y Beneficios Económicos Asociados a la

Implementación General.

En esta fase, se realizará una estimación detallada de los costos asociados por medio de la consecución de dos cotizaciones de donde se pueda realizar con un costo promedio de las inversiones y operaciones un análisis financiero para calcular indicadores como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el tiempo recuperación de la inversión simple. Este análisis permitirá tener como resultado una evaluación o simulación financiera de la rentabilidad económica de la implementación del biogás en la industria palmera. Además, se tendrán en cuenta los incentivos tributarios disponibles en Colombia para identificar tres posibles escenarios (optimo, real y pesimista).

Fase 3: Analizar los Beneficios Ambientales del Posible uso de Biogás en la Industria Palmera.

En primer lugar, se va a realizar una revisión en la literatura de proyectos de biogás similares o aplicado a otras industrias, con el objeto de establecer un marco legal aplicable a la industria palmera donde se construirá una matriz legal.

En segundo lugar, se van a calcular las emisiones generadas por los gases de efecto invernadero, para tal fin se medirá la composición del biogás en cuanto a % CO₂ y % CH₄. Estos datos permitirán obtener como resultado el total de las emisiones generadas utilizando la ecuación 1.

Ecuación 1.

$$GEI(\text{tonCO}_2e) = \text{masa CH}_4(\text{ton CH}_4) * PCC_{\text{ch}_4}$$

Fase 4: Analizar la Viabilidad Técnica del Posible uso del Biogás Como Fuente de Generación de Energía Eléctrica.

Se tomarán como base los datos consolidados en las fases 1 y 3, así como la composición promedio del biogás, para calcular la producción total de biogás esperada en un periodo de tiempo mensual y anual bajo condiciones operativas estandarizadas.

En adición a lo anterior se calculará la generación de energía utilizando un factor promedio de eficiencia de conversión de energía química a eléctrica de la tecnología seleccionada, permitiendo determinar el grado de autosuficiencia energética de la planta y las posibilidades de exportar algunos excedentes a la red.

Población

La población de estudio, dada la naturaleza de estudio de caso, es la planta extractora de palma de aceite Sicarare en sí misma, específicamente su infraestructura existente y propuesta para la generación de biogás y la utilización de energía. Las características clave de esta población incluyen su capacidad de procesamiento de 100.000 toneladas de fruta fresca al año, con una carga promedio de Demanda Química de Oxígeno (DQO) de 70.000 ppm en su efluente.

Variables e Instrumentos

En la Tabla 3 se definen las variables cuantitativas y equipos necesarios para medir los valores requeridos para el desarrollo de las fases anteriormente planteadas.

Tabla 3.

Variables.

Variables	Definición conceptual	Instrumentos: Equipos de Sicarare para la medida	Indicadores de operación	Clasificación de variables
Volumen de biogás producido	Cantidad de biogás generado por la planta de biogás.	Se utilizará un medidor de flujo de biogás en línea, Magnetrol ta2 a1b0 930.	m ³	Variable cuantitativa finita
GEI	Impacto ambiental medido en reducción de gases de efecto invernadero (GEI)	Se va a medir la composición del biogás % CH ₄ , % CO ₂ , H ₂ S con un instrumento awiflex cool+ y será comprobado con un medidor portátil MRU.	Emisiones de CO ₂ equivalente	Variable cuantitativa finita

Porcentaje de remoción	Se define como la cantidad de ingreso de DQO al sistema sobre la cantidad de DQO de la salida	Se recogerán muestras a la entrada y salida del digestor, las cuales serán analizadas y determinadas en laboratorio con HANNA Intrument HI83399 .	% de remoción	Cuantitativa continua
Sólidos totales	La cantidad de material sólido que queda como residuo después de la evaporación y secado de una muestra de agua o aguas residuales.	El dato se tomará del laboratorio Sicarare según procedimiento determinación de sólidos, ph, conductividad y temperatura en aguas residuales.	mg/L	Cuantitativa continua
Sólidos Volátiles	La fracción de los sólidos totales que se volatiliza o descompone a una temperatura elevada, indicando la cantidad de materia orgánica.	El dato se tomará del laboratorio Sicarare según procedimiento determinación de sólidos, ph, conductividad y temperatura en aguas residuales.	mg/L	Cuantitativa continua
pH	Medida de la acidez o alcalinidad de una solución.	El dato se tomará del laboratorio Sicarare según procedimiento determinación de sólidos, ph, conductividad y temperatura en aguas residuales.	Unidades de pH	Cuantitativa continua
Alcalinidad	Capacidad del agua para neutralizar ácidos, debido a la presencia de bicarbonatos, carbonatos e hidróxidos.	El dato se tomará del laboratorio Sicarare según procedimiento determinación de sólidos, ph, conductividad y temperatura en aguas residuales.	mg CaCO ₃ /L	Cuantitativa continua
Temperatura	Grado de calor presente en el agua o en el sistema.	Se va a emplear termómetros Rockage 0 -120 ° C y medidor Fluke 62 max.	°C	Cuantitativa continua

Nota: Variables del proyecto de investigación. Elaboración propia.

Resultados

Resultados Fase 1: Estandarizar el proceso de generación de biogás.

En la Tabla 4 se muestran las características del biogás y el efluente. En ella se aprecia que el biodigestor tiene un porcentaje de remoción del 90,3 %, operando a temperaturas cercanas a la mesófila. Además, el pH de entrada es 4,3 y el de salida es 7,3, lo que permite concluir que hay una neutralización efectiva y eficiencia de remoción del equipo.

Tabla 4.

