



Alternativas de aprovechamiento de la biomasa generada por las actividades de poda y tala de árboles necesarias en la expansión y mantenimiento de redes eléctricas en Norte de Santander.

Elmer Adrian Pérez Jiménez.

Trabajo de grado de maestría presentado para optar al título de Magíster en Sostenibilidad

Estudio de Caso.

Directora

Ing. Química Erika Arenas Castiblanco. Doctor (PhD)

Universidad Pontificia Bolivariana

Escuela de Ingenierías

Maestría en Sostenibilidad

Medellín, Antioquia, Colombia

2025

El contenido de este documento no ha sido presentado con anterioridad para optar a un título, ya sea en igual forma o con variaciones, en esta o en cualquiera otra universidad.

Dedicatoria

Este trabajo de grado está dedicado a mis hermanas, por su acompañamiento permanente a lo largo de mi proceso académico y personal.

A mi pareja, por su apoyo, comprensión y estímulo constante durante el desarrollo de esta investigación.

Y, de manera especial, a mis padres, por su orientación, sus valores y el respaldo incondicional que han sido fundamentales para la culminación de este logro académico.

Agradecimientos

Expreso mi agradecimiento a la Universidad y al cuerpo docente del programa de Maestría por el acompañamiento académico brindado durante el desarrollo de esta investigación. De manera especial, agradezco a mi directora de tesis Erika Arenas, por su orientación técnica, rigurosidad académica y valiosas observaciones, las cuales fueron fundamentales para el fortalecimiento y la calidad del presente trabajo.

Tabla de contenido

Resumen	12
Abstract	13
Introducción	14
1 Planteamiento del problema	15
1.1 Antecedentes	16
2 Justificación.....	20
3 Objetivos	21
3.1 Objetivo general	21
3.2 Objetivos específicos.....	21
4 Marco teórico	22
5 Metodología	28
5.1 Recolección y consolidación de la línea base de generación de residuos vegetales producto de los procesos de Expansión y Mantenimiento de redes eléctricas en Norte de Santander.	28
5.2 Caracterización de la Biomasa.	29
5.3 Evaluación del potencial energético.....	30
5.4 Identificación de la ruta óptima para el aprovechamiento energético.	30
5.5 Consolidación y análisis de resultados.....	31
6 Resultados	32
6.1 Línea base de generación de residuos vegetales producto de los procesos de expansión y mantenimiento de redes eléctricas en Norte de Santander.	32
6.2 Actividades generadoras de Biomasa Residual de Poda -RPB.....	33
6.3 Biomasa Residual de Poda producto de actividades técnicas operativas.....	38
6.3.1 Actividades de Poda de Árboles en CENS.....	38
6.3.2 Estimación de generación de biomasa residual, frecuencia y ubicación.....	41
6.3.3 Zonas de acopio de la Biomasa Residual de Poda.	43

6.4	Caracterización de la Biomasa Residual de Poda -RPB- generada por CENS SA ESP.	44
6.5	Evaluación del potencial energético a partir de residuos de podas en Norte de Santander.....	45
6.5.1	Selección de muestras y análisis de laboratorio.....	46
6.5.1.1	Selección de las muestras.....	46
6.5.1.2	Procedimiento de muestreo ejecutado.....	46
6.5.1.3	Metodología de análisis de laboratorio.....	48
6.5.2	Resultados de la composición lignocelulósica (Celulosa, Hemicelulosa y Lignina) de la Biomasa.....	49
6.5.3	Caracterización Fisicoquímica de la RPB - Análisis Próximo y Análisis Elemental.	52
6.5.4	Determinación del Poder Calorífico (ASTM – Bomba Calorimétrica).	54
6.5.5	Análisis de POME (Palm Oil Mill Effluent).....	56
6.5.6	Potencial Bioquímico De Metano (PBM) co-digestión POME-Residuos poda	58
6.5.7	Identificación de factores que afectan la eficiencia del aprovechamiento energético de la biomasa residual.	61
6.5.8	Potencial energético ruta Co-digestión.	63
6.5.8.1	Condiciones del sustrato e inóculo utilizadas en el análisis.....	64
6.5.8.2	Flujo de sólidos totales y volátiles en el escenario conservador.....	65
6.5.8.3	Producción de metano en el escenario conservador.....	66
6.5.8.4	Proyección de potencia eléctrica generable.	67
6.5.9	Potencial energético ruta Combustión Directa.....	68
6.5.9.1	Condiciones del sustrato y requerimientos de pretratamiento.	68
6.5.9.2	Flujo de biomasa útil y pretratamiento.....	70
6.5.9.3	Energía disponible y energía neta después de acondicionamiento	73
7	Análisis Financiero.	77
7.1	Sensibilidad muy por debajo de la media.....	79

7.1.1	Digestión Anaerobia.....	79
7.1.2	Combustión Directa.....	82
7.2	Sensibilidad Conservadora.....	85
7.2.1	Digestión Anaerobia.....	85
7.2.2	Combustión Directa.....	87
7.3	Sensibilidad Escenario Positivo.....	90
7.3.1	Digestión Anaerobia.....	90
7.3.2	Combustión Directa.....	92
	Referencias.....	103

Lista de tablas

Tabla 1. Características generales de las especies principales intervenidas en el área metropolitana de Cúcuta.....	37
Tabla 2. Generación y pretratamiento mensual de la Biomasa Residual de Podas.....	42
Tabla 3. Puntos de disposición de la Biomasa Residual de Poda.....	43
Tabla 4. Análisis realizados a la Biomasa.....	49
Tabla 5. Composición Elemental y Próximo.....	53
Tabla 6. Poder Calorífico RPB.....	55
Tabla 7. Propiedades Bioquímicas del POME.....	57
Tabla 8. Resultados PBM - RPB con POME como inóculo.....	59
Tabla 9. Costo total del transporte desde los puntos de acopio hasta el punto de generación.....	63
Tabla 10. Flujos de Sólidos Totales.....	66
Tabla 11. Potencia disponible.....	67
Tabla 12. Biomasa final peletizada.....	72
Tabla 13. Biomasa final sin Peletizar.....	72
Tabla 14. Energía generada Combustión Directa.....	75
Tabla 15. Sensibilidades Análisis Financiero.....	78
Tabla 16. Flujo de caja Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad muy por debajo de la media.....	80
Tabla 17. CAPEX y OPEX total Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad muy por debajo de la media.....	80
Tabla 18. Estructura de la deuda Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad muy por debajo de la media.....	80
Tabla 19. LCOE Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad muy por debajo de la media.....	81
Tabla 20. Indicadores Financieros Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad muy por debajo de la media.....	81

Tabla 21. Flujo de caja Tecnología Combustión Directa Sensibilidad muy por debajo de la media.	82
Tabla 22. CAPEX y OPEX total Tecnología Combustión Directa Sensibilidad muy por debajo de la media.	82
Tabla 23. Estructura de la deuda Tecnología Combustión Directa Sensibilidad muy por debajo de la media.	83
Tabla 24. LCOE Tecnología Combustión Directa Sensibilidad muy por debajo de la media.	83
Tabla 25. Indicadores Financieros Tecnología Combustión Directa Sensibilidad muy por debajo de la media.	84
Tabla 26. Flujo de caja Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad Conservadora.	85
Tabla 27. CAPEX y OPEX total Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad Conservadora.	86
Tabla 28. Estructura de la deuda Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad Conservadora.	86
Tabla 29. LCOE Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad Conservadora.	86
Tabla 30. Indicadores Financieros Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad Conservadora.	87
Tabla 31. Flujo de caja Tecnología Combustión Directa Sensibilidad Conservadora.	87
Tabla 32. CAPEX y OPEX total Tecnología Combustión Directa Sensibilidad Conservadora.	88
Tabla 33. Estructura de la deuda Tecnología Combustión Directa Sensibilidad Conservadora.	88
Tabla 34. LCOE Tecnología Combustión Directa Sensibilidad Conservadora.	89
Tabla 35. Indicadores Financieros Tecnología Combustión Directa Sensibilidad Conservadora.	89
Tabla 36. Flujo de caja Tecnología Digestión Anaerobia Escenario Positivo.	90
Tabla 37. CAPEX y OPEX total Tecnología Digestión Anaerobia Escenario Positivo.	91
Tabla 38. Estructura de la deuda Tecnología Digestión Anaerobia Escenario Positivo.	91
Tabla 39. LCOE Tecnología Digestión Anaerobia Escenario Positivo.	92
Tabla 40. Indicadores Financieros Tecnología Digestión Anaerobia Escenario Positivo.	92
Tabla 41. Flujo de caja Tecnología Combustión Directa Escenario Positivo.	93
Tabla 42. CAPEX y OPEX total Tecnología Combustión Directa Escenario Positivo.	93
Tabla 43. Estructura de la deuda Tecnología Combustión Directa Escenario Positivo.	93

Tabla 44. LCOE Tecnología Combustión Directa Escenario Positivo.94

Tabla 45. Indicadores Financieros Tecnología Combustión Directa Escenario Positivo.94

Lista de figuras

Figura 1. Clasificación de los tipos de Biomasa	24
Figura 2. Principales especies intervenidas por poda en el Área Metropolitana de Cúcuta.	36
Figura 3. Especies con mayor cantidad de intervenciones de poda en el Área Metropolitana de Cúcuta.....	36

Resumen

El mantenimiento y expansión de redes eléctricas requieren la poda y tala de árboles, generando grandes volúmenes de biomasa seca. En Norte de Santander, la empresa de energía local produce anualmente aproximadamente 12.000 toneladas de residuos vegetales que actualmente no son aprovechados, lo que representa una problemática ambiental y económica. Este estudio evalúa estrategias sostenibles para el aprovechamiento de estos residuos mediante alternativas energéticas como la combustión en calderas y la digestión anaeróbica para la producción de biogás.

A través de un estudio de caso, se consolidará una línea base de generación de biomasa residual, identificando especies de mayor presencia y analizando su potencial energético mediante caracterización físico-química. Se implementará el análisis del Poder Calorífico Inferior (PCI) para la combustión y el Potencial Bioquímico de Metano (PBM) para la biodigestión, evaluando su viabilidad técnica y económica.

La falta de estrategias de economía circular, la dispersión geográfica de los residuos y la carencia de estudios previos sobre su aprovechamiento energético han limitado la gestión de la biomasa en la región. La investigación busca definir una hoja de ruta para transformar estos residuos en una fuente de energía renovable, alineándose con la transición energética y la sostenibilidad. Los resultados permitirán generar recomendaciones técnicas para la implementación de soluciones eficientes, optimizando costos operativos y reduciendo la disposición en rellenos sanitarios.

Este proyecto contribuye al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS 7), fomentando la generación de energía limpia a partir de residuos, y promueve modelos de negocio innovadores en el sector energético, beneficiando tanto a la empresa como a la comunidad local.

Palabras clave: Biomasa, Biomasa Seca, Mantenimiento de redes eléctricas, Transmisión y Distribución de energía, Calderas de vapor, Biodigestor, Biogás.

Abstract

The maintenance and expansion of electrical networks require tree pruning and felling, generating large volumes of dry biomass. In Norte de Santander, the local energy company produces approximately 12,000 tons of plant waste annually, which is currently not utilized, posing an environmental and economic challenge. This study evaluates sustainable strategies for harnessing these residues through energy alternatives such as combustion in boilers and anaerobic digestion for biogas production.

Through a case study, a baseline of residual biomass generation will be established, identifying the most prevalent species and analyzing their energy potential through physicochemical characterization. The analysis of the Lower Heating Value (LHV) for combustion and the Biochemical Methane Potential (BMP) for biodigestion will be implemented to assess their technical and economic feasibility.

The lack of circular economy strategies, the geographical dispersion of waste, and the absence of previous studies on its energy utilization have limited biomass management in the region. This research aims to define a roadmap to transform these residues into a renewable energy source, aligning with the energy transition and sustainability goals. The results will provide technical recommendations for the implementation of efficient solutions, optimizing operational costs and reducing landfill disposal.

This project contributes to the achievement of Sustainable Development Goal 7 (SDG 7), promoting clean energy generation from waste, and encourages innovative business models in the energy sector, benefiting both the company and the local community.

Keywords: Biomass, Dry Biomass, Maintenance of electrical networks, Energy Transmission and Distribution, Steam Boilers, Biodigester, Biogas.

Introducción

Las actividades de poda y tala asociadas al mantenimiento de las redes eléctricas son indispensables para garantizar la seguridad, confiabilidad y continuidad del servicio de energía. Sin embargo, estos trabajos generan volúmenes significativos de biomasa residual que, en la práctica, no cuentan con un esquema sistemático de aprovechamiento y son gestionados principalmente como un residuo operativo. En este contexto, la presente investigación se orienta a analizar el potencial de valorización energética de la biomasa residual de poda generada por la operación del sistema eléctrico en Norte de Santander, evaluando su viabilidad técnica, energética y económica mediante dos rutas de conversión: la co-digestión anaerobia y la combustión directa. De esta manera, el estudio busca transformar un pasivo ambiental en un activo energético, aportando elementos técnicos que contribuyan a la transición energética, la economía circular y la diversificación del portafolio de soluciones sostenibles del sector eléctrico regional.

1 Planteamiento del problema

En Colombia, según el DANE, se generan 24,8 millones de toneladas de residuos al año, de las cuales el 47% provienen de los hogares, lo que se traduce en una generación per cápita de 515 kilogramos. En cuanto a la biomasa, se estima que el país genera aproximadamente 19 millones de toneladas anuales de biomasa residual agrícola. La UPME ha determinado que la biomasa residual generada en el país podría suplir el 41% de la demanda energética (Mejía, 2024). Sin embargo, el aprovechamiento efectivo de estos residuos es limitado.

La empresa de energía que opera en los departamentos de Norte de Santander, Sur del Cesar y Sur de Bolívar enfrenta un reto operacional significativo en su transición hacia una economía regenerativa. Este desafío está relacionado con la falta de estrategias sostenibles para el aprovechamiento de los residuos forestales generados durante las actividades de expansión y mantenimiento de las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica, lo cual provoca impactos ambientales negativos y desaprovecha oportunidades económicas y sociales. Anualmente, estas actividades generan aproximadamente 12000 toneladas de biomasa seca que no se están utilizando adecuadamente (CENS SA ESP, 2024).

Una de las principales causas de la insostenibilidad generada por el incremento en la generación de residuos vegetales en la empresa de energía de la región es la falta de acciones articuladas que permitan implementar iniciativas de economía circular. Esto se debe a la ausencia de personal capacitado sobre tecnologías de uso de biomasa, lo que impide la implementación efectiva de su aprovechamiento como energético.

Además, la generación de biomasa producto de las actividades de mantenimiento de las redes transmisión y distribución de energía se produce en sitios muy dispersos en zonas rurales, dificultando su recolección y procesamiento eficiente. Estas condiciones complejas de transporte para el acopio de los residuos vegetales dificultan la gestión adecuada de este recurso energético. A esto se suma, la ausencia de investigación sobre el potencial energético de la biomasa propia de la región, lo que limita las decisiones informadas sobre su aprovechamiento.

Así mismo, la falta de alianzas o sinergias territoriales impide el desarrollo de redes de cooperación que faciliten el manejo adecuado, mientras que los elevados costos asociados a la generación de energía eléctrica mediante biomasa limitan su viabilidad económica.

Esta situación incrementa los costos operativos debido a la necesidad de disponer estos residuos en rellenos sanitarios, resultando en un desaprovechamiento del alto potencial energético que representa la biomasa producida. Para abordar esta problemática, es esencial definir una hoja de ruta para el aprovechamiento de la biomasa seca generada, que contemple estrategias claras para mejorar la capacitación del personal, optimizar las condiciones logísticas y fomentar investigaciones sobre el potencial energético local.

1.1 Antecedentes

Los estudios sobre aprovechamiento de biomasa con diferentes tecnologías han permitido a diferentes organizaciones implementar mecanismos de tratamiento y solución a problemáticas económicas y ambientales derivadas de las operaciones de diferentes negocios o procesos industriales a nivel mundial. La gestión de residuos vegetales, generados a partir de las actividades de expansión y mantenimiento del sistema de distribución de energía, se ha convertido en una preocupación creciente para diversas organizaciones. Sin embargo, en otros contextos, la biomasa ha demostrado ser una fuente potencial de energía renovable, además de una materia prima útil para la producción de compost, biocombustibles, y otros productos derivados. Es por esto que, a nivel mundial y nacional se han evidenciado diversas soluciones y tecnologías implementadas que han permitido un manejo eficiente de estos residuos, facilitando tanto la sostenibilidad ambiental como la eficiencia económica en el sector energético.

En países como Alemania, se han implementado exitosamente tecnologías para la conversión de estos residuos en biogás, aprovechando así su potencial energético y contribuyendo a una matriz energética más sostenible. Durante el año 2021, se investigó el proceso de refinado con vapor de los residuos vegetales generados por la poda de áreas urbanas. Este proceso permite convertir los residuos de poda en fibras, emulsificadores y biogás. La tecnología de refinado con vapor, facilita la separación de fibras para aplicaciones en productos de papel, y la producción de

biogás a partir de residuos líquidos. Además, se producen emulsiones a partir de los oligosacáridos extraídos, con potencial de uso en la industria química. Este enfoque holístico busca maximizar el aprovechamiento de los residuos de biomasa mediante un sistema de cero residuos, integrando procesos que abarcan la generación de biogás, la producción de materiales fibrosos y compostaje (Hagel et ál.,2021).

En España, Veolia, a través de su unidad especializada Veolia Biomasa, gestiona más de 228900 toneladas de biomasa al año, cifra que ha duplicado respecto a las 105019 toneladas gestionadas en 2021. La tecnología empleada se centra en la combustión de biomasa, cubriendo toda la cadena de valor, desde la explotación forestal hasta la logística y entrega final a los clientes. Este enfoque ha permitido abastecer a más de 300 instalaciones, incluyendo sectores privados e industriales, como la Universidad Camilo José Cela en Madrid y las fábricas de papel de Hinojosa en Alicante y Girona. Además, Veolia dispone de una infraestructura de compostaje con capacidad para 77000 toneladas anuales, de las cuales 50000 toneladas corresponden a residuos vegetales y 27000 toneladas a lodos de depuración (Veolia , 2023).

Para el caso de Generación de Energía eléctrica mediante biomasa, se pueden evidenciar varias alternativas de aprovechamiento, tanto biológicas, cómo fisicoquímicas, como Digestión Anaeróbica, Combustión, Pirólisis y/o Gasificación, los cuales dependiente del tipo de Biomasa, área de interés, transporte de la biomasa y/o disponibilidad del recurso, puede tener un alto grado de viabilidad.

En Colombia, se ha venido incrementando en los últimos años las investigaciones para el aprovechamiento de la biomasa, principalmente en sector agroindustrial, gracias a los altos índices de generación de residuos acopiados en sitios cercanos para su aprovechamiento, reduciendo costos de transporte. Uno de los subsectores donde existen casos de éxito de aprovechamiento de la biomasa son los ingenios azucareros. El aprovechamiento del bagazo de caña de azúcar en el Valle del Cauca, Colombia, ha sido una estrategia clave para aumentar la sostenibilidad en la industria azucarera. Un estudio resalta que los ingenios azucareros han implementado con éxito la cogeneración de energía, un proceso que utiliza el bagazo como combustible para producir electricidad y calor. Actualmente, un gran porcentaje del bagazo generado en la región se destina

a este proceso, permitiendo a los ingenios no solo abastecerse energéticamente, sino también vender excedentes a la red nacional, lo que ha mejorado la eficiencia energética al aprovechar hasta el 84% de la energía contenida en el material. Además, la producción de papel es otra forma de aprovechamiento del bagazo, donde también se transforma en papel en la planta de Carvajal Pulpa y Papel, utilizando el bagazo como sustituto de la pulpa maderable. Esto no solo disminuye la deforestación, sino que también representa una alternativa renovable para la industria papelera (Becerra et al.,2016).

También, desde el punto de vista de la cogeneración de energía, la industria de la palma africana en Colombia ha logrado consolidar dentro de sus actividades productivas nuevos negocios enfocados hacia la producción simultánea de dos formas de energía a partir de la Biomasa (Combustible principal). Generalmente, la cogeneración en el sector de la palma, implica la generación de energía eléctrica y la energía térmica (calor) de manera simultánea, con el fin de aprovechar el calor en los procesos productivos para la extracción del aceite de palma.

Un caso de éxito asociado al aprovechamiento de la biomasa de palma africana se presentó en Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales, en donde, se centró la investigación de generación de energía eléctrica a partir del raquis de palma, utilizando la tecnología de gasificación. Esta tecnología permite transformar la biomasa residual en un gas sintético que puede alimentar generadores eléctricos. El proyecto ha logrado demostrar que el raquis de palma tiene un poder calorífico de 18 MJ/kg, haciéndolo adecuado para la producción de energía. Gracias a este proceso, se puede aprovechar cerca del 85% de su contenido energético para la generación de electricidad (Universidad Nacional de Colombia, 2018).

En este sentido y con base en las investigaciones ya realizadas y estudiadas, para maximizar el aprovechamiento de la biomasa generada, se proponen varias tecnologías. La combustión directa es una opción simple y efectiva para la generación de energía térmica. Adicionalmente, la pirólisis y la biogasificación se presentan como tecnologías recomendadas para la conversión de la biomasa en biocombustibles líquidos, gases con alto valor energético y carbón vegetal. Estas tecnologías no solo permitirían reducir los volúmenes de residuos en la fase de disposición final, sino que también contribuirían a la generación de productos de valor agregado, como fertilizantes orgánicos. La

combinación de estas estrategias posiciona a la biomasa vegetal de Cúcuta como un recurso energético prometedor en el contexto de la economía circular y la sostenibilidad ambiental (Gelvez et al.,2021).

Otra investigación que permite tener información base para el aprovechamiento de la biomasa se llevó a cabo dentro de la misma área de influencia de este estudio, principalmente dentro del área metropolitana de Cúcuta, donde se logró cuantificar y caracterizar la biomasa generada por la poda de árboles urbanos, con el objetivo de evaluar su potencial para la generación de energía térmica. A través de un proceso de identificación de especies en espacios públicos y dentro de hogares, se determinaron las especies arbóreas más representativas que generan residuos aprovechables. La biomasa recolectada se analizó fisicoquímicamente mediante mediciones de humedad y poder calorífico. Los resultados indican respecto al poder calorífico de la biomasa de la zona con datos de hasta 15305 kJ/kg, lo que es comparable con otras biomásas, como la cascarilla de arroz (15397 kJ/kg) y el bagazo de caña (16188 kJ/kg), demostrando así su viabilidad como fuente de energía alternativa (Gelves et ál.,2021).

De cada uno de los procesos tecnológicos que han tenido éxito para el aprovechamiento de la Biomasa, se pueden resaltar de manera importante alternativas como la Biodigestión Anaerobia, Combustión directa, pirólisis y gasificación, los cuales permiten a las organizaciones con alto potencial de generación de Biomasa investigar las mejores rutas de aprovechamiento para el éxito de estos proyectos de acuerdo a su capacidad, objetivos propuestos, ubicación geográfica y demás parámetros propios de la organización.

2 Justificación

El manejo adecuado de los residuos vegetales (Biomasa Seca) generados durante las actividades de expansión y mantenimiento de las redes eléctricas de transmisión y distribución de energía constituye un desafío ambiental y económico relevante para las empresas del sector energético. En el caso específico de Norte de Santander, la empresa enfrenta la ausencia de estrategias sostenibles que permitan aprovechar estos residuos forestales, los cuales no solo representan altos costos de tratamiento y disposición final, sino que generan un impacto ambiental negativo por la falta de acciones orientadas hacia la economía circular, adicionalmente, significan una oportunidad desaprovechada para la generación de valor económico y social.

La implementación de una estrategia de aprovechamiento de residuos vegetales responde a la necesidad de reducir los costos asociados a las actividades de operación y mantenimiento del sistema eléctrico, al optimizar la gestión de este recurso y sus costos de disposición. Al mismo tiempo, abre la posibilidad de desarrollar nuevos modelos de negocio, como la generación de energía a partir de biomasa, contribuyendo a diversificar los ingresos de la empresa y posicionándola como líder en sostenibilidad e innovación en la región.

Además, esta estrategia se alinea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible -ODS- (ODS 7), permitiendo que la empresa avance hacia una operación más eficiente, confiable y ambientalmente responsable con base en los pilares de la Transición Energética global. Aprovechar los residuos no solo mitigará los impactos ambientales, sino que también fortalecerá la percepción pública de la empresa como una organización comprometida con el desarrollo sostenible y la innovación. De este modo, el proyecto aborda de manera integral las dimensiones económicas, sociales y ambientales, promoviendo un modelo de gestión que maximiza el valor de los recursos energéticos disponibles y contribuye al progreso sostenible de los diversos sectores económicos en Norte de Santander.

3 Objetivos

3.1 Objetivo general

Evaluar una estrategia de aprovechamiento de los residuos vegetales generados por la expansión y mantenimiento de redes de transmisión y distribución de energía eléctrica en Norte de Santander, considerando las alternativas técnicas de viabilidad según su potencial energético.

3.2 Objetivos específicos

Consolidar la línea base de generación de residuos vegetales derivados de las actividades de poda y tala asociadas a los procesos de transmisión y distribución de energía eléctrica en Norte de Santander.

Diseñar una metodología de caracterización y evaluación del potencial energético de los residuos vegetales generados en las actividades de transmisión y distribución de energía en el área metropolitana de Cúcuta.

Identificar la ruta con potencial para el aprovechamiento energético de los residuos vegetales generados por la empresa de energía de Norte de Santander, promoviendo su integración en nuevos negocios sostenibles en el área metropolitana de Cúcuta.

4 Marco teórico

A nivel mundial se está generando una gran ola de nuevos conceptos en términos energéticos, lo cual no debe ser visto sólo por moda o conceptos de época, más bien una oportunidad y alerta ambiental para que las grandes industrias y economías masificadas puedan incorporar en sus líneas de acción presentes y futuras una nueva era de consumo más sostenible. Esto, debido a que diversos estudios e investigaciones han promovido una ruta de reducción de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), ya que el CO₂ es un importante gas que atrapa el calor, o gas de efecto invernadero, que proviene de la extracción y quema de combustibles fósiles (como carbón, petróleo y gas natural), de incendios forestales y de procesos naturales como erupciones volcánicas. Desde el comienzo de la era industrial (en el siglo XVIII), las actividades humanas han aumentado el CO₂ atmosférico en un 50 %. Esto es mayor que lo que sucedió naturalmente al final de la última glaciación hace 20000 años (NASA, 2025).

En la actualidad reducir el CO₂ como principal contaminante e indicador del Cambio Climático no es una tarea sencilla. Las diferentes economías mundiales deben aportar a las metas establecidas en los diferentes tratados internacionales como el Convenio marco de las naciones unidas sobre el cambio climático, Protocolo de Kioto y el Acuerdo de París, con el fin de garantizar resultados satisfactorios con miras hacia la mitigación y adaptación al Cambio Climático, teniendo un balance entre los diferentes modelos productivos y la reducción del impacto ambiental. Es por esto que, uno de los conceptos más interesantes y necesarios en términos de reducir las emisiones de CO₂ es la “Transición energética”, la cual consiste en cambiar de un sistema energético basado en los combustibles fósiles a uno de bajas emisiones o sin emisiones de carbono, basado en las fuentes renovables. Una gran contribución a la descarbonización proviene de la gestión de las fuentes de energía eléctrica, reemplazando la electricidad producida a partir de fuentes fósiles por la generada por fuentes renovables, que hace más limpios los sectores que consumen electricidad, así como la digitalización de las redes, que mejora la eficiencia energética (Enel, 2023).

Cambiar un sistema energético implica, no solamente cambiar las fuentes de generación, es más que eso, incluye, promover nuevos hábitos de consumo, cambios tecnológicos e incluso

cambios culturales en la población para eliminar paradigmas consumistas y fortalecer la Economía Circular. Este concepto es muy importante de cara a la reducción de CO₂ y puede acentuar las bases para una transición energética responsable. La Economía circular consiste en “Sistemas de producción y consumo que promueven la eficiencia en el uso de materiales, agua y la energía, teniendo en cuenta la capacidad de recuperación de los ecosistemas, el uso circular de los flujos de materiales y la extensión de la vida útil a través de la implementación de la innovación tecnológica, alianzas y colaboraciones entre actores y el impulso de modelos de negocio que responden a los fundamentos del desarrollo sostenible” (MADS, 2023).

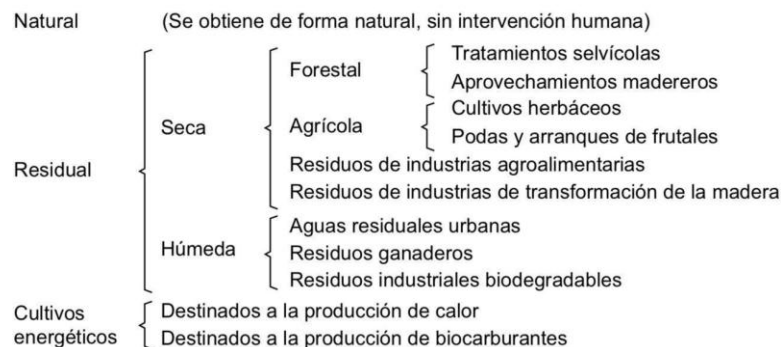
El concepto de economía circular debe operar de manera automática en nuestras labores cotidianas, y, en los sectores productivos debe ser la base de una operación segura y sostenible, para lograr aportar de manera intrínseca a la transición energética. Acentuando modelos de circularidad, se pueden reducir los consumos energéticos, promoviendo la eficiencia energética en los diferentes procesos. Así mismo, tal como se establece en la definición conceptual, la economía circular tiene en cuenta la reutilización de materiales y la extensión de la vida útil, es por esto que, uno de los enfoques principales que se deben promover es que “El mundo debe superar la era de los desechos y convertirlos en recursos”. Según el informe de la Perspectiva Mundial de la Gestión de residuos de Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente de la ONU (PNUMA), se prevé que la generación de residuos sólidos urbanos aumente de 2300 millones de toneladas en 2023 a 3800 millones de toneladas en 2050. En 2020, el costo directo mundial de la gestión de residuos se estimó en 252000 millones de dólares. Sin embargo, si se tienen en cuenta los costos ocultos de la contaminación, la insalubridad y el cambio climático derivados de las malas prácticas de eliminación de residuos, el costo se eleva a 361000 millones de dólares. Si no se toman medidas urgentes en materia de gestión de residuos, en 2050 este costo anual mundial podría casi duplicarse hasta alcanzar la impactante cifra de 640300 millones de dólares (ONU, 2024).

Es por esto que, la biomasa puede verse cómo un recurso potencial para el cumplimiento de los objetivos proyectados por la economía circular e incluso con miras a la transición energética, si se observa con un enfoque de generación de energía eléctrica, ya que es una Fuente No Convencional de Energía Renovable -FNCER-.

La Unión Europea indica que la "Biomasa es la fracción biodegradable de productos, desechos y residuos de la agricultura (incluyendo sustancias vegetales y animales), silvicultura e industrias relacionadas, así como la fracción biodegradable de los residuos municipales e industriales"(Quintero y Quintero, 2015).

Según la procedencia de la biomasa, existen tres tipos y clases, tal cómo se puede observar en la Figura 1 “Clasificación de los tipos de Biomasa”:

Figura 1. Clasificación de los tipos de Biomasa



Fuente. (Arauzo et al.,2014)

En consecuencia, la biomasa se puede obtener de distintas maneras y diferentes modos, uno de ellos y foco de este estudio es la biomasa generada a partir de las actividades de poda y tala de árboles requeridas para el mantenimiento y ejecución de proyectos del sector eléctrico, principalmente asociados al negocio de transmisión y distribución de energía.

El mantenimiento de redes eléctricas, es una actividad esencial y necesaria para la adecuada prestación del servicio público de energía. Tal como lo establece el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas -RETIE- del año 2024, la palabra mantenimiento es el “conjunto de acciones o procedimientos tendientes a preservar o restablecer un bien, a un estado tal que le permita garantizar la máxima confiabilidad (MINENERGIA, 2024). Esta actividad técnica, al igual que las actividades de expansión de redes y/o subestaciones eléctricas, son indispensables para que el Sistema Eléctrico sea confiable y seguro. El Sistema Eléctrico en Colombia, esta conformado por varios procesos, como lo son: generación, transmisión, distribución y comercialización. Cada

una de estas etapas cumple una función importante y permite que la energía llegue a las viviendas, industrias y/o negocios.

En la fase de distribución, se recibe la energía mediante las redes eléctricas, proveniente del proceso de generación, posteriormente se disminuye su tensión en las subestaciones eléctricas. Luego de esto, la energía pasa a los transformadores ubicados en los postes de la ciudad. Todo este proceso se hace por medio de redes de distribución, que son el conjunto de líneas y subestaciones -con sus equipos asociados- destinados al servicio de los usuarios de uno o varios municipios (ENEL, 2023).

Con el fin de asegurar la confiabilidad de los procesos mencionados anteriormente, las empresas de transmisión y distribución de energía deben realizar actividades de poda y tala de árboles, cumpliendo con los requisitos, parámetros y acciones exigidas por las autoridades ambientales competentes, tal como se establece en el decreto 107 de 2015. La poda y tala de individuos arbóreos se ejecuta cumpliendo lo establecido en el RETIE para garantizar las distancias de seguridad de los componentes y activos eléctricos, con el fin de reducir el riesgo eléctrico y salvaguardar el medio ambiente, la vida animal y sobre todo a las personas (MINENERGIA, 2024).

Las fallas en el servicio de energía se pueden presentar por múltiples razones, por ejemplo, daños en la infraestructura o condiciones climáticas adversas que involucren fuertes lluvias. Sin embargo, otra de las principales causas es la interferencia entre las líneas eléctricas y la vegetación, haciendo que sea necesaria la tala y poda de árboles. Cuando las ramas y las hojas de los árboles entran en contacto con las redes de energía o se cae un árbol, se afecta la estructura y se generan riesgos eléctricos, que posteriormente causan intermitencias en el servicio (ENEL, 2023).

