

EVALUACIÓN PRELIMINAR DE LAS ALTERNATIVAS PARA EL  
APROVECHAMIENTO DEL BIOMETANO EN COLOMBIA.

Laura María Durán Lizcano, Lina Gabriela Claro Rodríguez

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Electricista

Director

PhD. Iván David Serna Suarez

Doctor en Ingeniería – Área Ingeniería Eléctrica

Codirectores

PhD. Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Doctor en Ingeniería – Área Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2022

### Agradecimientos

Este trabajo fue realizado dentro del marco del proyecto VIE 2695 titulado “Despacho óptimo coordinado de sistemas de transporte de energía eléctrica y gas en presencia de altas penetraciones de energía renovable” financiado por la "Universidad Industrial de Santander" (Santander, Colombia).

Le queremos agradecer a nuestro director de tesis, el Dr. Iván David Serna Suarez, por su guía, excelente desempeño y acompañamiento en esta última etapa tan importante de nuestra formación académica como estudiantes de pregrado. A nuestro codirector, el Dr. Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga, por su disposición, apoyo y guía en esta tesis de investigación.

**Dedicatoria.**

A mis padres, Fernando Durán y Esmeralda Lizcano, por ser dos seres incondicionales y darme todo su apoyo en cada etapa de mi vida, por su aliento, por ser ese faro de luz que guía mi camino. Infinitas gracias.

A mi hermana, Mayra Durán, por su apoyo, su cariño, su confianza, por ese animo que me da cada día.

A Fabian Valencia, por esa bella coincidencia que me apoyo en el transcurso de mi carrera, su cariño y darme ese apoyo y animo cuando más lo necesitaba.

A Eddy Lizcano y Chantal Camden, dos seres maravillosos que a pesar de la distancia siempre están ahí para darme ese apoyo incondicional.

*Laura María Durán Lizcano*

**Dedicatoria.**

A Dios y la Santísima Virgen por brindarme la sabiduría necesaria para dar cada paso durante el proceso.

A mi padre Gabriel por brindarme todo su amor, por ser mi ejemplo a seguir, por siempre ser mi fuerza, por creer en mi en todo momento, por brindarme ese apoyo tan incondicional y por formarme con un carácter inigualable que me han hecho la mujer fuerte que soy ahora.

A mi madre Luz Amanda por darme todo su amor, por ser mi ejemplo a seguir, por regalarme paz, por enseñarme a ver la vida de manera diferente, por ser el mayor ejemplo de fuerza, humildad y perseverancia y por ser mi ángel en la tierra.

A mis hermanas Angela y Valentina y a mi sobrina Mariángel por ser mi mayor alegría, por ser la razón de mi esfuerzo y mi mayor motivación para ser su ejemplo a seguir.

A mi Nono Esteban y a mi familia Rodríguez Montejo por llevarme en sus oraciones y por su apoyo incondicional.

A mi mejor amiga Lina Peña por emprender este viaje conmigo, por cada palabra de aliento y por jamás permitir que me diera por vencido por muy difíciles que estuvieran las cosas.

*Lina Gabriela Claro Rodríguez*

**Contenido**

Introducción .....	14
1. Objetivos.....	16
1.1. Objetivo general .....	16
1.2. Objetivos específicos.....	16
2. Tecnologías para la producción y el aprovechamiento de biometano.....	17
La gasificación .....	19
La pirolisis .....	21
La combustión.....	21
2.1. La gasificación de la biomasa (Thermal gasification of solid biomass) .....	28
2.2. La "mejora" del biogás (Upgrading biogas).....	29
2.2.1. Depuración, lavado o destilación con agua (water scrubbing - WATS).....	30
El lavado HPWS .....	32
El lavado NAPWS .....	32
2.2.2. Separación de membranas (membrane technology) .....	33
2.2.3. Procesos de absorción química (chemical absorption processes).....	34
2.2.4. Adsorción por oscilación de presión (pressure swing adsorption - PSA).....	36
2.2.5. Técnicas de mejora biológica (biological upgrade techniques).....	37
2.2.5. Tecnología criogénica para la separación de CH <sub>4</sub> /CO <sub>2</sub> .....	38
2.3. Escenario Internacional .....	39
2.4. Escenario Colombiano.....	41
3. Potencial energético de la biomasa para la producción de biometano .....	53
3.1. Potencial regional de biomasa para conversión a biogás en Colombia.....	56
3.2. Potencial energético de biomasa a través de combustión directa y digestión anaeróbica en Colombia.....	61

4. Prefactibilidad financiera de tecnologías para producción de biometano .....	91
4.1. Proyectos internacionales.....	97
4.2. Caso de estudio, Santander Colombia, Adaptado (TECSOL, 2017) .....	104
4.2.1. Evaluación espacial de la disponibilidad regional de residuos de cultivos .....	105
4.2.2. Evaluación de los rendimientos de metano.....	105
4.2.3. Determinación de sitios candidatos para la instalación de plantas de digestión anaeróbica (DA).....	107
4.2.4. Evaluación de técnicas y factibilidad económica .....	108
4.2.5. Resultados y discusión.....	109
Conclusiones .....	121
Referencias.....	122

**Lista de tablas**

Tabla 1. Composición del biogás.....	18
Tabla 2 Impurezas del biogás, su posible impacto y tecnologías disponibles para su tratamiento .....	25
Tabla 3 Proyectos Nacionales .....	46
Tabla 4 Proyectos de biogás reportados en Colombia .....	50
Tabla 5 Sectores y Biomosas residuales estudiadas.....	58
Tabla 6 Producción y participación de las biomosas de estudio .....	60
Tabla 7. resumen costos de inversión generación de biogás por MMBTU y precio de gas natural (pesos de 2016) .....	69
Tabla 8 El potencial energético de los residuos de biomasa agrícola y agroindustrial.....	70
Tabla 9 Potencial energético de los residuos de biomasa ganadera (LSM) y matadero (SW)	75
Tabla 10 El potencial energético de los residuos agrícolas, ganaderos y agroindustriales.....	78
Tabla 11 Costo de inversión de biogás para diferentes biomosas.....	96
Tabla 12 Comparativa de tarifa al consumidor final de energéticos .....	97
Tabla 13 Evaluación de costos de la planta de energía Karadiyana .....	100
Tabla 14 Residuos de cultivos disponibles como fuentes de bioenergía. ....	115
Tabla 15 Caracterización de residuos de cultivo. ....	116
Tabla 16 Rendimiento de metano para residuos de cultivos seleccionados. ....	117
Tabla 17 Rentabilidad de instalaciones de digestión anaerobia para varios tamaños de plantas .....	118