Características generales del biogás y efluente

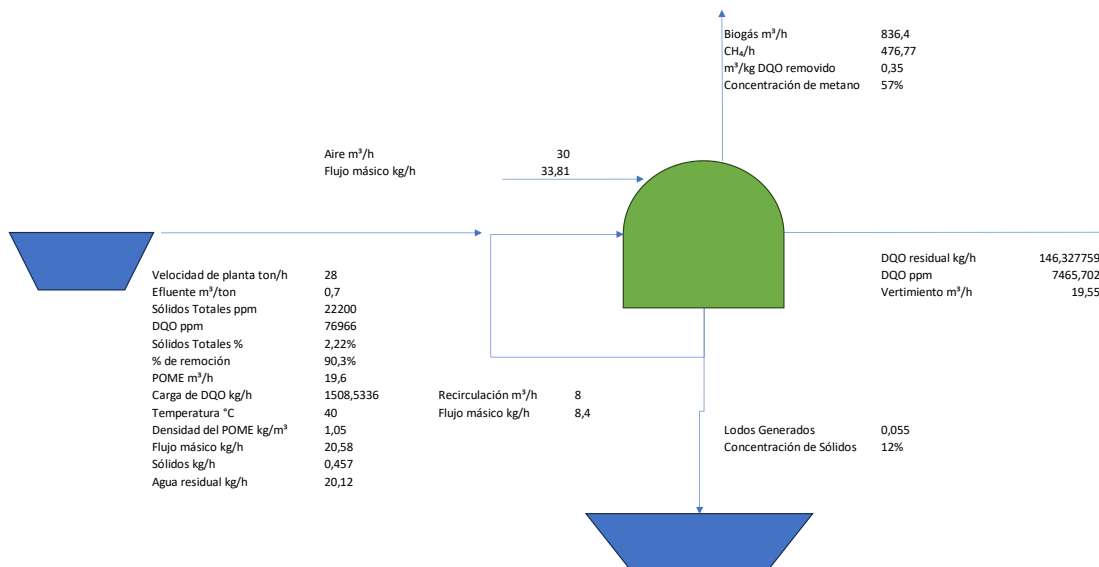
Parámetro	Unidad	Ingreso biodigestor	Salida biodigestor
Composición del biogás	%		57,3% metano (CH ₄) 35,87% dióxido de carbono (CO ₂)
Sólidos totales	mg/L		70.895
pH		4,3	7,3
Capacidad buffer	meq		0,2
Temperatura	°C	41,01	36,8
Demanda química de oxígeno	mg/L	76.966	7.488
Demanda bioquímica de oxígeno	mg/L	45.658	
Remoción del sistema	%		90,3

Nota. Elaboración propia a partir de datos proporcionados por extractora de Sicarare.

Los datos descriptivos del diagrama de flujo y balance de masa del proceso de generación de biogás en extractora Sicarare se muestran en la Figura 2. En general, este proceso incluye la recirculación y agitación de lodos, con una temperatura de ingreso del efluente a 40 °C y demanda química de oxígeno de 76.966 ppm. Con una generación de efluentes de 0,7 m³/ton, el proceso puede llegar a producir una cantidad teórica de biogás de 836,4 m³/ton, con una concentración de metano del 57,3 %.

Figura 2.

Balance de masa y diagrama de flujo



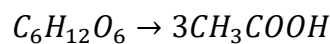
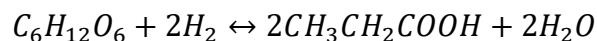
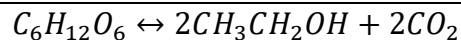
Nota. Elaboración propia a partir de datos proporcionados por extractora de Sicarare.

Una vez revisada la literatura, se puede decir que el proceso de generación de biogás se divide en cuatro etapas principales: hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis (ver Tabla 5).

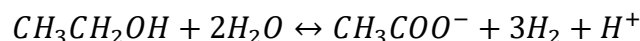
Tabla 5.

Etapas principales para la generación de biogás

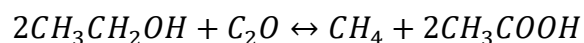
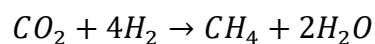
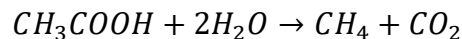
Proceso
Hidrólisis
$(C_6H_{10}O_5)_n + nH_2O \rightarrow nC_6H_{12}O_6 + nH_2$
Acidogénesis



Acetogénesis



Metanogénesis



Nota. Adaptado de “Descripción general del proceso de digestión anaerobia”, por (Anthony y otros, 2019).

Resultados Fase 2: Determinar los costos y beneficios económicos asociados a la implementación general.

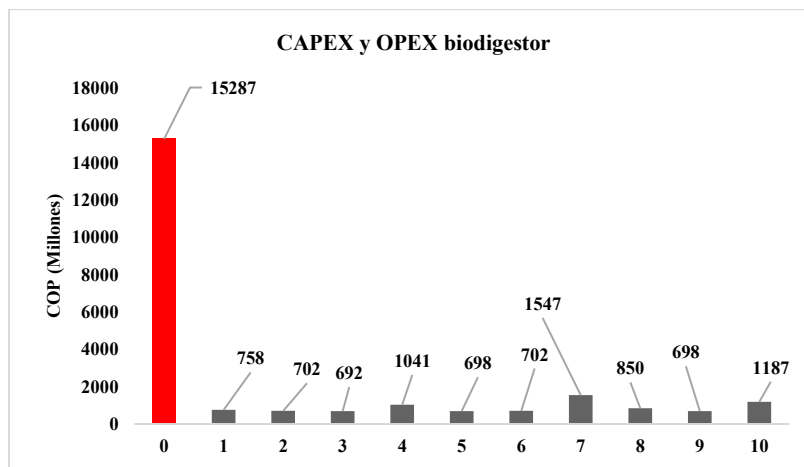
El estudio financiero se centró en evaluar la efectividad de tres escenarios de retorno de la inversión: pesimista, realista y optimista. En el escenario pesimista, se parte del supuesto de que no se logra acceder a los beneficios tributarios establecidos en la Ley 1715 de 2014, ni a los ingresos derivados de la venta de energía a la red o de los bonos de carbono. Por el contrario, el escenario optimista contempla la obtención de todos estos beneficios, mientras que el escenario realista asume que solamente se concretan los ingresos provenientes de la venta a red y beneficios tributarios.