La poda de árbol es la “Actividad de manejo consistente en el corte de ramas de una planta, cuyo objeto es controlar y orientar su desarrollo o retirar partes muertas o en malas condiciones” (UAESP, 2024). Mientras que la tala de árboles es la operación de corte en la que los árboles son aprovechables como madera. Implica tal definición que el corte debe efectuarse con motosierra, la altura máxima de los tocones que pueden quedar en el terreno será de 10 cm, debiéndose repasar todos aquellos que superen esta altura (Universidad de Ibagué, 2021).

De acuerdo con sus características, la biomasa puede ser usada como fuente de energía mediante diferentes procesos. Una de las alternativas para el aprovechamiento de la biomasa, es la transformación de la misma mediante un proceso de combustión con presencia de oxígeno, utilizando calderas. Las calderas de biomasa se han convertido en una alternativa eficiente, económica y sostenible a los combustibles fósiles (BBVA, 2024). Una característica clave para establecer la eficiencia de la biomasa como combustible en calderas y hornos es el Poder Calorífico. Cuanto mayor sea el poder calorífico, mayor será la cantidad de energía que puede ser producida a partir de la biomasa (Barrantes, 2024).

Otras de las alternativas para aprovechar la biomasa como energético, es mediante el proceso de digestión anaeróbica, para la producción de biogás, se define digestión anaeróbica como un proceso que se encarga de la transformación de la materia orgánica en biogás convertida porcentualmente en 60-70 % en metano y 30-40 % dióxido de carbono, proceso que involucra adicionalmente la participación de varios grupos de microorganismos que realizan un metabolismo coordinado bajo el cumplimiento de cuatro etapas: la primera es la hidrólisis, en la cual la materia orgánica es fermentada, generando compuestos sencillos llamados monómeros; la segunda es la acidogénesis, que se encarga de producir ácidos orgánicos; la tercera es la acetogénesis, caracterizada por la estructuración de acetatos, propionatos y butiratos, y finalmente, la cuarta etapa es la metanogénesis, donde los microorganismos producen metano a través de la ruta acetotrófica e hidrogeno trófica (González et al.,2015). En la producción de biogás, se deben estudiar distintas variables fisicoquímicas de la biomasa de interés para poder determinar la ruta óptima de aprovechamiento. Una de ellas es conocer el Potencial Bioquímico de Metano-PBM. En donde el PBM, sirve para evaluar de forma rápida si un residuo puede ser correctamente degradado y así producir CH₄ (Sánchez et ál.,2016).

De acuerdo con lo referenciado anteriormente, para identificar las alternativas viables que permitan el aprovechamiento de la biomasa residual de poda de árboles del mantenimiento de las redes eléctricas, es importante realizar una caracterización de la biomasa recolectada para establecer los posibles métodos para usarla como fuente de energía. En la actualidad varias organizaciones y entidades en todo el mundo prevén que la generación de energía mediante biomasa juega un papel importante en una matriz de energías sostenibles y renovables para el

futuro. Países como Austria, Brasil, Dinamarca, Finlandia, Suecia, India, Estados Unidos y el Reino Unido están fomentando el uso activo de biomasa para la energía y el impulso del desarrollo de los conocimientos y la tecnología necesarios para los sistemas de energía de biomasa avanzados (Quintero y Quintero, 2015).

5 Metodología

De acuerdo con la información consolidada, el tipo de proyecto que se pretende desarrollar y los resultados que se esperan para lograr el objetivo planteado, se implementará un estudio de caso con el desarrollo metodológico del Poder Calorífico Inferior -PCI para la alternativa de Combustión Directa y la aplicación del método de estudio de Potencial Metanogénico - BMP, Biochemical Methane Potential. En este sentido, se optará por un enfoque integrador y de aplicación experimental para resolver el problema de manera práctica, utilizando principios y técnicas de análisis elemental y análisis próximo de la Biomasa. La metodología de este estudio tendrá las siguientes fases:

5.1 Recolección y consolidación de la línea base de generación de residuos vegetales producto de los procesos de Expansión y Mantenimiento de redes eléctricas en Norte de Santander.

- Identificación de fuentes de información primarias y secundarias (bases de datos de poda y tala, registros operativos de la empresa, reportes ambientales y normativos). Para esta actividad, se revisarán bases de datos existentes en el proceso de Gestión Ambiental de la empresa de energía relacionadas con el monitoreo y control de los residuos generados en los diferentes proyectos, obras y/o actividades. Estos reportes, actualmente son almacenados en un Sistema de Información Ambiental denominado IDSOS, donde se consolida la información mensual de cada tipo y categoría de residuo generado por la empresa de energía.

- Consolidación de la información operativa asociada a la gestión de residuos de poda y tala. Con base en la información identificada en la actividad anterior, se analizará únicamente los residuos vegetales generados por las actividades de expansión y mantenimiento de redes eléctricas. Dicha data, se analizará para conocer cifras de generación, aprovechamiento, tratamiento y/o disposición final y su respectiva localización georreferenciada de la gestión realizada por la compañía. Se estima que, con las bases de datos de la organización, se puedan realizar análisis y consolidación de información de los últimos cinco años, incluyendo las diferentes especies intervenidas y su respectiva participación sobre el total de intervenciones promedio al año.

- Georreferenciación y análisis espacial de las zonas con mayor generación de biomasa residual. Actualmente la empresa de energía de Norte de Santander como Operador de

Red -OR- cuenta con cuatro (4) regionales en Norte de Santander: Cúcuta, Ocaña, Pamplona y Tibú, en las cuales se coordinan las acciones operativas para la prestación del servicio público de energía en el departamento. En este sentido, con el software ArcGIS con licencia concurrent 10.8.2 se logrará georeferenciar y realizar análisis cartográficos para consolidar la información consolidada de generación y gestión de residuos vegetales por las regionales donde se almacenan y/o disponen.

- Estimación de volúmenes de generación de residuos vegetales, frecuencia y ubicación.

5.2 Caracterización de la Biomasa.

- Selección de un muestreo representativo de residuos vegetales de acuerdo con la línea base consolidada.
- Caracterización físico-química de la biomasa (Análisis Próximo y Análisis Elemental). Esta actividad se realizará teniendo como base los siguientes aspectos ambientales y técnicos:

Para las muestras de Biomasa Seca. Se seleccionarán las tres o cuatro especies más intervenidas en el área de influencia de la empresa y las cuales representen más del 55% de las intervenciones totales de poda de árboles en Norte de Santander. Esto para poder tener información confiable y de fácil consolidación y análisis.

Se implementará un Muestreo Aleatorio simple, en donde se seleccionan 5 plantas al azar (Teniendo en cuenta las especies con mayor intervención) de diferentes zonas de la ciudad. Seleccionar las muestras de manera aleatoria, se asume que la muestra es representativa de la población general. Esto significa que, en teoría, las características de la muestra reflejarán las características del conjunto de la población de manera precisa, sin sesgo.

Teniendo en cuenta que se analizaran las alternativas de combustión directa y de Biogás, también se recolectará muestra de material de biomasa seca mezclada (Incluyendo todas las especies que se intervienen) y con un pretratamiento (Chipeadora).

Para la alternativa de Biogás, en donde se requiere un proceso anaeróbico que permita la descomposición del sustrato (Poda de árboles), es necesario un inóculo de alto potencial

metanogénico. En este sentido, la muestra será tomada de las lagunas anaerobias de un posible aliado estratégico de la organización como lo es el sector Palmicultor. De acuerdo a lo anterior, para la muestra de inóculo se requiere:

Muestra compuesta de lodo del fondo de la laguna anaerobia. Se identificarán los puntos de muestreo que tiene la laguna para recolectar una cantidad de 20 galones de muestra en total (Por ejemplo, si existen 4 puntos de muestreo por cada uno se debería tomar 5 galones de lodo y mezclar todos en el mismo recipiente). En caso de solo tener 1 punto de muestreo, en dicho punto se recolectarán los 20 galones de la muestra de inóculo.

5.3 Evaluación del potencial energético.

- Evaluación del potencial energético mediante análisis de procesos de combustión y biodigestión. Esta actividad permitirá identificar la mejor alternativa entre las tecnologías evaluadas para la generación de energía eléctrica o en su defecto las recomendaciones técnicas necesarias para su aprovechamiento.

- Identificación de factores que afectan la eficiencia del aprovechamiento energético de la biomasa residual. Para el desarrollo de esta actividad se implementará el análisis de datos mediante una metodología deductiva cuantitativa, aplicando cálculos matemáticos, los cuales permitirán obtener valores del potencial energético en unidades asociadas a la energía (Joules, kWh, MW, etc).

5.4 Identificación de la ruta óptima para el aprovechamiento energético.

- Análisis comparativo de dos alternativas de valorización (combustión y digestión anaerobia), con base en indicadores financieros como Tasa de Retorno, VPN y B/C.

- Evaluación técnica y económica de las dos alternativas de estudio (Combustión directa y Biogás), considerando costos de inversión y viabilidad operativa.

5.5 Consolidación y análisis de resultados.

- Línea base consolidada sobre la cuantificación de la generación de residuos vegetales y su potencial energético en la empresa de energía en Norte de Santander.
- Metodología para evaluación del potencial energético de la biomasa residual.
- Evaluación de dos alternativas para el aprovechamiento energético, con un enfoque en sostenibilidad y nuevos modelos de negocio.

6 Resultados

Los resultados obtenidos en la caracterización físico-química, lignocelulósica y bioenergética de la biomasa residual de poda y del POME constituyen una base sólida para avanzar hacia el análisis crítico de su aprovechamiento energético. A partir de esta evidencia técnica, el siguiente apartado examina los factores que condicionan la eficiencia real del sistema, integrando variables operativas, logísticas y económicas que determinan la viabilidad de cada ruta de valorización. Este análisis permite identificar los cuellos de botella que limitan el uso efectivo de la biomasa disponible y establece los criterios estratégicos necesarios para orientar la toma de decisiones hacia un modelo de aprovechamiento sostenible, escalable y alineado con las capacidades territoriales de Norte de Santander.

6.1 Línea base de generación de residuos vegetales producto de los procesos de expansión y mantenimiento de redes eléctricas en Norte de Santander.

CENS SA ESP presta el servicio de energía eléctrica en el departamento de Norte de Santander, incluyendo el área metropolitana de Cúcuta y en zonas rurales de difícil acceso y dispersión poblacional, como la Región del Catatumbo Colombiano (Tibú, Ocaña, El Tarra, Teorama, Convención, Sardinata, El Carmen, Hacarí, La Playa de Belén, etc). Debido a la variabilidad de las condiciones geográficas, logísticas y climáticas en las que se encuentra CENS SA ESP, la empresa debe implementar soluciones energéticas adaptadas a las necesidades específicas de cada región.

Las áreas anteriormente mencionadas son atendidas por CENS SA ESP, con cuatro líneas de negocio principales de la compañía como la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía. En sus procesos de transmisión y distribución de energía eléctrica, la poda y tala de la vegetación en servidumbres y corredores de alta, media y baja tensión se incorporan como una medida de manejo ambiental preventiva y correctiva esencial para minimizar riesgos de cortocircuitos, preservar la integridad de la infraestructura y asegurar la continuidad del suministro. La biomasa residual generada en estas labores se gestiona actualmente de una manera segura y con base en el Plan de Manejo de Residuos de CENS, fortaleciendo su estrategia de

sostenibilidad sin desviar el foco de su negocio principal, no obstante, no se han logrado aprovechar o garantizar la economía circular de una manera estratégica e innovadora para la compañía.

Mirando hacia el futuro, CENS proyecta fortalecer su operación con prácticas más sostenibles e innovadoras, integrando principios de economía circular. Un ejemplo de ello es la exploración de nuevos modelos de negocio basados en el aprovechamiento energético de la biomasa generada en estas labores de mantenimiento, contribuyendo a reducir impactos ambientales y posicionándose como un referente en sostenibilidad energética en la región.

6.2 Actividades generadoras de Biomasa Residual de Poda -RPB.

La planificación de la gestión de la vegetación en CENS se basa en un enfoque integral y técnico, alineado con el proceso de mantenimiento de activos eléctricos. Las intervenciones se priorizan considerando la criticidad de los activos, especialmente en redes de 34.5 kV, aquellas con mayor densidad de usuarios y circuitos con historial de fallas recurrentes. Este proceso incorpora análisis del tipo y crecimiento de la vegetación, identificación de sectores críticos y uso de datos históricos como fallas por contacto con ramas, especies de rápido crecimiento y zonas con alta demanda de poda. Todas las actividades se desarrollan bajo procedimientos normalizados y protocolos de seguridad eléctrica e industrial, garantizando la integridad del personal y la infraestructura. Como valor agregado, CENS realiza una gestión rigurosa de los permisos ambientales requeridos para estas actividades, los cuales son tramitados y avalados por las Autoridades Ambientales Competentes, asegurando el cumplimiento normativo y el respeto por el entorno natural.

En su compromiso con la sostenibilidad y la confiabilidad del servicio eléctrico, la empresa prestadora del servicio público de energía realiza una intervención sistemática y técnica de más de 50 mil árboles cada semestre en el departamento de Norte de Santander (CENS SA ESP, 2024). Esta labor se desarrolla bajo técnicas confiables y seguras aprobadas por la Corporación Autónoma Regional de la Frontera Nororiental – CORPONOR, y se encuentra alineada con los requerimientos establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Dichas acciones buscan reducir los riesgos eléctricos ocasionados por el contacto de la vegetación con las redes

energizadas, contribuyendo a la continuidad del servicio y a la protección de la vida y los ecosistemas.

En el área metropolitana de Cúcuta, las especies arbóreas identificadas se desarrollan dentro del bioma de Bosque Seco Tropical, un ecosistema con características de baja precipitación, alta radiación solar y suelos pobres en materia orgánica, lo cual condiciona la presencia de ciertas especies adaptadas al estrés hídrico (MinAmbiente, s.f).

Es por esto que, el departamento de Norte de Santander presenta una diversidad de paisajes geográficos; en su zona oriental predominan formaciones de lomerío y valles, mientras que al suroeste—especialmente en municipios como La Esperanza—se destaca el piedemonte andino (IGAC, 2016). Según la cartografía territorial disponible, las principales coberturas de la tierra incluyen: *Bosques densos de tierra firme (altos y bajos)*, *Bosques fragmentados y abiertos*, *Herbazales densos*, *Pastos limpios y enmalezados*, *Mosaicos de cultivos de arroz, café y maíz, así como plantaciones de palma de aceite y coníferas*, *Tejido urbano continuo en las cabeceras municipales*, *Zonas industriales y de extracción (minería e hidrocarburos)*, *Cuerpos de agua y zonas arenosas como lagunas, lagos y ciénagas naturales* (UPRA, 2023).

Estas coberturas reflejan la interacción entre las características topográficas del territorio y las actividades agropecuarias, urbanas e industriales que definen el desarrollo regional, constituyendo un insumo esencial para la planificación ambiental y el ordenamiento territorial (UPRA, 2023).

En este contexto, la empresa de energía del departamento ejecuta de manera planificada actividades de poda de árboles, limpieza de trochas bajo líneas energizadas y mantenimiento de estructuras eléctricas, enfocadas principalmente en el despeje de las redes y estructuras del sistema eléctrico, evitando interrupciones por contacto con la vegetación. Estas labores responden no solo a la necesidad operativa, sino también a protocolos ambientales, paisajísticos y sociales, garantizando que los usuarios disfruten de un servicio de energía eficiente y seguro. La periodicidad de estas podas—realizadas aproximadamente dos veces por año—depende de factores como la especie intervenida, ya que algunas, al ser podadas, incrementan su ramificación. En zonas urbanas, estas actividades se organizan según la distribución de celdas y circuitos regionales, siguiendo criterios técnicos y ambientales. Como resultado de estas intervenciones, se generan grandes volúmenes de residuos vegetales, los cuales constituyen una biomasa potencialmente aprovechable para fines energéticos, abriendo oportunidades para transitar hacia modelos más

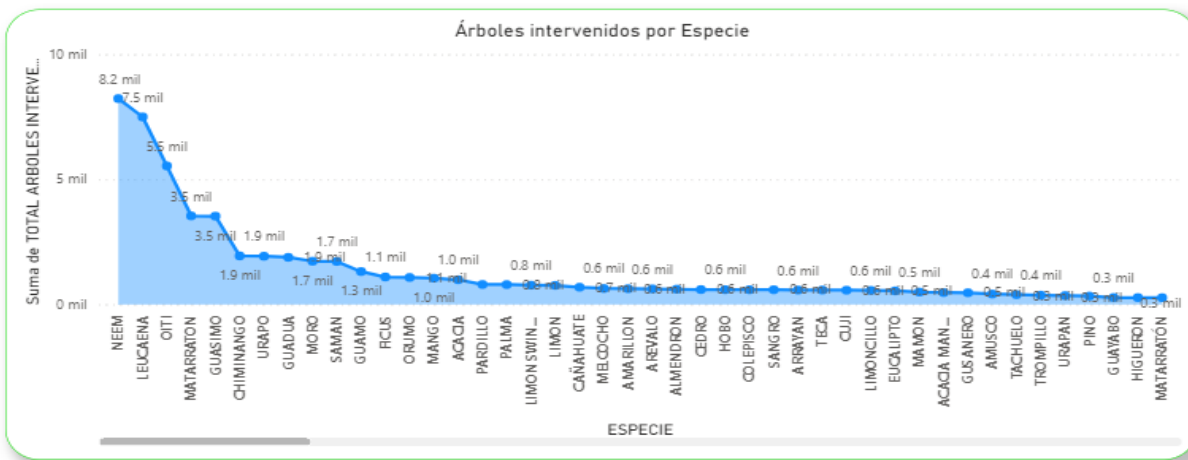
sostenibles en la gestión de residuos y diversificación de fuentes energéticas limpias en la región (CENS SA ESP, 2023).

El conocimiento detallado de la cobertura vegetal en las zonas de operación de CENS SA ESP no solo permite planificar adecuadamente las actividades de poda y mantenimiento, sino también identificar con precisión las especies arbóreas más frecuentes en cada territorio intervenido. Esta caracterización es fundamental para garantizar una intervención técnica, segura y respetuosa con el entorno natural, teniendo en cuenta aspectos como el comportamiento fenológico de cada especie, su tasa de rebrote tras la poda y su adaptabilidad a las condiciones del bioma. Además, reconocer las especies permite evaluar el potencial energético de la biomasa generada y orientar estrategias de gestión sostenible de estos residuos vegetales. En este contexto, se ha identificado un conjunto representativo de especies que son recurrentemente intervenidas en las distintas regionales operativas de la empresa: Cúcuta, Ocaña, Tibú y Pamplona, las cuales presentan características particulares asociadas a los ecosistemas donde se ubican, como el Bosque Seco Tropical en el área metropolitana de Cúcuta o el Bosque Húmedo Tropical en el Catatumbo. A continuación, se presenta una caracterización general de las especies más comunes intervenidas por la empresa de energía en cada una de sus regionales del departamento, información clave para la toma de decisiones en materia ambiental, operativa y energética.

CENS S.A. E.S.P., como empresa líder en la prestación de servicios de energía en Norte de Santander, interviene anualmente más de 50.000 individuos arbóreos, de los cuales más de 10.000 individuos pertenecen al área metropolitana de Cúcuta, en una diversidad que supera las 40 especies arbóreas características del Bosque seco Tropical (BsT).

Teniendo como base el registro de intervenciones forestales de manera anual de la empresa de energía del departamento Norte de Santander, se logró delimitar las especies con mayores intervenciones en las principales regiones donde CENS presta los servicios y por defecto, donde se concentran las mayores cantidades de árboles podados. En este sentido, las especies más intervenidas corresponden al Neem (*Azadirachta indica*), la Leucaena (*Leucaena leucocephala*) y el Oití (*Licania tomentosa*), las cuales representan en conjunto más del 56% del total de individuos intervenidos.

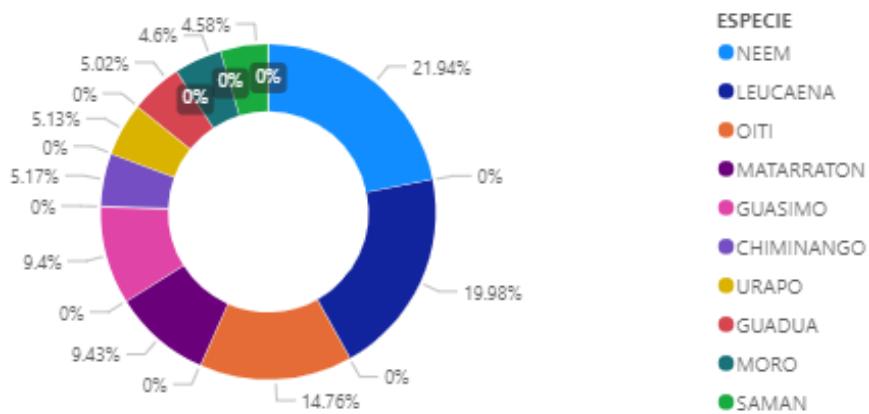
Figura 2. Principales especies intervenidas por poda en el Área Metropolitana de Cúcuta.



Fuente: CENS SA ESP, 2024.

Aproximadamente, el Neem aporta el 22%, la Leucaena el 20% y el Oiti el 15% del total. Estas especies, ampliamente adaptadas a condiciones de humedad variable y de rápido crecimiento, son comúnmente utilizadas en procesos de arborización urbana y rural, como se evidencia en los registros de biodiversidad de las entidades territoriales de la región. CENS enfoca sus intervenciones bajo lineamientos técnicos y ambientales que garantizan un equilibrio entre la prestación del servicio eléctrico y la protección de los ecosistemas locales (CENS SA ESP, 2024).

Figura 3. Especies con mayor cantidad de intervenciones de poda en el Área Metropolitana de Cúcuta



Fuente: CENS SA ESP, 2024.

Tabla 1. Características generales de las especies principales intervenidas en el área metropolitana de Cúcuta.

Especie	Nombre científico	Familia	Altura	Diámetro de copa	Tasa de crecimiento
Neem	<i>Azadirachta indica</i>	Meliaceae	12 m	10 m	5 m/año
Leucaena	<i>Leucaena leucocephala</i>	Fabaceae	7 m	5 m	3 m/año
Oithi	<i>Licania tomentosa</i>	Chrysobalanaceae	6 m	6 m	3 m/año
Matarratón	<i>Gliricidia sepium</i>	Fabaceae	6 m	6 m	3 m/año
Acacia	<i>Delonix regia</i>	Fabaceae	8 m	6 m	3 m/año
Guácimo	<i>Guazuma ulmifolia</i>	Malvaceae	8 m	6 m	4 m/año
Urapo	<i>Tabebuia rosea</i>	Bignoniaceae	10 m	8 m	2 m/año

Fuente: CENS SA ESP, 2024.

Las especies intervenidas corresponden en su mayoría a árboles maderables de crecimiento medio a rápido, que se caracterizan por presentar estructuras lignocelulósicas con contenidos variables de lignina, celulosa y hemicelulosa, lo que les otorga potencial para usos energéticos y forestales. Se trata principalmente de maderas blandas a semiduras, con excepción de algunas especies de mayor densidad consideradas maderas duras. Estas especies no son herbáceas, sino arbóreas, y poseen tasas de crecimiento que facilitan su disponibilidad como fuente de biomasa. La presencia de lignina asegura rigidez y durabilidad de la madera, mientras que la celulosa y hemicelulosa son componentes fundamentales en procesos de combustión y digestión anaerobia para la producción de energía (CENS SA ESP & UNAB, 2025). En conjunto, este grupo de especies representa una alternativa sostenible por su carácter maderable, su capacidad de regeneración rápida y su composición lignocelulósica, atributos clave en el aprovechamiento de biomasa para generación energética.

6.3 Biomasa Residual de Poda producto de actividades técnicas operativas.

Teniendo en cuenta la identificación y caracterización de las especies intervenidas por CENS SA ESP, principalmente en el Área Metropolitana de Cúcuta, se logró determinar que, dichas intervenciones forestales son las que principalmente generan la mayor cantidad Biomasa Residual Forestal.

6.3.1 Actividades de Poda de Árboles en CENS.

La poda de árboles, la limpieza y despeje de trocha bajo líneas energizadas y la limpieza de las estructuras está enfocada principalmente al despeje y mantenimiento de las redes y estructura eléctrica para evitar interrupciones en el servicio eléctrico. La periodicidad de la poda en algunos casos depende de la especie de árbol que se va a intervenir, ya que algunas especies aumentan la producción de ramas al ser podadas, condición que es importante tener en cuenta para mantener la línea despejada de las ramas de los árboles.

La poda adecuada y continua de árboles evita quemaduras del follaje debido a la continua fricción que existe entre las ramas y las líneas ocasionadas por el viento lo cual puede ocasionar incendios u otros riesgos ambientales. (CENS, Subgerencia Distribución. 2023)

Con el fin de lograr lo anteriormente descrito, la organización cuenta con una serie de acciones y medidas de manejo documentadas, estandarizadas y aplicadas en cada uno de los procesos operativos enfocados hacia la prevención, reducción y mitigación de los impactos ambientales que se ocasionan las actividades de poda de árboles. En dichos procedimientos, se identifican los tipos de poda que la empresa realiza y los cuales generan la mayor cantidad de residuos vegetales y se relacionan a continuación:

- Poda de Mantenimiento.

Poda que se realiza a árboles que no han sido intervenidos en un lapso igual o superior a seis meses y que obedecen a una programación establecida, generalmente árboles de rápido crecimiento, en ocasiones, dependiendo de la especie requiere realizarse con mayor frecuencia. Esta poda, se realiza cuando los árboles se encuentren afectando o puedan llegar a afectar las redes de distribución durante el periodo de mantenimiento, se debe realizar de forma plana u horizontal. (CENS, 2023).

Ilustración 1. Poda de mantenimiento



Fuente: CENS SA ESP, 2023.

- Poda de reducción.

Poda de rehabilitación realizada a los árboles de gran tamaño que se encuentran afectando la infraestructura eléctrica, este tipo de poda se realiza para disminuir la cobertura arbórea que supera las redes de media tensión hasta el punto de que el árbol se pueda manejar con la implementación de podas de mantenimiento este tipo de poda no puede ser aplicado dos veces al mismo árbol. (CENS, 2023).

Ilustración 2. Poda de reducción.

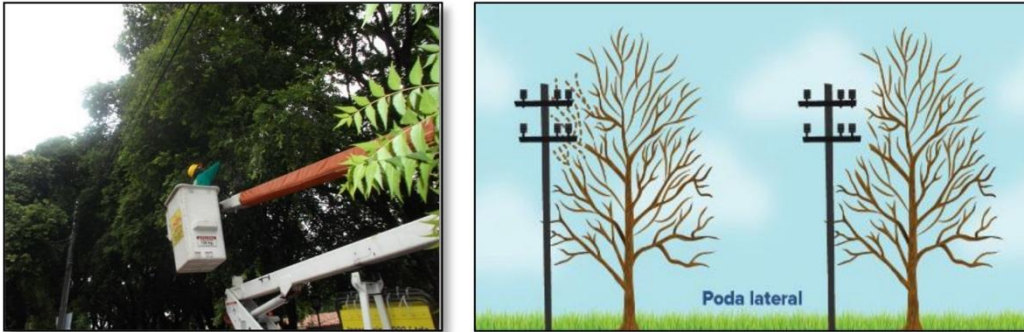


Fuente: CENS SA ESP, 2023.

- Poda Lateral.

Podas que se realizan a los árboles que presentan acercamiento lateral; con la técnica apropiada de corte de ramas laterales (tirasavia) se podan las ramas claves desde su punto apropiado dejando una cavidad en "V" libre de follaje, de esta manera se dirige el crecimiento hacia los lados, liberando espacio de los cables (Manual de podas para el arbolado urbano, 2018, citado por CENS).

Ilustración 3. Poda lateral.



Fuente: CENS SA ESP, 2023.

- Poda bajo cables cruzados.

Comprende la poda realizada a árboles que se encuentran afectando única y exclusivamente la red trenzada por baja tensión, sin que, por encima de ésta, pase la red por Media Tensión, se deben despejar solo las ramas localizadas sobre o en dirección del cable trenzado y que le ejerzan presión. Salvo en situaciones donde por condiciones especiales de los árboles, su ubicación, forma o estructura requieran ser podados en forma plana o horizontal como se han venido interviniendo, buscando disminuir el impacto sobre el componente verde de la ciudad. (CENS, 2023)

Ilustración 4. Poda Cable Cubierto.



Fuente: CENS SA ESP, 2023.

6.3.2 Estimación de generación de biomasa residual, frecuencia y ubicación.

La biomasa residual generada en los mantenimientos técnicos de CENS S.A. E.S.P. proviene principalmente del recurso forestal presente en los ecosistemas de Norte de Santander, sur del Cesar y sur de Bolívar. Esta biomasa corresponde, en su mayoría, a especies arbóreas de naturaleza maderable, caracterizadas por un elevado contenido de lignina, entre las cuales se destacan:

- Neem (*Azadirachta indica*) - 21.94% de los árboles podados.
- Leucaena (*Leucaena leucocephala*) - 19.98%.
- Oiti (*Licania tomentosa*) - 14.76%.
- Matarratón (*Gliricidia sepium*), Guásimo (*Guazuma ulmifolia*), Urapo (*Tabebuia rosea*), entre otras especies de alto volumen.

Las características de esta biomasa residual incluyen:

- Altura promedio: 6-12 m.
- Diámetro de copa: 5-10 m.
- Tasa de crecimiento: 2-5 m/año.
- Familias dominantes: Fabaceae, Meliaceae, Chrysobalanaceae, Malvaceae y Bignoniaceae.

Estas especies presentan altas tasas de regeneración y crecimiento rápido, lo que implica una generación recurrente y sostenida de residuos leñosos.

En la Tabla 2, se consolida la información reportada por la empresa según Anexo 1, de las especies intervenidas con un pretratamiento en zona urbana y las cantidades generadas durante el último año. Se resalta que, en zonas rurales de difícil acceso se pica el material y se deposita como material compactado para estabilización de suelos.

ALTERNATIVAS APROVECHAMIENTO BIOMASA DE PODA EN REDES ELÉCTRICAS

Tabla 2. Generación y pretratamiento mensual de la Biomasa Residual de Podas.

Tipo de Residuo	Pretratamiento	Actividad Generadora	Cantidad Generada (kg)	Ubicación	Mes de Medición
Biomasa residual de podas	Chipeada	Redes Transmisión y Distribución	673220.8	Norte de Santander	Enero
Biomasa residual de podas	Chipeada	Redes Transmisión y Distribución	664520	Norte de Santander	Febrero
Biomasa residual de podas	Chipeada	Redes Transmisión y Distribución	550000	Norte de Santander	Marzo
Biomasa residual de podas	Chipeada	Redes Transmisión y Distribución	601480	Norte de Santander	Abril
Biomasa residual de podas	Chipeada	Redes Transmisión y Distribución	638700	Norte de Santander	Mayo
Biomasa residual de podas	Chipeada	Redes Transmisión y Distribución	602970	Norte de Santander	Junio
Biomasa residual de podas	Chipeada	Redes Transmisión y Distribución	710380	Norte de Santander	Julio
Biomasa residual de podas	Chipeada	Redes Transmisión y Distribución	271080	Norte de Santander	Agosto
Biomasa residual de podas	Chipeada	Redes Transmisión y Distribución	722620	Norte de Santander	Septiembre
Biomasa residual de podas	Chipeada	Redes Transmisión y Distribución	691340	Norte de Santander	Octubre
Biomasa residual de podas	Chipeada	Redes Transmisión y Distribución	573120	Norte de Santander	Noviembre
Biomasa residual de podas	Chipeada	Redes Transmisión y Distribución	686670	Norte de Santander	Diciembre

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CENS SA ESP, 2024.

La gestión de biomasa residual derivada de los mantenimientos arbóreos de CENS S.A. E.S.P. evidencia un potencial de aprovechamiento energético que, sin embargo, se encuentra limitado por factores logísticos y operativos.

Con una generación anual cercana a las 12000 toneladas aproximadamente (33 ton/día), únicamente el 62% (7386 ton/año) del volumen total -equivalente a unas 20.24 toneladas diarias-

se generan zonas urbanas y periurbanas, donde las condiciones de acceso y transporte son más favorables. El 38% restante se concentra en áreas rurales de difícil acceso, lo que incrementa los costos de movilización y restringe la posibilidad de pretratamiento in situ. El material con potencial de recolección, se somete a un proceso de reducción de tamaño mediante chipeado, obteniéndose partículas heterogéneas con longitudes promedio de 4 a 6 cm y una densidad aparente variable, lo que limita la homogeneidad del recurso para su posterior valorización.

6.3.3 Zonas de acopio de la Biomasa Residual de Poda.

La biomasa residual de poda (RPB) generada en seis municipios de Norte de Santander, se acopia en cuatro de ellos: Gamarra, Ocaña, Cúcuta y Tibú. La disponibilidad de RPB entregados por CENS se detallan en la Tabla 3:

Tabla 3. Puntos de disposición de la Biomasa Residual de Poda.

Punto de Acopio	Cantidad	
	[Ton/día]	[Ton/mes]
Gamarra	0.667	20
Aguachica	SD*	SD*
Ocaña	0.5	15
Pamplona	SD*	SD*
Cúcuta	6.67	200
Tibú	2.33	70
Total	10.17	305

* SD: Sin datos de acopio.

Fuente: CENS S.A.S. 2025.

Actualmente, la biomasa acopiada en áreas urbanas representa cerca del 50.3% (3715.21 ton/año) del total gestionado (7386 ton/año) y se centraliza en los cuatro centros de acopio referenciados anteriormente. Es importante resaltar que, durante los períodos de menor actividad operativa, la disponibilidad total de biomasa residual de poda puede reducirse hasta aproximadamente **9 ton/día**, considerando el conjunto de los puntos de acopio asociados. En contraste, durante temporadas de mayor intervención y ejecución intensiva de actividades de mantenimiento, la generación de biomasa puede incrementarse hasta **20 ton/día**, concentrándose principalmente en los cuatro centros de acopio previamente referenciados (CENS SA ESP, 2025).