## Lista de figuras

<b>Figura 1</b> Procesos de conversión termoquímica de biomasa .....	19
Figura 2. Esquema de un prototipo de gasificador de la biomasa .....	20
Figura 3 Equivalencias de biogás con otras fuentes de energía.....	22
Figura 4 Esquema conceptual de acondicionamiento de biogás a biometano .....	23
Figura 5 Usos potenciales del biogás y el biometano .....	24
Figura 6 Vías de producción de biogás y biometano .....	28
Figura 7 gasificación de biomasa.....	29
Figura 8 Mejora del Biogás.....	30
Figura 9. Mejora del biogás mediante depuración con agua .....	31
Figura 10. Proceso de purificación de biogás de membrana .....	34
Figura 11. Mejora de biogás por absorción química.....	35
Figura 12 Mejora de biogás por PSA de CO <sub>2</sub> .....	36
Figura 13. Mejoramiento de biogás .....	37
Figura 14. Diagrama de flujo de separación criogénica de biogás .....	38
Figura 15 Ejemplo de inadecuada disposición final de residuos sólidos en las inmediaciones de la Ciénaga de Las Quintas, sector Bazurto, Cartagena .....	43
Figura 16 Potencial técnico biomasa, estudio 1 .....	55
Figura 17 Potencial técnico biomasa, estudio 2.....	56
Figura 18 Sectores y Biomosas residuales estudiadas .....	59
Figura 19 Producción y participación de las biomosas de estudio.....	61
Figura 20 El potencial energético de la biomasa disponible para aplicaciones energética .....	80
Figura 21 Generación de estiércol avícola durante el año 2016 en Colombia.....	81
Figura 22. Generación de estiércol bovino durante el año 2016 en Colombia .....	82

Figura 23 Generación de estiércol porcino durante el año 2016 en Colombia.....	83
Figura 24 Generación de banano de rechazo durante el año 2016 en Colombia.....	84
Figura 25 Generación de residuos líquidos provenientes de platas extractoras de aceite durante el año 2016 en Colombia .....	85
Figura 26 Generación de RSU en los principales departamentos de Colombia durante el año 2016.....	86
Figura 27 Generación de aguas residuales en algunas ciudades con PTAR durante el año 2016 en Colombia.....	87
Figura 28 Generación de residuos de macerado de cebada en plantas productoras de cerveza en Colombia.....	88
Figura 29 Generación de lodos y barros grasos de la industria Láctea en Colombia. ....	89
Figura 30 Generación de vinazas en plantas productoras de alcohol carburante durante el año 2016 en Colombia.....	90
Figura 31 Producción y usos del biogás a escala doméstica.....	92
Figura 32 Producción y usos del biogás a escala industrial.....	94
Figura 33 Comparación relativa del costo de la electricidad por kwhr para diferentes plantas .....	99
Figura 34 Producción de biometano y bioetanol a partir de glicerol crud.....	103
Figura 35 Sitios óptimos en Santander para la instalación de la planta de AD. ....	113

**Lista de acrónimos**

AD	Digestión Anaeróbica
BMP	Potencial de Biometano
BP	Puntos de biomasa
BSW	Tallo de plátano
C/N	Carbón/Nitrógeno
CBM	Biometano comprimido
CH <sub>4</sub>	Metano
CNG	Gas natural comprimido
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
COD	Demanda química de oxígeno
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DC	Combustión Directa
FB	Bagazo de fique
GEI	Gases de efecto invernadero
H <sub>2</sub> S	Ácido Sulfhídrico
HHV	Poder Calorífico
HPWS	Lavado con alta presión
LBM	Biometano licuado
LHV	Valor calorífico bajo
LNG	Gas natural licuado
LSM	Residuos de biomasa ganadera
MC	Contenido de humedad

MEB	Separación de membranas
MHD	Magnetohidrodinámica
NAPWS	Lavado con presión casi atmosférica
PAW	Residuos de papaya
PEFB	Racimos de fruta vacíos de palma
POW	Residuos de papa
PSA	Adsorción por oscilación de presión
RPR	Relación residuo-producto
RSU	Residuos sólidos municipales
SCV	Vinaza de caña de azúcar
SDSS	Sistema de apoyo a la toma de decisiones espaciales
SNT	Sistema nacional de transporte
SW	Residuos de biomasa de mataderos
TIR	Tasa interna de retorno
TPW	Residuos de cebolla verde
TS	Sólidos totales
UPME	Unidad de planeación Minero-Energética
VS	Sólidos volátiles
WATS	Destilación con agua

## Resumen

**Título:** Evaluación preliminar de las alternativas para el aprovechamiento del biometano en Colombia.

**Autor:** Laura María Durán Lizcano; Lina Gabriela Claro Rodríguez.

**Palabras Clave:** Biomasa, Biogás, Biometano, Mejora del biogás, Gas de síntesis.

**Descripción:** en este estudio se hizo una recopilación bibliográfica de las tecnologías que se encuentran actualmente para la obtención del biometano, en esta revisión se encontraron: destilación con agua, absorción química, oscilación de presión, separación de membranas y criogenia. De igual forma se realizó una recopilación del potencial energético de las biomásas disponibles en Colombia el cual se separó en cuatro grupos: Pecuario con un residuo estimado en 83.497.181 Ton/año en el sector Bovino, agrícola con un residuo estimado en 23.816.051 Ton/año en el sector del plátano, urbano con un residuo estimado en 19.422.647 Ton/año es en sector de lodos e industrial con un residuo estimado en 9.587.333 Ton/año en el sector de la destilería. Teniendo esta información se procedió a recopilar información para hacer un análisis comparativo de las tecnologías para la obtención del biometano y la biomasa disponible en Colombia, al realizar la recolección de la información pudimos notar que Colombia no ha avanzado en la producción de biometano, sus estudios se han enfocado en investigaciones académicas y en informes oficiales sobre la estimación de su potencial de generación a partir de biomasa residual de diferente origen, y no ha sido posible precisar la formulación o desarrollo de planes o programas, públicos o privados.