En la Figura 3 se presenta el escenario optimista, en el cual la implementación del sistema de generación de biogás demanda inversiones significativas en equipos especializados, tales como un biorreactor anaerobio, un sistema de filtración de H₂S, motogeneradores a gas, un sistema de sincronismo y una subestación eléctrica. La inversión total estimada (CAPEX) se calcula en 15.287 millones de pesos colombianos (COP).

Por su parte, el análisis del OPEX a 10 años evidencia que los costos operativos anuales resultan sostenibles y pueden ser compensados por los ingresos derivados de la venta de energía y de la comercialización de bonos de carbono, lo que refuerza la viabilidad económica y ambiental del proyecto en el largo plazo.

Figura 3.

Indicadores económicos



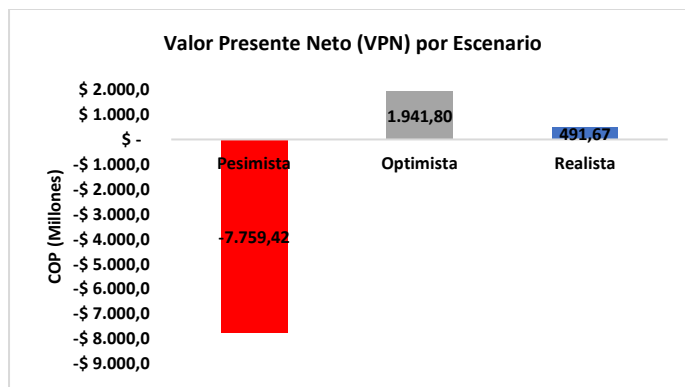
Nota. Elaboración propia a partir de datos proporcionados por extractora de Sicarare.

Los resultados del análisis de viabilidad financiera revelaron un valor presente neto (VPN) positivo de 491 millones de pesos para el escenario realista, el cual muestra una alta dependencia del contexto normativo, como se observa en la Figura 4. En contraste, bajo un escenario pesimista, el proyecto no resulta rentable con un VPN negativo de 7.759

millones, lo que resalta la relevancia de los incentivos tributarios contemplados en la Ley 1715 de 2014, así como la posibilidad de vender energía a la red, como factores determinantes para la sostenibilidad financiera del proyecto.

Figura 4.

Valor Presente Neto por escenario



Nota. Elaboración propia a partir de datos proporcionados por extractora de Sicarare.

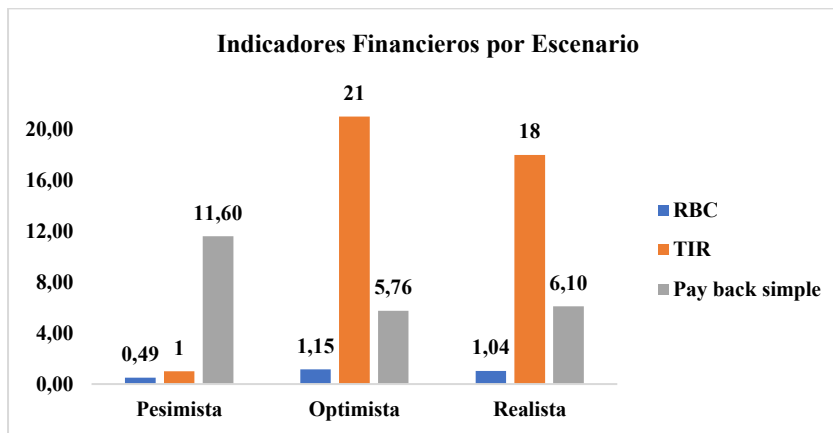
El análisis de los indicadores financieros se enfocó en evaluar la efectividad de tres escenarios de retorno de inversión: pesimista, optimista y realista. Los resultados, presentados en la Figura 5, evidencian diferencias significativas entre los escenarios analizados. En particular, el escenario realista arrojó una tasa interna de retorno (TIR) del 18 %, un período de recuperación de la inversión (payback) de 6,1 años y una relación beneficio costo de 1,04. Estos resultados demuestran que la viabilidad económica del proyecto está considerablemente influenciada por factores como el acceso a incentivos tributarios, la comercialización de energía en la red eléctrica y, especialmente, la participación en el mercado de bonos de carbono, lo cual permite maximizar los beneficios económicos.

De igual manera, se concluye que la Ley 1715 de 2014, junto con el marco regulatorio asociado, no solo facilita la viabilidad financiera de este tipo de iniciativas,

sino que también contribuye a mitigar los riesgos percibidos por los inversionistas, fortaleciendo así el atractivo del proyecto desde una perspectiva económica y normativa

Figura 5.

Indicadores Financieros



Nota. Elaboración propia a partir de datos proporcionados por extractora de Sicarare.