Si bien, este esquema permite una concentración mínima de material para usos energéticos o disposición controlada, persisten brechas en la eficiencia de recolección y en la estandarización granulométrica del chip, aspectos críticos para su integración en procesos termoquímicos o biotecnológicos de conversión energética.

6.4 Caracterización de la Biomasa Residual de Poda -RPB- generada por CENS SA ESP.

Los residuos generados por las actividades de tala y poda de árboles en la empresa de energía de Norte de Santander, son categorizados como biomasa seca de tipo lignocelulósico, con alta producción de residuos leñosos, debido al crecimiento acelerado de las especies dominantes del Bosque Seco Tropical -BsT-, Bosque Húmedo Tropical y Muy Seco; la biomasa residual de poda incluye:

- Madera dura y semidura (troncos y ramas gruesas de las diferentes especies identificadas).
- Material fibroso y de rápida descomposición.
- Humedad media-alta, dependiendo del periodo de corte y las condiciones climáticas.
- Densidad variable, determinada por el contenido lignocelulósico de cada especie.

Desde un punto de vista energético, esta biomasa presenta un poder calorífico inferior (PCI) entre 15 y 18 MJ/kg (B. Esteves, U. Sen, & H. Pereira. 2023) (A. C. M. Vilas-Boas, L. A. C. Tarelho, H. S. M. Oliveira, F. G. C. S. Silva, D. T. Pio, and M. A. A. Matos. 2024), lo que la hace viable para su conversión en bioenergía.

Para lograr una caracterización específica a la biomasa residual de podas, se seleccionó el último año de registro y consolidación de información (2024) de residuos, reportada por CENS en el Sistema de Información Ambiental -IDSOS-, en donde se logró identificar que, se generaron en zonas urbanas y periurbanas en promedio 616 t de biomasa residual de poda al mes. (Ver Anexo 1. Informe IDSOS – Generación Residuos CENS).

En el marco del proyecto de investigación liderado por el autor de esta tesis, y desarrollado entre la Compañía Energética del Oriente (CENS S.A. E.S.P.) y el laboratorio de la Universidad Autónoma de Bucaramanga (UNAB), se realizó una caracterización físico-química detallada de la biomasa lignocelulósica generada por las actividades de poda y tala en mantenimientos de redes

eléctricas en Norte de Santander. Esta caracterización fue concebida como un ejercicio práctico conjunto, donde la UNAB prestó servicios de análisis técnico especializados y CENS, como empresa gestora del recurso, lideró el levantamiento y la entrega de las muestras, así como la formulación de los objetivos del estudio.

El contenido presentado en esta sección retoma y sistematiza los resultados del informe técnico entregado por la UNAB a CENS, en el cual se sintetizan las propiedades estructurales y bioquímicas de la biomasa recolectada, como insumo fundamental para evaluar su vocación de aprovechamiento energético.

La biomasa lignocelulósica está constituida por una matriz estructural compleja compuesta principalmente por celulosa, hemicelulosa y lignina, presentes en los tejidos leñosos y fibrosos de tallos, hojas y ramas (Cosgrove, 2005; Somerville et al., 2004). Estos tres componentes determinan las propiedades físicas y químicas del material, influyendo directamente en su comportamiento energético y en su susceptibilidad a los procesos de conversión (Saha, 2003; Zhang & Lynd, 2004).

La celulosa y hemicelulosa aportan el contenido biodegradable útil para la digestión anaerobia, mientras que la lignina, de naturaleza aromática y alta estabilidad térmica, favorece su aprovechamiento mediante combustión directa (Himmel et al., 2007). Comprender esta relación es esencial para orientar la selección tecnológica y estimar el potencial energético de la biomasa residual generada por las actividades de poda y tala.

Los resultados obtenidos en este ejercicio de caracterización constituyen una línea base para la identificación del potencial de aprovechamiento energético de la biomasa disponible en la región, orientando la toma de decisiones técnicas y ambientales en relación con su uso eficiente y sostenible.

6.5 Evaluación del potencial energético a partir de residuos de podas en Norte de Santander.

En este capítulo se describe los métodos utilizados y se establece un potencial de producción de energía a partir de los residuos generados en la podas y talas que realiza la empresa.

En el marco de este trabajo de grado de maestría, se gestionó y se ejecutó un contrato con la Universidad Autónoma de Bucaramanga (UNAB) para la caracterización físico-química y composicional de la biomasa residual de poda (RPB) y del efluente de palma (Palm Oil Mill Effluent, POME).

Esta alianza estratégica permitió acceder a datos experimentales obtenidos con equipos certificados, aplicando metodologías estandarizadas y reconocidas internacionalmente, garantizando la confiabilidad y trazabilidad de la información para este estudio.

El contrato firmado y ejecutado, se dio mediante la compra menor N° CM-2025-00035 y Orden de compra OC101969 de 2025.

6.5.1 Selección de muestras y análisis de laboratorio.

6.5.1.1 Selección de las muestras

- Biomasa residual de poda (RPB): La selección de especies se realizó con base en la línea base de CENS, priorizando las especies más intervenidas, que representan más del 55% del volumen anual de poda. Se tomaron muestras de ramas, hojas y biomasa mezclada (incluyendo material chipeado en campo), con el fin de representar tanto la fracción leñosa como la fracción fibrosa y blanda.
- Palm Oil Mill Effluent (POME): Se seleccionó como inóculo un lodo anaerobio proveniente de lagunas de estabilización de una planta extractora de palma, reconocida por su estabilidad operativa y alto potencial metanogénico. Este lodo fue seleccionado, ya que en Norte de Santander se encuentra un gran potencial de la industria de la Palma, lo cual puede permitir identificar estrategias de aprovechamiento para este tipo de residuos y visualizar posibles alianzas.

6.5.1.2 Procedimiento de muestreo ejecutado.

- Alistamiento del personal y herramientas para la recolección de la muestra: Previo a la ejecución de las actividades de poda de árboles en el área metropolitana de Cúcuta, se coordinó con el área operativa responsable a fin de garantizar la recolección de las muestras requeridas para los análisis de laboratorio establecidos en el estudio. Para tal fin, se realizó un acompañamiento directo, durante tres jornadas consecutivas, a la cuadrilla encargada de la poda en la zona Cúcuta, asegurando que el material

recolectado cumpliera con las condiciones y criterios establecidos en el plan de muestreo.

- Biomasa Residual de Poda - RPB: Se aplicó un muestreo aleatorio simple, seleccionando cinco individuos por especie en distintas zonas de intervención, con el fin de garantizar la representatividad de la población y minimizar sesgos en la información recolectada. Para cada individuo se extrajeron submuestras de hojas y ramas que, al integrarse, conformaron muestras compuestas de aproximadamente un kilogramo, lo cual permitió reflejar la variabilidad natural del material vegetal. El muestreo se realizó considerando criterios de homogeneidad en la edad de los árboles, evitando ejemplares extremos (demasiado jóvenes, envejecidos o con afectaciones fitosanitarias), y asegurando la recolección en condiciones ambientales secas y estables para evitar alteraciones en la calidad del material. El material fue cortado, acondicionado y dispuesto en sacos debidamente identificados, siguiendo protocolos de etiquetado, con el fin de conservar la humedad original y evitar contaminación cruzada. De esta manera, el protocolo implementado buscó asegurar la validez estadística y la confiabilidad de la información obtenida, garantizando que las muestras representaran adecuadamente las condiciones reales de la biomasa residual disponible para su análisis energético.

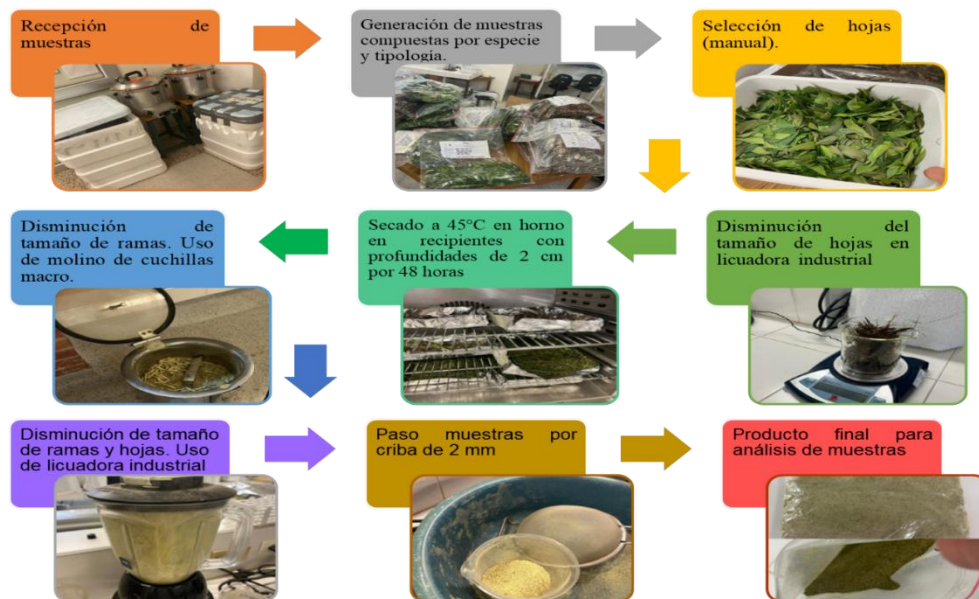
- POME: La muestra se tomó directamente del fondo de la laguna anaerobia, mediante recolección compuesta de 20 galones, distribuidos en partes iguales desde distintos puntos de muestreo. El material se almacenó en recipientes herméticos para preservar la actividad microbiológica. El protocolo de muestreo de la muestra de lodo fue realizado según lo establecido por el laboratorio de Bioeconomía Circular de la UNAB, en convenio con CENS SA ESP y siguiendo el siguiente proceso:
 - El recipiente o pimpina utilizado en el muestreo, fue previamente purgado con la muestra a tomar, para ello se enjuagó con la muestra y posterior a ello si se recolectó la cantidad necesaria.

- La muestra de lodos, fue tomada del fondo de la laguna anaerobia. En este sentido, la recolección de los 20 galones de muestra se realizó utilizando 4 puntos de muestreo, en donde se tomaron 5 galones de lodo y se mezclan todos en un mismo recipiente.
- La muestra fue enviada al laboratorio, el mismo día de la recolección, para continuar con su cadena de custodia y preservación.
- El recipiente con el contenido de muestra fue rotulado para su fácil identificación. En el Anexo 2 se presenta soportes de los muestreos realizados

6.5.1.3 Metodología de análisis de laboratorio

Los análisis realizados en el marco de este estudio fueron desarrollados por la Universidad Autónoma de Bucaramanga (UNAB), mediante un contrato liderado por el autor con la empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander -CENS SA ESP-, bajo protocolos técnicos reconocidos y con equipos certificados siguiendo el proceso descrito en la Ilustración 5.

Ilustración 5. Tratamiento de muestras vegetales para análisis fisicoquímico en el Laboratorio.



Fuente: CENS SA ESP, 2025.

Ejecutados los pasos anteriormente mencionados en el laboratorio del Centro de Investigación en Bioeconomía Circular, se aplicaron análisis a la Biomasa Residual de Poda (RPB) y al POME, con el fin de determinar la viabilidad de aprovechamiento energético de dichos recursos. Para ello, se realizaron análisis físico-químicos y elementales bajo estándares internacionales y protocolos internos del laboratorio.

Estos estudios permitieron identificar las propiedades clave para dos rutas de aprovechamiento energético: combustión directa y digestión anaerobia de la RPB en co-digestión con POME (Palm Oil Mill Effluent). En la Tabla 4, se describen los análisis llevados a cabo:

Tabla 4. Análisis realizados a la Biomasa.

Tipo de RPB	Poda de árboles
Análisis	CHONS, TGA, Poder Calorífico Bruto y Análisis Lignocelulósico.
Muestras Analizadas	Residuos de Poda.
Cantidad	1 muestra aleatoria.

Fuente: Autor, 2025.

6.5.2 Resultados de la composición lignocelulósica (Celulosa, Hemicelulosa y Lignina) de la Biomasa.

El análisis de la composición lignocelulósica de la biomasa permite establecer la proporción real de celulosa, hemicelulosa y lignina, componentes que determinan su comportamiento en procesos de valorización energética. Un contenido elevado de lignina, en ausencia de pretratamientos, dificulta la biodegradación en procesos de digestión anaerobia, lo que implicaría la necesidad de tecnologías adicionales con altos costos de implementación. En contraste, una mayor presencia de celulosa y hemicelulosa favorece la hidrólisis y la producción de biogás, haciendo más eficiente la ruta de digestión anaerobia. De esta forma, el conocimiento detallado de la fracción lignocelulósica es fundamental para seleccionar la alternativa tecnológica más viable entre la combustión directa y la digestión anaerobia.

La determinación de composición de fibra en materiales vegetales se realizó mediante el método normativo Fibra Detergente Ácido/Fibra Detergente Neutro (FDA/FDN) según el estándar de la *Technical Association of the Pulp and Paper Industry* (TAPPI 222) siguiendo este proceso:

Se tomó 1 g de muestra vegetal seca y molida, se aplicó el método de fibra detergente neutra (FDN), que consiste en tratar la muestra con una solución compuesta por borato disódico, EDTA, lauril sulfato de sodio y 2-mercaptoetanol, bajo agitación y calor (100 °C por 60 minutos), con el fin de eliminar compuestos solubles (azúcares, pectinas, lípidos, proteínas), dejando como residuo la fracción FDN, compuesta por hemicelulosa, celulosa y lignina. Posteriormente, una segunda alícuota fue sometida a una solución detergente ácida (ácido sulfúrico diluido y CTAB), eliminando la hemicelulosa y obteniendo como residuo la fracción FDA, conformada por celulosa y lignina. Finalmente, el residuo de FDA se trató con ácido sulfúrico concentrado durante dos horas a temperatura ambiente, disolviendo la celulosa y dejando como residuo insoluble la lignina ácida (ADL), la cual fue filtrada, secada y pesada. Este análisis puede complementarse con la cuantificación de lignina soluble en el sobrenadante mediante espectrofotometría. (CENS SA ESP, 2025).

La identificación de celulosa, hemicelulosa y lignina, se realizó con un análisis composicional lignocelulósico aplicando el método normativo FDA/FDN – TAPPI 222 y los resultados se presentan en la Ilustración 6.

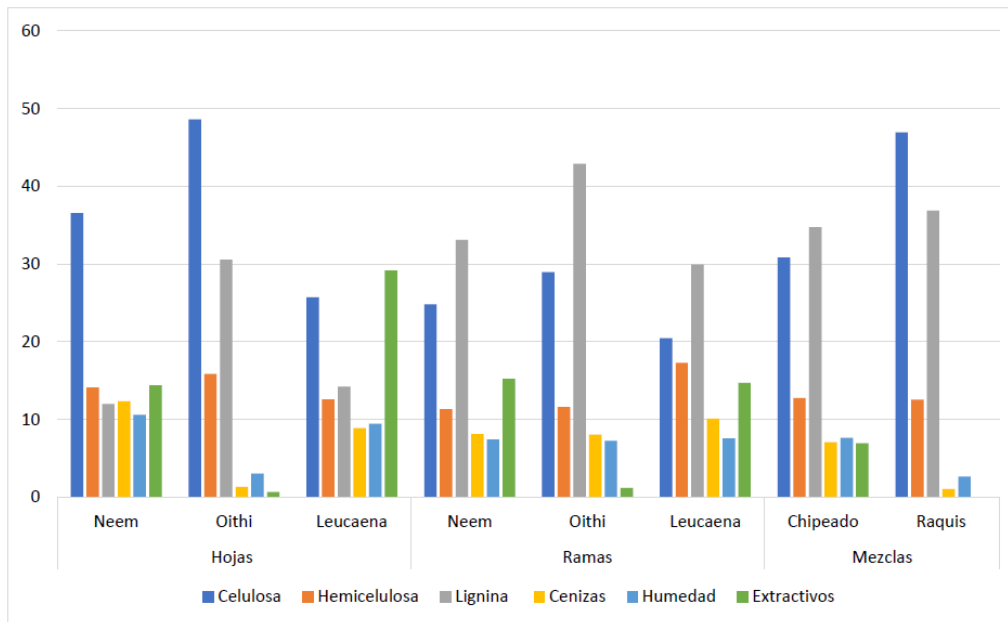


Ilustración 6. Composición Lignocelulósica RPB.

Fuente: CENS SA ESP, 2025.

La metodología utilizada, permitió fraccionar cuantitativamente los componentes estructurales de la pared celular vegetal (celulosa, hemicelulosa y lignina), constituyendo un referente técnico de alta confiabilidad en estudios de biodegradabilidad y valorización energética. Los resultados evidenciaron que las hojas presentaron mayores proporciones de celulosa y hemicelulosa con contenidos moderados de lignina, lo que las hace más aptas para digestión anaerobia, en contraste con las ramas que, por su mayor lignificación, resultan más adecuados para procesos termoquímicos como combustión o gasificación. Sin embargo, desde una perspectiva operativa y de sostenibilidad, el mayor valor estratégico radica en la biomasa chipeada de poda, cuya composición intermedia (30.85% de celulosa, 34.75% de lignina y 7.65% de humedad) ofrece un insumo homogéneo y versátil que puede ser empleado en distintos esquemas de conversión energética. Esta alternativa no solo asegura un aprovechamiento integral de los residuos, sino que además evita incurrir en costos adicionales por segregación de hojas o ramas, consolidándose, así como la opción más viable técnica, logística y económicamente para la valorización de la biomasa residual en el contexto regional.

Posteriormente, se complementó con un Análisis Termogravimétrico (TGA) y su Derivada (DTG). El análisis termogravimétrico complementa la caracterización química, proporcionando información crítica sobre la estabilidad térmica y el comportamiento de descomposición de la biomasa bajo condiciones de calentamiento controlado. (CENS, 2025). La termogravimetría permitió identificar el comportamiento térmico general de la RPB, evidenciando la pérdida de humedad y las etapas de degradación asociadas a la hemicelulosa, celulosa y lignina. Este análisis, realizado con apoyo del Laboratorio de Bioenergía de la Universidad Autónoma de Bucaramanga – UNAB, complementa la caracterización físico-química de la biomasa y confirma su naturaleza lignocelulósica, coherente con materiales leñosos procedentes de poda y tala.

Aunque el estudio no desarrolla un análisis cinético detallado, los resultados permiten confirmar que el material presenta un comportamiento térmico adecuado para procesos de conversión energética, ratificando su potencial como combustible sólido en aplicaciones de combustión o gasificación.

De manera comparativa, el raquis de palma africana presentó un comportamiento más recalcitrante, con baja humedad (2,63%) y degradación lenta propia de materiales altamente lignificados, lo que limita su aplicación en digestión anaerobia pero confirma su utilidad para esquemas termoquímicos intensivos.

En síntesis, la biomasa chipeada se posiciona como el recurso estratégico para Norte de Santander: un insumo con adecuada estabilidad térmica, composición favorable y amplia disponibilidad, capaz de integrarse de forma eficiente en procesos de combustión, garantizando confiabilidad energética y sostenibilidad en su aprovechamiento.

6.5.3 Caracterización Físicoquímica de la RPB - Análisis Próximo y Análisis Elemental.

La caracterización físicoquímica de un material involucra realizar a la muestra un análisis último (o elemental) y un próximo. Estos análisis se expresan en base seca, razón por la cual se requiere evaluar previamente el contenido de humedad. Con el análisis elemental se determina el contenido de compuestos simples que se gasifican y que aportan energía en las reacciones de combustión. Este análisis incluye cuantificar en la muestra el porcentaje en peso de Carbono (C), Hidrógeno (H), Azufre (S) y Nitrógeno (N). (CENS, 2025).

El análisis próximo abarca determinar en la muestra el contenido de cenizas, material volátil y carbono fijo. Sin embargo, cuando se desea valorar una aplicación industrial de un residuo, como fuente energética, es recomendable incluir en el análisis la cuantificación del contenido de proteínas, las grasas y aceites, la densidad aparente y un análisis estructural; que incluye determinar celulosa, lignina y hemicelulosa. (UPME, sf).

Las determinaciones de carbono, hidrógeno y nitrógeno se realizaron según la norma UNE-EN 15407, mediante combustión a alta temperatura en un analizador elemental CHN, con detección por conductividad térmica o infrarroja. El contenido de oxígeno fue calculado por diferencia, con base en los valores de C, H, N, S y cenizas, siguiendo el protocolo ASTM D5622-95. Por su parte, la cuantificación de azufre total se efectuó mediante espectrofotometría según lo establecido en la Application Note 42151 de Thermo Scientific, con un límite de detección inferior al 0,10 % en base seca y una precisión de hasta 0,01 %. (CENS, 2025). Estos resultados se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5. Composición Elemental y Próximo.

Tipo de muestra	Carbono BS (%)	Hidrógeno BS (%)	Oxígeno BS (%)	Nitrógeno BS (%)	Azufre BS (%)	Sólidos totales fijos BS (%)
Hojas - Neem	48.375	6.45	31.475	3.49	0.1	10.21
Hojas - Oithi	49.53	6.11	36.555	1.9	0.1	5.775
Hojas - Leucaena	48.49	6.345	31.1	4.915	0.265	8.89
Ramas - Neem	44.775	5.74	41.77	1.595	0.1	6.125
Ramas - Oithi	48.86	6.43	38.16	2.3	0.1	4.245
Ramas - Leucaena	48.44	6.345	31.1	4.915	0.265	8.89
Mezclas - Chipeado	46.05	6.2	35.41	3.94	0.1	8.4
Mezclas - Raquis	46.28	6.23	34.78	2.05	0.1	10.67

Fuente: Informe Laboratorio CENS y UNAB. 2025

Los resultados del análisis elemental y próximo permiten identificar con claridad el potencial energético de los residuos de poda chipeados (BRP), al consolidar en una sola fracción la heterogeneidad propia de hojas y ramas. El material chipeado presenta un contenido de carbono del 46.05% y una relación C/N cercana a 12:1, lo cual sugiere una composición rica en carbono, pero con exceso relativo de nitrógeno para fines estrictamente biológicos. Este desbalance podría generar limitaciones en esquemas de digestión anaerobia, donde el equilibrio nutricional es determinante para evitar toxicidad por amoníaco y garantizar la estabilidad microbiana. Aun así, el chipeado puede integrarse en procesos de co-digestión con sustratos lignocelulósicos de bajo nitrógeno, aunque con requerimientos logísticos adicionales de mezcla y pretratamiento.

Por otra parte, los sólidos totales fijos del chipeado (8.4%) y su fracción lignocelulósica evidencian un comportamiento favorable para procesos termoquímicos, especialmente combustión directa, donde el alto contenido de carbono y la estabilidad térmica observada en la termogravimetría refuerzan su idoneidad como biocombustible sólido. En contraste, especies como *Leucaena*, con mayor contenido de nitrógeno (4.915%) y baja relación C/N (Aprox. 10:1), presentan un riesgo significativo de acumulación de amoníaco, mientras que *Neem* y *Oithi*, a pesar de mostrar valores más equilibrados, requieren pretratamientos para superar la barrera estructural de la lignina.

En síntesis, la biomasa residual de poda (RPB) chipeada se proyecta como la alternativa más estratégica para el contexto regional: si bien presenta un potencial intermedio en digestión anaerobia con ajustes en co-sustratos, sus características de composición y estabilidad térmica la consolidan principalmente como un insumo idóneo para combustión directa, garantizando eficiencia energética y simplicidad operativa sin necesidad de incurrir en procesos adicionales de segregación o acondicionamiento.

De igual manera, el laboratorio determinó la humedad inicial del RPB, la cual se obtuvo en el proceso de secado inicial a 105°C, con una densidad de chipeado 0.5 [ton/m³].

$$\%HumRPB=40\%$$

6.5.4 Determinación del Poder Calorífico (ASTM – Bomba Calorimétrica).

El Poder Calorífico Inferior (PCI) de la biomasa es el parámetro de referencia para evaluar la factibilidad de la combustión directa, pues determina la cantidad de energía liberada por unidad de masa. La información obtenida constituye la base para los cálculos de potencial energético en sistemas termoeléctricos a partir de RPB.

Se aplicó el método establecido en la norma ASTM D5865M-19, utilizando una bomba calorimétrica. La muestra de biomasa fue previamente secada a 105 °C hasta alcanzar peso constante y luego molturada finamente para garantizar la homogeneidad. Se tomó una alícuota de 1.0 gramo, la cual fue depositada en un crisol metálico dentro de la cámara de combustión. (CENS, 2025).

Los resultados de poder calorífico superior (PCS) obtenidos para la biomasa residual de poda, presentados en la Tabla 6, evidencian un rango entre 4370 y 4950 cal/g (18295–20424 kJ/kg), valores plenamente consistentes con biomazas lignocelulósicas de uso energético. En general, se observa que las hojas presentan un mayor contenido energético frente a las ramas, diferencia atribuida a la mayor proporción de compuestos extractivos y menor fracción lignificada. Sin embargo, más allá de las variaciones por especie y tejido vegetal, lo relevante para el contexto aplicado es el comportamiento del material chipeado, que representa la fracción real y disponible en las operaciones de mantenimiento arbóreo.

Tabla 6. Poder Calorífico RPB.

Tipo	Muestra	PCS (cal/g)	PCS (J/g)
Hojas	Neem	4760	19929.5
Hojas	Leucaena	4813	20145
Hojas	Oithi	4950	20424
Ramas	Neem	4370	18295.5
Ramas	Leucaena	4626,5	19370
Ramas	Oithi	4624,5	19362
Mezclas	Chipeado	4716	19745
Mezclas	Raquis	4655	19488

Fuente: Informe Laboratorio CENS y UNAB. 2025

El chipeado alcanzó un PCS de 4716 cal/g (19745 kJ/kg), valor que lo ubica en el rango óptimo para combustibles sólidos renovables y muy cercano a biomásas comúnmente empleadas como el aserrín o residuos forestales secos. Este desempeño energético, combinado con la baja humedad determinada en los análisis termogravimétricos y un contenido de cenizas moderado (8.4%), lo consolida como un insumo de alta viabilidad para combustión directa y co-combustión en sistemas térmicos regionales. A diferencia de especies individuales como *Oithi* o *Leucaena*, cuya utilización requeriría segregación y acondicionamiento, el chipeado ofrece la ventaja estratégica de aprovechar integralmente el residuo sin incurrir en costos logísticos adicionales, asegurando homogeneidad operativa y disponibilidad continua.

En conclusión, los valores caloríficos obtenidos confirman que la biomasa chipeada no solo cumple con parámetros energéticos competitivos, sino que además se configura como la opción más estratégica para su valorización en Norte de Santander: un combustible renovable, accesible y logísticamente eficiente, que fortalece la transición hacia esquemas de generación térmica más sostenibles.

6.5.5 *Análisis de POME (Palm Oil Mill Effluent).*

El POME fue caracterizado para su utilización como inóculo en la co-digestión anaerobia con RPB. Se realizaron los siguientes análisis:

- Propiedades bioquímicas básicas (pH, DQO, DBO, sólidos volátiles, alcalinidad), necesarias para determinar su aptitud como medio biológico.
- Actividad Metanogénica Específica (AME): parámetro que evalúa la capacidad del entorno microbiano del POME para degradar sustratos y producir metano.
- Potencial Bioquímico de Metano (PBM): se determinó inicialmente empleando glicerina como sustrato de referencia, y posteriormente con RPB como sustrato experimental. Este procedimiento permitió cuantificar la producción teórica de biogás en condiciones controladas de co-digestión.

En conjunto, estos análisis presentados en la Tabla 7, permitieron establecer las propiedades fisicoquímicas críticas de la RPB y las condiciones bioquímicas del POME como inóculo, lo que constituye la base metodológica para comparar la viabilidad energética de las dos rutas de

aprovechamiento consideradas en el estudio: combustión directa y digestión anaerobia por co-digestión RPB–POME.

Tabla 7. Propiedades Bioquímicas del POME.

Parámetro	Lodo Anaerobio	Datos de literatura ¹	UNIDAD	Volumen de muestra (mL)	Método Aplicado
Sólidos Totales	55594	11500 a 79000	mg ST/L	20	2540B-SM
Sólidos Suspendidos Totales	37133	5000 a 54000	mg TSSL/L	0.5	2540D-SM
Sólidos Disueltos Totales	18183	-	mg TDSL/L	0.5	2540C-SM
Sólidos Volátiles Totales	37509	9000 a 72000	mg TVSL/L	20	2540E-SM
Sólidos Volátiles Suspendidos	32689	7710 a 50000	mg VSSL/L	0.5	2540E-SM
Sólidos Volátiles Disueltos	4667	-	mg VDSL/L	0.5	2540E-SM
pH	8.35	-	-	5	4500-SM
DQOt	25926	11500 a 79000	mg O ₂ /L	3	5220-SM
DQOs	3704	-	mg O ₂ /L	3	5220-SM
Alcalinidad	2702	2000 a 5000	mg CaCO ₃ /L	5	Anderson & Yang, 1992
Ácidos Grasos Volátiles	866	<2000	mg Ac.Ac/L	5	Anderson & Yang, 1992
Carbono Orgánico Total	11.3	-	%	-	NTC 5403 - Walkley & Black
Nitrógeno Total	0.968	-	%	-	IGAC - Kjeldahl
Relación C/N	11.85	10–20	-	-	-
Densidad	1.017	-	kg/L	-	-
DQO/N	25.49	-	-	-	-
Actividad Metanogénica Específica (AA 37 °C)	0.0648	-	g COD CH ₄ /g TVS	60	Díaz et al., 2002
Potencial Bioquímico de Metano (Glicerol 37 °C)	56.2207	-	mL CH ₄ /g TVS	60	Holliger et al., 2016

Fuente: Informe Laboratorio CENS y UNAB. 2025

El estudio de Mosquera et al. (2020) reporta un PBM aproximado de 382.17 mL CH₄/g VS para una codigestión óptima de residuos similares disponibles en Colombia. Este valor sirve como

¹ Holliger, C., Alves, M., Andrade, D., Angelidaki, I., Astals, S., Baier, U., Bougrier, C., Buffière, P., Carballa, M., De Wilde, V., Ebertseder, F., Fernández, B., Ficara, E., Fotidis, I., Frigon, J. C., De Lacroix, H. F., Ghasimi, D. S. M., Hack, G., Hartel, M., ... Wierinck, I. (2016). Towards a standardization of biomethane potential tests. *Water Science and Technology : A Journal of the International Association on Water Pollution Research*, 74(11), 2515–2522. <https://doi.org/10.2166/WST.2016.336>

referencia de buen desempeño, contra el cual se comparan los resultados experimentales presentado en este estudio, permitiendo determinar si el potencial metanogénico de la biomasa chipeada con un inóculo como el POME, se considera bajo, moderado o alto.

En síntesis, los resultados obtenidos permiten caracterizar al lodo como un sustrato con una carga orgánica relevante, sustentada en su alto contenido de sólidos suspendidos y volátiles, lo que confirma su potencial para procesos biológicos de conversión. No obstante, la predominancia de la fracción particulada frente a la soluble, junto con la baja actividad metanogénica específica (SMA) y el moderado potencial bioquímico de metano (PBM), evidencian limitaciones en su biodegradabilidad inmediata y sugieren la necesidad de considerar estrategias de acondicionamiento o co-digestión para optimizar el proceso. A pesar de estas restricciones, el valor del pH (8.35) y la alcalinidad (2702 mg CaCO₃/L) indican que los lodos analizados presentan condiciones estables para el metabolismo microbiano. De este modo, el análisis confirma que el lodo posee una base orgánica valiosa, aunque su aprovechamiento energético eficiente dependerá directamente de ajustes en la estrategia de gestión y en el diseño de los procesos de conversión.

6.5.6 Potencial Bioquímico De Metano (PBM) co-digestión POME-Residuos poda

El análisis del Potencial Bioquímico de Metano (PBM) correspondiente a la co-digestión entre el efluente de palma (POME) y la fracción de residuos de poda y biomasa (RPB) fue realizado en el laboratorio de la Universidad Autónoma de Bucaramanga (UNAB).

Los ensayos de Producción Bioquímica de Metano (BMP) mostrados en la ilustración 7, fueron realizados por el laboratorio siguiendo un protocolo estándar de co-digestión en batch. Para cada uno de los tres sustratos evaluados (Neem, Leucaena y biomasa chipeada), se prepararon mezclas homogéneas de POME anaerobio con el respectivo residuo lignocelulósico en frascos herméticos de 500 mL, manteniendo una relación inóculo–sustrato (RIS) de 2:1 en términos de VS, tal como lo define la metodología BMP para evitar inhibiciones y asegurar una actividad metanogénica adecuada. Esto significa que, por cada unidad de materia orgánica volátil del sustrato (Neem, Leucaena o chipeado), se adicionaron dos unidades equivalentes de VS provenientes del lodo POME anaerobio. La biomasa se suministró previamente triturada y homogeneizada, en proporciones idénticas para los tres ensayos, variando únicamente el tipo de especie evaluada. Los frascos fueron incubados a 35°C y se midió diariamente la producción de CH₄ durante 16 días.

Este ensayo permitió identificar la sinergia entre ambos sustratos, evaluando su comportamiento en términos de producción específica de biogás y metano, así como la eficiencia del proceso de estabilización biológica.