### Abstract

**Title:** Preliminary evaluation of the alternatives for the use of biomethane in Colombia.

**Author:** Laura María Durán Lizcano; Lina Gabriela Claro Rodríguez.

**Keywords:** Biomass, Biogas, Biomethane, Biogas upgrading, Synthesis gas.

**Description:** in this study a bibliographic compilation was made of the technologies that are currently found for obtaining biomethane, in this review were found: distillation with water, chemical absorption, pressure swing, membrane separation and cryogenics. Similarly, a compilation of the energy potential of biomasses available in Colombia was made, which was separated into four groups: Livestock with an estimated residue of 83,497,181 tons/year in the bovine sector, agricultural with an estimated residue of 23,816,051 tons/year in the banana sector, urban with an estimated residue of 19,422,647 tons/year in the sludge sector and industrial with an estimated residue of 9,587,333 tons/year in the distillery sector. Having this information we proceeded to collect information to make a comparative analysis of the technologies for obtaining biomethane and the biomass available in Colombia, when collecting the information we could notice that Colombia has not advanced in the production of biomethane, its studies have focused on academic research and official reports on the estimation of its generation potential from residual biomass of different origin, and it has not been possible to specify the formulation or development of plans or programs, public or private.

## Introducción

Debido al crecimiento económico y demográfico, la demanda de energía tiende a aumentar, esto ha motivado a generar avances en la investigación y encontrar alternativas para suplir esta necesidad energética. Una de estas alternativas es el uso del biometano, que se compone de CH<sub>4</sub> (95–99 %) y CO<sub>2</sub> (1–5%), sin trazas de H<sub>2</sub>S.; proviene de la refinación del biogás obtenido ya sea por tecnologías térmicas o biológicas, cuya materia prima es la materia orgánica (biomasa). (Aparicio, 2015)

Colombia a pesar de tener un alto potencial energético desde la biomasa, no ha avanzado en la producción de biometano. Sus estudios se han enfocado en investigaciones académicas y en informes oficiales sobre la estimación de su potencial de generación a partir de biomasa residual de diferente origen, y no ha sido posible precisar la formulación o desarrollo de planes o programas, públicos o privados, sobre el diseño y construcción de plantas piloto de producción u otras de mayor escala con fines comerciales (CYTED, 2020)

Considerando lo anterior, este trabajo tiene como objetivo realizar una recopilación de las posibles tecnologías para la producción del biometano, hacer una recopilación del potencial energético del país a partir de la biomasa disponible y analizar su prefactibilidad financiera de las tecnologías dependiendo de la biomasa disponible en Colombia, a través de una revisión de la literatura técnica.

En el primer capítulo de este trabajo se habla sobre las tecnologías disponibles a nivel mundial, tanto las más utilizadas como las que están aún en desarrollo para la producción de biometano; luego, en el capítulo 2, se habla de cómo estas tecnologías se enlazan con la

producción actual de biomasa que tiene el panorama colombiano. Seguidamente, se realizará una exposición de las fuentes de las biomasas disponibles en el territorio colombiano, se expondrán unos casos internacionales y algunos casos nacionales de la producción del biogás como elementos primarios para la producción del biometano. En el tercer capítulo, se analiza el potencial energético disponible que tiene Colombia basado principalmente en los residuos de mayor producción a nivel nacional y se analizan dos casos de estudio presentes en la literatura técnica; luego, en el cuarto capítulo, se revisa un estudio de prefactibilidad en el cual se va a determinar cuál de todos los elementos disponibles de biomasa producen la mejor alternativa; finalmente se presentan algunas conclusiones de la recopilación y análisis presentados.

## 1. Objetivos

### 1.1. Objetivo general

Realizar un estudio de las tecnologías en el contexto colombiano para aprovechar el potencial del biometano como fuente de energía alternativa.

### 1.2. Objetivos específicos

- Realizar una revisión bibliográfica de tecnologías comúnmente usadas en Colombia para la producción y el aprovechamiento del biometano.
- Realizar una revisión bibliográfica del potencial energético de diferentes tipos de biomasa para la producción de biometano en Colombia.
- Realizar un análisis comparativo de las tecnologías de producción de biometano dependiendo del tipo de biomasa disponible en Colombia y de la prefactibilidad financiera de dichas tecnologías.

## 2. Tecnologías para la producción y el aprovechamiento de biometano

Debido al acelerado crecimiento de la industria, la población humana y el aumento del nivel de vida, gran parte de la demanda mundial de energía, que aumenta exponencialmente cada año, se ha cubierto con combustibles derivados del petróleo. Según modelos econométricos formados para calcular la duración del agotamiento de las reservas de combustibles fósiles, el petróleo tiene 35 años y el carbón una reserva de 107 años. Además, otro tema preocupante sobre los combustibles derivados del petróleo es el daño ambiental de las emisiones (Sayin & Ciniviz, 2021). Debido a esto, existe la necesidad de hallar recursos energéticos alternativos que sean renovables, ambientalmente sostenibles y económicamente factibles (Shahabaldin, y otros, 2020).

El combustible fósil de menor impacto ambiental es el gas natural, pero de acuerdo con la UPME se proyecta una lenta disminución de las reservas y un aumento de su consumo por parte de la población colombiana, lo que anuncia una posible crisis de abastecimiento (Aparicio, 2015). La biomasa para la producción de biocombustibles puede contribuir a reducir la dependencia de los combustibles fósiles (Espada, Villalobos, & Rodríguez, 2021). Es por esto por lo que Colombia poco a poco ha venido ganando terreno en la producción de biocombustibles líquidos de primera generación, y comienza a apostarle al desarrollo de proyectos que incentiven el aprovechamiento de los residuos orgánicos para la generación de energía a través de la producción de biogás (Aparicio, 2015).

Dicho de otra manera, una de las fuentes de energía renovable más relevante son los desechos orgánicos como alimentos, estiércol animal y materiales vegetales, a partir de los cuales se pueden producir productos valiosos. Uno de estos productos es el biogás (iea, 2020), el cual es una mezcla de  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$  y pequeñas cantidades de otros gases producidos por la

digestión anaeróbica de materia orgánica en un ambiente libre de oxígeno -lo anterior se describe en la Tabla 1 (iea, 2020). De los métodos disponibles para la producción de energía a partir de la biomasa, existen dos rutas principales: la conversión termoquímica y biológica (Balat, Balat, Kirtay, & Balat, 2009).

**TABLA 1.**

Composición del biogás, (Aparicio, 2015).