Resultados Fase 3: *Analizar los beneficios ambientales del posible uso de biogás en la industria palmera.*

La implementación del proyecto de generación de energía a partir de biogás en la Extractora Sicarare podría resultar en una reducción de emisiones de aproximadamente 28.766,87 toneladas de CO₂e por año. Este valor se obtuvo mediante la aplicación de la Ecuación 1 y el uso de un factor de conversión de 28, según lo establecido por el Global Warming Potential (GWP).

Estos resultados evidencian un impacto ambiental positivo significativo, derivado de la captura y aprovechamiento del biogás, lo que contribuye de manera efectiva a la mitigación de los gases de efecto invernadero (GEI) y al fortalecimiento de la sostenibilidad ambiental de la operación.

Emisiones

En la Tabla 6 se presenta la composición del biogás obtenida a partir de las mediciones realizadas en la planta, así como los factores de conversión y la densidad de los gases de metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂). Esta información se utilizó posteriormente para el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociadas al proceso.

Tabla 6.

Características de metano y el dióxido de carbono

Gas	GWP AR5	Densidad (kg/m ³)	Composición (%)
CH ₄	28	0,657	57,30%
CO ₂	1	1,977	35,87%

Nota. Elaboración propia a partir de datos proporcionados por extractora de Sicarare.

Calculos Para el gas Metano CH₄

$$\text{masa CH}_4 (\text{ton CH}_4) = 2.557.456 * 57,3 \% * 0,657$$

$$\text{masa CH}_4 (\text{ton CH}_4) = 962,6$$

$$\text{GEI}(\text{tonCO}_2 \text{ e}) = 962,6 * 28$$

$$\text{GEI}(\text{tonCO}_2 \text{ e}) = 26.953,57$$

Calculos Para el Gas CO₂

$$\text{masa CO}_2 (\text{ton CO}_2) = 2.557.456 * 35,87 \% * 1,977$$

$$\text{masa CO}_2 (\text{ton CO}_2) = 1.813,3$$

$$\text{GEI}(\text{tonCO}_2 \text{ e}) = 1.813,3 * 1$$

$$\text{GEI}(\text{tonCO}_2 \text{ e}) = 1.813$$

$$\text{Total, de emisiones (tonCO}_2 \text{ e)} = 26.953,57 + 1.813,3 = 28.766,8$$

Resultados Fase 4: *Analizar la viabilidad técnica del posible uso del biogás como fuente de generación de energía eléctrica.*

Para la Extractora Sicarare, que procesa aproximadamente 100.000 toneladas de fruto fresco (RFF) al año, con una carga promedio de 70.000 ppm de DQO y una producción máxima de 0,35 m³ de biogás por kilogramo de DQO (Metcalf & Eddy, 2014), y considerando una composición de metano del 57 %, se estima una producción potencial de 25,57 m³ de biogás por tonelada de RFF, como se muestra en la Tabla 7.

Tabla 7.

Parámetros de la planta de producción de la planta extractora y de biogás

	Unidad	Valor
Futa	Ton	100000
Velocidad de prensado	ton RFF/h	28
Producción de POME	m ³ /ton RFF	0,7
Producción de POME	m ³ /h	19,6
DQO entrada	kg/m ³	70
Remoción biodigestor	%	85%
DQO removido	kg/m ³	59,5
Carga de DQO	kg/h	1372
Carga de DQO Removido	kg/h	1166,2
Indicador de producción de metano	m ³ CH ₄ /kg DQO removido	0,35
Producción de CH ₄	m ³ CH ₄ /h	408,17
Concentración de metano en biogás	%	57%
Producción de biogás	m ³ /h	716,09
Indicador de producción de biogás	m ³ /ton RFF	25,57
Potencia	kwh	600
Eficiencia	kw/Nm ³	2,30
Consumo específico de extractora	kw/ton	26
Eficiencia de motogenerador	kw/m ³	2,10
Costo kw	COP/kw	560
Costo alumbrado	COP/kw	78,4
Costo venta a red	COP/kw	250

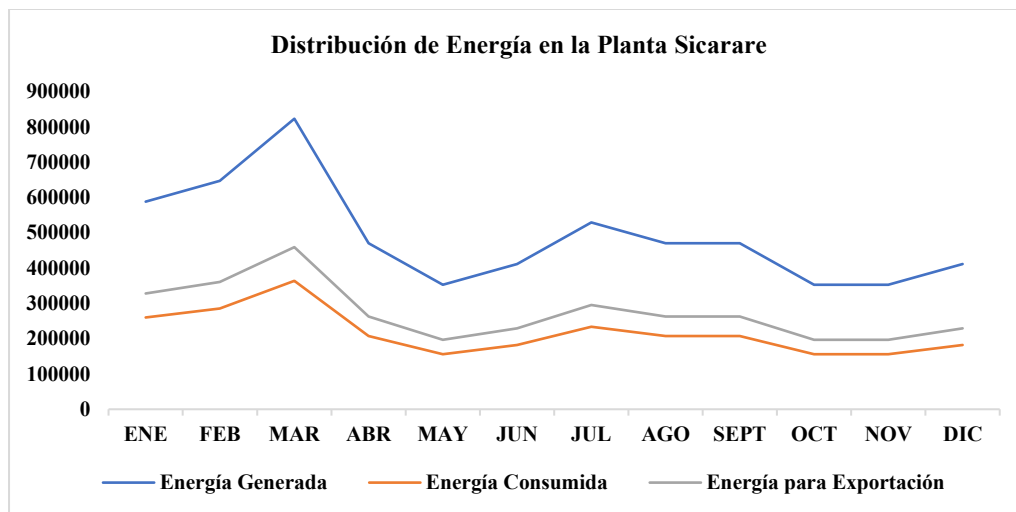
Nota. Elaboración propia a partir de datos proporcionados por extractora de Sicarare.