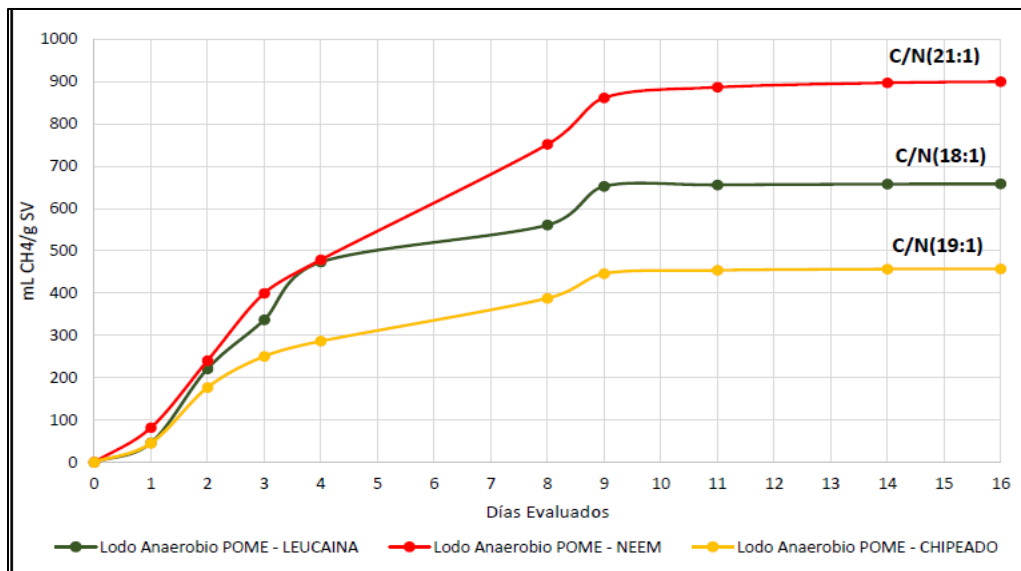


Ilustración 7. Producción de metano con adición como sustratos tres tipos de biomasa (Neem, Leucaena y Chipeado).

Fuente: CENS – UNAB, 2025.

Los resultados obtenidos y mostrados en la Ilustración 7 evidenciaron una producción acumulada de metano significativa, que refleja un adecuado balance entre materia orgánica biodegradable y carga lignocelulósica. El perfil de generación indicó una fase de adaptación inicial corta y una rápida transición hacia la etapa metanogénica, lo que sugiere una buena compatibilidad microbiológica entre los sustratos. Asimismo, el rendimiento de metano expresado en NL CH₄/kg SV demuestra que la adición de la biomasa lignocelulósica de poda contribuye positivamente a la actividad de los consorcios microbianos, optimizando la conversión de compuestos volátiles en gas combustible.

Tabla 8. Resultados PBM - RPB con POME como inóculo.

Biomasa	PBM (mL CH ₄ /g TVS)	R _{max} (mL CH ₄ /g SV·d)	t _{max} (días)	C/N
Neem	900	175 (día 1–2)	1,5	21:1
Leucaína	650	158 (día 2–3)	2	18:1
Chipeado	450	131 (día 2–3)	2	19:1

Fuente: Informe Laboratorio CENS – UNAB, 2025.

Como se observa en la Tabla 8, el material chipeado alcanzó un Potencial Bioquímico de Metano (B_0) de $450 \text{ mL CH}_4/\text{g TVS}$, con una tasa máxima de $131 \text{ mL CH}_4/\text{g SV}\cdot\text{d}$ entre los días 2 y 3, reflejando un comportamiento estable y con una relación C/N de 19:1, adecuada para la producción de biogás.

En términos estratégicos, estos resultados demuestran que la integración del chipeado con el POME representa una ruta técnica viable para la valorización energética de residuos, aprovechando sinergias entre flujos orgánicos de distinta naturaleza. Esta alternativa fortalece el enfoque de economía circular y transición energética, proyectando la co-digestión como una opción sostenible para el sector eléctrico y agroindustrial.

Es importante aclarar que los valores de Potencial Bioquímico de Metano (PBM) obtenidos para los residuos de poda (RPB) son significativamente superiores al PBM del POME utilizado como inóculo, y esta diferencia es completamente consistente con el comportamiento esperado en sistemas de co-digestión. El POME empleado en los ensayos corresponde a un lodo anaerobio en etapa metanogénica, es decir, un material que ya ha experimentado degradación previa y, por lo tanto, posee una fracción limitada de materia orgánica aún disponible para producir metano. En contraste, los residuos de poda presentan compuestos estructurales frescos (celulosa, hemicelulosa y extractivos) y relaciones C/N óptimas para la actividad microbiana, lo que incrementa su capacidad intrínseca de generación de biogás. De esta manera, el POME actúa principalmente como agente biocatalizador (aportando microorganismos activos) mientras que la biomasa lignocelulósica aporta el sustrato biodegradable, razón por la cual el PBM resultante de las mezclas supera ampliamente el del POME por sí solo. Esta diferenciación funcional entre inóculo y sustrato es fundamental para interpretar adecuadamente los resultados de laboratorio y confirma la viabilidad técnica del proceso de co-digestión.

Si bien los resultados de laboratorio evidencian que la biomasa residual de poda (RPB) en co-digestión con el POME, presenta un PBM considerablemente superior, cual confirma una viabilidad técnica desde el punto de vista bioquímico, este comportamiento debe interpretarse dentro del rol funcional de cada componente: el POME actúa principalmente como inóculo (aportando microorganismos activos ya adaptados al proceso), mientras que la RPB suministra la mayor fracción biodegradable del sistema. En este sentido, afirmar que la co-digestión es una alternativa “viable y estratégica” no implica que sea la opción más económica o ambientalmente

más conveniente en todos los contextos, sino que constituye una ruta técnicamente funcional que permite valorizar dos flujos de residuos disponibles en el territorio, mejorar la estabilidad del proceso anaerobio y ampliar las posibilidades de uso energético hacia escenarios donde exista demanda de biogás o interés en cerrar ciclos mediante economía circular. La decisión final entre co-digestión y combustión directa requiere, por tanto, una evaluación posterior de costos operativos, complejidad tecnológica y riesgos ambientales, elementos que se abordan en los capítulos siguientes.

6.5.7 Identificación de factores que afectan la eficiencia del aprovechamiento energético de la biomasa residual.

- Costos logísticos y su incidencia en la viabilidad del proyecto.

El transporte constituye uno de los componentes más determinantes en la estructura de costos del aprovechamiento energético de la biomasa residual. Su peso relativo se deriva tanto de las distancias entre los puntos de generación de residuos y el sitio de procesamiento, como de la disponibilidad de equipos, condiciones operativas y niveles de productividad.

Con el fin de garantizar trazabilidad y consistencia metodológica, los costos fueron estimados aplicando el Modelo de Cálculo del Costo de Transporte del Ministerio de Transporte de Colombia (2012), actualizado a valores del año 2025 mediante la serie oficial del Índice de Precios al Consumidor (IPC). El procedimiento completo, incluyendo supuestos operativos, parámetros adoptados y actualización normativa, se presenta en el Anexo 3 – Modelo de Cálculo del Costo de Transporte.

- Resultados consolidados del costo de transporte

Los resultados obtenidos permiten identificar diferencias significativas entre los municipios evaluados, explicadas principalmente por la distancia y la disponibilidad de cargas semanales. Bajo el escenario operativo planteado, los costos actualizados para 2025 indican:

- **Cúcuta** presenta el menor costo por tonelada debido a la corta distancia (59 km) y al mayor número de viajes semanales, resultando en una operación más eficiente.
- **Tibú** se ubica en un rango intermedio, con dos viajes por semana y una distancia moderada (73 km).

- **Ocaña**, con una distancia de 198 km, refleja un incremento sustancial en el costo unitario, típico de rutas con retornos en vacío y baja frecuencia semanal.
- **Gamarra** presenta el costo más alto, derivado de la mayor distancia (284 km), lo cual incrementa el costo por tonelada y por viaje.

En conjunto, el sistema requeriría nueve viajes semanales, con un costo total aproximado de \$13,56 millones COP/semana, valor que representa el escenario de abastecimiento bajo las condiciones logísticas actuales.

- **Implicaciones estratégicas:**

El análisis permite identificar varios elementos clave:

- **Concentración de la oferta:** La mayor contribución semanal de biomasa proviene de Cúcuta, lo que convierte a este municipio en el punto más eficiente desde el punto de vista logístico.
- **Importancia del acopio:** Estrategias de almacenamiento temporal pueden reducir la frecuencia de viajes desde municipios alejados, generando ahorros relevantes.
- **Sensibilidad al costo de combustible:** Dado que el rendimiento del vehículo y el precio del diésel influyen directamente en la estructura de costos, variaciones en estos parámetros pueden modificar la viabilidad financiera del proyecto.
- **Necesidad de optimización de rutas:** En municipios con altos costos por viaje (Ocaña y Gamarra), se recomienda evaluar esquemas de carga consolidada o itinerarios de doble propósito que permitan reducir retornos en vacío.
- **Impacto en el LCOE:** Los costos logísticos se integran posteriormente en el costo nivelado de energía (LCOE), por lo que su reducción tiene impacto directo en la competitividad del proyecto de generación a partir de biomasa.

Los resultados obtenidos confirman que, bajo el modelo oficial del Ministerio de Transporte, el transporte es un componente crítico en la estructura de costos del aprovechamiento energético de la biomasa. Sin embargo, los valores estimados se encuentran dentro de rangos

aceptables para un proyecto descentralizado, y permiten estructurar un esquema operativo adecuado para garantizar el suministro continuo de biomasa hacia la planta, especialmente desde los puntos más cercanos.

Con base en lo anterior, el costo total del transporte desde el sitio acopio hasta el municipio donde se proyecta el modelo de generación se puede evidenciar en la tabla 9:

Tabla 9. Costo total del transporte desde los puntos de acopio hasta el punto de generación.

Punto	Costo total (COP/ton)	Costo por viaje (COP)	Viajes/semana	Costo semanal (COP)
Cúcuta	96197.16	1 539154	5	\$7 745772
Tibú	44 796.02	716736	2	\$1 453472
Ocaña	111034.60	1 776553	1	\$1 806554
Gamarra	156606.74	2 505708	1	\$2 555708
Total semanal	—	—	9	\$13 561506

Fuente: Autor, 2025.

El transporte se identifica como la principal limitación operativa y económica del aprovechamiento energético de la biomasa de poda. El costo mensual de movilización hacia Puerto Santander asciende a 54.2 millones de pesos, valor que corresponde solo al 50.3% de la biomasa generada, ya que el restante no se acopia debido a los altos costos de traslado. Esto reduce el potencial energético efectivo y resalta la necesidad de optimizar la logística de transporte para asegurar la sostenibilidad técnica y financiera del proyecto.

6.5.8 Potencial energético ruta Co-digestión.

Aunque la línea base operacional reporta una disponibilidad promedio de 10,17 ton/día de biomasa residual de poda (RPB), en la práctica existen variaciones asociadas a:

- Limitaciones logísticas para la recolección en zonas rurales.
- Variabilidad estacional en la ejecución de actividades de poda.
- Restricciones de transporte y accesibilidad a los centros de acopio temporal.

- Diferencias en la densidad del chip según especie vegetal y humedad.

Considerando estas incertidumbres, se adopta un escenario conservador de 9 ton/día, equivalente a una reducción aproximada entre el 10 y el 11 %, que permite:

- Representar un flujo estable y constante de alimentación, compatible con el comportamiento real de operación.
- Evitar la sobrestimación del potencial energético, garantizando una proyección robusta para análisis financiero y técnico.
- Asegurar continuidad del sustrato en el digestor, evitando riesgos de inestabilidad operacional por subalimentación.
- Flexibilizar el diseño del sistema para futuras ampliaciones o integración progresiva de nuevos puntos de recolección.

La adopción de un escenario conservador de disponibilidad de sustrato es coherente con las recomendaciones metodológicas de la literatura especializada en digestión anaerobia, la cual advierte que los valores obtenidos en pruebas BMP de laboratorio suelen sobreestimarse cuando se trasladan a condiciones operativas reales. Por ello, se recomienda ajustar los valores de diseño considerando las variaciones propias del sustrato y las limitaciones logísticas del sistema (Angelidaki & Sanders, 2004; Holliger et al., 2016).

6.5.8.1 Condiciones del sustrato e inóculo utilizadas en el análisis.

El análisis energético se fundamenta exclusivamente en resultados experimentales ejecutados en colaboración con el laboratorio de la Universidad Autónoma de Bucaramanga (UNAB), gracias a la ejecución de este proyecto de maestría, garantizando que:

- La caracterización físico-química del chipeado (RPB) corresponde a la mezcla real gestionada por CENS.
- El lodo de POME utilizado como inóculo para los análisis, proviene de la planta extractora “*Grasas y Aceites del Catatumbo*”, lo que demuestra compatibilidad bioquímica real entre ambos sustratos.

Los parámetros más relevantes para el cálculo del potencial energético fueron suministrados por el laboratorio de la UNAB y por CENS SA ESP, incluyendo humedad, sólidos totales (TS), sólidos volátiles (TVS), composición CHONS y ensayos de Potencial Bioquímico de Metano (PBM). Estos resultados, fueron obtenidos bajo protocolos estandarizados, lo que permitió obtener

parámetros confiables para el cálculo del potencial energético. La integración de estos resultados, junto con la relación inóculo–sustrato determinada experimentalmente ($RIS = 0,5$), constituye la base técnica para la evaluación del rendimiento bioquímico y la proyección del potencial energético de la co-digestión RPB–POMES, garantizando que el análisis se sustente en mediciones verificadas y representativas de las condiciones reales de operación.

- *Humedad de la RPB* (Proporción de agua presente en la biomasa.): **40 %**
 - *Humedad del POME*: **94.5 %**
 - *%TVS RPB* (Total Sólidos Volátiles): **91.6 %**
 - *%TVS POMES* (Total Sólidos Volátiles): **67.5 %**
 - Relación inóculo-sustrato (*RIS*): **0.5**
- * *Por cada 1 tonelada de chipeado, se usan 0.5 toneladas de POMES.*
- * *Con 9 ton/día de RPB, necesitas 4.5 ton/día de inóculo.*

- Factor de corrección de diseño del PBM: $60\%^2$

Con el Factor de corrección, se obtiene el PBM corregido:

$$PBM_{\text{corregido}} = 450 \text{ Ml/G vs} \times 0.60 = 270 \text{ mL/g VS}$$

- PBM del chipeado mezclado con POME corregido: **270 L CH₄/kg VS**

Estos valores permiten proyectar un rendimiento energético basado únicamente en mediciones verificadas experimentalmente.

6.5.8.2 Flujo de sólidos totales y volátiles en el escenario conservador

Teniendo en cuenta los resultados de laboratorio y para calcular la generación del metano en el proceso de biodigestión, fue necesario conocer el flujo de los sólidos totales disponibles en el biodigestor, los cuales son aportados por el sustrato (RPB) y el inóculo (POMES), observados en la tabla 10:

² Angelidaki, I., & Sanders, W. (2004). *Assessment of the anaerobic biodegradability of macropollutants*. Reviews in Environmental Science and Bio/Technology, 3(2), 117-129. <https://doi.org/10.1007/s11157-004-2502-3>

Tabla 10. Flujos de Sólidos Totales.

RPB	POMES
$TS_{RPB} = m \cdot RPB \cdot (1 - \%HumRPB)$	$TS_{POMES} = 4.5 \cdot (1 - \%HumPOMES)$
$TS_{RPB} = 9 \cdot (1 - 0.4) =$	$TS_{POMES} = 4.5 \cdot (1 - 0.945) =$
5.4 Ton TS/día	0.246 Ton TS/día

Fuente: CENS SA ESP – UNAB, 2025.

Nota* El detalle de los flujos se pueden evidenciar en los anexos de sensibilidades.

Con una disponibilidad de 9 ton/día de RPB, el flujo de sólidos totales es:

- **TS_RPB = 5.4 ton TS/día**
- **TS_POMES = 0,246 ton TS/día**
(para cumplir RIS = 0.5 → 4,5 ton/día de inóculo)

Con los porcentajes de TVS de laboratorio:

- **VS_RPB = 4,95 ton VS/día**
- **VS_POMES = 0,166 ton VS/día**

Lo anterior genera un flujo total de:

$$VS_{total} = 5.11 \text{ ton VS/día}$$

Este parámetro es clave porque el VS es el componente realmente biodegradable, y por tanto determina la producción neta de metano.

6.5.8.3 Producción de metano en el escenario conservador

El parámetro B_0 corresponde al Potencial Bioquímico de Metano (PBM) del sustrato, obtenido a partir de los ensayos BMP realizados en laboratorio, y expresa la cantidad de metano producido por unidad de sólidos volátiles biodegradables (L CH_4 /kg VS). La producción diaria de metano se calcula multiplicando este valor por el flujo de sólidos volátiles que ingresan al digestor.

$$V_{CH_4} = B_0 \times VS$$

$$270 \text{ L/kg VS} \times 5.112 \text{ kg VS/día}$$

Producción estimada: 1380 m³ CH₄/día

Este valor, representa el potencial energético realista bajo condiciones conservadoras de operación.

6.5.8.4 Proyección de potencia eléctrica generable.

Para efectos de dimensionamiento y estimación de costos, se adopta un rendimiento operativo equivalente al 60 % del metano potencial, en concordancia con lo señalado por Filer, Ding y Chang (2019), quienes advierten que los valores de PBM obtenidos en laboratorio suelen sobreestimarse frente a las condiciones reales de operación. Con base en esta consideración, y empleando los datos suministrados por el laboratorio junto con referencias bibliográficas especializadas, se estimó la potencia eléctrica generable mediante la tecnología de co-digestión anaerobia (Ver tabla 11):

- 1380 m³ CH₄/día
- Composición típica del biogás: **60 % CH₄**
- Producción de Biogás: **2301 m³ biogás/día**
- PCI del biogás: **22000 kJ/m³**
- Eficiencia del motogenerador: **35 %³**

Tabla 11. Potencia disponible.

Escenario	Volumen sustrato [m ³ /día]	Volumen CH ₄ [m ³ /día]	Volumen biogás [m ³ /día]	Potencia generada [MW]
Conservador	22.4	1380	2300	0.205

Fuente: Autor, 2025.

La producción eléctrica neta en el escenario conservador es: 0.205 MW.

³ Sustainability Directory. (s. f.). *What is the typical energy efficiency of a biogas-fueled CHP system?* Recuperado de <https://energy.sustainability-directory.com/learn/what-is-the-typical-energy-efficiency-of-a-biogas-fueled-chp-system/>

6.5.9 *Potencial energético ruta Combustión Directa.*

Con el fin de mantener coherencia metodológica con los análisis desarrollados en la ruta de co-digestión anaerobia, el presente apartado evalúa el potencial energético de la combustión directa considerando un escenario conservador de 9 ton/día de biomasa residual de poda (RPB).

Aunque los registros operativos muestran que la disponibilidad de RPB puede superar este valor, se adopta nuevamente este escenario reducido para garantizar comparabilidad entre rutas, evitar sobreestimaciones y reflejar condiciones más cercanas a la operación real. Esta decisión responde a las mismas consideraciones utilizadas previamente, entre ellas:

- Variabilidad estacional en la generación y recolección de biomasa.
- Diferencias en la humedad y densidad de la RPB según especie vegetal.
- Limitaciones en transporte, acopio temporal y logística de campo.
- Necesidad de asegurar un flujo continuo, estable y manejable en procesos termoenergéticos.

De esta manera, se garantiza que tanto la ruta de co-digestión anaerobia como la ruta termoquímica partan del mismo flujo de biomasa (9 ton/día), permitiendo construir un análisis comparativo equilibrado y técnicamente consistente entre ambos sistemas de aprovechamiento energético.

6.5.9.1 Condiciones del sustrato y requerimientos de pretratamiento.

El aprovechamiento termoenergético de la RPB chipeada exige un acondicionamiento previo del material para asegurar un desempeño adecuado en la combustión y maximizar su rendimiento energético. A diferencia de la co-digestión, donde la biomasa húmeda mantiene su funcionalidad dentro del proceso bioquímico, la combustión en calderas requiere estándares más estrictos en cuanto a:

- Humedad final, que debe reducirse del 40% inicial a valores cercanos al 10–12%.

- Homogeneidad del tamaño de partícula, que debe ser menor a 6 mm para garantizar una combustión estable.
- Densificación opcional mediante peletizado, que incrementa la densidad energética, mejora el manejo y reduce pérdidas por transporte o almacenamiento.

Este proceso de acondicionamiento comprende tres etapas fundamentales:

Secado: responsable de la mayor parte del consumo energético del pretratamiento, indispensable para incrementar el PCI efectivo de la biomasa y mejorar su comportamiento en calderas de parrilla.

Molienda: estandariza el tamaño de partícula y aumenta la superficie específica disponible para la combustión.

Peletizado (opcional): El acondicionamiento de la biomasa residual de poda contempla principalmente el chipeado y el control del tamaño de partícula para su uso en combustión directa. El peletizado se considera una alternativa opcional, aplicable cuando se requiere una biomasa de granulometría fina o sistemas de alimentación altamente automatizados. Para el caso del chipeado evaluado en este estudio, no se considera necesario el proceso de peletizado, dado que el tamaño de partícula obtenido es compatible con tecnologías convencionales de combustión. La literatura reporta que los procesos de secado y densificación mediante peletizado pueden representar consumos energéticos del orden del 18–22 % ⁴del poder calorífico, razón por la cual su inclusión debe evaluarse cuidadosamente desde el punto de vista técnico y económico.

Los parámetros físico-químicos de la biomasa utilizados en este análisis provienen de la caracterización del laboratorio de la UNAB gracias a este estudio de maestría, ejecutada específicamente para este proyecto de investigación. Entre los datos relevantes se incluyen:

- *Humedad del chipeado (RPB): 40%*

⁴ Kaliyan, N., & Morey, R. V. (2009). *Factors affecting strength and durability of densified biomass products*. *Biomass and Bioenergy*, 33(3), 337–359. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2008.08.005>

- *Sólidos totales (TS): 60%*
- *Sólidos volátiles (TVS): 91,6%*
- *Composición CHONS para estimación de poder calorífico*
- *PCI determinado: 18382 kJ/kg (5,11 kWh/kg). Calculado de la siguiente manera:*

$$PCIRPB = PCSRPB - 2442 * 9 * \%H$$

Donde:

PCIRPB Poder Calorífico Inferior en kJ/kg

PCSRPB Poder Calorífico Superior en kJ/kg

%H Porcentaje de Hidrógeno en Base Seca determinado en el análisis elemental – CHONS

$$PCIRPB = PCSRPB - 2442 * 9 * 0.062$$

$$PCIRPB = 19745 - 1363$$

$$PCIRPB = 18382 \text{ kJ/kg}$$

6.5.9.2 Flujo de biomasa útil y pretratamiento.

La biomasa de poda presenta altos niveles de humedad (>40%), tamaño heterogéneo y contenido variable de corteza, lo que limita su combustión eficiente en calderas de parrilla. Por ello, se recomienda un proceso de acondicionamiento que incluye (i) secado, (ii) molienda y (iii) peletizado (opcional), con el fin de producir un biocombustible homogéneo, estable y con buena capacidad de manejo.

- *Flujo de biomasa seca disponible*

Bajo el escenario de 9 ton/día y con la humedad reportada por laboratorio (40%), la masa seca inicial disponible es:

5,4 ton/día de biomasa seca

Este valor proviene directamente del resultado de sólidos totales entregado por el laboratorio (TS = 60%).

- *Pérdidas energéticas por acondicionamiento (CENS – UNAB, 2025)*

El proceso de acondicionamiento genera pérdidas asociadas a:

- *Secado*: evaporación de agua (800–1200 kWh/ton de agua removida).⁵
- *Molienda*: 60–80 kWh/ton de biomasa tratada.⁶
- *Peletizado*: 120–180 kWh/ton de biomasa (opcional).⁷

Considerando estas referencias y la humedad real de la RPB, las pérdidas energéticas totales representan entre el 18–22% del contenido energético total de la biomasa seca.

Teniendo en cuenta que el proceso de peletización no siempre es implementado en instalaciones de pequeña y mediana escala, se plantean dos escenarios de análisis: uno con peletización y otro sin peletización. A continuación, en las Tablas 12 y 13, se presenta el balance energético asociado a cada una de las etapas de acondicionamiento aplicadas a la biomasa residual de poda chipeada (RPB), cuyo objetivo es obtener un biocombustible sólido apto para el ciclo de generación de energía mediante combustión directa y turbina de vapor.

Supuestos generales del análisis:

- **Biomasa disponible**: 9 toneladas húmedas por día (con 40% de humedad en base húmeda).
- **Humedad final después del secado**: 7,65% (base húmeda).
- **Poder Calorífico Inferior de la biomasa seca (PCI)**: 18382 kJ/kg, según análisis de laboratorio.

⁵ Zaini, M. A. A., Samsuri, A. W., & Sazali, N. (2017). *Drying kinetics and energy consumption of oil palm biomass*. Energy Conversion and Management, **148**, 420–431. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.06.044>

⁶ Mani, S., Tabil, L. G., & Sokhansanj, S. (2006). *Grinding performance and physical properties of wheat, barley and canola straw*. Bioresource Technology, **97**(12), 265–272. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2005.06.011>

⁷ Mani, S., Tabil, L. G., & Sokhansanj, S. (2004). *Biomass and Bioenergy*, **27**(4), 339–352. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2004.03.007>

Tabla 12. Biomasa final peletizada.

Con Peletizado			
Data			Fuente
9	Ton/día	Producción de Biomasa húmeda	CENS SA ESP
40%	%HR	Humedad inicial del RPB	Laboratorio
8%	%HR	Humedad final del RPB	Laboratorio
0.50%	% masa	Pérdida de biomasa por secado	Duque García (2019) ⁸
1.50%	% masa	Pérdida de biomasa por Molienda	Duque García (2019)
3.0%	% masa	Pérdida de biomasa por peletizado	Duque García (2019).
5.8	Ton/día	Biomasa seca disponible Final peletizada a la entrada de la caldera	
241	kg/hora		
0.067	kg/s		

Fuente: Elaboración Propia, 2025.

Tabla 13. Biomasa final sin Peletizar.

Sin Peletizado			
9	Ton/día	Producción de Biomasa húmeda en Mantenimiento CENS	CENS SA ESP
40%	%HR	Humedad inicial del RPB	Laboratorio
8%	%HR	Humedad final del RPB	Laboratorio
0.50%	% masa	Pérdida de biomasa por secado	WSU Energy Program (s.f) ⁹
1.50%	% masa	Pérdida de biomasa por Molienda	Mani, Tabil & Sokhansanj (2006) ¹⁰
0.0%	% masa	Pérdida de biomasa por peletizado	Thek & Obernberger (2010) ¹¹
6.0	Ton/día	Biomasa seca disponible Final sin peletizar a la entrada de la caldera	
249	kg/hora		
0.069	kg/s		

Fuente: Elaboración Propia, 2025.

⁸ Duque García, B. (2019). *Evaluación del potencial dendroenergético para peletización en...* (Tesis de maestría). Universidad Autónoma de Bucaramanga (UNAB). Recuperado de https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/7065/2019_Tesis_Bryam_Duque_Garcia.pdf?sequence=1&isAllowed=y

⁹ Washington State University Energy Program. (s. f.). *Developing a wood pellet/densified biomass report*. Recuperado de <https://www.energy.wsu.edu/Documents/Densified%20Biomass%20Report.pdf>

¹⁰ Mani, S., Tabil, L. G., & Sokhansanj, S. (2006). *Grinding performance and physical properties of wheat, barley and canola straw*. *Bioresource Technology*, 97(12), 265–272. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2005.06.011>

¹¹ Thek, G., & Obernberger, I. (2010). *The pellet handbook: The production and thermal utilisation of biomass pellets*. Routledge.

6.5.9.3 Energía disponible y energía neta después de acondicionamiento

El PCI utilizado en este análisis proviene del análisis elemental CHONS realizado por la UNAB, con un resultado promedio de:

$$\text{PCI biomasa seca: } 18382 \text{ kJ/kg}$$

Conociendo los datos de la Biomasa seca final Peletizada y sin Peletizar, se logra calcular la Potencia Térmica:

- Potencia Eléctrica con RPB Peletizada.

Datos de entrada (escenario peletizado)

- Producción de RPB húmeda:

$$\dot{m}_{\text{RPB,húmeda}} = 9 \text{ ton/día}$$

- Humedad inicial:

$$H_i = 40\% = 0.40$$

- Humedad final:

$$H_f = 8\% = 0.08$$

- Pérdidas de masa en acondicionamiento:

- Secado: $0.5\% = 0.005$

- Molienda: $1.5\% = 0.015$

- Peletizado: $3.0\% = 0.030$

- masa seca inicial

$$\dot{m}_{\text{seca,inicial}} = \dot{m}_{\text{RPB,húmeda}} \cdot (1 - H_i)$$

$$\dot{m}_{\text{seca,inicial}} = 9 \cdot (1 - 0.40) = 9 \cdot 0.60 = 5.40 \text{ ton/día}$$

- Ajuste por humedad final (rehumedecimiento controlado)

La biomasa final no queda completamente seca, sino al 8% HR:

$$m_{base} = \frac{m \text{ seca inicial}}{1 - Hf}$$

$$\dot{m}_{base} = \frac{5.40}{1 - 0.08} = \frac{5.40}{0.92} = 5.87 \text{ ton/día}$$

- Aplicación de pérdidas de masa del proceso.

Las pérdidas se aplican multiplicativamente, no sumando toneladas:

$$\dot{m}_{final} = \dot{m}_{base} \cdot (1 - L_{secado}) \cdot (1 - L_{molienda}) \cdot (1 - L_{peletizado})$$

$$\dot{m}_{final} = 5.87 \cdot (1 - 0.005) \cdot (1 - 0.015) \cdot (1 - 0.03)$$

$$\dot{m}_{final} = 5.87 \cdot 0.995 \cdot 0.985 \cdot 0.97$$

$$\dot{m}_{final} = 5.80 \text{ ton/día}$$

Convirtiendo las ton/día en kg/s: 0.067.

- RPB seca: 0.067 kg/s
- PCI RPB seca: 18382 KJ/kg.
- Potencia Térmica (Q) = 0.067 kg/s x 18382 kJ/kg
- **Potencia Térmica (Q) = 1231 kW.**

Conociendo la Potencia térmica con RPB Peletizada, la potencia nominal de la Turbina (Obtenida por catálogo DTEC) y el Flujo de Vapor Producido (valor obtenido a partir del balance energético del sistema de combustión), se logró conocer la Potencia Eléctrica producida y el factor de carga de la turbina:

- Flujo de Vapor producido: 1.88 Ton/hora.
- **Potencia Eléctrica: 209 kW.**
- Potencia Nominal de la Turbina: 500 kW
- Factor de carga de la turbina: 42%.

- Potencia Eléctrica con RPB sin Peletizar.

- RPB seca: 0.069 kg/s
- PCI RPB seca: 18382 KJ/kg.
- Potencia Térmica (Q)= 0.069 kg/s x 18382 KJ/kg
- **Potencia Térmica (Q)= 1269 kW.**

Conociendo la Potencia térmica con RPB Peletizada, la potencia nominal de la Turbina (Obtenida por catálogo DTEC) y el Flujo de Vapor Producido (valor calculado en las pruebas de laboratorio), le logró conocer la Potencia Eléctrica producida y el factor de carga de la turbina:

- Flujo de Vapor producido: 1.94 Ton/hora.
- **Potencia Eléctrica: 216 kW.**
- Potencia Nominal de la Turbina: 500 kW
- Factor de carga de la turbina: 43%.

Con los datos anteriores, se logra determinar la energía generada mediante la tecnología de combustión directa, la cual se puede conocer en la tabla 14.

Tabla 14. Energía generada Combustión Directa.

ENERGÍA CON PELETIZADO			ENERGÍA SIN PELETIZADO		
1231	kW	Potencia térmica del combustible	1269	kW	Potencia térmica del combustible
1.88	Ton/hora	Flujo de vapor producido	1.94	Ton/hora	Flujo de vapor producido
209	kW	Potencia eléctrica producida	216	kW	Potencia eléctrica producida
42	%	Factor de Carga de la Turbina	43	%	Factor de Carga de la Turbina
70	%	Factor de capacidad	70	%	Factor de Capacidad
1282	MWh/año	Energía Eléctrica Gen.	1323	MWh/año	Energía Eléctrica Gen.

Fuente: Elaboración Propia, 2025.

El flujo de vapor producido no corresponde a un valor experimental, sino a un valor estimado a partir del balance energético del sistema de combustión. Este se calculó con base en la potencia térmica disponible de la biomasa, la eficiencia de la caldera y la diferencia de entalpías

entre el vapor saturado y el agua de alimentación, metodología ampliamente utilizada en estudios de aprovechamiento energético por combustión directa.

El flujo de vapor calculado representa un valor teórico máximo bajo condiciones ideales de operación. No debe interpretarse como un rendimiento real equivalente a combustibles fósiles, dado que la biomasa presenta mayores pérdidas energéticas y variabilidad operativa.

La turbina de vapor de 500 kW se utiliza como referencia tecnológica de catálogo para evaluar órdenes de magnitud y factores de carga. Sin embargo, los resultados del balance energético muestran que, bajo la disponibilidad actual de biomasa residual, el sistema operaría a un bajo factor de carga, lo que evidencia una limitación de escala más que una restricción técnica del proceso de combustión.

El desarrollo detallado del modelo de cálculo, junto con las memorias completas del balance energético y los supuestos adoptados, se presenta en el Anexo 4 – Memorias finales, donde se documenta paso a paso el procedimiento utilizado para la estimación del potencial energético.

7 Análisis Financiero.

Para la evaluación financiera de las alternativas tecnológicas consideradas, se adoptó la metodología de Costo Nivelado de Energía (LCOE) definida por la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME, la cual constituye el estándar oficial en Colombia para la comparación económica entre proyectos de generación, independientemente de su escala, tecnología o tipo de combustible. Esta metodología permite integrar en un único indicador el costo total de inversión, la operación y mantenimiento, el reemplazo de equipos, el costo del combustible y la producción eléctrica esperada durante la vida útil del proyecto, garantizando un análisis homogéneo y comparable entre opciones. De acuerdo con la UPME (2015), el LCOE es la herramienta recomendada para la toma de decisiones de planificación energética, dado que refleja el costo real de producir un kilovatio-hora de energía y facilita la evaluación de alternativas bajo supuestos consistentes y transparentes. Por estas razones, su aplicación resulta pertinente para comparar las rutas de co-digestión anaerobia y combustión directa, proporcionando una base metodológica sólida para determinar la viabilidad relativa de cada alternativa.