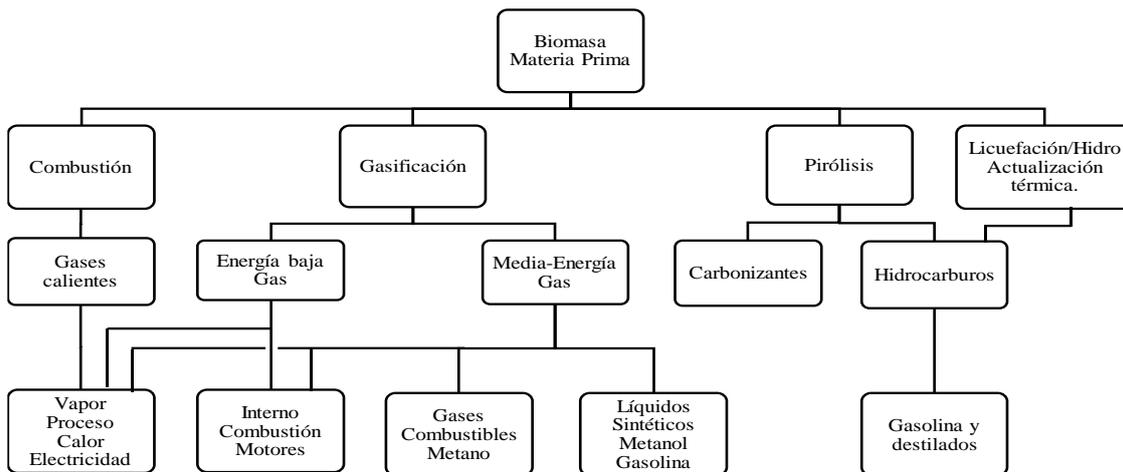
<b>Compuesto</b>	<b>Cantidad aproximada</b>
Metano	40% - 75%
Dióxido de Carbono	15% - 60%
Vapor de agua	5% - 10%
Ácido Sulfhídrico	0.005% - 2%
Siloxanos	0% - 0.02%
Hidrocarburos halogenados (COV*)	<0.6%
Amoniaco	<1%
Oxígeno	0% - 1%
Monóxido de Carbono	<0.6%
Nitrógeno	0% - 2%

Por parte de las rutas termoquímicas de conversión se cuenta con procesos tales como la pirólisis, la gasificación, la combustión y la licuefacción (Ver Figura 1). Los productos de los procesos termoquímicos se dividen en una fracción volátil formada por gases, vapores y componentes de alquitrán y un residuo sólido rico en carbono. Estas diferentes técnicas de procesamiento tienden a enfatizar diferentes subconjuntos de mecanismos dentro del gran grupo de mecanismos químicos potenciales mediante los cuales la biomasa se convierte en

productos primarios y, posteriormente, se convierte en mayor o menor medida en productos finales (Balat, Balat, Kirtay, & Balat, 2009). A continuación, se detallan brevemente algunos de los principales procesos de conversión termoquímica de la biomasa.

**Figura 1**

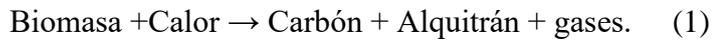
Procesos de conversión termoquímica de biomasa, (McKendry P. , 2002).



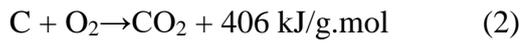
### La gasificación

Es la conversión de biomasa en un gas combustible, llamados también gases de síntesis, calentándola en un medio de gasificación como el aire, oxígeno o vapor (poder calorífico de 4 a 6 MJ· Nm<sup>-3</sup>) [49], Ver Figura 2 (Curbelo, 2014). A diferencia de la combustión donde la oxidación es sustancialmente completa, la gasificación es un proceso que invierte la energía química intrínseca del carbono de la biomasa en gas combustible en cuatro etapas las cuales son: reacción de la zona de secado, reacción de la zona de pirólisis, reacciones en la zona de oxidación, reacciones de la zona de reducción, ver ecuaciones (1) – (7) (Zhang, Wu, Huang, Wu, & Gao, 2022). El gas producido se puede estandarizar en su calidad, es más fácil y versátil de usar que la biomasa original, por ejemplo, se puede utilizar para alimentar

motores de gas y turbinas de gas, como materia prima química para producir combustibles líquidos (McKendry, 2002)



Reacciones en la zona de oxidación:



Reacciones de la zona de reducción:

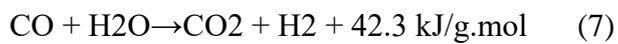
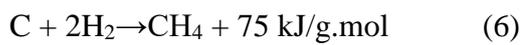
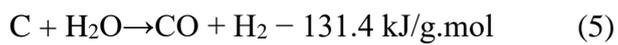
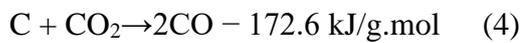
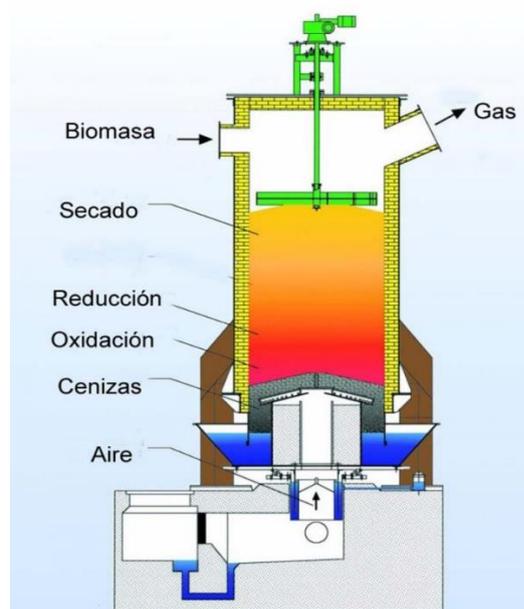


FIGURA 2.

Esquema de un prototipo de gasificador de la biomasa



### La pirolisis

Es la descomposición térmica de materiales en ausencia de oxígeno o cuando hay una cantidad significativamente menor de oxígeno que el requerido para la combustión completa. La pirolisis de biomasa es una ruta prometedora para la producción de productos sólidos (carbón), líquidos (alquitrán) y gaseosos como posibles fuentes alternativas de energía (Balat, Balat, Kirtay, & Balat, 2009).