En la Figura 6 se presenta la producción mensual de energía eléctrica a partir del biogás, la cual oscila entre 352.929 kWh en los meses de menor molienda (mayo, octubre

y noviembre) y 823.501 kWh en marzo, el mes de mayor actividad. Esta variación responde directamente al volumen de fruta fresca procesada, el cual determina la cantidad de efluente (POME) disponible y, en consecuencia, la producción de biogás.

Figura 6.

Distribución de procesamiento de la fruta año y producción de energía



Nota. Elaboración propia a partir de datos proporcionados por extractora de Sicarare.

En términos de consumo interno, la planta mantiene una demanda mensual relativamente constante, que oscila entre 156.000 y 364.000 kWh, con un promedio cercano a 216.000 kWh/mes. Esta estabilidad permite que, incluso en los meses de menor generación, se cubra totalmente la demanda energética interna, garantizando la autosuficiencia operativa.

El excedente mensual exportable a la red se sitúa en un rango de 196.929 a 459.501 kWh, destacándose marzo como el mes con mayor volumen disponible para exportación. Esto representa un promedio mensual de 273.512 kWh, lo que implica que aproximadamente el 56 % de la energía producida puede ser inyectada a la red eléctrica, generando ingresos adicionales para la operación.

Este patrón evidencia que la planta no solo puede satisfacer su demanda energética interna durante todo el año, sino que también posee una oportunidad significativa de monetizar los excedentes. La capacidad de generación distribuida, basada en un residuo orgánico abundante y constante como el POME, posiciona al proyecto como un modelo replicable y financieramente atractivo dentro del sector agroindustrial colombiano.

Propuesta de Solución a la Problemática

Actualmente, el sector palmicultor colombiano, siendo el cuarto productor mundial de aceite de palma, genera una cantidad significativa de residuos orgánicos, particularmente los efluentes de la planta de beneficio (POME), que, si no se gestionan adecuadamente, contribuyen a las emisiones de metano y a la contaminación ambiental. A pesar del potencial de generación de biogás a partir del POME, la adopción de esta tecnología en el sector ha sido limitada debido a la falta de conocimiento técnico, altos costos iniciales, escasa infraestructura, e incertidumbre sobre la viabilidad económica.

La implementación de sistemas de biodigestión en las plantas de palma aceitera presenta múltiples oportunidades:

Reducción de Emisiones GEI: El biogás generado a partir del POME puede reducir las emisiones de metano, un gas con un potencial de calentamiento 28 veces mayor que el CO₂. La investigación demuestra una reducción de 28,766.8 toneladas de CO₂e anuales en la planta Sicarare.

Generación de Energía Renovable: El biogás puede ser utilizado para generar electricidad y calor, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y promoviendo la autosuficiencia energética. En el caso de Sicarare, se puede cubrir la demanda interna y

generar un excedente considerable para venta, lo cual puede posicionar a la compañía como un negocio sostenible y sustentable en un marco de economía circular.

Beneficios Económicos: Además de la reducción de costos energéticos, la venta de excedentes de energía y la generación de créditos de carbono certificados, ofrecen nuevas fuentes de ingresos, mejorando la rentabilidad del proyecto.

Economía Circular y Sostenibilidad: El aprovechamiento de la biomasa residual contribuye a un enfoque de "cero residuos" y a la sostenibilidad ambiental de la industria. Además, el digestato resultante del proceso es un excelente abono orgánico.

Incentivos Normativos: La Ley 1715 de 2014 en Colombia ofrece atractivos incentivos tributarios para proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCE), como deducciones fiscales, exenciones de IVA y aranceles, y depreciación acelerada.

La propuesta de solución para la planta Sicarare, extrapolable a otras plantas palmicultoras, se centra en la implementación y optimización de un sistema de biodigestión de laguna cubierta, complementado con tecnologías avanzadas y un marco de gestión integral que busca no solo la eficiencia en la producción de biogás, sino también la creación de un modelo de negocio sostenible que maximice los beneficios económicos y ambientales para la planta Sicarare, sirviendo como un caso de estudio y modelo para la adopción de esta tecnología en el sector palmicultor colombiano.

Discusión (Análisis de resultados)

Al comparar estos hallazgos con la literatura existente, se constata que la experiencia de Sicarare se alinea con las tendencias globales y regionales en el aprovechamiento de biogás a partir de residuos orgánicos. Por ejemplo, el estudio destaca cómo la reducción del 90,3 % en la carga contaminante del POME y la generación de un biogás con un 57,3% de metano son consistentes con la eficiencia esperada de los biodigestores anaeróbicos. Esto es crucial, ya que el POME, si no se gestiona, es un contribuyente significativo a las emisiones de metano.

Los resultados económicos evidencian que la generación de biogás en la planta Sicarare es suficiente para cubrir el autoconsumo energético y producir un excedente considerable para la venta, lo que refleja una oportunidad estratégica de transformar un pasivo ambiental en un activo económico. Este potencial se ve reforzado por el marco normativo colombiano, particularmente la Ley 1715 de 2014, que incentiva los proyectos basados en fuentes no convencionales de energía renovable mediante beneficios tributarios, constituyendo una ventaja competitiva que no siempre está presente en otros contextos internacionales.

Asimismo, la capacidad del sistema para generar créditos de carbono —estimada en 28 766,8 toneladas de CO₂e anuales— fue comparada con los resultados reportados por la (Environmental Protection Agency [EPA], 2025), obteniéndose valores similares (28 766 toneladas de CO₂e anuales). Este hallazgo valida la confiabilidad de las estimaciones y demuestra que la mitigación de gases de efecto invernadero (GEI) no solo tiene relevancia ambiental, sino que también contribuye directamente a la rentabilidad y sostenibilidad económica del proyecto.