Con base en lo anterior, los inputs técnicos para el análisis del LCOE fueron utilizados los que referencian en los capítulos anteriores y los inputs del CAPEX y OPEX se obtuvieron con base en los análisis de catálogos de equipos, información de variables suministradas por el Laboratorio de la UNAB junto con los datos ya establecidos en los estudios de CENS SA ESS.

Con el fin de evaluar la robustez financiera del proyecto y su respuesta frente a variaciones reales en la disponibilidad de biomasa y en los costos logísticos asociados, se desarrolló un análisis de sensibilidad en tres escenarios diferenciados:

- *El primer escenario* corresponde a una condición muy por debajo de la media, en la cual se considera una disponibilidad de 9 ton/día de RPB y se incorpora el costo real de transporte estimado en 54,2 millones COP/mes, reflejando la situación más restrictiva del sistema y el impacto directo de la logística en la viabilidad del proyecto.
- *El segundo escenario* representa una sensibilidad conservadora, manteniendo las 9 ton/día, pero sin incluir el costo de transporte, bajo el supuesto estratégico de que el contratista

actual —en el marco del contrato de mantenimiento y recolección de residuos— pueda movilizar la biomasa hacia los puntos de acopio autorizados sin generar un costo adicional para el proyecto.

- Finalmente, el *escenario positivo* evalúa la condición operativa más favorable con 20 ton/día (Aprovechando toda la generación de RPB en las zonas Urbanas), con un financiamiento sólo del 10% y sin costos de transporte, permitiendo observar el comportamiento económico cuando se logra consolidar una logística eficiente y una mayor disponibilidad de biomasa.

En los tres escenarios, Tabla 15, se adoptó un factor de capacidad del 70 %, criterio conservador que reconoce que las plantas de generación a partir de biomasa no operan al 100 % de su tiempo teórico debido a mantenimientos, variaciones en la calidad del combustible, ajustes operativos y detenciones programadas. Este valor permite modelar una operación realista y evitar la sobreestimación de la energía entregada, garantizando que los indicadores financieros reflejen un comportamiento coherente con las condiciones de plantas de biomasa en operación comercial. En conjunto, estas sensibilidades permiten comparar la ruta de combustión directa bajo supuestos prudentes y estratégicamente fundamentados, proporcionando una visión clara de los umbrales mínimos y de los escenarios que permiten alcanzar viabilidad económica.

Tabla 15. Sensibilidades Análisis Financiero.

Escenario	Disponibilidad de RPB	Costo de transporte	Factor de capacidad	Descripción estratégica
Sensibilidad muy por debajo de la media	9 ton/día	Incluido (54,2 MCOP/mes)	70 %	Representa la condición más restrictiva del proyecto. Evalúa viabilidad cuando la disponibilidad de biomasa es limitada y los costos logísticos recaen directamente sobre el proyecto. Permite identificar el umbral mínimo operacional.

Sensibilidad conservadora	9 ton/día	No incluido	70 %	Supone que el contratista actual de poda y tala puede movilizar la RPB hacia puntos de acopio sin costos adicionales. Permite evaluar la ruta de combustión bajo un escenario realista, evitando sobrestimaciones y reflejando una logística integrada.
Escenario positivo	20 ton/día	No incluido	70 %	Representa la condición operativa más favorable: mayor disponibilidad de biomasa y ausencia de costos logísticos adicionales. Permite observar el potencial económico máximo dentro de una operación realista.

Fuente: Autor, 2025.

7.1 Sensibilidad muy por debajo de la media.

7.1.1 *Digestión Anaerobia.*

En este escenario, aun con incentivos tributarios, la co-digestión presenta un LCOE competitivo, evidenciando que la tecnología es eficiente en costos nivelados por unidad de energía. Sin embargo, la estructura financiera proyectada —con 100% de financiación, una tasa de interés del 10% y un horizonte de 15 años— ejerce una presión significativa sobre los flujos netos. Esta información se consolida en las tablas de la 16 a la 19.

Tabla 16. Flujo de caja Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad muy por debajo de la media.

Datos de Flujo de Caja	Valor
Capacidad Instalada (KW)	205
Factor de Capacidad	70%
Energía Total producida (MWh/año)	1257
Precio de venta de la energía (COP/kWh)	\$ 355
Inversión (MCOP)	\$ 1567
Vida útil del proyecto (años)	15
Depreciación lineal (años)	5
Tasa impuesto de renta	17%

Fuente: Autor, 2025.

Tabla 17. CAPEX y OPEX total Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad muy por debajo de la media.

Costos de Implementación	Valor
EPC Costos (COP/kW)	\$ 7,643,000
Total Capex (MCOP)	\$ 1567
Costos de Operación y Mantenimiento	Valor
Costos O&M (% CAPEX) (MCOP/año)	71.1%
Total O&M (MCOP/año)	\$ 1113
O&M tasa de incremento anual (IPC*)	3.51%
Incremento anual en venta de energía (IPP*)	2.71%

Fuente: Autor, 2025.

Tabla 18. Estructura de la deuda Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad muy por debajo de la media.

Estructura de Deuda	Valor
Porcentaje de financiación	100%

Deuda al inicio del proyecto (MCOP)	\$ 1567
Tasa de interés	10.0%
Pago deuda anual	\$ 206.0

Fuente: Autor, 2025.

Tabla 19. LCOE Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad muy por debajo de la media.

		Variación de CAPEX						
LCOE Con Incentivos tributarios	LCOE	\$ 355	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600	
	Variación Factor de Planta	60%		\$ 370	\$ 392	\$ 414	\$ 436	\$ 458
		65%		\$ 341	\$ 362	\$ 382	\$ 403	\$ 423
		70%		\$ 317	\$ 336	\$ 355	\$ 374	\$ 392
		75%		\$ 296	\$ 314	\$ 331	\$ 349	\$ 366
		80%		\$ 277	\$ 294	\$ 310	\$ 327	\$ 343

Fuente: Autor, 2025.

El resultado es un VPN fuertemente negativo, Tabla 20, que impide la obtención de una TIR y elimina cualquier posibilidad de recuperación de la inversión durante la vida útil del proyecto. El peso del servicio de la deuda, sumado a unos costos de O&M relativamente altos frente a la energía generada, hace que los beneficios por venta de energía no sean suficientes para cubrir los compromisos financieros ni generar excedentes positivos.

Tabla 20. Indicadores Financieros Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad muy por debajo de la media.

Indicadores financieros	Valor
Tasa de oportunidad (TIO)	14.0%
Tasa de descuento (r)	12.0%
VPN (MCOP)	-\$ 7,010.95
Tasa interna de Retorno (TIR)	---
Payback (años)	---

Fuente: Autor, 2025.

En términos estratégicos, aunque el LCOE es bajo y evidencia una tecnología intrínsecamente eficiente, el proyecto no logra viabilidad financiera bajo esta estructura de deuda

y tasas. Esto indica que, para ser atractivo, la co-digestión requeriría incrementar el ingreso por energía, reducir CAPEX, optimizar O&M, o cambiar la estructura financiera por una mezcla con capital propio o deuda más barata. La tecnología tiene potencial técnico, pero financieramente no despega bajo este escenario de limitaciones logísticas, transporte y financiamiento 100% deuda.

7.1.2 *Combustión Directa.*

La combustión directa presenta un LCOE significativamente mayor, reflejando su naturaleza de mayor inversión inicial y mayores costos operativos. Este valor más alto indica que, incluso antes del análisis financiero, la tecnología parte de una posición menos eficiente que la co-digestión.

Esta información se consolida desde las tablas 21 a la 25.

Tabla 21. Flujo de caja Tecnología Combustión Directa Sensibilidad muy por debajo de la media.

Datos de Flujo de Caja	Valor
Capacidad Instalada (KW)	216
Factor de Capacidad	70%
Energía Total producida (MWh/año)	1,323
Precio de venta de la energía (COP/kWh)	\$ 526
Inversión (MCOP)	\$ 2,512
Vida útil del proyecto (años)	15
Depreciación lineal (años)	5
Tasa impuesto de renta	16.5%

Fuente: Autor, 2025.

Tabla 22. CAPEX y OPEX total Tecnología Combustión Directa Sensibilidad muy por debajo de la media.

Costos de Implementación	Valor
EPC Costos (COP/kW)	\$ 11,642,000

Total Capex (MCOP)	\$ 2,512
Costos de Operación y Mantenimiento	Valor
Costos O&M (% CAPEX) (MCOP/año)	52.7%
Total O&M (MCOP/año)	\$ 1,324
O&M tasa de incremento anual (IPC*)	3.51%
Incremento anual en venta de energía (IPP*)	2.71%

Fuente: Autor, 2025.

Tabla 23. Estructura de la deuda Tecnología Combustión Directa Sensibilidad muy por debajo de la media.

Estructura de Deuda	Valor
Porcentaje de financiación	100%
Deuda al inicio del proyecto (MCOP)	\$ 2,512
Tasa de interés	10.0%
Pago deuda anual	\$ 330.2

Fuente: Autor, 2025.

Tabla 24. LCOE Tecnología Combustión Directa Sensibilidad muy por debajo de la media.

			Variación de CAPEX				
LCOE Con Incentivos tributarios	LCOE	\$ 526	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
	Variación	60%	\$ 547	\$ 581	\$ 614	\$ 648	\$ 681
	Factor de Planta	65%	\$ 505	\$ 536	\$ 567	\$ 598	\$ 629
		70%	\$ 469	\$ 498	\$ 526	\$ 555	\$ 584
		75%	\$ 438	\$ 464	\$ 491	\$ 518	\$ 545
		80%	\$ 410	\$ 435	\$ 461	\$ 486	\$ 511

Fuente: Autor, 2025.

Bajo las mismas condiciones de financiación al 100% con tasa del 10%, el flujo de caja es insuficiente para cubrir los costos y amortizar la deuda, lo cual se traduce en un VPN aún más negativo que el de la co-digestión y en la imposibilidad de calcular una TIR o un periodo de retorno. El peso del CAPEX y los costos recurrentes dejan al proyecto sin posibilidad de generar valor económico durante su ciclo de vida.

Tabla 25. Indicadores Financieros Tecnología Combustión Directa Sensibilidad muy por debajo de la media.

Indicadores financieros	Valor
Tasa de oportunidad (TIO)	14.0%
Tasa de descuento (r)	10.0%
VPN (MCOP)	-\$ 9,540.29
Tasa interna de Retorno (TIR)	---
Payback (años)	---

Fuente: Autor, 2025.

Aunque la combustión directa presenta un mayor nivel de generación anual de energía — lo que la convierte en una alternativa técnicamente más robusta en términos de potencia instalada y aporte energético— esta ventaja no se traduce en resultados financieros positivos dentro del escenario analizado. Su estructura de costos, caracterizada por un CAPEX y unos gastos de operación significativamente más elevados, conduce a un LCOE superior y a indicadores financieros desfavorables, incluso bajo la aplicación de incentivos tributarios. En este contexto, los ingresos proyectados por venta de energía no logran compensar la magnitud de la inversión ni el peso del servicio de la deuda. Para alcanzar viabilidad económica, esta tecnología requeriría ajustes sustanciales, tales como reducción de costos de inversión y operación, optimización del diseño, aumentos en los ingresos por energía o acceso a condiciones de financiación más favorables.

En conjunto, *los resultados del primer escenario* muestran que ninguna de las dos tecnologías es viable financieramente bajo un esquema de financiación del 100% a una tasa del 10%. La co-digestión emerge como la opción más eficiente y con menor LCOE, pero sigue siendo insuficiente para generar retornos positivos. La combustión directa, se ve penalizada por su alto CAPEX y un LCOE que prácticamente duplica al de la co-digestión, lo que la coloca en desventaja competitiva.

Los resultados evidencian que la tasa de interés juega un papel determinante en la inviabilidad. Con deuda del 100%, el servicio anual bloquea la capacidad del proyecto para generar valor. Bajo este escenario base, el proyecto requiere ajustes estructurales: disminución del CAPEX, mejoras operativas, mayores ingresos por energía, deuda a tasas preferenciales, o una estructura de financiación mixta que reduzca la carga financiera. Técnicamente el aprovechamiento es posible, pero financieramente no se sostiene en este escenario inicial.

Para mayor información de esta sensibilidad, es importante revisar el anexo 5 del presente documento.

7.2 Sensibilidad Conservadora.

7.2.1 Digestión Anaerobia.

En esta sensibilidad, la digestión anaerobia mantiene un LCOE competitivo y consistente con lo esperado para tecnologías de pequeña escala basadas en biogás. Este indicador confirma que, desde la perspectiva puramente técnica, la conversión de biomasa mediante co-digestión presenta una buena eficiencia relativa entre costos y energía producida. No obstante, cuando se incorpora la estructura financiera del escenario —financiación del 100% a una tasa del 10%, vida útil de 15 años y costos de O&M crecientes— se observa que los flujos de caja no logran sostener la carga anual del servicio de deuda.

Esta información se consolida desde las tablas 26 a la 30.

Tabla 26. Flujo de caja Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad Conservadora.

Datos de Flujo de Caja	Valor
Capacidad Instalada (KW)	205
Factor de Capacidad	70%
Energía Total producida (MWh/año)	1257
Precio de venta de la energía (COP/kWh)	\$ 355
Inversión (MCOP)	\$ 1567
Vida útil del proyecto (años)	15

Depreciación lineal (años)	5
Tasa impuesto de renta	17%

Fuente: Autor, 2025.

Tabla 27. CAPEX y OPEX total Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad Conservadora.

Costos de Implementación	Valor
EPC Costos (COP/kW)	\$ 7,643,000
Total Capex (MCOP)	\$ 1567
Costos de Operación y Mantenimiento	Valor
	29.5%
Total O&M (MCOP/año)	\$ 463
O&M tasa de incremento anual (IPC*)	3.51%
Incremento anual en venta de energía (IPP*)	2.71%

Fuente: Autor, 2025.

Tabla 28. Estructura de la deuda Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad Conservadora.

Estructura de Deuda	Valor
Porcentaje de financiación	100%
Deuda al inicio del proyecto (MCOP)	\$ 1567
Tasa de interés	10.0%
Pago deuda anual	\$ 206.0

Fuente: Autor, 2025.

Tabla 29. LCOE Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad Conservadora.

		Variación de CAPEX					
LCOE Con Incentivos tributarios	LCOE	\$ 355	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 370	\$ 392	\$ 414	\$ 436	\$ 458
		65%	\$ 341	\$ 362	\$ 382	\$ 403	\$ 423
		70%	\$ 317	\$ 336	\$ 355	\$ 374	\$ 392
		75%	\$ 296	\$ 314	\$ 331	\$ 349	\$ 366
		80%	\$ 277	\$ 294	\$ 310	\$ 327	\$ 343

Fuente: Autor, 2025.

El resultado sigue siendo un VPN altamente negativo, Tabla 30, sin TIR ni periodo de retorno, lo que evidencia que los ingresos por venta de energía bajo la tarifa de referencia no compensan ni la inversión inicial ni los costos recurrentes. Aunque no se incluyen costos de transporte en O&M y técnicamente sigue siendo una alternativa eficiente, financieramente la opción queda limitada por tres factores principales: (i) el peso del financiamiento al 100%, (ii) la relación entre energía generada y costos operativos, y (iii) la tarifa disponible en este escenario.

Tabla 30. Indicadores Financieros Tecnología Digestión Anaerobia Sensibilidad Conservadora.

Indicadores financieros	Valor
Tasa de oportunidad (TIO)	14.0%
Tasa de descuento (r)	12.0%
VPN (MCOP)	-\$ 2,760.10
Tasa interna de Retorno (TIR)	---
Payback (años)	---

Fuente: Autor, 2025.

Para mejorar su comportamiento financiero sería necesario ajustar la estructura de capital, incrementar el ingreso por energía o reducir los costos asociados al CAPEX y al O&M. Si bien la tecnología muestra buen desempeño técnico, la estructura financiera aplicada impide su viabilidad en esta sensibilidad.

7.2.2 *Combustión Directa.*

La combustión directa muestra en este escenario su fortaleza técnica principal: una mayor generación anual de energía, producto de su mayor capacidad instalada y del tipo de proceso de conversión. Sin embargo, esta ventaja no compensa su estructura de costos significativamente más alta, reflejada en un LCOE superior y en una necesidad de inversión que prácticamente duplica la requerida por la digestión anaerobia.

Esta información se consolida desde la tabla 31 a la 34.

Tabla 31. Flujo de caja Tecnología Combustión Directa Sensibilidad Conservadora.

Datos de Flujo de Caja	Valor
Capacidad Instalada (KW)	216
Factor de Capacidad	70%
Energía Total producida (MWh/año)	1323
Precio de venta de la energía (COP/kWh)	\$ 526
Inversión (MCOP)	\$ 2512
Vida útil del proyecto (años)	15
Depreciación lineal (años)	5
Tasa impuesto de renta	16.5%

Fuente: Autor, 2025.

Tabla 32. CAPEX y OPEX total Tecnología Combustión Directa Sensibilidad Conservadora.

Costos de Implementación	Valor
EPC Costos (COP/kW)	\$ 11,642,000
Total Capex (MCOP)	\$ 2512
Costos de Operación y Mantenimiento	Valor
Costos O&M (% CAPEX) (MCOP/año)	26.8%
Total O&M (MCOP/año)	\$ 674
O&M tasa de incremento anual (IPC*)	3.51%
Incremento anual en venta de energía (IPP*)	2.71%

Fuente: Autor, 2025.

Tabla 33. Estructura de la deuda Tecnología Combustión Directa Sensibilidad Conservadora.

Estructura de Deuda	Valor
Porcentaje de financiación	100%
Deuda al inicio del proyecto (MCOP)	\$ 2,512
Tasa de interés	10.0%
Pago deuda anual	\$ 330.2

Fuente: Autor, 2025.

Tabla 34. LCOE Tecnología Combustión Directa Sensibilidad Conservadora.

			Variación de CAPEX				
LCOE Con Incentivos tributarios	LCOE	\$ 526	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 547	\$ 581	\$ 614	\$ 648	\$ 681
		65%	\$ 505	\$ 536	\$ 567	\$ 598	\$ 629
		70%	\$ 469	\$ 498	\$ 526	\$ 555	\$ 584
		75%	\$ 438	\$ 464	\$ 491	\$ 518	\$ 545
		80%	\$ 410	\$ 435	\$ 461	\$ 486	\$ 511

Fuente: Autor, 2025.

Al igual que en la sensibilidad anterior, la financiación del 100% a una tasa del 10% - combinada con un CAPEX elevado y costos operativos relevantes- presiona de manera determinante los flujos del proyecto. Ello se traduce en un VPN muy negativo y sin TIR, mostrando que los ingresos por energía bajo la tarifa evaluada no son suficientes para cubrir el servicio de la deuda ni generar retornos como se muestra en la Tabla 35. A pesar del mejor desempeño energético, la carga financiera asociada al tamaño y complejidad de la tecnología limita de manera importante su viabilidad.

Tabla 35. Indicadores Financieros Tecnología Combustión Directa Sensibilidad Conservadora.

Indicadores financieros	Valor
Tasa de oportunidad (TIO)	14.0%
Tasa de descuento (r)	10.0%
VPN (MCOP)	-\$ 4,533.26
Tasa interna de Retorno (TIR)	---
Payback (años)	---

Fuente: Autor, 2025.

Para alcanzar resultados positivos, esta alternativa también requiere reducciones significativas en CAPEX, optimización de O&M, tarifas de venta más altas, incentivos adicionales

o condiciones de financiamiento preferenciales que alivien el impacto del costo de capital. Desde una perspectiva técnica, la combustión directa ofrece un mayor aporte energético; sin embargo, en este escenario su estructura de costos le impide entrar en la zona de rentabilidad.

En términos globales, los resultados de esta sensibilidad confirman que, bajo una estructura de financiación del 100% a una tasa del 10%, ninguna de las dos tecnologías logra alcanzar viabilidad financiera, aun cuando ambas presentan desempeños técnicos adecuados. La co-digestión muestra un LCOE más favorable y una relación costo-energía más eficiente; sin embargo, su escala, ingresos y estructura de costos no alcanzan a cubrir la carga financiera del proyecto. Por su parte, la combustión directa evidencia un mayor aporte energético y una mayor capacidad instalada, pero su inversión inicial y costos operativos la ubican en un umbral financiero más exigente, lo que amplifica el déficit de sus flujos. En este escenario, ambas alternativas quedan limitadas por el peso del endeudamiento y por la tarifa estimada de venta de energía, más que por su rendimiento técnico propio.

Para mayor información de esta sensibilidad, es importante revisar el anexo 6 del presente documento.

7.3 Sensibilidad Escenario Positivo.

7.3.1 *Digestión Anaerobia.*

En el escenario positivo, la digestión anaerobia muestra una mejora sustancial frente a la sensibilidad conservadora, impulsada principalmente por el aumento de la capacidad instalada y la reducción relativa del peso del endeudamiento gracias a un esquema de financiación del 10%. El LCOE permanece en rangos competitivos para proyectos de biogás a pequeña escala, reflejando buena correspondencia entre costos totales y energía generada.

Esta información se puede conocer desde la tabla 36 a la tabla 40.

Tabla 36. Flujo de caja Tecnología Digestión Anaerobia Escenario Positivo.

Datos de Flujo de Caja	Valor
------------------------	-------

Capacidad Instalada (KW)	456
Factor de Capacidad	70%
Energía Total producida (MWh/año)	2,794
Precio de venta de la energía (COP/kWh)	\$ 355
Inversión (MCOP)	\$ 3,482
Vida útil del proyecto (años)	15
Depreciación lineal (años)	5
Tasa impuesto de renta	17%

Fuente: Autor, 2025.

Tabla 37. CAPEX y OPEX total Tecnología Digestión Anaerobia Escenario Positivo.

Costos de Implementación	Valor
EPC Costos (COP/kW)	\$ 7,643,000
Total Capex (MCOP)	\$ 3,482
Costos de Operación y Mantenimiento	Valor
	13.3%
Total O&M (MCOP/año)	\$ 463
O&M tasa de incremento anual (IPC*)	3.51%
Incremento anual en venta de energía (IPP*)	2.71%

Fuente: Autor, 2025.

Esta estabilidad técnica se traduce en un comportamiento financiero más equilibrado: el proyecto alcanza por primera vez un VPN positivo (aprox. 100 MCOP) y una TIR cercana al 12.5%, ligeramente superior a la tasa de descuento aplicada.

Tabla 38. Estructura de la deuda Tecnología Digestión Anaerobia Escenario Positivo.

Estructura de Deuda	Valor
Porcentaje de financiación	10%
Deuda al inicio del proyecto (MCOP)	\$ 348
Tasa de interés	10.0%
Pago deuda anual	\$ 45.8

Fuente: Autor, 2025.

Tabla 39. LCOE Tecnología Digestión Anaerobia Escenario Positivo.

		Variación de CAPEX					
LCOE Con Incentivos tributarios	LCOE	\$ 355	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 370	\$ 392	\$ 414	\$ 436	\$ 458
		65%	\$ 341	\$ 362	\$ 382	\$ 403	\$ 423
		70%	\$ 317	\$ 336	\$ 355	\$ 374	\$ 392
		75%	\$ 296	\$ 314	\$ 331	\$ 349	\$ 366
		80%	\$ 277	\$ 294	\$ 310	\$ 327	\$ 343

Fuente: Autor, 2025.

Tabla 40. Indicadores Financieros Tecnología Digestión Anaerobia Escenario Positivo.

Indicadores financieros	Valor
Tasa de oportunidad (TIO)	14.0%
Tasa de descuento (r)	12.0%
VPN (MCOP)	\$ 100.79
Tasa interna de Retorno (TIR)	12.5%
Payback (años)	15

Fuente: Autor, 2025.

Aunque el margen financiero es estrecho y el payback se sitúa en 15 años, prácticamente coincidiendo con la vida útil evaluada, el resultado demuestra que la co-digestión puede alcanzar viabilidad, bajo condiciones favorables de mercado - particularmente si la estructura de capital minimiza la exposición al servicio de deuda -. Sin embargo, su retorno depende críticamente del nivel tarifario, la estabilidad de los costos operativos y la escala de producción energética, lo cual indica que esta tecnología continúa siendo más sensible a variaciones en ingresos y O&M que la combustión directa. Aun así, el escenario positivo evidencia que la co-digestión deja de estar en terreno negativo y entra en un umbral de viabilidad condicionada.

7.3.2 Combustión Directa.

La combustión directa muestra un cambio estructural relevante en este escenario: el incremento de la capacidad instalada y la mayor producción de energía anual mejoran de manera significativa su desempeño financiero, especialmente cuando se reduce la presión del endeudamiento a un esquema de financiación del 10%.

Esta información se consolida desde la tabla 41 a la tabla 45.

Tabla 41. Flujo de caja Tecnología Combustión Directa Escenario Positivo.

Datos de Flujo de Caja	Valor
Capacidad Instalada (KW)	479
Factor de Capacidad	70%
Energía Total producida (MWh/año)	2940
Precio de venta de la energía (COP/kWh)	\$ 526
Inversión (MCOP)	\$ 5581
Vida útil del proyecto (años)	15
Depreciación lineal (años)	5
Tasa impuesto de renta	16.5%

Fuente: Autor, 2025.

Tabla 42. CAPEX y OPEX total Tecnología Combustión Directa Escenario Positivo.

Costos de Implementación	Valor
EPC Costos (COP/kW)	\$ 11,642,000
Total Capex (MCOP)	\$ 5581
Costos de Operación y Mantenimiento	Valor
Costos O&M (% CAPEX) (MCOP/año)	12.1%
Total O&M (MCOP/año)	\$ 674
O&M tasa de incremento anual (IPC*)	3.51%
Incremento anual en venta de energía (IPP*)	2.71%

Fuente: Autor, 2025.

Tabla 43. Estructura de la deuda Tecnología Combustión Directa Escenario Positivo.

Estructura de Deuda	Valor
Porcentaje de financiación	10%
Deuda al inicio del proyecto (MCOP)	\$ 558
Tasa de interés	10.0%
Pago deuda anual	\$ 73.4

Fuente: Autor, 2025.

Tabla 44. LCOE Tecnología Combustión Directa Escenario Positivo.

			Variación de CAPEX				
LCOE Con Incentivos tributarios	LCOE	\$ 526	\$	\$	\$	\$	\$
				9,313,600	10,477,800	11,642,000	12,806,200
Variación Factor de Planta	60%	\$ 547	\$ 581	\$ 614	\$ 648	\$ 681	
	65%	\$ 505	\$ 536	\$ 567	\$ 598	\$ 629	
	70%	\$ 469	\$ 498	\$ 526	\$ 555	\$ 584	
	75%	\$ 438	\$ 464	\$ 491	\$ 518	\$ 545	
	80%	\$ 410	\$ 435	\$ 461	\$ 486	\$ 511	

Fuente: Autor, 2025.

Aunque mantiene un LCOE más alto que la digestión anaerobia, la ventaja en energía generada (2,940 MWh/año) le permite sostener una base de ingresos más robusta, lo cual se refleja en un VPN notablemente superior (aprox. 814 MCOP), una TIR del 12.5% y un payback de 12 años, más corto que el de la co-digestión.

Tabla 45. Indicadores Financieros Tecnología Combustión Directa Escenario Positivo.

Indicadores financieros	Valor
Tasa de oportunidad (TIO)	14.0%
Tasa de descuento (r)	10.0%
VPN (MCOP)	\$ 813.70

Tasa interna de Retorno (TIR)	12.5%
Payback (años)	12

Fuente: Autor, 2025.

El escenario positivo revela que, bajo condiciones financieras más flexibles, ambas tecnologías logran superar las barreras observadas en los análisis previos; sin embargo, la combustión directa se posiciona como la ruta con mayor solidez para avanzar hacia una implementación real. Aunque la digestión anaerobia conserva un LCOE competitivo, su menor escala limita de manera estructural la capacidad del proyecto para generar excedentes financieros amplios y sostener un crecimiento sostenido en el tiempo.

La combustión directa, pese a tener un costo unitario de generación mayor, muestra un comportamiento financiero más robusto debido a su mayor producción anual de energía, lo que le permite compensar con mayor facilidad los costos de capital y operación. Este diferencial en escala energética es el elemento que inclina la balanza: la capacidad de generar más energía asegura flujos más altos, mejora el VPN y reduce significativamente el periodo de retorno, factores clave para un proyecto que depende de la estabilidad operativa y financiera en el largo plazo.

Además, esta tecnología puede consolidar su viabilidad mediante esquemas contractuales como los Power Purchase Agreements (PPA), con precios de venta superiores a \$500 COP/kWh, condición alineada con el comportamiento real del mercado para proyectos de biomasa en pequeña y mediana escala. Este tipo de contrato garantiza un flujo de ingresos predecible y reduce el riesgo financiero asociado al proyecto, fortaleciendo aún más la posición de la combustión directa.

A ello se suma la oportunidad de estructurar alianzas estratégicas para la logística y el transporte de biomasa, así como mecanismos de cooperación técnica e institucional que permitan disminuir costos operativos y asegurar el abastecimiento continuo del recurso. Estas sinergias tienen un efecto directo sobre el OPEX y mejoran la competitividad de la alternativa, reforzando su atractivo para una eventual estructuración bancaria. En conjunto, el escenario positivo demuestra que, aunque ambas tecnologías pueden ser viables bajo condiciones adecuadas, la combustión directa ofrece un margen financiero más amplio, un retorno más rápido y una estabilidad superior,

convirtiéndose en la opción con mayor potencial para desarrollarse como proyecto real, siempre que se acompañe de un modelo contractual adecuado y una estrategia logística eficiente.

Para mayor información de esta sensibilidad, es importante revisar el anexo 7 del presente documento.

8 Discusión

Los resultados obtenidos en esta investigación permiten contrastar el comportamiento energético y financiero de las dos rutas evaluadas para el aprovechamiento de los residuos vegetales de poda y tala (RPB) generados por el mantenimiento de redes eléctricas en Norte de Santander: co-digestión anaerobia y combustión directa. La interpretación de estos resultados debe situarse en función de los objetivos planteados, particularmente en la identificación de alternativas técnicamente viables, energéticamente eficientes y potencialmente integrables en un nuevo modelo de negocio sostenible para el área metropolitana de Cúcuta.

En primera instancia, la consolidación de la línea base de generación de biomasa permitió establecer valores consistentes de disponibilidad anual, caracterización físico-química de los residuos y condiciones logísticas reales de la empresa. A partir de estos insumos, se aplicó una metodología de análisis energético rigurosa que integró pruebas de laboratorio (CHONS, TVS, PCI, poder metanogénico), balances de masa y energía, y evaluaciones termoquímicas y bioquímicas que dieron como resultado una caracterización integral del potencial de valorización de la biomasa. Este componente metodológico se convierte en un aporte clave del estudio, pues ofrece una ruta replicable para futuros análisis dentro de las empresas del sector.

Al comparar ambas tecnologías, los resultados muestran diferencias estructurales relacionadas tanto con el rendimiento energético como con la escala operativa. La co-digestión presentó un desempeño más eficiente en términos de LCOE —gracias a su menor CAPEX por unidad de potencia—, sin embargo, su capacidad de generación eléctrica neta es limitada por la cantidad de sustrato disponible y por restricciones bioquímicas intrínsecas al proceso. Esto implica que, aun bajo condiciones favorables, la co-digestión difícilmente puede expandirse más allá de su umbral de rendimiento sin comprometer su estabilidad operacional.

La combustión directa, en contraste, aunque presenta un LCOE más elevado debido a sus mayores requerimientos de inversión y pretratamiento, logra compensar dicha desventaja mediante una generación eléctrica significativamente superior. Esta mayor escala energética se refleja en escenarios financieros más robustos, particularmente en el escenario positivo, donde la generación incrementada, junto con flujos de caja estables, permite alcanzar indicadores aceptables de VPN y TIR. El análisis demuestra que, en este caso, la escala pesa tanto como la eficiencia, y que un LCOE

más alto no necesariamente implica inviabilidad siempre que el proyecto sea capaz de convertir volumen energético en ingresos suficientes.

Un hallazgo clave del estudio es que el LCOE no varía entre sensibilidades para cada tecnología, pues se deriva de la relación constante entre CAPEX, OPEX y energía producida. Es decir, independientemente de la estructura financiera, el costo unitario de producir 1 kWh permanece constante: lo que cambia es la capacidad del proyecto para generar retornos positivos frente a diferentes niveles de apalancamiento y tasas de interés. Este comportamiento permite interpretar con mayor claridad los resultados financieros: proyectos con LCOE alto pueden ser viables si se garantiza una tarifa de venta suficiente (caso de combustión directa), mientras que proyectos con LCOE bajo pueden no ser viables si su escala de generación es insuficiente (caso de co-digestión).

Otro *elemento determinante para la discusión es la logística*. La disponibilidad de residuo no sólo depende del volumen generado, sino del transporte, acopio, variabilidad estacional y distancia entre los puntos de poda y el sitio de procesamiento. Estos factores penalizan más a la co-digestión, que requiere estabilidad estricta en el flujo del sustrato y presenta mayor sensibilidad a cambios de humedad y composición. La combustión directa, aun con sus requerimientos de acondicionamiento (secado, molienda, peletizado opcional), tolera mejores variaciones y permite una ventana operativa más amplia, lo cual la convierte en una opción más resiliente para un sistema con alta variabilidad como el de CENS.

Finalmente, los resultados financieros posicionan a la combustión directa como la alternativa con mejor desempeño *en condiciones realistas de financiamiento*. En el escenario positivo (financiando el 10% del proyecto con tasas favorables), la generación ampliada y la mayor estabilidad energética permiten proyectar el proyecto como viable, siempre y cuando se adopte un esquema de comercialización tipo PPA con tarifas superiores a 500 COP/kWh para cubrir el LCOE. Este mecanismo, sumado al acceso a beneficios tributarios disponibles para proyectos de energías renovables (exenciones arancelarias, deducciones por inversión, depreciación acelerada), mejora sustancialmente la competitividad del proyecto y puede reducir entre 20% y 30% el impacto del CAPEX en el flujo de caja.