En el proceso de pirolisis se encuentran presentes las siguientes energías (Huo, y otros, 2022)

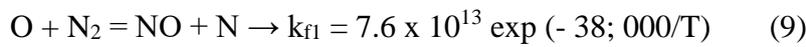
$$E_{\text{Sistema}} = E_{\text{vinculo}} + E_{\text{excedente}} + E_{\text{baja}} + E_{\text{val}} + E_{\text{pen}} + E_{\text{tors}} + E_{\text{conj}} + E_{\text{vdWaals}} + E_{\text{Coulomb}} \quad (8)$$

Donde  $E_{\text{vinculo}}$  denota como la energía de enlace entre los átomos de enlace.  $E_{\text{val}}$ ,  $E_{\text{pen}}$ ,  $E_{\text{tors}}$ ,  $E_{\text{conj}}$ ,  $E_{\text{vdWaals}}$  y  $E_{\text{Coulomb}}$  representan el término de ángulo de valencia, el término de energía de penalización, energía de torsión, efectos de conjugación a la energía, interacciones de van der Waals no enlazadas e interacciones de Coulomb, respectivamente.  $E_{\text{over}}$ ,  $E_{\text{under}}$  son la sobrecoordinación y la subcoordinación del átomo, respectivamente.

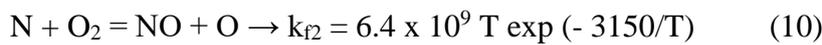
### La combustión

Es la quema de biomasa en el aire, se utiliza en una amplia gama de productos para convertir la energía química almacenada de la biomasa en calor, potencia mecánica o electricidad utilizando varios elementos de equipos de proceso, por ejemplo, estufas, hornos, calderas, turbinas de vapor, turbogeneradores, etc. La combustión de biomasa produce gases calientes a temperaturas de alrededor de 800–1000 C. Es posible quemar cualquier tipo de biomasa, pero en la práctica la combustión solo es factible para biomasa con un contenido de humedad <50%, a menos que la biomasa esté presecada. La biomasa con alto contenido de humedad se adapta mejor a los procesos de conversión biológica (McKendry P. , 2002).

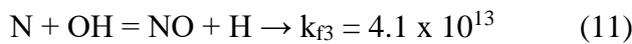
El proceso de combustión se lleva a cabo con las relaciones químicas que se describen a continuación (Cameretti & Tuccillo, 2015):



$$k_{b1} = 1.6 \times 10^{13}$$



$$k_{b2} = 1.5 \times 10^9 T \exp(-19,500/T)$$

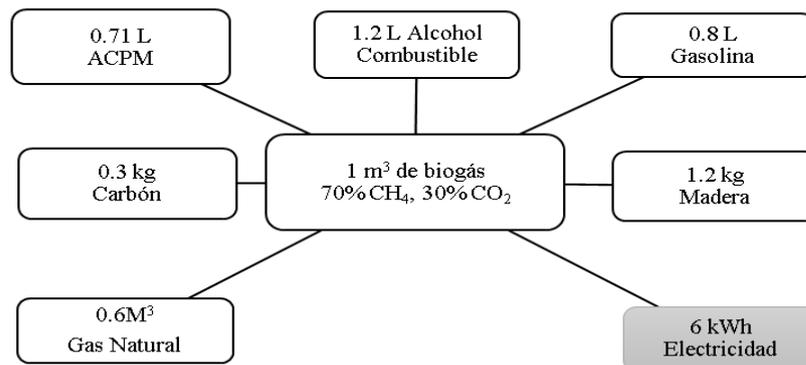


$$k_{b3} = 2.0 \times 10^{14} \exp(-23,650/T) \quad (12)$$

La aplicación del biogás para el proceso de generación de energía eléctrica se da ya que se tiene la posibilidad de utilizarse en microturbinas y motores de combustión interna que se encuentran acoplados a un generador. Figura 3 presenta la equivalencia del biogás con respecto a otras fuentes de energía (Ruiz & Torres, 2019).

Figura 3

Equivalencias de biogás con otras fuentes de energía, (Ruiz & Torres, 2019).

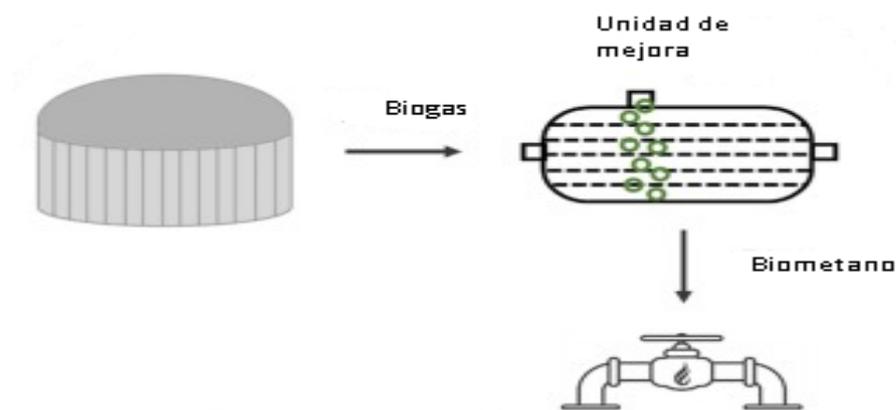


A finales de 2017, existían 17.783 plantas de biogás en el mundo con tendencia a instalaciones con mayores capacidades. En aproximadamente el 71% de las plantas, el biogás

se obtenía de cultivos y residuos agrícolas, aproximadamente el 16% de lodos de depuradora, el 8% de vertederos y el 5% restante de otros sustratos desconocidos (Samim, Loubar, Marin-Gallego, & Tazerout, 2022). Hoy día, el biogás producido usualmente se envía a una planta de cogeneración para producir tanto calor como electricidad. Como se indica en la Figura 4, el biogás debe convertirse primero en biometano y luego transportarse al punto más cercano de distribución de gas natural (Gonzáles, y otros, 2022).

#### FIGURA 4

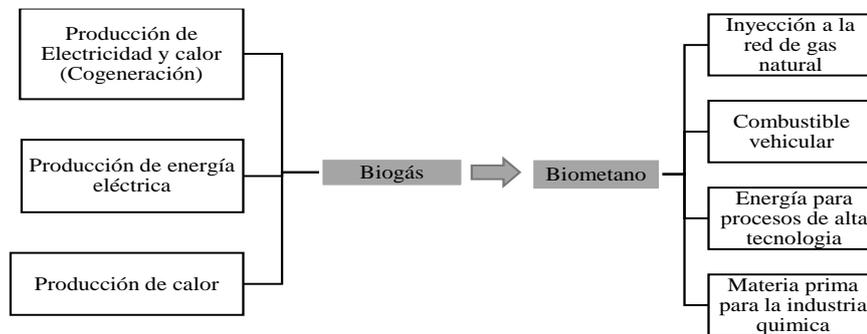
Esquema conceptual de acondicionamiento de biogás a biometano (Gonzáles, y otros, 2022).