La propuesta de incorporar tecnologías de sistemas SCADA para optimizar el proceso se basa en estudios que han demostrado mejoras significativas en la producción de metano y la estabilidad operativa. Esto aborda directamente las limitaciones históricas en la adopción de biodigestores en Colombia, como la falta de conocimiento técnico y la incertidumbre sobre la viabilidad económica. La evidencia de que la adición de cenizas o la hidrólisis enzimática pueden potenciar la producción de biogás brinda alternativas económicas y eficientes para mejorar el rendimiento de la planta.

Sin embargo, es importante abordar las limitaciones del estudio. Al ser un caso de estudio único en la planta Sicarare, la generalización directa de los resultados numéricos a otras plantas extractoras debe hacerse con cautela. Las condiciones operativas, la composición del POME y las particularidades de la infraestructura pueden variar. A pesar de esto, el estudio proporciona un "modelo robusto" sobre cómo deben realizarse estas evaluaciones en otros contextos, ofreciendo un plan metodológico. Futuras investigaciones podrían replicar este enfoque en diversas plantas para validar la escalabilidad de los hallazgos. Además, el análisis financiero se basa en cotizaciones y escenarios proyectados, y la volatilidad del mercado de energía y bonos de carbono podría influir en la rentabilidad a largo plazo.

Conclusiones

La investigación sobre la optimización tecnológica para la generación de biogás en la planta Sicarare arroja hallazgos significativos que reafirman la viabilidad técnica, económica y ambiental de esta tecnología en el sector palmicultor colombiano. Los resultados demuestran que la implementación de un biodigestor de laguna cubierta no solo es técnicamente factible, sino que además ofrece beneficios sustanciales en términos de rentabilidad y mitigación ambiental. En particular, la producción estimada de 25,57 m³ de biogás por tonelada de fruta procesada evidencia el potencial del sistema para consolidarse como un modelo de negocio circular, viable bajo escenarios realistas con incentivos tributarios en Colombia y altamente efectivo en la reducción de gases de efecto invernadero (GEI). Este modelo de generación y aprovechamiento de biogás puede ser replicado en otras plantas del sector palmero, con las adaptaciones técnicas y regulatorias necesarias para cada contexto operativo.

La estandarización y caracterización exitosa del proceso de producción de biogás, basada en el efluente de aceite de palma (POME), se logró mediante el desarrollo de un balance de masa y un diagrama de flujo operativo que incorporan la recirculación y agitación de lodos. Esta optimización del proceso ha demostrado una alta eficiencia de remoción de la Demanda Química de Oxígeno (DQO) del 90,3%, validando la funcionalidad técnica del biodigestor, y la caracterización del biogás resultante confirma su viabilidad energética al alcanzar un contenido de metano del 57,3%.

El capital estimado (CAPEX) para el proyecto de cogeneración a partir de biogás asciende a COP 15.286 millones, cifra que excluye el impacto de los incentivos de la Ley 1715 de 2014; no obstante, el análisis de costos operativos (OPEX) a diez años confirma la

sostenibilidad anual de los mismos, proyectando su compensación mediante ingresos por venta de energía y bonos de carbono. En el escenario realista, la viabilidad económica se valida con un valor presente neto (VPN) positivo de COP 491 millones, una tasa interna de retorno (TIR) del 18% y un periodo de recuperación (Payback) de 6,1 años; sin embargo, el proyecto se muestra no rentable en el escenario pesimista, destacando la importancia crítica de la implementación de los incentivos fiscales y la optimización de los ingresos por ventas a la red para la solidez financiera global.

La implementación del sistema de captura de gases en la planta ha resultado en una mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) cuantificada en 28.766 toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) por año. Este resultado se obtiene por la eficiente captura y aprovechamiento de metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂) contenidos en el biogás liberado durante el tratamiento del efluente de aceite de palma (POME). La determinación CO₂e se realizó aplicando los factores de potencial de calentamiento global (GWP) vigentes a la composición volumétrica del gas.

El biogás representa una solución energética robusta y sostenible, como demuestra el caso de esta planta, la cual, con una producción anual de 2.557.456 m³ no solo alcanza la autosuficiencia energética del 100% al cubrir la totalidad de su demanda de 2.600.000 kWh/año, sino que además puede llegar a generar un excedente de 3.282.149 kWh/año disponible para la red nacional. Este rendimiento se sustenta en una eficiencia de conversión energética proyectada de 2,1 kWh/m³ por metro cúbico de biogás, un estándar que confirma la viabilidad técnica de la implementación de motogeneradores modernos. La venta de este excedente a 250 COP/kWh proporciona un flujo de ingresos adicional, posicionando el biogás no solo como una herramienta para la gestión de residuos y la

reducción de emisiones, sino también como un activo generador de valor en el mercado eléctrico.