En conjunto, la discusión de los resultados sugiere que, aunque ambas rutas técnicas pueden implementarse, la combustión directa se alinea mejor con los objetivos de aprovechar efectivamente la biomasa disponible, generar impactos energéticos relevantes y estructurar un

nuevo modelo de negocio sostenible basado en alianzas estratégicas, cooperación financiera y venta de energía bajo contratos de largo plazo.

9 Conclusiones

La investigación permitió demostrar que los residuos vegetales generados en las actividades de poda y tala asociadas a la operación del sistema eléctrico en Norte de Santander constituyen un recurso energético de alto valor estratégico. Su disponibilidad recurrente, su composición fisicoquímica y sus propiedades energéticas los posicionan como un insumo técnicamente apto para procesos de generación eléctrica, cumpliendo plenamente los objetivos planteados en la presente tesis.

Los ensayos experimentales confirmaron el potencial energético significativo del material chipeado. Desde la ruta bioquímica, el Potencial Bioquímico de Metano (PBM) de 450 mL CH₄/g TVS valida la viabilidad técnica de integrar la biomasa residual de poda con lodos de POME en procesos de co-digestión anaerobia. Bajo un escenario conservador de disponibilidad de sustrato, este sistema permitió estimar una producción eléctrica del orden de 0,205 MW, demostrando estabilidad metabólica y capacidad de valorización energética mediante sinergias entre flujos orgánicos de origen forestal e industrial.

Por su parte, la caracterización termoquímica evidenció que el residuo presenta un poder calorífico de 4716 cal/g (19745 kJ/kg), baja humedad operativa y un contenido de cenizas moderado, lo que permite clasificarlo como un combustible sólido renovable con potencial para aplicaciones termoeléctricas. La evaluación preliminar de la ruta de combustión directa, considerando la turbina seleccionada, permitió estimar una generación eléctrica anual de hasta 1323 MWh, con un factor de carga cercano al 43 %. No obstante, este resultado se encuentra directamente condicionado por el flujo real de biomasa disponible, el cual resulta limitado frente a los requerimientos típicos de operación eficiente de sistemas caldera–turbina de media potencia.

En este sentido, si bien la tecnología de combustión directa muestra un mayor aprovechamiento de la escala energética del recurso en comparación con la co-digestión, su implementación efectiva requiere una mayor disponibilidad y continuidad en el suministro de biomasa. Los resultados obtenidos indican que, con los volúmenes actuales de residuos gestionados, la potencia eléctrica alcanzable es moderada, y que para operar turbinas de mayor

capacidad sería necesario incrementar significativamente el flujo de biomasa mediante la ampliación de los frentes de recolección, mejoras logísticas o la integración de residuos de origen similar.

El análisis financiero evidenció que, aunque la co-digestión presenta el menor costo nivelado de energía (LCOE), su capacidad de generación es limitada y no alcanza, bajo las condiciones evaluadas, los niveles de retorno requeridos para justificar una inversión a gran escala mediante esquemas tradicionales de financiación. En contraste, la combustión directa exhibió un desempeño financiero más robusto en escenarios de sensibilidad positiva, especialmente cuando el precio de venta de la energía supera los \$500 COP/kWh y se adopta un modelo de negocio basado en contratos de compraventa de energía (PPA) que aportan estabilidad a los flujos de ingreso.

Se concluye que la combustión directa constituye la ruta con mayor potencial para materializar un proyecto energético real en el mediano plazo, siempre que se aborden de manera estratégica las limitaciones asociadas a la escala de suministro de biomasa. Su viabilidad se fortalece al considerar los beneficios tributarios vigentes para proyectos de energías renovables — como deducciones en renta, exclusión de IVA y exención arancelaria— y la posibilidad de establecer alianzas interinstitucionales que optimicen la logística de recolección y transporte, identificado como uno de los factores críticos del modelo.

Finalmente, el estudio demuestra que los residuos de poda y tala no deben considerarse un pasivo ambiental, sino un activo energético con capacidad de integrarse a nuevos modelos de negocio sostenibles para el sector eléctrico regional. La combinación de caracterización técnica rigurosa, análisis energético detallado y evaluación financiera integral permitió identificar que, bajo las condiciones actuales de generación, la combustión directa es la alternativa más prometedora, sin perjuicio de que la co-digestión represente una opción complementaria viable en contextos específicos de demanda de biogás o valorización conjunta con residuos agroindustriales.

10 Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos se recomienda que la empresa avance hacia un modelo de implementación progresiva orientado a la ruta de combustión directa, priorizando la estructuración financiera del proyecto bajo esquemas que minimicen el impacto del CAPEX y garanticen ingresos estables en el largo plazo.

Es fundamental que la comercialización de la energía se realice mediante contratos tipo PPA con tarifas superiores al umbral del LCOE, asegurando estabilidad de ingresos y reducción de riesgos. En paralelo, se recomienda gestionar activamente los beneficios tributarios aplicables a proyectos de energías renovables, incluidos descuentos por inversión, exenciones arancelarias y depreciación acelerada, pues estos instrumentos pueden mejorar significativamente los indicadores financieros.

Desde la perspectiva logística, se debe fortalecer la cadena de acopio, transporte y manejo de la biomasa mediante alianzas estratégicas con operadores locales, municipios y empresas de gestión de residuos. Estas alianzas permitirán reducir costos, estabilizar el flujo de biomasa y mejorar la eficiencia del proceso de acondicionamiento. La incorporación de convenios interinstitucionales y la búsqueda de esquemas de cooperación nacional e internacional también representan oportunidades para disminuir costos de pretratamiento, financiar infraestructura y transferir capacidades técnicas.

Finalmente, se recomienda continuar con fases posteriores de ingeniería de detalle que permitan refinar los balances energéticos, seleccionar tecnologías de caldera y turbina óptimas para el recurso disponible, y evaluar escenarios de expansión vinculados a nuevas fuentes de biomasa o a integración con proyectos agroindustriales de la región del Catatumbo. Estas acciones facilitarán la consolidación de un negocio sostenible, escalable y alineado con la estrategia regional de transición energética.

Referencias

Arauzo, J., Bimbela, A., Ábrego, J., Sánchez, J., y Gonzalo, A. (2014). Introducción a las tecnologías de aprovechamiento de biomasa. Bol. Grupo Español Carbón(33), 1-6. <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/5111506.pdf>

Barrantes, A. (01 de Marzo de 2024). TSI Life Science . TSI Life Science: <https://tecnosolucionescr.net/blog/838-determinacion-del-poder-calorifico-en-biomasas-un-enfoque-crucial-para-la-conversion-de-energias-sostenible#:~:text=El%20poder%20calor%C3%ADfico%20de%20la,a%20p%20artir%20de%20la%20biomasa>

BBVA. (02 de Abril de 2024). Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A: <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/calderas-de-biomasa-una-segunda-vida-sostenible-para-los-residuos-vegetales/>

Becerra, A., Buitrago, A., y Pinto, P. (2016). Sostenibilidad del aprovechamiento del bagazo de caña de azúcar en el Valle del Cauca, Colombia. Ingeniería Solidaria,, 12(20), 133-149,. doi: <http://dx.doi.org/10.16925/in.v12i20.1548>

Cadavid, L., & Bolaños, I. (2015). Aprovechamiento de residuos orgánicos para la producción de energía renovable en una ciudad Colombiana. Energética(46), 23-28. <https://www.redalyc.org/pdf/1470/147043932004.pdf>

CENS SA ESP. (2024). Sistema de Información Ambiental. Sistema de Información Ambiental: <https://www.cens.com.co/comunidad-y-medio-ambiente/gestionambiental/proteccion-del-medio-ambiente>

ENEL. (15 de Febrero de 2023). Enel Colombia. Enel Colombia: <https://www.enel.com.co/es/historias/a202302-en-que-consisten-las-areas-de-distribucion-de-energia.html>

Enel. (2023). Enel Green Power. Enel Green Power:
<https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/transicion-energetica>

Gelves, J., Monroy, R., Rozo, S., & Romero, A. (2021). Análisis de la generación de residuos de podas en el área metropolitana de Cúcuta (Colombia). *Mundo Fesc*, 11(4), 209-222,. https://drive.google.com/file/d/1ep1kag9EQMO3_BAoEBCRUvZnVIYzvhSg/view

González, M., Pérez, S., Villarreal, A., Bello, R., & Yañez, G. (2015). Residuos agroindustriales con potencial para la producción de metano mediante la digestión anaerobia. *Revista argentina de microbiología*, 47(3), 229-235. https://www.scielo.org.ar/scielo.php?pid=S0325-75412015000300010&script=sci_arttext

Hagel, S., Lüssenhop, P., Walk, S., Kirjoranta, S., Ritter, A., Bastidas, C., y Saake, B. (2021). Valorization of Urban Street Tree Pruning Residues in Biorefineries by Steam Refining: Conversion Into Fibers, Emulsifiers, and Biogas. *Frontiers in Chemistry*, 9(1), 1-14. <https://drive.google.com/file/d/1oEbedmIcqO6job34d8wIuo2odq0pTSdi/view>

MADS. (26 de Diciembre de 2023). Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible. Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible: <https://economiacircular.minambiente.gov.co/>

Mejía, J. (12 de Agosto de 2024). EUREKA. EUREKA: <https://eureka.umanizales.edu.co/la-biomasa-y-su-poder-energetico-esopcion-para-colombia/>

MINENERGIA. (2024). Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. Colombia: Resolución 40117 de 2024. [https://www.minenergia.gov.co/documents/11564/2._Libro_1___Disposicion es_Generales.pdf#page25](https://www.minenergia.gov.co/documents/11564/2._Libro_1___Disposicion_es_Generales.pdf#page25)

NASA.(Enero de 2025).

The National Aeronautics and Space Administration. The National Aeronautics and Space Administration:

<https://climate.nasa.gov/enespanol/signos-vitales/dioxido-de-carbono/?intent=111>

ONU. (28 de Febrero de 2024). Organización de las Naciones Unidas. Organización de las Naciones Unidas: <https://www.unep.org/es/noticias-y-reportajes/comunicado-de-prensa/el-mundo-debe-superar-la-era-de-los-desechos-y>

Quintero, J., y Quintero, L. (2015). Biomasa: métodos de producción, potencial energético y medio ambiente. Revista I3+, 2(2), 28 – 44. <https://core.ac.uk/download/pdf/268537444.pdf>

Rafael , G. (2021). Alternativas para el aprovechamiento de los residuos de poda del arbolado urbano de Valledupar según su impacto en el inventario del ciclo de vida. Universidad del Norte, Atlántico , Barranquilla.

<https://drive.google.com/file/d/1V5QSLXgTjhI0oNOEcjupyYH7sfg4WY/view>

Repsol. (2025). Repsol Global. Repsol Global: <https://www.repsol.com/en/energyand-the-future/sustainable-mobility/biomass/index.cshtml>

Reyes, E. (2016). Producción de biogas a partir de Biomasa. Revista Científica de FAREM-Estelí. Medio ambiente, tecnología y desarrollo humano, 5(17), 11-22. <https://camjol.info/index.php/FAREM/article/view/2610/2360>

Romero, A. (2010). Aprovechamiento de la biomasa como fuente de energía alternativa a los combustibles fósiles. Revista de la Real Academia de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales, 104(2), 331-345. <https://rac.es/ficheros/doc/00979.pdf>

Sánchez, C., Patiño, M., Alcántara, J., Reyes, Y., Pérez, M., y Ortiz, E. (2016). Determinación del potencial bioquímico de metano (PBM) de residuos de frutas y verduras en hogares. *Revista internacional de contaminación ambiental*, 32(2), 191-198.

https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S018849992016000200191#:~:text=La%20prueba%20del%20potencial%20bioqu%C3%ADmico,g%20SV%20adicionados%20al%20reactor

UAESP. (2024). Universidad Administrativa de Servicios Públicos. Universidad Administrativa de Servicios Públicos:

<https://www.uaesp.gov.co/content/poda-arboles-y-corte-cesped>

Unibagué. (2021). Instructivo para tala y poda. Universidad de Ibagué, Tolima, Ibagué. <https://sig.unibague.edu.co/documentos/administracion-delsig/seguridad-y-salud-en-el-trabajo/instructivos-6/533-si-in-13-instructivopara-tala-y-poda/file>

Universidad Nacional de Colombia. (10 de Octubre de 2018). Manizales UNAL. http://www.manizales.unal.edu.co/manizales/news/con-tusa-de-la-palmaproducen-energiaelectrica/?tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&tx_news_pi1%5Bcontroller%5D=News&tx_news_pi1%5B%40widget_0%5D%5BcurrentPage%5D=19&cHash=e69eb4536e5113261f50e45c841bc290

Veolia. (18 de Abril de 2023). Interempresas Net. Interempresas Net:

<https://www.interempresas.net/Energia/Articulos/473010-Mas-de-200000toneladas-de-biomasa-al-ano-Veolia-comprometida-con-ladescarbonizacion.html>

Esteves, B., Sen, U., & Pereira, H. (2023). Influence of chemical composition on heating value of biomass: A review and bibliometric analysis. *Energies*, 16(10), 4226. <https://doi.org/10.3390/en16104226>

Cosgrove, D. J. (2005). Growth of the plant cell wall. *Nature Reviews Molecular Cell Biology*, 6(11), 850–861. <https://doi.org/10.1038/NRM1746;KWRD>

Saha, B. C. (2003). Hemicellulose bioconversion. *Journal of Industrial Microbiology and Biotechnology*, 30(5), 279–291. <https://doi.org/10.1007/S10295-003-0049-X>

Zhang, L., & Jahng, D. (2012). Long-term anaerobic digestion of food waste stabilized by trace elements. *Waste Management*, 32(8), 1509–1515. <https://doi.org/10.1016/J.WASMAN.2012.03.015>

Zhang, Y. H. P., & Lynd, L. R. (2004). Toward an aggregated understanding of enzymatic hydrolysis of cellulose: noncomplexed cellulase systems. *Biotechnology and Bioengineering*, 88(7), 797–824. <https://doi.org/10.1002/BIT.20282>

Mosquera, J. D., Varela, L. J., Santis Navarro, A. M., Villamizar Delgado, S. I., Acevedo Pabón, P. A., & Cabeza Rojas, I. O. (2020). *Improving anaerobic co-digestion of different residual biomass sources readily available in Colombia by process parameters optimization*. *Biomass and Bioenergy*, 142, 105790. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2020.105790>

Holliger, C., Alves, M., Andrade, D., Angelidaki, I., Astals, S., Baier, U., Bougrier, C., Buffière, P., Carballa, M., De Wilde, V., Ebertseder, F., Fernández, B., Ficara, E., Fotidis, I., Frigon, J. C., De Laclos, H. F., Ghasimi, D. S. M., Hack, G., Hartel, M., ... Wierinck, I. (2016). Towards a standardization of biomethane potential tests. *Water Science and Technology : A Journal of the International Association on Water Pollution Research*, 74(11), 2515–2522. <https://doi.org/10.2166/WST.2016.336>

Angelidaki, I., & Sanders, W. (2004). *Assessment of the anaerobic biodegradability of macropollutants*. *Reviews in Environmental Science and Biotechnology*, 3(3), 117–129. <https://doi.org/10.1007/s11157-004-2502-3>

Holliger, C., Alves, M., Andrade, D., Angelidaki, I., Astals, S., Baier, U., Bougrier, C., Buffière, P., Carballa, M., de Wilde, V., Ebertseder, F., Fernández, B., Ficara, E., Fotidis, I., Frigon, J.-C., ... Wierinck, I. (2016). *Towards a standardization of biomethane potential tests*. *Water Science and Technology*, 74(11), 2515–2522. <https://doi.org/10.2166/wst.2016.336>

Angelidaki, I., & Sanders, W. (2004). *Assessment of the anaerobic biodegradability of macropollutants*. *Reviews in Environmental Science and Bio/Technology*, 3(2), 117-129. <https://doi.org/10.1007/s11157-004-2502-3>

Filer, J., Ding, H. H., & Chang, S. (2019). Biochemical methane potential (BMP) assay method for anaerobic digestion research. *Water*, 11(5), 921. https://www.mdpi.com/2073-4441/11/5/921?utm_

López Hernández, J. E., Ramírez Higareda, B. L., Gomes Cabral, C. B., & otros. (2022). Guía BIOGAS 2017 [Guía práctica]. ResearchGate. https://www.researchgate.net/publication/363278244_Final_version_digital_Guia_BIOGAS_2017

Sustainability Directory. (s. f.). What is the typical energy efficiency of a biogas-fueled CHP system? Recuperado de <https://energy.sustainability-directory.com/learn/what-is-the-typical-energy-efficiency-of-a-biogas-fueled-chp-system/>

Kaliyan, N., & Morey, R. V. (2009). Factors affecting strength and durability of densified biomass products. *Biomass and Bioenergy*, 33(3), 337–359. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2008.08.005>

Zaini, M. A. A., Samsuri, A. W., & Sazali, N. (2017). Drying kinetics and energy consumption of oil palm biomass. *Energy Conversion and Management*, 148, 420–431. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.06.044>

Mani, S., Tabil, L. G., & Sokhansanj, S. (2006). Grinding performance and physical properties of wheat, barley and canola straw. *Bioresource Technology*, 97(12), 265–272. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2005.06.011>

Mani, S., Tabil, L. G., & Sokhansanj, S. (2004). *Biomass and Bioenergy*, 27(4), 339–352. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2004.03.007>

Duque García, B. (2019). Evaluación del potencial dendroenergético para peletización en... (Tesis de maestría). Universidad Autónoma de Bucaramanga (UNAB). Recuperado de https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/7065/2019_Tesis_Bryam_Duque_Garcia.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Washington State University Energy Program. (s. f.). *Developing a wood pellet/densified biomass report*. Recuperado de <https://www.energy.wsu.edu/Documents/Densified%20Biomass%20Report.pdf>

Mani, S., Tabil, L. G., & Sokhansanj, S. (2006). *Grinding performance and physical properties of wheat, barley and canola straw*. *Bioresource Technology*, 97(12), 265–272. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2005.06.011>

Thek, G., & Obernberger, I. (2010). *The pellet handbook: The production and thermal utilisation of biomass pellets*. Routledge.

YanTurbo. (s. f.). *Coal-fired power plant: 500 kW steam turbine equipment*. Recuperado de <https://es.yanturbo.com/coal-fired-power-plant/coal-fired-power-plant-equipment/500kw-steam-turbin.html>

Castillo-Ramírez, A., Mejía-Giraldo, D., & Muñoz-Galeano, N. (2017). Large-Scale Solar PV LCOE Comprehensive Breakdown Methodology. *CT&F – Ciencia, Tecnología & Futuro*, 7(1), 117-136. Recuperado de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=6264819>

Anexos

ANEXO 1. INFORME IDSOS_GENERACIÓN RESIDUOS CENS.

ANEXO 2. SOPORTES TOMA DE MUESTRA.

ANEXO 3. MODELO COSTO TRANSPORTE RPB.

ANEXO 4. MEMORIAS_FINALES.

ANEXO 5. SENSIBILIDAD_1_RPB_9TD_TRANSP.

ANEXO 6. SENSIBILIDAD_2_RPB_9TD.

ANEXO 7. SENSIBILIDAD_3_RPB_20TD.

ALTERNATIVAS APROVECHAMIENTO BIOMASA DE PODA EN REDES ELÉCTRICAS

ANEXO 1. INFORME GENERACIÓN RESIDUOS CENS.

Enero:

ENVIADO	ACCIONES	CENTRO DE ACTIVIDAD	TIPO/CATEGORÍA	NOMBRE	NÚMERO PROMEDIO DE PERSONAS	FUNCIONARIO QUE REPORTA	GRUPO DE RESIDUOS	TIPOS DE RESIDUOS	CÓDIGO	CANTIDAD ALMACENADA PERIODO ANTERIOR (Kg)	CANTIDAD GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	CANTIDAD NO GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	APROVECHAMIENTO (Kg/mes)	TRATAMIENTO (Kg/mes)	DISPOSICIÓN FINAL (Kg/mes)	ALMACENAMIENTO (Kg/mes)	CANTIDAD DE RESIDUOS COMERCIALIZADOS (Kg/mes)	OBSERVACIONES	JUSTIFICACIÓN DE DIFERENCIAS RELEVANTES
Si	Eliminar	Subgerencia Distribución	Red - Red	Redes Transmisión y Distribución	1165	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Residuos vegetales (tala y poda)	010304	0.0000	673220.8000	0.0000	0.0000	0.0000	673220.8000	0.0000	0.0000	Gestionados por Ingeomega y SMP	
Si	Eliminar	Subgerencia Distribución	Sede administrativa	Administrativa	1165	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Madera	010302	0.0000	40.1000	0.0000	40.1000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	Residuos gestionados con el Centro de Aprovechamiento de Veolia.	

Febrero:

ENVIADO	ACCIONES	CENTRO DE ACTIVIDAD	TIPO/CATEGORÍA	NOMBRE	NÚMERO PROMEDIO DE PERSONAS	FUNCIONARIO QUE REPORTA	GRUPO DE RESIDUOS	TIPOS DE RESIDUOS	CÓDIGO	CANTIDAD ALMACENADA PERIODO ANTERIOR (Kg)	CANTIDAD GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	CANTIDAD NO GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	APROVECHAMIENTO (Kg/mes)	TRATAMIENTO (Kg/mes)	DISPOSICIÓN FINAL (Kg/mes)	ALMACENAMIENTO (Kg/mes)	CANTIDAD DE RESIDUOS COMERCIALIZADOS (Kg/mes)	OBSERVACIONES	JUSTIFICACIÓN DE DIFERENCIAS RELEVANTES
Si	Eliminar	Subgerencia Distribución	Red - Red	Redes Transmisión y Distribución	1180	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Residuos vegetales (tala y poda)	010304	0.0000	664520.0000	0.0000	0.0000	0.0000	664520.0000	0.0000	0.0000	Residuos gestionados por SMP y INGEOMEGA	

Marzo:

ENVIADO	ACCIONES	CENTRO DE ACTIVIDAD	TIPO/CATEGORÍA	NOMBRE	NÚMERO PROMEDIO DE PERSONAS	FUNCIONARIO QUE REPORTA	GRUPO DE RESIDUOS	TIPOS DE RESIDUOS	CÓDIGO	CANTIDAD ALMACENADA PERIODO ANTERIOR (Kg)	CANTIDAD GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	CANTIDAD NO GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	APROVECHAMIENTO (Kg/mes)	TRATAMIENTO (Kg/mes)	DISPOSICIÓN FINAL (Kg/mes)	ALMACENAMIENTO (Kg/mes)	CANTIDAD DE RESIDUOS COMERCIALIZADOS (Kg/mes)	OBSERVACIONES	JUSTIFICACIÓN DE DIFERENCIAS RELEVANTES
Si	Eliminar	Subgerencia Distribución	Red - Red	Redes Transmisión y Distribución	1132	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Residuos vegetales (tala y poda)	010304	0.0000	550000.0000	0.0000	0.0000	0.0000	550000.0000	0.0000	0.0000	Residuos gestionados por SMP y INGEOMEGA	

Abril:

ENVIADO	ACCIONES	CENTRO DE ACTIVIDAD	TIPO/CATEGORÍA	NOMBRE	NÚMERO PROMEDIO DE PERSONAS	FUNCIONARIO QUE REPORTA	GRUPO DE RESIDUOS	TIPOS DE RESIDUOS	CÓDIGO	CANTIDAD ALMACENADA PERIODO ANTERIOR (Kg)	CANTIDAD GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	CANTIDAD NO GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	APROVECHAMIENTO (Kg/mes)	TRATAMIENTO (Kg/mes)	DISPOSICIÓN FINAL (Kg/mes)	ALMACENAMIENTO (Kg/mes)	CANTIDAD DE RESIDUOS COMERCIALIZADOS (Kg/mes)	OBSERVACIONES	JUSTIFICACIÓN DE DIFERENCIAS RELEVANTES
Si	Eliminar	Subgerencia Distribución	Red - Red	Redes Transmisión y Distribución	1111	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Residuos vegetales (tala y poda)	010304	0.0000	601480.0000	0.0000	0.0000	0.0000	601480.0000	0.0000	0.0000	Residuos gestionados por SMP y Ingeomega	

ALTERNATIVAS APROVECHAMIENTO BIOMASA DE PODA EN REDES ELÉCTRICAS

Mayo:

ENVIADO	ACCIONES	CENTRO DE ACTIVIDAD	INFRAESTRUCTURA /		NÚMERO PROMEDIO DE PERSONAS	FUNCIONARIO QUE REPORTA	GRUPO DE RESIDUOS	TIPOS DE RESIDUOS	CÓDIGO	CANTIDAD ALMACENADA PERIODO ANTERIOR (Kg)	CANTIDAD GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	CANTIDAD NO GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	GESTIÓN				OBSERVACIONES	JUSTIFICACIÓN DE DIFERENCIAS RELEVANTES	
			TIPO/CATEGORÍA	NOMBRE									APROVECHAMIENTO (Kg/mes)	TRATAMIENTO (Kg/mes)	DISPOSICIÓN FINAL (Kg/mes)	ALMACENAMIENTO (Kg/mes)			CANTIDAD DE RESIDUOS COMERCIALIZADOS (Kg/mes)
Si	Eliminar	Subgerencia Distribución	Red - Red	Redes Transmisión y Distribución	1174	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Residuos vegetales (tala y poda)	010304	0.0000	638700.0000	0.0000	0.0000	0.0000	638700.0000	0.0000	0.0000	Residuos gestionados por INGEOMEGA Y SMP	
Si	Eliminar	Subgerencia Subestaciones y Líneas	S - Subestación	Subestación La Ínsula	4	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Madera	010302	0.0000	528.0000	0.0000	0.0000	0.0000	528.0000	0.0000	0.0000		
Si	Eliminar	Subgerencia Subestaciones y Líneas	S - Subestación	Subestación Belén	10	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Madera	010302	0.0000	732.0000	0.0000	0.0000	0.0000	732.0000	0.0000	0.0000		

Junio:

ENVIADO	ACCIONES	CENTRO DE ACTIVIDAD	INFRAESTRUCTURA /		NÚMERO PROMEDIO DE PERSONAS	FUNCIONARIO QUE REPORTA	GRUPO DE RESIDUOS	TIPOS DE RESIDUOS	CÓDIGO	CANTIDAD ALMACENADA PERIODO ANTERIOR (Kg)	CANTIDAD GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	CANTIDAD NO GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	GESTIÓN				OBSERVACIONES	JUSTIFICACIÓN DE DIFERENCIAS RELEVANTES	
			TIPO/CATEGORÍA	NOMBRE									APROVECHAMIENTO (Kg/mes)	TRATAMIENTO (Kg/mes)	DISPOSICIÓN FINAL (Kg/mes)	ALMACENAMIENTO (Kg/mes)			CANTIDAD DE RESIDUOS COMERCIALIZADOS (Kg/mes)
Si	Eliminar	Subgerencia Distribución	Red - Red	Redes Transmisión y Distribución	1105	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Residuos vegetales	010304	0.0000	602970.0000	0.0000	0.0000	0.0000	602970.0000	0.0000	0.0000	GESTIONADO POR SMP E INGEOMEGA	
Si	Eliminar	Subgerencia Distribución	Sede administrativa	Sede administrativa	1105	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Madera	010302	0.0000	166.9000	0.0000	166.9000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	Residuos gestionados con el Centro de Aprovechamiento de Veolia.	

Julio:

ENVIADO	ACCIONES	CENTRO DE ACTIVIDAD	INFRAESTRUCTURA /		NÚMERO PROMEDIO DE PERSONAS	FUNCIONARIO QUE REPORTA	GRUPO DE RESIDUOS	TIPOS DE RESIDUOS	CÓDIGO	CANTIDAD ALMACENADA PERIODO ANTERIOR (Kg)	CANTIDAD GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	CANTIDAD NO GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	GESTIÓN				OBSERVACIONES	JUSTIFICACIÓN DE DIFERENCIAS RELEVANTES	
			TIPO/CATEGORÍA	NOMBRE									APROVECHAMIENTO (Kg/mes)	TRATAMIENTO (Kg/mes)	DISPOSICIÓN FINAL (Kg/mes)	ALMACENAMIENTO (Kg/mes)			CANTIDAD DE RESIDUOS COMERCIALIZADOS (Kg/mes)
Si	Eliminar	Subgerencia Distribución	Red - Red	Redes Transmisión y Distribución	1190	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Residuos vegetales	010304	0.0000	710380.0000	0.0000	0.0000	0.0000	710380.0000	0.0000	0.0000	Residuos de poda gestionados por SMP e Ingeomega	
Si	Eliminar	Subgerencia Subestaciones y Líneas	S - Subestación	Subestación La Ínsula	4	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Madera	010302	0.0000	762.0000	0.0000	0.0000	0.0000	762.0000	0.0000	0.0000		
Si	Eliminar	Subgerencia Subestaciones y Líneas	S - Subestación	Subestación Belén	10	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Madera	010302	0.0000	762.0000	0.0000	0.0000	0.0000	762.0000	0.0000	0.0000		

Agosto:

ENVIADO	ACCIONES	CENTRO DE ACTIVIDAD	INFRAESTRUCTURA /		NÚMERO PROMEDIO DE PERSONAS	FUNCIONARIO QUE REPORTA	GRUPO DE RESIDUOS	TIPOS DE RESIDUOS	CÓDIGO	CANTIDAD ALMACENADA PERIODO ANTERIOR (Kg)	CANTIDAD GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	CANTIDAD NO GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	GESTIÓN				OBSERVACIONES	JUSTIFICACIÓN DE DIFERENCIAS RELEVANTES	
			TIPO/CATEGORÍA	NOMBRE									APROVECHAMIENTO (Kg/mes)	TRATAMIENTO (Kg/mes)	DISPOSICIÓN FINAL (Kg/mes)	ALMACENAMIENTO (Kg/mes)			CANTIDAD DE RESIDUOS COMERCIALIZADOS (Kg/mes)
Si	Eliminar	Subgerencia Distribución	Red - Red	Redes Transmisión y Distribución	1210	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Residuos vegetales	010304	0.0000	271080.0000	0.0000	0.0000	0.0000	271080.0000	0.0000	0.0000	Residuos gestionados por SMP e Ingeomega	

ALTERNATIVAS APROVECHAMIENTO BIOMASA DE PODA EN REDES ELÉCTRICAS

Septiembre:

ENVIADO	ACCIONES	CENTRO DE ACTIVIDAD	INFRAESTRUCTURA /				NÚMERO PROMEDIO DE PERSONAS	FUNCIONARIO QUE REPORTA	GRUPO DE RESIDUOS	TIPOS DE RESIDUOS	CÓDIGO	CANTIDAD ALMACENADA PERIODO ANTERIOR (Kg)	CANTIDAD GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	CANTIDAD NO GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	GESTIÓN					OBSERVACIONES	JUSTIFICACIÓN DE DIFERENCIAS RELEVANTES
			TIPO/CATEGORÍA	NOMBRE	APROVECHAMIENTO (Kg/mes)	TRATAMIENTO (Kg/mes)									DISPOSICIÓN FINAL (Kg/mes)	ALMACENAMIENTO (Kg/mes)	CANTIDAD DE RESIDUOS COMERCIALIZADOS (Kg/mes)				
Si	Eliminar	Subgerencia Distribución	Red - Red	Redes Transmisión y Distribución	1160	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Residuos vegetales (tala y poda)	010304	0.0000	722620.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	722620.0000	0.0000	0.0000	Gestionado por SMP e Ingeomega		

Octubre:

ENVIADO	ACCIONES	CENTRO DE ACTIVIDAD	INFRAESTRUCTURA /				NÚMERO PROMEDIO DE PERSONAS	FUNCIONARIO QUE REPORTA	GRUPO DE RESIDUOS	TIPOS DE RESIDUOS	CÓDIGO	CANTIDAD ALMACENADA PERIODO ANTERIOR (Kg)	CANTIDAD GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	CANTIDAD NO GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	GESTIÓN					OBSERVACIONES	JUSTIFICACIÓN DE DIFERENCIAS RELEVANTES
			TIPO/CATEGORÍA	NOMBRE	APROVECHAMIENTO (Kg/mes)	TRATAMIENTO (Kg/mes)									DISPOSICIÓN FINAL (Kg/mes)	ALMACENAMIENTO (Kg/mes)	CANTIDAD DE RESIDUOS COMERCIALIZADOS (Kg/mes)				
Si	Eliminar	Subgerencia Distribución	Red - Red	Redes Transmisión y Distribución	1170	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Residuos vegetales (tala y poda)	010304	0.0000	691340.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	691340.0000	0.0000	0.0000	SMP e Ingeomega		
Si	Eliminar	Subgerencia Distribución	Admin. - Sede administrativa	Sede administrativa Sevilla	1170	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Madera	010302	0.0000	1650.0000	0.0000	0.0000	1650.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	Gestionado por LITTO		

Noviembre:

CENTRO DE ACTIVIDAD	TIPO/CATEGORÍA	NOMBRE	NÚMERO PROMEDIO DE PERSONAS	FUNCIONARIO QUE REPORTA	GRUPO DE RESIDUOS	TIPOS DE RESIDUOS	CÓDIGO	CANTIDAD ALMACENADA PERIODO ANTERIOR (Kg)	CANTIDAD GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	CANTIDAD NO GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	APROVECHAMIENTO (Kg/mes)	TRATAMIENTO (Kg/mes)	DISPOSICIÓN FINAL (Kg/mes)	ALMACENAMIENTO (Kg/mes)	CANTIDAD DE RESIDUOS COMERCIALIZADOS (Kg/mes)	OBSERVACIONES	JUSTIFICACIÓN DE DIFERENCIAS RELEVANTES
Subgerencia Distribución	Admin. - Sede administrativa	Sede administrativa a Aguachica	81	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Madera	010302	0.0000	14.0000	0.0000	14.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	Gestionados por LITTO	
Subgerencia Distribución	Admin. - Sede administrativa	Sede administrativa Sevilla	1180	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Madera	010302	0.0000	8554.0000	0.0000	0.0000	8554.0000	0.0000	0.0000	0.0000	Gestionados por LITTO	
Subgerencia Subestaciones y Líneas	S - Subestación	Subestación La Insuta	4	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Madera	010302	0.0000	2000.0000	0.0000	2000.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000		

Diciembre:

ENVIADO	ACCIONES	CENTRO DE ACTIVIDAD	INFRAESTRUCTURA /				NÚMERO PROMEDIO DE PERSONAS	FUNCIONARIO QUE REPORTA	GRUPO DE RESIDUOS	TIPOS DE RESIDUOS	CÓDIGO	CANTIDAD ALMACENADA PERIODO ANTERIOR (Kg)	CANTIDAD GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	CANTIDAD NO GENERADA POR LA EMPRESA (Kg/mes)	GESTIÓN					OBSERVACIONES	JUSTIFICACIÓN DE DIFERENCIAS RELEVANTES
			TIPO/CATEGORÍA	NOMBRE	APROVECHAMIENTO (Kg/mes)	TRATAMIENTO (Kg/mes)									DISPOSICIÓN FINAL (Kg/mes)	ALMACENAMIENTO (Kg/mes)	CANTIDAD DE RESIDUOS COMERCIALIZADOS (Kg/mes)				
Si	Eliminar	Subgerencia Distribución	Red - Red	Redes Transmisión y Distribución	1170	CLAUDIA LORENA SUAREZ DELGADO	Biodegradables	Residuos vegetales (tala y poda)	010304	0.0000	686670.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	686670.0000	0.0000	0.0000	SMP e Ingeomega		

ANEXO 2. SOPORTES TOMA DE MUESTRA.*1. ALISTAMIENTO.*

Actividad	Soporte
Alistamiento de herramientas.	 <p>The top photograph shows safety gear including two yellow hard hats, orange high-visibility vests, and safety harnesses laid out on a green tarp. A person's legs in blue jeans and black boots are visible on the right. The bottom photograph shows various tools such as ropes, a chainsaw, and other equipment laid out on a green tarp next to a vehicle with red and white stripes. A person's legs in blue jeans and black boots are visible on the right.</p>

ALTERNATIVAS APROVECHAMIENTO BIOMASA DE PODA EN REDES ELÉCTRICAS

Preparación del personal capacitado para la actividad de poda.