Es decir, uno de los usos más prometedores del biogás es su conversión a biometano. De hecho, el biometano podría ser una opción interesante para evitar la utilización de gas natural fósil, permitiendo así el desarrollo de bioeconomías donde la biomasa y los residuos son el eje de la anhelada economía circular (Gonzáles, y otros, 2022). Entonces, dados los anteriores panoramas, el biometano extraído del biogás resulta ser una alternativa sostenible que, en un momento determinado, lograría contrarrestar las deficiencias de abastecimiento de gas natural en el país. A modo de referencia, la Figura 5 resume los usos potenciales tanto del biogás como del biometano (Aparicio, 2015).

FIGURA 5

Usos potenciales del biogás y el biometano, (Aparicio, 2015).



Para vencer las dudas en el uso del biometano y facilitar su implementación en las economías actuales para transformarlas en economías circulares, también es importante considerar los posibles beneficios ambientales. Se ha descubierto que las emisiones de gases de efecto invernadero pueden reducirse en casi 500 kg de CO<sub>2</sub> equivalente por MWh en comparación con la gasolina o el diésel desde el punto de vista del ciclo de vida (González, y otros, 2022).

La industria del biometano es actualmente pequeña, aunque está generando un creciente interés en varios países por su potencial para entregar energía limpia a una amplia gama de usuarios finales, especialmente cuando esto se puede hacer utilizando la infraestructura existente (Capra, 2017).

Así las cosas, el biometano (también conocido como "gas natural renovable") es una fuente casi pura de metano, es indistinguible del gas natural, por lo que se puede utilizar sin necesidad de cambios en la infraestructura de transmisión y distribución o en el equipo del usuario final, y es totalmente compatible para su uso en vehículos de gas natural (iea, 2020). No obstante, para su obtención se debe tener precaución ya que es posible que se disminuya su poder calorífico o incluso se cause corrosión en los equipos si no se maneja adecuadamente el proceso de producción. A manera de resumen, la Tabla 2 presenta las impurezas más comunes

del biogás, sus posibles consecuencias en caso tal de no ser eliminadas y la(s) tecnología(s) que se puede(n) implementar para su remoción (Aparicio, 2015). Por otro lado, a continuación, se ahonda en las técnicas asociadas a la destilación del biogás para la producción de biometano: La gasificación de la biomasa sólida seguida de la metanización (Thermal gasification of solid biomass followed by methanation) (iea, 2020) y la "mejora" del biogás (Upgrading biogas) (iea, 2020). Por su parte, en la Figura 6 se muestran algunas de las vías más comunes para la producción de biogás y biometano.

Tabla 2

Impurezas del biogás, su posible impacto y tecnologías disponibles para su tratamiento, (Aparicio, 2015).

<b>Impureza</b>	<b>Posible impacto</b>	<b>Tratamiento</b>
Agua	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Corrosión de tanques de almacenamiento, compresores y motores debido a la reacción de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> para la formación de ácidos.</li> <li>• Acumulación de agua en tuberías.</li> <li>• Condensación y/o congelación debido a altas presiones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Separación física: Condensación.</li> <li>• Separación química: Técnicas de absorción y absorción mediante sustancias químicas.</li> </ul>
Polvo	Obstrucción debido a la disposición (Transformación de gas en sólido) en tanques de almacenamiento de gas y compresores.	Las técnicas de secado incluso favorecen la remoción de polvo.

H <sub>2</sub> S	<ul style="list-style-type: none"><li>• Corrosión en tanques de almacenamiento de gas, en compresores y en motores.</li><li>• Concentraciones tóxicas de H<sub>2</sub>S remanentes en el biogás.</li><li>• Formación de SO<sub>2</sub> y SO<sub>3</sub> debido a la combustión, los cuales son más tóxicos que el H<sub>2</sub>S y pueden causar corrosión al contacto con el agua.</li></ul>	<p>Remoción durante el proceso de digestión:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Dosificación de aire (oxígeno) al sistema de biogás para oxigenar el H<sub>2</sub>S en azufre elemental</li><li>• Adición de cloruro de hierro en el digestor para formar partículas precipitadas de FeS.</li></ul> <p>Remoción después del proceso de digestión:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Absorción usando óxido o hidróxido de hierro</li><li>• Absorción con líquidos</li><li>• Separación por membrana</li><li>• Filtros biológicos</li><li>• Adsorción mediante carbón activado</li></ul>
CO <sub>2</sub>	Disminuye el poder calorífico.	<ul style="list-style-type: none"><li>• Absorción física y química de CO<sub>2</sub></li><li>• Adsorción por oscilación de presión</li></ul>

		<ul style="list-style-type: none"><li>• Adsorción por oscilación al vacío</li><li>• Separación criogénica</li><li>• Enriquecimiento biológico de metano</li></ul>
Siloxanos	Formación de $\text{SiO}_2$ y microcristales de cuarzo debido a la combustión.	<ul style="list-style-type: none"><li>• Absorción con solventes orgánicos</li><li>• Absorción en ácido fuerte</li><li>• Absorción en base fuerte</li><li>• Adsorción con Carbón Activado</li><li>• Separación criogénica</li></ul>
Hidrocarburos	Corrosión de motores debido a la combustión.	Remoción mediante carbón activado
$\text{NH}_3$	Corrosión cuando se disuelve en agua.	El método más práctico y menos costoso es mediante carbón activado.
$\text{O}_2$ /Aire	Peligro de explosión debido a la mezcla de altas concentraciones de oxígeno en el biogás.	<ul style="list-style-type: none"><li>• Remoción mediante membranas</li></ul>