Referencias

- Anthony, A., Ali, M., Muhammad, N., & Karin, G. (2019). A Review of the Chemistry of Anaerobic Digestion: Methods of Accelerating and Optimizing Process Efficiency. *MDPI*, 3-6. <https://doi.org/10.3390/pr7080504>
- Antonio, F. (2017). Técnicas Para Evaluar Financieramente Proyectos de Inversión. 6-11. <https://repository.icesi.edu.co/server/api/core/bitstreams/7bd31996-6776-427a-b6be-4c08720fccb6/content>
- Aziz, M., Kassim, K., ElSergany, M., Anuar, S., Jorat, M., Yaacob, H., Ahsan, A., Imteaz, M., & Arifuzzaman. (2020). Recent advances on palm oil mill effluent (POME) pretreatment and anaerobic reactor for sustainable biogas production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2-3. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109603>
- Bajpai , P. (2017). Basics of anaerobic digestion process. Anaerobic technology in pulp and paper industry. 7-12. https://doi.org/10.1007/978-981-10-4130-3_2.
- Bessou, C., & Pardon, L. (2016). Impactos ambientales de productos de aceite de palma: ¿Qué podemos aprender del Análisis de Ciclo de Vida? <https://publicaciones.fedepalma.org/index.php/palmas/article/view/11906/11899>
- Bond, T., & Templeton, M. R. (2011). History and future of domestic biogas plants in the developing world. *Energy for Sustainable Development*, 347-354. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2011.09.003>
- Cahaparro Triana, D., Munar Flórez, D., Ramirez, N., & García Núñez, J. (15 de 12 de 2022). *Biogás, un impulso hacia la economía circular y la descarbonización del*

sector palmero colombiano.

<https://publicaciones.fedepalma.org/index.php/palmicultor/article/view/13962>

- Chavalparit, O., Rulkens, W. H., Mol, A. P., & Khaodhair, S. (2006). Options for environmental sustainability of the crude palm oil industry in Thailand through enhancement of industrial ecosystem. *Environment, Development and Sustainability*, 8(2), 271–287. <https://doi.org/https://doi.org/10.1007/s10668-005-9015-7>
- Chen, J. W., Chan, Y. J., Arumugasamy, S. K., & Yazdi, S. K. (2023). Process modelling and optimisation of methane yield from palm oil mill effluent using response surface methodology and artificial neural network. *Journal of Water Process Engineering*, 52, 103493. <https://doi.org/10.1016/j.jwpe.2023.103493>
- Choong, Y., Chou, K., & Norli, I. (2018). Strategies for improving biogas production of palm oil mill effluent (POME) anaerobic digestion: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.036>
- Choorit, W., & Wisarnwan, P. (2007). Effect of temperature on the anaerobic digestion of palm oil mill effluent. *Electronic Journal of Biotechnology*, 376-385. <https://doi.org/https://dx.doi.org/10.4067/S0717-34582007000300005>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG]. (2015). Resolución No. 024 De 2015. <https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/67513914c35d6b8c05257e2d007cf0b0.html>

- Cueva, A. (2022). *Implementación de biodigestores como alternativa para el tratamiento de residuos orgánicos en el sector agroindustrial*. Universidad Nacional Agraria La Molina.
- Divya, D., Gopinath, L., & Merlin Christy, A. (2015). Review on current aspects and diverse prospects for enhancing biogas production in sustainable means. *Renew Sustain Energy*, 9. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.055>.
- Empresas Públicas de Medellín [EPM]. (2021). Usuarios Autogeneradores y Generadores Distribuido. Resolución CREG 174 de 2021. <https://www.epm.com.co/clientesyusuarios/autogeneradores/>
- ENEL. (2025). *Mercado, Indicadores de Energía Eléctrica*. https://clientes-mnr.enel.com.co/excellencecol/#/informes/energia_y_negocio
- Environmental Protection Agency [EPA]. (Noviembre de 2020). *Anaerobic Digester/Biogas System Operator Guidebook*. <https://www.epa.gov/sites/default/files/2020-11/documents/agstar-operator-guidebook.pdf>
- Environmental Protection Agency [EPA]. (Febrero de 2025). *Greenhouse Gas Equivalencies Calculator*. <https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gas-equivalencies-calculator#results>
- Departamento de Agricultura de los Estados Unidos [USDA]. (12 de Septiembre de 2024). *Oilseeds: World Markets and Trade*. <https://usda.library.cornell.edu/concern/publications/tx31qh68h?locale=en>
- Fedepalma. (2025). *La Palma de Aceite en Colombia*. <https://fedepalma.org/zonas-palmeras/zona-norte/>

- García Núñez, J. A., Ramirez Contreras, N. E., Rodriguez, D. T., Lora, E. S., Frear, C. S., Stockle, C., & Perez, M. G. (2016). Evolution of palm oil mills into bio-refineries: Literature review on current and potential uses of residual biomass and effluents. *ELSEIVER*, 103. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2016.03.022>
- Garfi, M. F.-M. (2011). Evaluation of the environmental sustainability of small-scale sewage treatment systems in developing countries. *Water Science & Technology*, 2612-2618.
- Gebrezgabher, S. A., Meuwissen, M. P., Prins, B. A., & Lansink, A. G. (2010). Economic analysis of anaerobic digestion. A case of Green Power biogas plant in The Netherlands. *Bioresource Technology*, 2-10. <https://doi.org/10.1016/j.njas.2009.07.006>
- Gutiérrez, A., & Garcia, J. (2021). *Fuentes de Energía Renovable, Recursos Energéticos Distribuidos y Almacenamiento en Colombia: una revisión de la normatividad*. (U. EAFIT, Ed.) <http://hdl.handle.net/10784/24809>
- Gutiérrez, A., & Garcia, J. (2021). *Fuentes de Energía Renovable, Recursos Energéticos Distribuidos y Almacenamiento en Colombia: una revisión de la normatividad*.
- Harsono, S. S., Grundmann, P., Lau, L. H., Hansen, A., & Salleh, M. A. (2014). Energy balances and greenhouse gas emissions of palm oil biodiesel in Indonesia. . *GCB Bioenergy*, 6(1), 37–44. <https://doi.org/https://doi.org/10.1111/gcbb.12031>
- Holm Nielsen, J. B. (2009). The future of anaerobic digestion and biogas utilization. *Bioresource Technology*, 5478-5484. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.biortech.2008.12.046>