2. TOMA DE MUESTRA BIOMASA DE PODAS.

Punto de Muestra

Poda realizada en el Barrio Lleras de la Ciudad de Cúcuta.

Soporte



ALTERNATIVAS APROVECHAMIENTO BIOMASA DE PODA EN REDES ELÉCTRICAS

Poda Sector Los Cabos – Cúcuta.



Poda Sector Prados del Este – Cúcuta.



ALTERNATIVAS APROVECHAMIENTO BIOMASA DE PODA EN REDES ELÉCTRICAS

Recolección de muestra chipeada Sector Prados Norte – Área Metropolitana de Cúcuta.



Alistamiento de muestras en bolsas con sello para su conservación. – Ramas de chipeado.



ALTERNATIVAS APROVECHAMIENTO BIOMASA DE PODA EN REDES ELÉCTRICAS

Preparación de muestras de especies seleccionadas: Nim, Leucaena, Oithí, Mezcla de Chipeado – Hojas y ramas.



Alistamiento de las muestras de RPB para remisión al laboratorio en cadena de frío.



ALTERNATIVAS APROVECHAMIENTO BIOMASA DE PODA EN REDES ELÉCTRICAS

Recepción de muestras en el Laboratorio UNAB – Bucaramanga, Santander. Inicio del análisis próximo y elemental.



3. MUESTREO POME.



ANEXO 3. MODELO COSTO TRANSPORTE RPB.

1. Introducción.

El aprovechamiento energético de la biomasa residual depende en gran medida de los costos logísticos, siendo el transporte uno de los componentes de mayor incidencia económica. Para garantizar transparencia y trazabilidad, el cálculo del costo de transporte se realiza aplicando la Metodología de Costos del Ministerio de Transporte (2012), actualizada mediante el Índice de Precios al Consumidor (IPC) para el año 2025.

Este anexo desarrolla el modelo de cálculo paso a paso, presentando las fórmulas, criterios de actualización, distancias utilizadas y el método de conversión de COP/ton a COP/viaje, según lo establecido por MinTransporte.

2. Parámetros base utilizados.

Los parámetros operativos y económicos utilizados para el modelo se resumen en la siguiente tabla, con su justificación correspondiente.

Tabla 46. Parámetros y costos base del transporte.

Variable	Supuesto adoptado	Justificación / fuente
Volumen semanal de biomasa	71.19 t/semana (10.17 t/día)	CENS S.A.S. 2025
Días de transporte	7 días	Recolección continua
Tipo de vehículo	Volqueta (10 t capacidad útil)	Mercado nacional 2024
Rendimiento	3.5 km/galón	Manual MinTransporte 2023
Costo del diésel	\$10500 COP/galón	MinEnergía 2025
Costo cargue/descargue	\$60000 COP/h (1 h cargue + 1 h descargue)	Estudio logístico 2025
Costos por km (referencia MinTransporte)	Tarifa 2012 actualizada por IPC	MinTransporte 2012
Peajes	\$10k – \$50k según distancia	Invías 2025
Factor actualización IPC	1.9417685368	DANE 2012–2025

Fuente: Autor, 2025.

3. Actualización del valor base MinTransporte (2012 - 2025).

El valor de referencia MinTransporte (rutas regionales dobles troque) para *Cúcuta - Bucaramanga* (170 km) es:

- **Tarifa base 2012: \$46393 COP/ton**

Actualización por IPC (2012–2025):

$$Tarifa_{2025} = 46393 \times 1.9417685368 = 90084,47 \text{ COP/ton}$$

Este valor se toma como *base para escalamiento proporcional* según distancia.

4. Distancias operativas.

Tabla 47. Distancias desde el punto de acopio hacia el sitio de generación.

Municipio	Distancia (ida)	Observación
Cúcuta	59 km	Ruta directa
Tibú	73 km	Vía Tibú–Cúcuta
Ocaña	198 km	Ruta Ocaña–Cúcuta
Gamarra	284 km	Ruta Gamarra–Ocaña–Cúcuta

Fuente: Autor, 2025.

5. Ajuste proporcional del costo por distancia (COP/ton).

La metodología MinTransporte permite escalar el costo base por la relación directa:

$$Costo_{municipio} = Costo_{base} \times \left(\frac{Distancia_{municipio}}{170 \text{ km}} \right)$$

Tabla 48. Costo base del transporte por municipio sin cargue y descargue.

Municipio	Distancia	Costo base ajustado (COP/ton)
Cúcuta	59 km	90084.47 (valor base)
Tibú	73 km	38683.33
Ocaña	198 km	104921.91
Gamarra	284 km	150494.05

Fuente: Autor, 2025.

6. Costo de espera, carga y descarga.

El valor de hora hábil definido por MinTransporte (2012) se actualiza:

$$Valor_{2025} = \$1622 \text{ COP/h} \times 1.9417685368 = \$3148 \text{ COP/h} \cdot \text{ton}$$

Tiempo asumido por viaje:

- 1h de cargue
- 1h de descargue
- **Total: 2 h**

$$Costo_{cargue/desc} = 2 \text{ h} \times 3148 = \$6112.69 \text{ COP/ton}$$

7. Conversión MinTransporte: COP/ton → COP/viaje

La metodología establece multiplicar por 16^{12} , factor que incorpora:

- retornos en vacío,
- tiempos improductivos,
- costos indirectos,
- operación promedio nacional del vehículo.

$$Costo_{viaje} = Costo_{ton} \times 16$$

8. Resultados finales por municipio.

Tabla 49. Costo total transporte por municipio.

Punto	Costo total (COP/ton)	Costo por viaje (COP)	Viajes/semana	Costo semanal (COP)
Cúcuta	96197.16	1 539154	5	7 745772
Tibú	44 796.02	716736	2	1 453472
Ocaña	111034.60	1 776553	1	1 806554
Gamarra	156606.74	2 505708	1	2 555708
Total semanal	—	—	9	13 561506

¹² Costos por movilización y por tiempos logísticos. Ministerio del Transporte Colombia, 2012.

Fuente: Autor, 2025.

9. Conclusiones del modelo.

El modelo aplicado combina estrictamente:

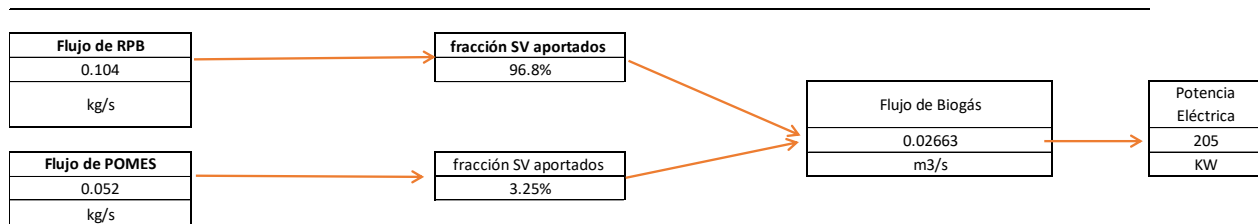
- la tarifa oficial del Ministerio del Transporte (2012),
- la actualización económica mediante IPC al 2025,
- la proporcionalidad por distancia,
- los tiempos de cargue y descargue conforme metodología,
- y la conversión a COP/viaje mediante el factor validado de MinTransporte.

El resultado es un esquema transparente, reproducible y verificable, adecuado para toma de decisiones en proyectos de aprovechamiento de biomasa residual.

ANEXO 4. MEMORIAS FINALES.

4.1 Digestión Anaerobia.

INCLUYA ACÁ LA DISPOSICIÓN DE BIOMASA REAL HÚMEDA CON LA QUE DESEA REALIZAR EL CÁLCULO				9	Ton/día		
Disposición Biomasa				Indicadores utilizados para producción POMES			
9	Ton/día	Producción de Biomasa en Mantenimiento CENS	CENS	0.73	m3 POME/TonRFF	Indicador POME por Tonelada	Literatura
375	kg/hora		CENS	0.055	m3 POMES/m3 POME	Producción POMES en piscinas	Literatura
0.104	kg/s		CENS	Producción POMES en Extractora "Grasas Catatumbo"			
511	kg/m3	Densidad del RPB	Laboratorio	45	Ton RFF/hora	Capacidad Planta Catatumbo	Prensa
<p style="text-align: center;">Con RIS=0,5 Se requieren 4,5 Toneladas de POMES + 9 Toneladas de RPB</p>				32.9	m3 POME/hora	Producción POME por Tonelada	Literatura
				1.807	m3 POMES/hora	Producción POMES en piscinas	Literatura
				1,017	kg/m3	Densidad del POMES	Laboratorio
				44.1	Ton POMES/día	Producción POMES por día	Calculado
				4.5	Ton POMES/día	Requerimiento Real	Cumple
Datos de laboratorio para RPB				Datos de laboratorio para POMES			
40%		Humedad del RPB	Laboratorio	0.055594	kg TS Pomes/Litro	Sólidos Totales	Laboratorio
60.0%		Porcentaje de Sólidos Totales	Laboratorio	0.037509	kg TVS/Litro	Sólidos Volátiles Totales	Laboratorio
91.60%	%TVS	Porcentaje de Sólidos Volátiles	Laboratorio	67.5%	%TVS	Porcentaje de Sólidos Volátiles	Calculado
				94.5%	Humedad relativa		Calculado
5.40	Ton TS/día	Flujo de sólidos totales RPB	Calculado	0.246	Ton TS/día	Flujo de sólidos totales RPB	Calculado
4.95	Ton TVS/día	Flujo sólidos volátiles RPB	Calculado	0.166	Ton TVS/día	Flujo sólidos volátiles RPB	Calculado
Proceso de Biodigestión con RPB + POMES con RIS=0,5							
Flujo de Sólidos Volátiles Totales en el biodigestor				5.11	Ton TVS/día		Calculado
Potencial bioquímico de Metano para la mezcla				270	Litros CH4/kg TVS		Laboratorio
Producción de Metano				1380	m3 CH4/día		Calculado
Porcentaje de Metano				60%	%	Porcentaje de metano típico	Literatura
Producción de Biogás				2,301	m3 Biogás/día		Calculado
Poder Calorífico Biogás				22,000	kJ/m3		Literatura
Eficiencia del grupo electrógeno				35%	%		Literatura
Potencia eléctrica producida				205	kW		Calculado



ALTERNATIVAS APROVECHAMIENTO BIOMASA DE PODA EN REDES ELÉCTRICAS

		Variación de CAPEX					
VPN Base	VPN	-\$ 2,760	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Factor de Planta	60%	-\$ 2,647	-\$ 2,912	-\$ 3,176	-\$ 3,441	-\$ 3,706
		65%	-\$ 2,439	-\$ 2,703	-\$ 2,968	-\$ 3,233	-\$ 3,498
		70%	-\$ 2,230	-\$ 2,495	-\$ 2,760	-\$ 3,025	-\$ 3,290
		75%	-\$ 2,022	-\$ 2,287	-\$ 2,552	-\$ 2,817	-\$ 3,082
		80%	-\$ 1,814	-\$ 2,079	-\$ 2,344	-\$ 2,609	-\$ 2,873

		Variación de CAPEX					
LCOE Base	LCOE	\$ 355	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355
		65%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355
		70%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355
		75%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355
		80%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355

		Variación de CAPEX					
VPN Sin Incentivos tributarios	VPN	\$ 405	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 170	-\$ 126	-\$ 423	-\$ 719	-\$ 1,015
		65%	\$ 583	\$ 287	-\$ 9	-\$ 305	-\$ 601
		70%	\$ 997	\$ 701	\$ 405	\$ 109	-\$ 187
		75%	\$ 1,411	\$ 1,115	\$ 819	\$ 523	\$ 227
		80%	\$ 1,825	\$ 1,529	\$ 1,233	\$ 937	\$ 641

		Variación de CAPEX					
VPN Con Incentivos tributarios	VPN	\$ 383	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 71	-\$ 236	-\$ 543	-\$ 849	-\$ 1,156
		65%	\$ 534	\$ 227	-\$ 80	-\$ 387	-\$ 694
		70%	\$ 996	\$ 689	\$ 383	\$ 76	-\$ 231
		75%	\$ 1,459	\$ 1,152	\$ 845	\$ 538	\$ 232
		80%	\$ 1,921	\$ 1,615	\$ 1,308	\$ 1,001	\$ 694

		Variación de CAPEX					
LCOE Sin Incentivos tributarios	VPN	\$ 395	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 408	\$ 435	\$ 461	\$ 488	\$ 515
		65%	\$ 376	\$ 401	\$ 426	\$ 451	\$ 475
		70%	\$ 349	\$ 372	\$ 395	\$ 418	\$ 441
		75%	\$ 326	\$ 348	\$ 369	\$ 391	\$ 412
		80%	\$ 306	\$ 326	\$ 346	\$ 366	\$ 386

		Variación de CAPEX					
LCOE Con Incentivos tributarios	LCOE	\$ 355	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 370	\$ 392	\$ 414	\$ 436	\$ 458
		65%	\$ 341	\$ 362	\$ 382	\$ 403	\$ 423
		70%	\$ 317	\$ 336	\$ 355	\$ 374	\$ 392
		75%	\$ 296	\$ 314	\$ 331	\$ 349	\$ 366
		80%	\$ 277	\$ 294	\$ 310	\$ 327	\$ 343

4.2 Combustión Directa.

INCLUYA ACÁ LA DISPOSICIÓN DE BIOMASA REAL HÚMEDA CON LA QUE DESEA REALIZAR EL CÁLCULO				9				Ton/día	
Con Peletizado				Sin Peletizado					
9	Ton/día	Producción de Biomasa húmeda en Mantenimiento CENS	CENS	9	Ton/día	Producción de Biomasa húmeda en Mantenimiento CENS	CENS		
40%	%HR	Humedad inicial del RPB	Laboratorio	40%	%HR	Humedad inicial del RPB	Laboratorio		
8%	%HR	Humedad final del RPB	Laboratorio	8%	%HR	Humedad final del RPB	Laboratorio		
0.50%	% masa	Pérdida de biomasa por secado	Literatura	0.50%	% masa	Pérdida de biomasa por secado	Literatura		
1.50%	% masa	Pérdida de biomasa por Molienda	Literatura	1.50%	% masa	Pérdida de biomasa por Molienda	Literatura		
3.0%	% masa	Pérdida de biomasa por peletizado	Literatura	0.0%	% masa	Pérdida de biomasa por peletizado	Literatura		
5.8	Ton/día	Biomasa seca disponible Final peletizada a la entrada de la caldera	Calculada	6.0	Ton/día	Biomasa seca disponible Final sin peletizar a la entrada de la caldera	Calculada		
241	kg/hora			249	kg/hora				
0.067	kg/s			0.069	kg/s				
PARÁMETROS DE LA CALDERA				PARÁMETROS DE LA TURBINA					
6	Ton/hora	Capacidad de la caldera (vapor)	Catálogo	500	kW	Potencia Nominal	Catálogo		
82%	%	Eficiencia de la Caldera		4.49	Ton/hora	Flujo de vapor Nominal			
1.6	Mpa	Presión del vapor		2	MPa	Presión de Entrada			
20	°C	Temperatura de alimentación del agua		0	MPa	Presión de Salida			
202	°C	Temperatura de salida (Saturación)		202	°C	Temperatura de entrada			
18,382	KJ/kg	PCI de la biomasa seca	Laboratorio	46.3	°C	Temperatura de salida			
858.6	KJ/kg	Entalpía del líquido saturado a 202°C	Propiedades	100%	%	Calidad a la entrada			
2,793	KJ/kg	Entalpía del vapor saturado a 202°C		84.5%	%	Calidad a la salida	Calculado		
				2,793	KJ/kg	Entalpía a la entrada	Propiedades		
						2,212		KJ/kg	Entalpía a la salida
						2,036		KJ/kg	Entalpía a condiciones isoentrópicas
				76.8%	%	Eficiencia isoentrópica	Calculado		
				72.6%	%	Eficiencia real de la turbina	Calculado		
				95%	%	Eficiencia del generador	Valor típico		
ENERGÍA CON PELETIZADO				ENERGÍA SIN PELETIZADO					
1,231	kW	Potencia térmica del combustible	Calculado	1,269	kW	Potencia térmica del combustible	Calculado		
1.88	Ton/hora	Flujo de vapor producido	Calculado	1.94	Ton/hora	Flujo de vapor producido	Calculado		
209	kW	Potencia eléctrica producida	Calculado	216	kW	Potencia eléctrica producida	Calculado		
42%	%	Factor de Carga de la Turbina	Calculado	43%	%	Factor de Carga de la Turbina	Calculado		

ALTERNATIVAS APROVECHAMIENTO BIOMASA DE PODA EN REDES ELÉCTRICAS

		Variación de CAPEX					
VPN Variable	VPN	-\$4,533	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
	Variación Factor de Planta	60%	-\$4,371	-\$4,818	-\$5,265	-\$5,713	-\$6,160
		65%	-\$4,005	-\$4,452	-\$4,899	-\$5,347	-\$5,794
		70%	-\$3,639	-\$4,086	-\$4,533	-\$4,980	-\$5,428
		75%	-\$3,273	-\$3,720	-\$4,167	-\$4,614	-\$5,062
		80%	-\$2,907	-\$3,354	-\$3,801	-\$4,248	-\$4,696

		Variación de CAPEX					
LCOE Variable	LCOE	\$526	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
	Variación Factor de Planta	60%	\$526	\$526	\$526	\$526	\$526
		65%	\$526	\$526	\$526	\$526	\$526
		70%	\$526	\$526	\$526	\$526	\$526
		75%	\$526	\$526	\$526	\$526	\$526
		80%	\$526	\$526	\$526	\$526	\$526

		Variación de CAPEX					
VPN Sin Incentivos tributarios	VPN	\$1,406	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
	Variación Factor de Planta	60%	\$877	\$412	-\$53	-\$517	-\$982
		65%	\$1,606	\$1,142	\$677	\$212	-\$253
		70%	\$2,336	\$1,871	\$1,406	\$942	\$477
		75%	\$3,066	\$2,601	\$2,136	\$1,671	\$1,207
		80%	\$3,795	\$3,330	\$2,866	\$2,401	\$1,936

		Variación de CAPEX					
VPN Con Incentivos tributarios	VPN	\$1,319	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
	Variación Factor de Planta	60%	\$669	\$181	-\$308	-\$796	-\$1,284
		65%	\$1,482	\$994	\$506	\$18	-\$471
		70%	\$2,296	\$1,808	\$1,319	\$831	\$343
		75%	\$3,109	\$2,621	\$2,133	\$1,644	\$1,156
		80%	\$3,923	\$3,434	\$2,946	\$2,458	\$1,969

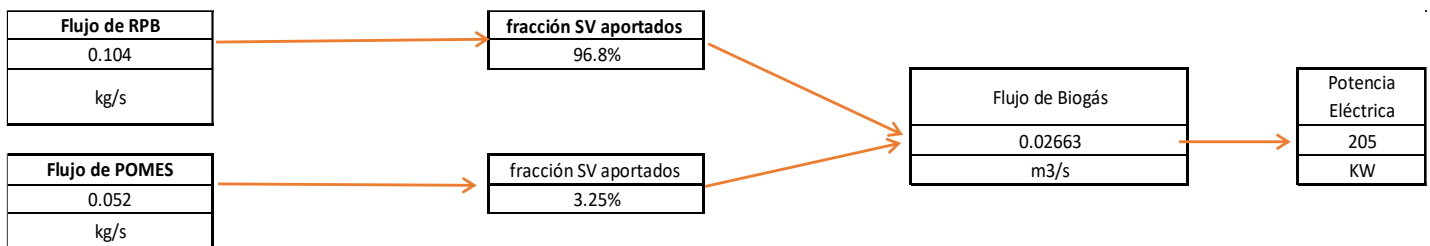
		Variación de CAPEX					
LCOE Sin Incentivos tributarios	LCOE	\$588	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
	Variación Factor de Planta	60%	\$605	\$646	\$687	\$727	\$768
		65%	\$558	\$596	\$634	\$671	\$709
		70%	\$518	\$553	\$588	\$623	\$658
		75%	\$484	\$517	\$549	\$582	\$615
		80%	\$454	\$484	\$515	\$576	\$576

		Variación de CAPEX					
LCOE Con Incentivos tributarios	LCOE	\$526	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
	Variación Factor de Planta	60%	\$547	\$581	\$614	\$648	\$681
		65%	\$505	\$536	\$567	\$598	\$629
		70%	\$469	\$498	\$526	\$555	\$584
		75%	\$438	\$464	\$491	\$518	\$545
		80%	\$410	\$435	\$461	\$486	\$511

ANEXO 5. SENSIBILIDAD_1_RPB_9TD_TRANSP.

5.1 Digestión Anaerobia.

INCLUYA ACÁ LA DISPOSICIÓN DE BIOMASA REAL HÚMEDA CON LA QUE DESEA REALIZAR EL CÁLCULO				9	Ton/día		
Disposición Biomasa				Indicadores utilizados para producción POMES			
9	Ton/día	Producción de Biomasa en Mantenimiento CENS	CENS	0.73	m3 POME/TonRFF	Indicador POME por Tonelada	Literatura
375	kg/hora		CENS	0.055	m3 POMES/m3 POME	Producción POMES en piscinas	Literatura
0.104	kg/s		CENS	Producción POMES en Extractora "Grasas Catatumbo"			
511	kg/m3	Densidad del RPB	Laboratorio	45	Ton RFF/hora	Capacidad Planta Catatumbo	Prensa
<p style="text-align: center;">Con RIS=0,5 Se requieren 4,5 Toneladas de POMES + 9 Toneladas de RPB</p>				32.9	m3 POME/hora	Producción POME por Tonelada	Literatura
				1.807	m3 POMES/hora	Producción POMES en piscinas	Literatura
				1,017	kg/m3	Densidad del POMES	Laboratorio
				44.1	Ton POMES/día	Producción POMES por día	Calculado
				4.5	Ton POMES/día	Requerimiento Real	Cumple
Datos de laboratorio para RPB				Datos de laboratorio para POMES			
40%		Humedad del RPB	Laboratorio	0.055594	kg TS Pomes/Litro	Sólidos Totales	Laboratorio
60.0%		Porcentaje de Sólidos Totales	Laboratorio	0.037509	kg TVS/Litro	Sólidos Volátiles Totales	Laboratorio
91.60%	%TVS	Porcentaje de Sólidos Volátiles	Laboratorio	67.5%	%TVS	Porcentaje de Sólidos Volátiles	Calculado
				94.5%	Humedad relativa		Calculado
5.40	Ton TS/día	Flujo de sólidos totales RPB	Calculado	0.246	Ton TS/día	Flujo de sólidos totales RPB	Calculado
4.95	Ton TVS/día	Flujo sólidos volátiles RPB	Calculado	0.166	Ton TVS/día	Flujo sólidos volátiles RPB	Calculado
Proceso de Biodigestión con RPB + POMES con RIS=0,5							
Flujo de Sólidos Volátiles Totales en el biodigestor				5.11	Ton TVS/día		Calculado
Potencial bioquímico de Metano para la mezcla				270	Litros CH4/kg TVS		Laboratorio
Producción de Metano				1380	m3 CH4/día		Calculado
Porcentaje de Metano				60%	%	Porcentaje de metano típico	Literatura
Producción de Biogás				2,301	m3 Biogás/día		Calculado
Poder Calorífico Biogás				22,000	kJ/m3		Literatura
Eficiencia del grupo electrógeno				35%	%		Literatura
Potencia eléctrica producida				205	kW		Calculado



ALTERNATIVAS APROVECHAMIENTO BIOMASA DE PODA EN REDES ELÉCTRICAS

		Variación de CAPEX					
VPN Base	VPN	-\$7,011	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Factor de Planta	60%	-\$ 6,898	-\$ 7,162	-\$ 7,427	-\$ 7,692	-\$ 7,957
		65%	-\$ 6,689	-\$ 6,954	-\$ 7,219	-\$ 7,484	-\$ 7,749
		70%	-\$ 6,481	-\$ 6,746	-\$ 7,011	-\$ 7,276	-\$ 7,541
		75%	-\$ 6,273	-\$ 6,538	-\$ 6,803	-\$ 7,068	-\$ 7,333
		80%	-\$ 6,065	-\$ 6,330	-\$ 6,595	-\$ 6,859	-\$ 7,124

		Variación de CAPEX					
LCOE Base	LCOE	\$ 355	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355
		65%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355
		70%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355
		75%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355
		80%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355

		Variación de CAPEX					
VPN Sin Incentivos tributarios	VPN	\$ 405	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 170	-\$ 126	-\$ 423	-\$ 719	-\$ 1,015
		65%	\$ 583	\$ 287	-\$ 9	-\$ 305	-\$ 601
		70%	\$ 997	\$ 701	\$ 405	\$ 109	-\$ 187
		75%	\$ 1,411	\$ 1,115	\$ 819	\$ 523	\$ 227
		80%	\$ 1,825	\$ 1,529	\$ 1,233	\$ 937	\$ 641

		Variación de CAPEX					
VPN Con Incentivos tributarios	VPN	\$ 383	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 71	-\$ 236	-\$ 543	-\$ 849	-\$ 1,156
		65%	\$ 534	\$ 227	-\$ 80	-\$ 387	-\$ 694
		70%	\$ 996	\$ 689	\$ 383	\$ 76	-\$ 231
		75%	\$ 1,459	\$ 1,152	\$ 845	\$ 538	\$ 232
		80%	\$ 1,921	\$ 1,615	\$ 1,308	\$ 1,001	\$ 694

		Variación de CAPEX					
LCOE Sin Incentivos tributarios	VPN	\$ 395	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 408	\$ 435	\$ 461	\$ 488	\$ 515
		65%	\$ 376	\$ 401	\$ 426	\$ 451	\$ 475
		70%	\$ 349	\$ 372	\$ 395	\$ 418	\$ 441
		75%	\$ 326	\$ 348	\$ 369	\$ 391	\$ 412
		80%	\$ 306	\$ 326	\$ 346	\$ 366	\$ 386

		Variación de CAPEX					
LCOE Con Incentivos tributarios	LCOE	\$ 355	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 370	\$ 392	\$ 414	\$ 436	\$ 458
		65%	\$ 341	\$ 362	\$ 382	\$ 403	\$ 423
		70%	\$ 317	\$ 336	\$ 355	\$ 374	\$ 392
		75%	\$ 296	\$ 314	\$ 331	\$ 349	\$ 366
		80%	\$ 277	\$ 294	\$ 310	\$ 327	\$ 343

5.2 Combustión Directa.

INCLUYA ACÁ LA DISPOSICIÓN DE BIOMASA REAL HÚMEDA CON LA QUE DESEA REALIZAR EL CÁLCULO				9				Ton/día
Con Peletizado				Sin Peletizado				
9	Ton/día	Producción de Biomasa húmeda en Mantenimiento CENS	CENS	9	Ton/día	Producción de Biomasa húmeda en Mantenimiento CENS	CENS	
40%	%HR	Humedad inicial del RPB	Laboratorio	40%	%HR	Humedad inicial del RPB	Laboratorio	
8%	%HR	Humedad final del RPB	Laboratorio	8%	%HR	Humedad final del RPB	Laboratorio	
0.50%	% masa	Pérdida de biomasa por secado	Literatura	0.50%	% masa	Pérdida de biomasa por secado	Literatura	
1.50%	% masa	Pérdida de biomasa por Molienda	Literatura	1.50%	% masa	Pérdida de biomasa por Molienda	Literatura	
3.0%	% masa	Pérdida de biomasa por peletizado	Literatura	0.0%	% masa	Pérdida de biomasa por peletizado	Literatura	
5.8	Ton/día	Biomasa seca disponible Final peletizada a la entrada de la caldera	Calculada	6.0	Ton/día	Biomasa seca disponible Final sin peletizar a la entrada de la caldera	Calculada	
241	kg/hora			249	kg/hora			
0.067	kg/s			0.069	kg/s			
PARÁMETROS DE LA CALDERA				PARÁMETROS DE LA TURBINA				
6	Ton/hora	Capacidad de la caldera (vapor)	Catálogo	500	kW	Potencia Nominal	Catálogo	
82%	%	Eficiencia de la Caldera		4.49	Ton/hora	Flujo de vapor Nominal		
1.6	Mpa	Presión del vapor		2	MPa	Presión de Entrada		
20	°C	Temperatura de alimentación del agua		0	MPa	Presión de Salida		
202	°C	Temperatura de salida (Saturación)		202	°C	Temperatura de entrada		
18,382	KJ/kg	PCI de la biomasa seca	Laboratorio	46.3	°C	Temperatura de salida		
858.6	KJ/kg	Entalpía del líquido saturado a 202°C	Propiedades	100%	%	Calidad a la entrada		
2,793	KJ/kg	Entalpía del vapor saturado a 202°C		84.5%	%	Calidad a la salida	Calculado	
				2,793	KJ/kg	Entalpía a la entrada		
				2,212	KJ/kg	Entalpía a la salida	Propiedades	
				2,036	KJ/kg	Entalpía a condiciones isoentrópicas		
				76.8%	%	Eficiencia isoentrópica	Calculado	
				72.6%	%	Eficiencia real de la turbina	Calculado	
				95%	%	Eficiencia del generador	Valor típico	
ENERGÍA CON PELETIZADO				ENERGÍA SIN PELETIZADO				
1,231	kW	Potencia térmica del combustible	Calculado	1,269	kW	Potencia térmica del combustible	Calculado	
1.88	Ton/hora	Flujo de vapor producido	Calculado	1.94	Ton/hora	Flujo de vapor producido	Calculado	
209	kW	Potencia eléctrica producida	Calculado	216	kW	Potencia eléctrica producida	Calculado	
42%	%	Factor de Carga de la Turbina	Calculado	43%	%	Factor de Carga de la Turbina	Calculado	

ALTERNATIVAS APROVECHAMIENTO BIOMASA DE PODA EN REDES ELÉCTRICAS

	VPN	Variación de CAPEX					
		\$ -9,540	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
VPN Variable	Variación Factor de Planta	60%	-\$ 9,378	-\$ 9,825	-\$ 10,272	-\$ 10,720	-\$ 11,167
		65%	-\$ 9,012	-\$ 9,459	-\$ 9,906	-\$ 10,354	-\$ 10,801
		70%	-\$ 8,646	-\$ 9,093	-\$ 9,540	-\$ 9,988	-\$ 10,435
		75%	-\$ 8,280	-\$ 8,727	-\$ 9,174	-\$ 9,621	-\$ 10,069
		80%	-\$ 7,914	-\$ 8,361	-\$ 8,808	-\$ 9,255	-\$ 9,703

	VPN	Variación de CAPEX					
		\$ 1,406	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
VPN Sin Incentivos tributarios	Variación Factor de Planta	60%	\$ 877	\$ 412	-\$ 53	-\$ 517	-\$ 982
		65%	\$ 1,606	\$ 1,142	\$ 677	\$ 212	-\$ 253
		70%	\$ 2,336	\$ 1,871	\$ 1,406	\$ 942	\$ 477
		75%	\$ 3,066	\$ 2,601	\$ 2,136	\$ 1,671	\$ 1,207
		80%	\$ 3,795	\$ 3,330	\$ 2,866	\$ 2,401	\$ 1,936

	LCOE	Variación de CAPEX					
		\$ 588	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
LCOE Sin Incentivos tributarios	Variación Factor de Planta	60%	\$ 605	\$ 646	\$ 687	\$ 727	\$ 768
		65%	\$ 558	\$ 596	\$ 634	\$ 671	\$ 709
		70%	\$ 518	\$ 553	\$ 588	\$ 623	\$ 658
		75%	\$ 484	\$ 517	\$ 549	\$ 582	\$ 615
		80%	\$ 454	\$ 484	\$ 515	\$ 576	\$ 576

	LCOE	Variación de CAPEX					
		\$ 526	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
LCOE Variable	Variación Factor de Planta	60%	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526
		65%	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526
		70%	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526
		75%	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526
		80%	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526

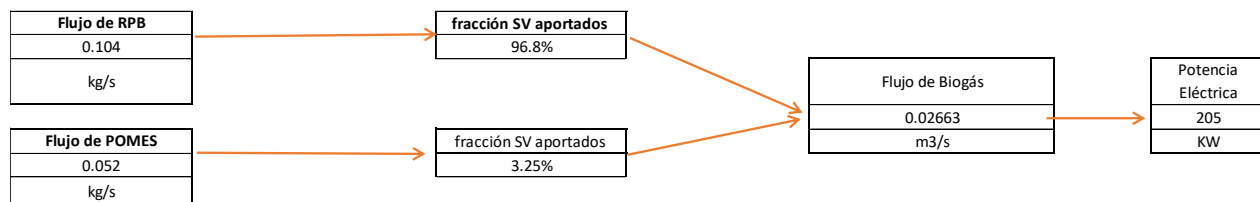
	VPN	Variación de CAPEX					
		\$ 1,319	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
VPN Con Incentivos tributarios	Variación Factor de Planta	60%	\$ 669	\$ 181	-\$ 308	-\$ 796	-\$ 1,284
		65%	\$ 1,482	\$ 994	\$ 506	\$ 18	-\$ 471
		70%	\$ 2,296	\$ 1,808	\$ 1,319	\$ 831	\$ 343
		75%	\$ 3,109	\$ 2,621	\$ 2,133	\$ 1,644	\$ 1,156
		80%	\$ 3,923	\$ 3,434	\$ 2,946	\$ 2,458	\$ 1,969

	LCOE	Variación de CAPEX					
		\$ 526	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
LCOE Con Incentivos tributarios	Variación Factor de Planta	60%	\$ 547	\$ 581	\$ 614	\$ 648	\$ 681
		65%	\$ 505	\$ 536	\$ 567	\$ 598	\$ 629
		70%	\$ 469	\$ 498	\$ 526	\$ 555	\$ 584
		75%	\$ 438	\$ 464	\$ 491	\$ 518	\$ 545
		80%	\$ 410	\$ 435	\$ 461	\$ 486	\$ 511

ANEXO 6. SENSIBILIDAD_2_RPB_9TD.