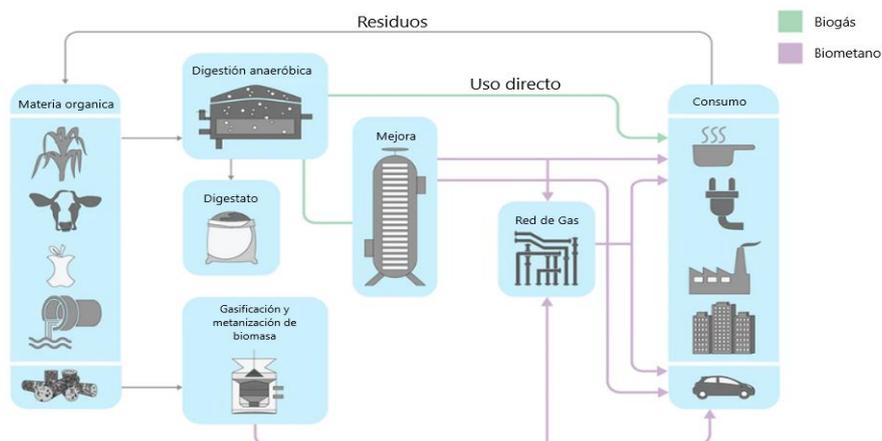
- Adsorción por oscilación de presión a baja temperatura

Los anteriores métodos son costosos, razón por la cual, se recomienda prevenir cualquier introducción de aire al digester mediante un monitoreo cuidadoso.

Cl<sup>-</sup> F<sup>-</sup> Corrosión en motores de combustión.

**FIGURA 6**

Vías de producción de biogás y biometano, (iea, 2020).



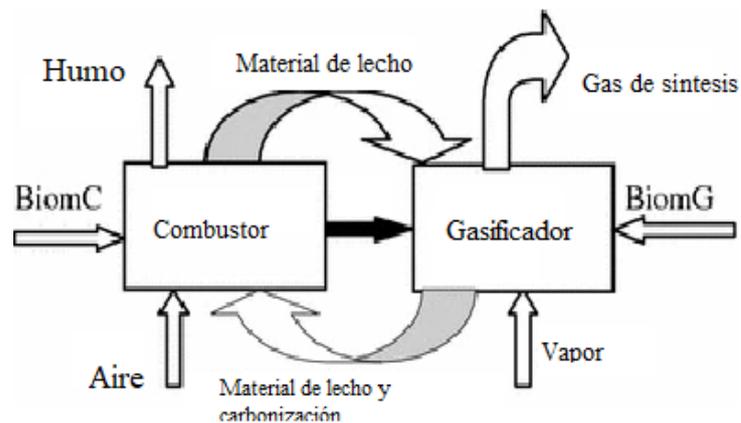
### 2.1.La gasificación de la biomasa (Thermal gasification of solid biomass)

En esta técnica, la biomasa leñosa se descompone primero a alta temperatura (entre 700-800 ° C) y alta presión en un entorno con bajo contenido de oxígeno implementado un combustor y un gasificador como se ve en la Figura 7. En estas condiciones, la biomasa se convierte en una mezcla de gases, principalmente monóxido de carbono, hidrógeno y metano

(a veces denominados colectivamente gases de síntesis). Para producir una corriente pura de biometano, este gas de síntesis se limpia para eliminar cualquier componente ácido y corrosivo. Luego, el proceso de metanización utiliza un catalizador para promover una reacción entre el hidrógeno y el monóxido de carbono o el  $\text{CO}_2$  para producir metano. Al final de este proceso se elimina cualquier resto de  $\text{CO}_2$  o agua.

FIGURA 7

Gasificación de biomasa. (Feng, Song, Shen, & Xiao, 2014)



## 2.2. La "mejora" del biogás (Upgrading biogas)

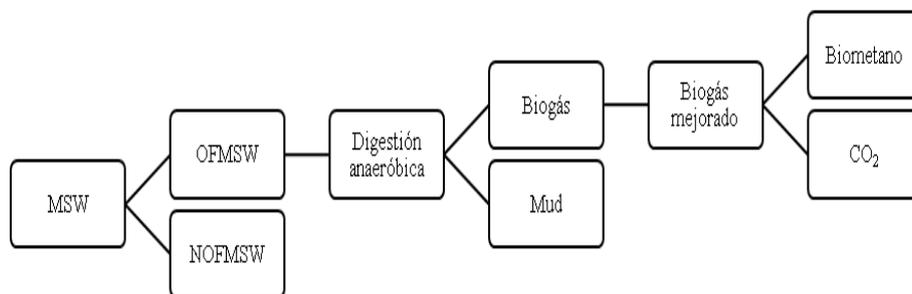
La mejora del biogás es un proceso que elimina el  $\text{CO}_2$  y otros contaminantes presentes en el biogás (iea, 2020), este método representa alrededor del 90% del total de biometano producido en el mundo y las técnicas para la mejora logran la obtención de un producto rico en  $\text{CH}_4$  (biometano) con mayor pureza (95–98%) (Yousef, El- Maghlany, Eldrainy, & Attia, 2019). Las tecnologías de mejora aprovechan las propiedades de los gases contenidos en el biogás para separarlos. Dicho de otra manera, la mejora del biogás (ver Figura 8) se refiere a eliminar el  $\text{CO}_2$  del biogás para aumentar el  $\text{CH}_4$  en el gas resultante, por lo que sus especificaciones son comparables a las del gas natural (CYTED, 2020).

Entre las tecnologías más comunes se encuentran la depuración o lavado con agua (water scrubbing) y la separación con membranas (membrane technology), éstas representan

casi el 60 % de la producción de biometano a nivel mundial en la actualidad (iea, 2020). El porcentaje restante está distribuido en procesos de absorción química (chemical absorption processes), adsorción por oscilación de presión (pressure swing adsorption), técnicas de mejora biológica (biological upgrade techniques) y tecnología criogénica (cryogenic technology) (Ghafoori, Loubar, Marin-Gallego, & Tazerout, 2022). Además, los costos asociados no son el único criterio de selección de la tecnología apropiada para la mejora del biogás, sino que la cantidad de energía necesaria para convertir el biogás en biometano es un aspecto clave para la selección del método de mejora. Por otra parte, a continuación se profundiza en las tecnologías para la “mejora” del biogás anteriormente mencionadas. (Yousef, El- Maghlany, Eldrainy, & Attia, 2019).

### FIGURA 8

Mejora del Biogás (Sagastume, Mendoza, & Cabello, 2021).