- Ige Ohimain, E., & Chibueze Izah, S. (2017). A review of biogas production from palm oil mill effluents using different configurations of bioreactors. *Renew Sustain Energy*, 70-242-53. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.221>
- International Renewable Energy Agency [IRENA]. (2021). World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway. *International Renewable Energy Agency*.
- Labatut, R. a., & Gooch, C. a. (2012). Monitoring of Anaerobic Digestion Process to 474 Optimize Performance and Prevent System Failure. . *Proceedings of Got Manure*, 209-225.
- Loom, L., Shukery, M., & Hashi, N. (2024). MILP model for optimal operation of biomass facility treatment for efficient oil palm biomass management. <https://doi.org/https://doi.org/10.1007/s10098-023-02733-7>
- Metcalf & Eddy, I. (2014). *Wastewater engineering: Treatment and resource recovery (5th ed.)*. McGraw-Hill Education.
- Ministerio de Minas y Energía. (2020). *Plan Energético Nacional (2020–2050)*. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PEN.aspx>
- Nasution, A. R. (2018). Biogas production from palm oil mill effluent using an anaerobic digester: A review. *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.*, 309. <https://doi.org/https://doi.org/10.1088/1757-899X/309/1/012067>
- Naturgas. (2023). *Colombia Empieza a Fortalecer su Apuesta por la Producción de Biogás y Biometano*. <https://naturgas.com.co/colombia-empieza-a-fortalecer-su-apuesta-por-la-produccion-de-biogas-y-biometano/>

- Poh, P. E., & Chong, M. F. (2009). Development of anaerobic digestion methods for palm oil mill effluent (POME) treatment. *Bioresource Technology*, 100(1), 1–9.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.biortech.2008.06.022>
- Rivas, O., Faith, M., & Guillén, R. (2016). Biodigesters: chemical, physical and biological factors related to their productivity. *Tecnología en Marcha. Edición especial*, 47-53. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=5414869>
- Sánchez, J., Savran, V., Frunze, S., Lantigua, A., & García, J. (2011). Introducción a la producción.
- Sasaki, D., Hori, T., Haruta, S., Ueno, Y., Ishii, M., & Igarashi, Y. (2011). Methanogenic pathway and community structure in a thermophilic anaerobic digestion process of organic solid waste. *J Biosci Bioeng*, 6. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jbiosc.2010.08.011>.
- Sodri, A., & Evida, F. (2022). Biogas Power Generation from Palm Oil Mill Effluent (POME): Techno-Economic and Environmental Impact Evaluation. *Energies*.
<https://doi.org/https://doi.org/10.3390/en15197265>
- Tobón Abello, A. H. (2018). *Análisis de los posibles factores que dificultan la implementación de biodigestores tipo tubular y cúpula flotante en las zonas rurales y urbanas de la región Norte de Colombia*. <http://hdl.handle.net/10584/8529>
- Torroba, A., Brenes Porras, C., Pino Donoso, M., & Pedraza, G. X. (2023). Estado actual de la biodigestión en América Latina y el Caribe. San José, Costa Rica: Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA) y Red de Biodigestores para Latinoamérica y el Caribe (RedBioLAC).
<https://repositorio.iica.int/handle/11324/21579>

- Unidad de Planeación Minero Energética [UPME]. (2011). *Mecanismos e Instrumentos Financieros para Proyectos de Eficiencia Energética en Colombia*.
https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Mecanismos_Instrumentos_Financieros_Proj_EEE.pdf
- Valencia Achuri, P. A., & Abril Herrera, D. (2023). Implementación de biodigestores para el aprovechamiento de residuos en pequeñas unidades productivas agropecuarias. *Publicaciones E Investigación*, 17(3). <https://doi.org/10.22490/25394088.7530>
- Varnero, M. (2011). Manual de Biogás. *e-Gnosis*, 1-115.
<https://energia.gob.cl/documentos/manual-de-biogas>
- Velásquez, P., Calle, O., Miramontes, L., & Alonso, L. (2023). Evaluación económica y ambiental de las tecnologías de utilización del biogás y perspectivas del análisis multicriterio. *Revista ION*, 36(1), 8.
<https://doi.org/https://doi.org/10.18273/revion.v36n1-2023003>
- Villalba, A., & Lara, J. (2021). *Planta de cogeneración a base de biogás resultante de los procesos de tratamiento de aguas residuales – Caso de estudio PTAR Salitre Fase II*. Bogotá. <https://repository.udistrital.edu.co/server/api/core/bitstreams/a80eeea5-d216-4ddd-8032-3c4f86d31f0d/content>
- Weiland, P. (2010). Biogas production: current state and perspectives. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 85, 849–860.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1007/s00253-009-2246-7>
- World Resources Institute. (2024). *Protocolo Global para Inventarios de Emisión de Gases de Efecto Invernadero a Escala Comunitaria*.

https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2022-12/GHGP_GPC%20%28Spanish%29.pdf

Wu, T. Y., Mohammad, A. W., Jahim, J. M., & Anuar, N. (2010). Pollution control technologies for the treatment of palm oil mill effluent (POME) through end-of-pipe processes. *Journal of Environmental Management*, 91(7), 1467–1490.

<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2010.02.008>

Yacob, S., Hassan, M. A., Shirai, Y., Wakisaka, M., & Subash, S. (2006). Baseline study of methane emission from open digesting tanks of palm oil mill effluent treatment. *Chemosphere*. *Chemosphere*, 59(11), 1575–1581.

<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2004.11.015>

Zelaya, R. (2016). *Aprovechamiento y valorización energética de biomasa y biogás*.

<https://publicaciones.fedepalma.org/index.php/palmas/article/view/11931>