6.1 Digestión Anaerobia.

INCLUYA ACÁ LA DISPOSICIÓN DE BIOMASA REAL HÚMEDA CON LA QUE DESEA REALIZAR EL CÁLCULO				9		Ton/día	
Disposición Biomasa				Indicadores utilizados para producción POMES			
9	Ton/día	Producción de Biomasa en Mantenimiento CENS	CENS	0.73	m3 POME/TonRFF	Indicador POME por Tonelada	Literatura
375	kg/hora		CENS	0.055	m3 POMES/m3 POME	Producción POMES en piscinas	Literatura
0.104	kg/s		CENS	Producción POMES en Extractora "Grasas Catatumbo"			
511	kg/m3	Densidad del RPB	Laboratorio	45	Ton RFF/hora	Capacidad Planta Catatumbo	Prensa
Con RIS=0,5 Se requieren 4,5 Toneladas de POMES + 9 Toneladas de RPB				32.9	m3 POME/hora	Producción POME por Tonelada	Literatura
				1.807	m3 POMES/hora	Producción POMES en piscinas	Literatura
				1,017	kg/m3	Densidad del POMES	Laboratorio
				44.1	Ton POMES/día	Producción POMES por día	Calculado
				4.5	Ton POMES/día	Requerimiento Real	Cumple
Datos de laboratorio para RPB				Datos de laboratorio para POMES			
40%		Humedad del RPB	Laboratorio	0.055594	kg TS Pomes/Litro	Sólidos Totales	Laboratorio
60.0%		Porcentaje de Sólidos Totales	Laboratorio	0.037509	kg TVS/Litro	Sólidos Volátiles Totales	Laboratorio
91.60%	%TVS	Porcentaje de Sólidos Volátiles	Laboratorio	67.5%	%TVS	Porcentaje de Sólidos Volátiles	Calculado
				94.5%	Humedad relativa		Calculado
5.40	Ton TS/día	Flujo de sólidos totales RPB	Calculado	0.246	Ton TS/día	Flujo de sólidos totales RPB	Calculado
4.95	Ton TVS/día	Flujo sólidos volátiles RPB	Calculado	0.166	Ton TVS/día	Flujo sólidos volátiles RPB	Calculado
Proceso de Biodigestión con RPB + POMES con RIS=0,5							
Flujo de Sólidos Volátiles Totales en el biodigestor				5.11	Ton TVS/día		Calculado
Potencial bioquímico de Metano para la mezcla				270	Litros CH4/kg TVS		Laboratorio
Producción de Metano				1380	m3 CH4/día		Calculado
Porcentaje de Metano				60%	%	Porcentaje de metano típico	Literatura
Producción de Biogás				2,301	m3 Biogás/día		Calculado
Poder Calorífico Biogás				22,000	kJ/m3		Literatura
Eficiencia del grupo electrógeno				35%	%		Literatura
Potencia eléctrica producida				205	kW		Calculado



ALTERNATIVAS APROVECHAMIENTO BIOMASA DE PODA EN REDES ELÉCTRICAS

		Variación de CAPEX					
VPN		\$ -2,760	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
VPN Base	Factor de Planta	60%	-\$2,647	-\$2,912	-\$3,176	-\$3,441	-\$3,706
		65%	-\$2,439	-\$2,703	-\$2,968	-\$3,233	-\$3,498
		70%	-\$2,230	-\$2,495	-\$2,760	-\$3,025	-\$3,290
		75%	-\$2,022	-\$2,287	-\$2,552	-\$2,817	-\$3,082
		80%	-\$1,814	-\$2,079	-\$2,344	-\$2,609	-\$2,873

		Variación de CAPEX					
LCOE		\$ 355	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
LCOE Base	Variación Factor de Planta	60%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355
		65%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355
		70%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355
		75%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355
		80%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355

		Variación de CAPEX					
VPN		\$ 405	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
VPN Sin Incentivos tributarios	Variación Factor de Planta	60%	\$ 170	-\$ 126	-\$ 423	-\$ 719	-\$ 1,015
		65%	\$ 583	\$ 287	-\$ 9	-\$ 305	-\$ 601
		70%	\$ 997	\$ 701	\$ 405	\$ 109	-\$ 187
		75%	\$ 1,411	\$ 1,115	\$ 819	\$ 523	\$ 227
		80%	\$ 1,825	\$ 1,529	\$ 1,233	\$ 937	\$ 641

		Variación de CAPEX					
VPN		\$ 383	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
VPN Con Incentivos tributarios	Variación Factor de Planta	60%	\$ 71	-\$ 236	-\$ 543	-\$ 849	-\$ 1,156
		65%	\$ 534	\$ 227	-\$ 80	-\$ 387	-\$ 694
		70%	\$ 996	\$ 689	\$ 383	\$ 76	-\$ 231
		75%	\$ 1,459	\$ 1,152	\$ 845	\$ 538	\$ 232
		80%	\$ 1,921	\$ 1,615	\$ 1,308	\$ 1,001	\$ 694

		Variación de CAPEX					
VPN		\$ 395	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
LCOE Sin Incentivos tributarios	Variación Factor de Planta	60%	\$ 408	\$ 435	\$ 461	\$ 488	\$ 515
		65%	\$ 376	\$ 401	\$ 426	\$ 451	\$ 475
		70%	\$ 349	\$ 372	\$ 395	\$ 418	\$ 441
		75%	\$ 326	\$ 348	\$ 369	\$ 391	\$ 412
		80%	\$ 306	\$ 326	\$ 346	\$ 366	\$ 386

		Variación de CAPEX					
LCOE		\$ 355	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
LCOE Con Incentivos tributarios	Variación Factor de Planta	60%	\$ 370	\$ 392	\$ 414	\$ 436	\$ 458
		65%	\$ 341	\$ 362	\$ 382	\$ 403	\$ 423
		70%	\$ 317	\$ 336	\$ 355	\$ 374	\$ 392
		75%	\$ 296	\$ 314	\$ 331	\$ 349	\$ 366
		80%	\$ 277	\$ 294	\$ 310	\$ 327	\$ 343

6.2 Combustión Directa.

INCLUYA ACÁ LA DISPOSICIÓN DE BIOMASA REAL HÚMEDA CON LA QUE DESEA REALIZAR EL CÁLCULO				9		Ton/día		
Con Peletizado				Sin Peletizado				
9	Ton/día	Producción de Biomasa húmeda en Mantenimiento CENS	CENS	9	Ton/día	Producción de Biomasa húmeda en Mantenimiento CENS	CENS	
40%	%HR	Humedad inicial del RPB	Laboratorio	40%	%HR	Humedad inicial del RPB	Laboratorio	
8%	%HR	Humedad final del RPB	Laboratorio	8%	%HR	Humedad final del RPB	Laboratorio	
0.50%	% masa	Pérdida de biomasa por secado	Literatura	0.50%	% masa	Pérdida de biomasa por secado	Literatura	
1.50%	% masa	Pérdida de biomasa por Molienda	Literatura	1.50%	% masa	Pérdida de biomasa por Molienda	Literatura	
3.0%	% masa	Pérdida de biomasa por peletizado	Literatura	0.0%	% masa	Pérdida de biomasa por peletizado	Literatura	
5.8	Ton/día	Biomasa seca disponible Final peletizada a la entrada de la caldera	Calculada	6.0	Ton/día	Biomasa seca disponible Final sin peletizar a la entrada de la caldera	Calculada	
241	kg/hora			249	kg/hora			
0.067	kg/s			0.069	kg/s			
PARÁMETROS DE LA CALDERA				PARÁMETROS DE LA TURBINA				
6	Ton/hora	Capacidad de la caldera (vapor)	Catálogo	500	kW	Potencia Nominal	Catálogo	
82%	%	Eficiencia de la Caldera		4.49	Ton/hora	Flujo de vapor Nominal		
1.6	Mpa	Presión del vapor		2	MPa	Presión de Entrada		
20	°C	Temperatura de alimentación del agua		0	MPa	Presión de Salida		
202	°C	Temperatura de salida (Saturación)		202	°C	Temperatura de entrada		
18,382	KJ/kg	PCI de la biomasa seca	Laboratorio	46.3	°C	Temperatura de salida	Propiedades	
858.6	KJ/kg	Entalpía del líquido saturado a 202°C	Propiedades	100%	%	Calidad a la entrada		
2,793	KJ/kg	Entalpía del vapor saturado a 202°C		84.5%	%	Calidad a la salida		Calculado
				2,793	KJ/kg	Entalpía a la entrada		Propiedades
				2,212	KJ/kg	Entalpía a la salida		
				2,036	KJ/kg	Entalpía a condiciones isoentrópicas		
				76.8%	%	Eficiencia isoentrópica	Calculado	
				72.6%	%	Eficiencia real de la turbina	Calculado	
				95%	%	Eficiencia del generador	Valor típico	
ENERGÍA CON PELETIZADO				ENERGÍA SIN PELETIZADO				
1,231	kW	Potencia térmica del combustible	Calculado	1,269	kW	Potencia térmica del combustible	Calculado	
1.88	Ton/hora	Flujo de vapor producido	Calculado	1.94	Ton/hora	Flujo de vapor producido	Calculado	
209	kW	Potencia eléctrica producida	Calculado	216	kW	Potencia eléctrica producida	Calculado	
42%	%	Factor de Carga de la Turbina	Calculado	43%	%	Factor de Carga de la Turbina	Calculado	

ALTERNATIVAS APROVECHAMIENTO BIOMASA DE PODA EN REDES ELÉCTRICAS

	VPN	Variación de CAPEX					
VPN Variable		-\$ 4,533	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
	Variación Factor de Planta	60%	-\$ 4,371	-\$ 4,818	-\$ 5,265	-\$ 5,713	-\$ 6,160
		65%	-\$ 4,005	-\$ 4,452	-\$ 4,899	-\$ 5,347	-\$ 5,794
		70%	-\$ 3,639	-\$ 4,086	-\$ 4,533	-\$ 4,980	-\$ 5,428
		75%	-\$ 3,273	-\$ 3,720	-\$ 4,167	-\$ 4,614	-\$ 5,062
80%	-\$ 2,907	-\$ 3,354	-\$ 3,801	-\$ 4,248	-\$ 4,696		

	LCOE	Variación de CAPEX					
LCOE Variable		\$ 526	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526
		65%	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526
		70%	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526
		75%	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526
80%	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526		

	VPN	Variación de CAPEX					
VPN Sin Incentivos tributarios		\$ 1,406	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 877	\$ 412	-\$ 53	-\$ 517	-\$ 982
		65%	\$ 1,606	\$ 1,142	\$ 677	\$ 212	-\$ 253
		70%	\$ 2,336	\$ 1,871	\$ 1,406	\$ 942	\$ 477
		75%	\$ 3,066	\$ 2,601	\$ 2,136	\$ 1,671	\$ 1,207
80%	\$ 3,795	\$ 3,330	\$ 2,866	\$ 2,401	\$ 1,936		

	VPN	Variación de CAPEX					
VPN Con Incentivos tributarios		\$ 1,319	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 669	\$ 181	-\$ 308	-\$ 796	-\$ 1,284
		65%	\$ 1,482	\$ 994	\$ 506	\$ 18	-\$ 471
		70%	\$ 2,296	\$ 1,808	\$ 1,319	\$ 831	\$ 343
		75%	\$ 3,109	\$ 2,621	\$ 2,133	\$ 1,644	\$ 1,156
80%	\$ 3,923	\$ 3,434	\$ 2,946	\$ 2,458	\$ 1,969		

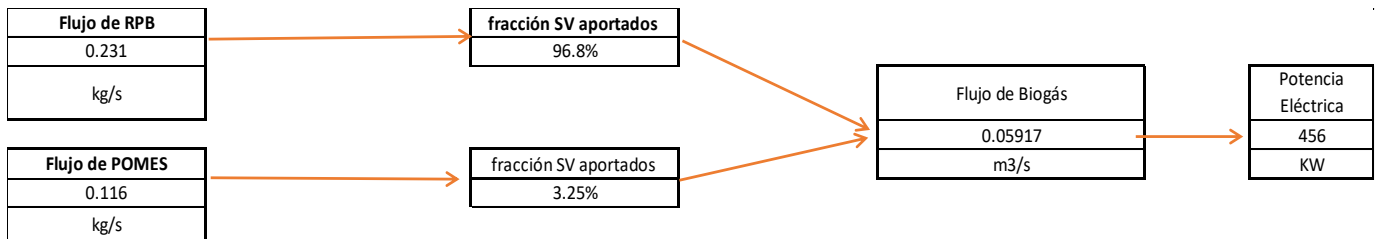
	LCOE	Variación de CAPEX					
LCOE Sin Incentivos tributarios		\$ 588	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 605	\$ 646	\$ 687	\$ 727	\$ 768
		65%	\$ 558	\$ 596	\$ 634	\$ 671	\$ 709
		70%	\$ 518	\$ 553	\$ 588	\$ 623	\$ 658
		75%	\$ 484	\$ 517	\$ 549	\$ 582	\$ 615
80%	\$ 454	\$ 484	\$ 515	\$ 576	\$ 576		

	LCOE	Variación de CAPEX					
LCOE Con Incentivos tributarios		\$ 526	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 547	\$ 581	\$ 614	\$ 648	\$ 681
		65%	\$ 505	\$ 536	\$ 567	\$ 598	\$ 629
		70%	\$ 469	\$ 498	\$ 526	\$ 555	\$ 584
		75%	\$ 438	\$ 464	\$ 491	\$ 518	\$ 545
80%	\$ 410	\$ 435	\$ 461	\$ 486	\$ 511		

ANEXO 7. SENSIBILIDAD_3_RPB_20TD.

7.1 Digestión Anaerobia.

INCLUYA ACÁ LA DISPOSICIÓN DE BIOMASA REAL HÚMEDA CON LA QUE DESEA REALIZAR EL CÁLCULO				20	Ton/día		
Disposición Biomasa				Indicadores utilizados para producción POMES			
20	Ton/día	Producción de Biomasa en Mantenimiento CENS	CENS	0.73	m3 POME/TonRFF	Indicador POME por Tonelada	Literatura
833.3333333	kg/hora		CENS	0.055	m3 POMES/m3 POME	Producción POMES en piscinas	Literatura
0.231	kg/s		CENS	Producción POMES en Extractora "Grasas Catatumbo"			
511	kg/m3	Densidad del RPB	Laboratorio	45	Ton RFF/hora	Capacidad Planta Catatumbo	Prensa
<p style="color: red;">Con RIS=0,5 Se requieren 4,5 Toneladas de POMES + 9 Toneladas de RPB</p>				32.9	m3 POME/hora	Producción POME por Tonelada	Literatura
				1.807	m3 POMES/hora	Producción POMES en piscinas	Literatura
				1,017	kg/m3	Densidad del POMES	Laboratorio
				44.1	Ton POMES/día	Producción POMES por día	Calculado
				10.0	Ton POMES/día	Requerimiento Real	Cumple
Datos de laboratorio para RPB				Datos de laboratorio para POMES			
40%		Humedad del RPB	Laboratorio	0.055594	kg TS Pomes/Litro	Sólidos Totales	Laboratorio
60.0%		Porcentaje de Sólidos Totales	Laboratorio	0.037509	kg TVS/Litro	Sólidos Volátiles Totales	Laboratorio
91.60%	%TVS	Porcentaje de Sólidos Volátiles	Laboratorio	67.5%	%TVS	Porcentaje de Sólidos Volátiles	Calculado
				94.5%	Humedad relativa		Calculado
12.00	Ton TS/día	Flujo de sólidos totales RPB	Calculado	0.547	Ton TS/día	Flujo de sólidos totales RPB	Calculado
10.99	Ton TVS/día	Flujo sólidos volátiles RPB	Calculado	0.369	Ton TVS/día	Flujo sólidos volátiles RPB	Calculado
Proceso de Biodigestión con RPB + POMES con RIS=0,5							
Flujo de Sólidos Volátiles Totales en el biodigestor				11.36	Ton TVS/día		Calculado
Potencial bioquímico de Metano para la mezcla				270	Litros CH4/kg TVS		Laboratorio
Producción de Metano				3067	m3 CH4/día		Calculado
Porcentaje de Metano				60%	%	Porcentaje de metano típico	Literatura
Producción de Biogás				5,112	m3 Biogás/día		Calculado
Poder Calorífico Biogás				22,000	kJ/m3		Literatura
Eficiencia del grupo electrógeno				35%	%		Literatura
Potencia eléctrica producida				456	kW		Calculado



ALTERNATIVAS APROVECHAMIENTO BIOMASA DE PODA EN REDES ELÉCTRICAS

		Variación de CAPEX					
VPN Base	VPN	\$ 101	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Factor de Planta	60%	-\$ 154	-\$ 489	-\$ 824	-\$ 1,159	-\$ 1,494
		65%	\$ 308	-\$ 27	-\$ 362	-\$ 697	-\$ 1,032
		70%	\$ 771	\$ 436	\$ 101	-\$ 234	-\$ 569
		75%	\$ 1,233	\$ 898	\$ 563	\$ 228	-\$ 107
		80%	\$ 1,696	\$ 1,361	\$ 1,026	\$ 691	\$ 356

		Variación de CAPEX					
LCOE Base	LCOE	\$ 355	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355
		65%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355
		70%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355
		75%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355
		80%	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355	\$ 355

		Variación de CAPEX					
VPN Sin Incentivos tributarios	VPN	\$ 405	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 170	-\$ 126	-\$ 423	-\$ 719	-\$ 1,015
		65%	\$ 583	\$ 287	-\$ 9	-\$ 305	-\$ 601
		70%	\$ 997	\$ 701	\$ 405	\$ 109	-\$ 187
		75%	\$ 1,411	\$ 1,115	\$ 819	\$ 523	\$ 227
		80%	\$ 1,825	\$ 1,529	\$ 1,233	\$ 937	\$ 641

		Variación de CAPEX					
VPN Con Incentivos tributarios	VPN	\$ 383	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 71	-\$ 236	-\$ 543	-\$ 849	-\$ 1,156
		65%	\$ 534	\$ 227	-\$ 80	-\$ 387	-\$ 694
		70%	\$ 996	\$ 689	\$ 383	\$ 76	-\$ 231
		75%	\$ 1,459	\$ 1,152	\$ 845	\$ 538	\$ 232
		80%	\$ 1,921	\$ 1,615	\$ 1,308	\$ 1,001	\$ 694

		Variación de CAPEX					
LCOE Sin Incentivos tributarios	VPN	\$ 395	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 408	\$ 435	\$ 461	\$ 488	\$ 515
		65%	\$ 376	\$ 401	\$ 426	\$ 451	\$ 475
		70%	\$ 349	\$ 372	\$ 395	\$ 418	\$ 441
		75%	\$ 326	\$ 348	\$ 369	\$ 391	\$ 412
		80%	\$ 306	\$ 326	\$ 346	\$ 366	\$ 386

		Variación de CAPEX					
LCOE Con Incentivos tributarios	LCOE	\$ 355	\$ 6,114,400	\$ 6,878,700	\$ 7,643,000	\$ 8,407,300	\$ 9,171,600
	Variación Factor de Planta	60%	\$ 370	\$ 392	\$ 414	\$ 436	\$ 458
		65%	\$ 341	\$ 362	\$ 382	\$ 403	\$ 423
		70%	\$ 317	\$ 336	\$ 355	\$ 374	\$ 392
		75%	\$ 296	\$ 314	\$ 331	\$ 349	\$ 366
		80%	\$ 277	\$ 294	\$ 310	\$ 327	\$ 343

ALTERNATIVAS APROVECHAMIENTO BIOMASA DE PODA EN REDES ELÉCTRICAS

7.2 Combustión Directa.

INCLUYA ACÁ LA DISPOSICIÓN DE BIOMASA REAL HÚMEDA CON LA QUE DESEA REALIZAR EL CÁLCULO				20				Ton/día
Con Peletizado				Sin Peletizado				
20	Ton/día	Producción de Biomasa húmeda en Mantenimiento CENS	CENS	20	Ton/día	Producción de Biomasa húmeda en Mantenimiento CENS	CENS	
40%	%HR	Humedad inicial del RPB	Laboratorio	40%	%HR	Humedad inicial del RPB	Laboratorio	
8%	%HR	Humedad final del RPB	Laboratorio	8%	%HR	Humedad final del RPB	Laboratorio	
0.50%	% masa	Pérdida de biomasa por secado	Literatura	0.50%	% masa	Pérdida de biomasa por secado	Literatura	
1.50%	% masa	Pérdida de biomasa por Molienda	Literatura	1.50%	% masa	Pérdida de biomasa por Molienda	Literatura	
3.0%	% masa	Pérdida de biomasa por peletizado	Literatura	0.0%	% masa	Pérdida de biomasa por peletizado	Literatura	
12.9	Ton/día	Biomasa seca disponible Final peletizada a la entrada de la caldera	Calculada	13.3	Ton/día	Biomasa seca disponible Final sin peletizar a la entrada de la caldera	Calculada	
536	kg/hora			552	kg/hora			
0.149	kg/s			0.153	kg/s			
PARÁMETROS DE LA CALDERA				PARÁMETROS DE LA TURBINA				
6	Ton/hora	Capacidad de la caldera (vapor)	Catálogo	500	kW	Potencia Nominal	Catálogo	
82%	%	Eficiencia de la Caldera		4.49	Ton/hora	Flujo de vapor Nominal		
1.6	Mpa	Presión del vapor		2	MPa	Presión de Entrada		
20	°C	Temperatura de alimentación del agua		0	MPa	Presión de Salida		
202	°C	Temperatura de salida (Saturación)		202	°C	Temperatura de entrada		
18,382	KJ/kg	PCI de la biomasa seca	Laboratorio	46.3	°C	Temperatura de salida		
858.6	KJ/kg	Entalpía del líquido saturado a 202°C	Propiedades	100%	%	Calidad a la entrada		
2,793	KJ/kg	Entalpía del vapor saturado a 202°C		84.5%	%	Calidad a la salida	Calculado	
				2,793	KJ/kg	Entalpía a la entrada	Propiedades	
				2,212	KJ/kg	Entalpía a la salida		
				2,036	KJ/kg	Entalpía a condiciones isoentrópicas		
				76.8%	%	Eficiencia isoentrópica	Calculado	
				72.6%	%	Eficiencia real de la turbina	Calculado	
				95%	%	Eficiencia del generador	Valor típico	
ENERGÍA CON PELETIZADO				ENERGÍA SIN PELETIZADO				
2,735	kW	Potencia térmica del combustible	Calculado	2,821	kW	Potencia térmica del combustible	Calculado	
4.17	Ton/hora	Flujo de vapor producido	Calculado	4.30	Ton/hora	Flujo de vapor producido	Calculado	
465	kW	Potencia eléctrica producida	Calculado	479	kW	Potencia eléctrica producida	Calculado	
93%	%	Factor de Carga de la Turbina	Calculado	96%	%	Factor de Carga de la Turbina	Calculado	

ALTERNATIVAS APROVECHAMIENTO BIOMASA DE PODA EN REDES ELÉCTRICAS

Datos de Flujo de Caja	Valor	Costos de Implementación	Valor	Estructura de Deuda	Valor	Indicadores financieros	Valor
Capacidad Instalada (KW)	479	EPC Costos (COP/kW)	\$ 11,642,000	Porcentaje de financiación	10%	Tasa de oportunidad (TIO)	14.0%
Factor de Capacidad	70%	Total Capex (MCOP)	\$ 5,581	Deuda al inicio del proyecto (MCOP)	\$ 558	Tasa de descuento (r)	10.0%
Energía Total producida (MWh/year)	2,940	Costos de Operación y Mantenimiento	Valor	Tasa de interés	10.0%	VPN (MCOP)	\$ 813.70
Precio de venta de la energía (COP/kWh)	\$ 526	Costos O&M (% CAPEX) (MCOP/año)	12.1%	Pago deuda anual	\$ 73.4	Tasa interna de Retorno (TIR)	12.5%
Inversión (MCOP)	\$ 5,581	Total O&M (MCOP/año)	\$ 674			Payback (años)	12
Vida útil del proyecto (años)	15	O&M tasa de incremento anual (IPC*)	3.51%				
Depreciación lineal (años)	5	Incremento anual en venta de energía (IPP*)	2.71%				
Tasa impuesto de renta	16.5%						

Concepto	Año 0	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
(+) Ingresos por venta de energía (MCOP)		\$ 1,547.44	\$ 1,589.37	\$ 1,632.44	\$ 1,676.68	\$ 1,722.12	\$ 1,768.79	\$ 1,816.73	\$ 1,865.96	\$ 1,916.53	\$ 1,968.46	\$ 2,021.81	\$ 2,076.60	\$ 2,132.88	\$ 2,190.68	\$ 2,250.04
(-) Costos de Operación & Mantenimiento (MCOP)		-\$ 673.56	-\$ 697.21	-\$ 721.68	-\$ 747.01	-\$ 773.23	-\$ 800.37	-\$ 828.46	-\$ 857.54	-\$ 887.64	-\$ 918.80	-\$ 951.05	-\$ 984.43	-\$ 1,018.98	-\$ 1,054.75	-\$ 1,091.77
DEUDA																
(+) Deuda - Inicio del periodo		\$ 558.12	\$ 540.55	\$ 521.23	\$ 499.97	\$ 476.59	\$ 450.87	\$ 422.58	\$ 391.46	\$ 357.23	\$ 319.58	\$ 278.16	\$ 232.60	\$ 182.48	\$ 127.35	\$ 66.71
(-) Intereses de deuda		-\$ 55.81	-\$ 54.05	-\$ 52.12	-\$ 50.00	-\$ 47.66	-\$ 45.09	-\$ 42.26	-\$ 39.15	-\$ 35.72	-\$ 31.96	-\$ 27.82	-\$ 23.26	-\$ 18.25	-\$ 12.73	-\$ 6.67
(-) Abono a Capital		-\$ 17.57	-\$ 19.32	-\$ 21.25	-\$ 23.38	-\$ 25.72	-\$ 28.29	-\$ 31.12	-\$ 34.23	-\$ 37.65	-\$ 41.42	-\$ 45.56	-\$ 50.12	-\$ 55.13	-\$ 60.64	-\$ 66.71
(-) Pago anual de deuda		-\$ 73.38	-\$ 73.38	-\$ 73.38	-\$ 73.38	-\$ 73.38	-\$ 73.38	-\$ 73.38	-\$ 73.38	-\$ 73.38	-\$ 73.38	-\$ 73.38	-\$ 73.38	-\$ 73.38	-\$ 73.38	-\$ 73.38
EBITDA		\$ 873.87	\$ 892.17	\$ 910.77	\$ 929.67	\$ 948.89	\$ 968.42	\$ 988.26	\$ 1,008.42	\$ 1,028.88	\$ 1,049.67	\$ 1,070.76	\$ 1,092.17	\$ 1,113.89	\$ 1,135.93	\$ 1,158.27
(-) Depreciación lineal		-\$ 1,116.23	-\$ 1,116.23	-\$ 1,116.23	-\$ 1,116.23	-\$ 1,116.23	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
(-) Interés de deuda		-\$ 55.81	-\$ 54.05	-\$ 52.12	-\$ 50.00	-\$ 47.66	-\$ 45.09	-\$ 42.26	-\$ 39.15	-\$ 35.72	-\$ 31.96	-\$ 27.82	-\$ 23.26	-\$ 18.25	-\$ 12.73	-\$ 6.67
Ingresos Gravables		-\$ 298.17	-\$ 278.12	-\$ 257.59	-\$ 236.55	-\$ 215.00	\$ 923.33	\$ 946.00	\$ 969.27	\$ 993.16	\$ 1,017.71	\$ 1,042.95	\$ 1,068.91	\$ 1,095.65	\$ 1,123.19	\$ 1,151.60
Impuesto de Renta		\$ 49.20	\$ 45.89	\$ 42.50	\$ 39.03	\$ 35.47	-\$ 152.35	-\$ 156.09	-\$ 159.93	-\$ 163.87	-\$ 167.92	-\$ 172.09	-\$ 176.37	-\$ 180.78	-\$ 185.33	-\$ 190.01
Flujo de Caja Año	-\$ 5,581.16	\$ 849.69	\$ 864.68	\$ 879.89	\$ 895.33	\$ 910.99	\$ 742.69	\$ 758.79	\$ 775.11	\$ 791.64	\$ 808.37	\$ 825.30	\$ 842.42	\$ 859.73	\$ 877.22	\$ 894.88
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Flujo de Caja Acumulado	-\$ 5,581.16	-\$ 4,808.71	-\$ 4,094.10	-\$ 3,433.02	-\$ 2,821.50	-\$ 2,255.85	-\$ 1,836.62	-\$ 1,447.24	-\$ 1,085.64	-\$ 749.91	-\$ 438.25	-\$ 148.99	\$ 119.43	\$ 368.47	\$ 599.47	\$ 813.70
Payback		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0	0

ALTERNATIVAS APROVECHAMIENTO BIOMASA DE PODA EN REDES ELÉCTRICAS

	VPN	Variación de CAPEX					
		\$ 814	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
VPN Variable	Variación Factor de Planta	60%	\$ 265	-\$ 274	-\$ 813	-\$ 1,352	-\$ 1,891
		65%	\$ 1,078	\$ 539	\$ 0	-\$ 539	-\$ 1,077
		70%	\$ 1,891	\$ 1,353	\$ 814	\$ 275	-\$ 264
		75%	\$ 2,705	\$ 2,166	\$ 1,627	\$ 1,088	\$ 549
		80%	\$ 3,518	\$ 2,979	\$ 2,440	\$ 1,902	\$ 1,363

	LCOE	Variación de CAPEX					
		\$ 526	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
LCOE Variable	Variación Factor de Planta	60%	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526
		65%	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526
		70%	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526
		75%	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526
		80%	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526	\$ 526

	VPN	Variación de CAPEX					
		\$ 1,406	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
VPN Sin Incentivos tributarios	Variación Factor de Planta	60%	\$ 877	\$ 412	-\$ 53	-\$ 517	-\$ 982
		65%	\$ 1,606	\$ 1,142	\$ 677	\$ 212	-\$ 253
		70%	\$ 2,336	\$ 1,871	\$ 1,406	\$ 942	\$ 477
		75%	\$ 3,066	\$ 2,601	\$ 2,136	\$ 1,671	\$ 1,207
		80%	\$ 3,795	\$ 3,330	\$ 2,866	\$ 2,401	\$ 1,936

	VPN	Variación de CAPEX					
		\$ 1,319	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
VPN Con Incentivos tributarios	Variación Factor de Planta	60%	\$ 669	\$ 181	-\$ 308	-\$ 796	-\$ 1,284
		65%	\$ 1,482	\$ 994	\$ 506	\$ 18	-\$ 471
		70%	\$ 2,296	\$ 1,808	\$ 1,319	\$ 831	\$ 343
		75%	\$ 3,109	\$ 2,621	\$ 2,133	\$ 1,644	\$ 1,156
		80%	\$ 3,923	\$ 3,434	\$ 2,946	\$ 2,458	\$ 1,969

	LCOE	Variación de CAPEX					
		\$ 588	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
LCOE Sin Incentivos tributarios	Variación Factor de Planta	60%	\$ 605	\$ 646	\$ 687	\$ 727	\$ 768
		65%	\$ 558	\$ 596	\$ 634	\$ 671	\$ 709
		70%	\$ 518	\$ 553	\$ 588	\$ 623	\$ 658
		75%	\$ 484	\$ 517	\$ 549	\$ 582	\$ 615
		80%	\$ 454	\$ 484	\$ 515	\$ 576	\$ 576

	LCOE	Variación de CAPEX					
		\$ 526	\$ 9,313,600	\$ 10,477,800	\$ 11,642,000	\$ 12,806,200	\$ 13,970,400
LCOE Con Incentivos tributarios	Variación Factor de Planta	60%	\$ 547	\$ 581	\$ 614	\$ 648	\$ 681
		65%	\$ 505	\$ 536	\$ 567	\$ 598	\$ 629
		70%	\$ 469	\$ 498	\$ 526	\$ 555	\$ 584
		75%	\$ 438	\$ 464	\$ 491	\$ 518	\$ 545
		80%	\$ 410	\$ 435	\$ 461	\$ 486	\$ 511