#### 2.2.1. Depuración, lavado o destilación con agua (water scrubbing - WATS)

El water scrubbing (WATS) representa un proceso basado en la absorción física que emplea agua como disolvente del  $\text{CO}_2$ . La razón por la que se emplea la absorción en agua es que la solubilidad del  $\text{CO}_2$  en agua es mayor que la solubilidad del  $\text{CH}_4$  en agua. El WATS es ambientalmente amigable para eliminar el  $\text{CO}_2$  (Klemeš, Seferlis, Papadopoulos, & Voutetakis, 2013), se utiliza para una amplia gama de caudales de biogás, aunque la categoría preferida

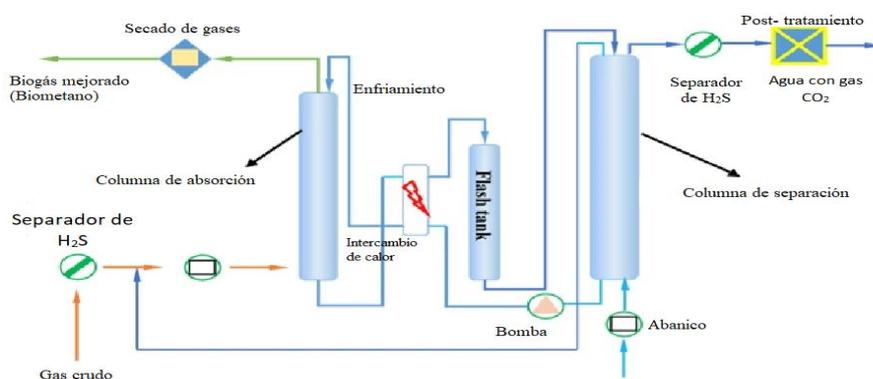
pertenece a caudales altos de 500-2.000 Nm<sup>3</sup>/h (Klemeš, Seferlis, Papadopoulos, & Voutetakis, 2013).

El proceso se lleva a cabo generalmente en una planta de dos columnas. En primer lugar, se utiliza una columna de absorción para absorber CO<sub>2</sub> en una corriente de agua presurizada con el fin de conseguir una corriente gaseosa mejorada con una alta concentración de CH<sub>4</sub>. A continuación, se dispone de una segunda columna de depuración para eliminar el dióxido de carbono del agua que se recicla de nuevo a la primera etapa, Figura 9. La tecnología de lavado con agua a presión es actualmente el tipo de proceso de mejora más utilizado en Europa debido a su fiabilidad y simplicidad (Klemeš, Seferlis, Papadopoulos, & Voutetakis, 2013).

Son varias las metodologías para utilizar el WATS, se caracterizan por diversos requisitos de energía con efectos asociados sobre la sostenibilidad del biometano, sin embargo, son dos las que destacan, la primera se trata de un lavado con agua a alta presión (HPWS) y la segunda consiste en un lavado con agua a presión casi atmosférica (NAPWS) (Budzianowski, Wylock, & Marciniak, 2017).

FIGURA 9.

Mejora del biogás mediante depuración con agua (Awe, Zhao, Nzihou, Minh, & Lyczko, 2017)



### **El lavado HPWS**

Consta de una columna de lavado con agua a alta presión, actualmente es el tipo proceso de destilación más utilizado en Europa por su fiabilidad y sencillez. Una vez obtenido el CH<sub>4</sub> deseado, es posible inyectarlo en la red de gas natural o utilizarlo como combustible para el transporte. Desde el punto de vista económico, el costo de inversión de los lavadores de agua disminuye linealmente de 5500 a 2500 €/(Nm<sup>3</sup>/h) cuando la capacidad de procesar biogás bruto aumenta de 100 a 500 Nm<sup>3</sup>/h (Budzianowski, Wylock, & Marciniak, 2017).

Generalmente los procesos aprovechan la mayor solubilidad del CO<sub>2</sub> (y del H<sub>2</sub>S) en relación con la del CH<sub>4</sub> en el agua. Sin embargo, la solubilidad del CO<sub>2</sub> en el agua sigue siendo muy baja, por ello se debe aumentar su tasa de absorción de agua. Con el fin de aumentar la presión parcial de CO<sub>2</sub> y, por tanto, su solubilidad en el agua, en este proceso la presión de funcionamiento del lavador suele fijarse entre 0,8 y 1,2 MPa (Budzianowski, Wylock, & Marciniak, 2017).

Para liberar el CO<sub>2</sub> en el lavado, y así regenerar el agua, se puede utilizar un segundo extractor de baja presión. En este caso, el CO<sub>2</sub> se separa del agua a temperatura ambiente utilizando aire como agente separador, lo que reduce los requisitos energéticos de la separación del CO<sub>2</sub> en comparación con otros disolventes químicos que fijan fuertemente el CO<sub>2</sub> y, por tanto, requieren temperaturas de separación más elevadas (Budzianowski, Wylock, & Marciniak, 2017).

### **El lavado NAPWS**

El lavado con agua a presión casi atmosférica es un proceso alternativo. No requiere compresión ni enfriamiento de biogás, por lo que se reduce el requerimiento de energía asociado con el lavado de CO<sub>2</sub>. Además, las columnas de baja presión son más baratas, lo que

reduce el CAPEX de las plantas de mejora de NAPWS. Sin embargo, NAPWS requiere una relación de líquido a gas mucho más alta debido a la menor solubilidad del CO<sub>2</sub> en agua en condiciones de baja presión (Budzianowski, Wylock, & Marciniak, 2017).

Como consecuencia, las columnas de extracción en los sistemas NAPWS deben ser más grandes en comparación con los sistemas HPWS, ya que es necesario hacer circular y regenerar más agua. El estanque de desgasificación almacena agua cargada de CO<sub>2</sub> y permite la desgasificación lenta pero espontánea del CO<sub>2</sub> al aire atmosférico. La desgasificación del agua en un estanque suele ser menos intensiva en energía, pero el tanque es más grande (Budzianowski, Wylock, & Marciniak, 2017).

Las deficiencias de los sistemas NAPWS están asociadas a las mayores tasas de circulación interna del agua, con el consiguiente aumento de la necesidad de energía para el bombeo. Además, los sistemas NAPWS tienen mayores pérdidas por fricción asociadas a la disipación de energía que se produce cuando el biogás y el agua entran en contacto (mayores caídas de presión) (Budzianowski, Wylock, & Marciniak, 2017).

Más agua en el sistema significa también más pérdidas de agua por evaporación en el biogás crudo y en el aire de extracción. Además, en los sistemas NAPWS que tienen tecnologías con dimensiones más grandes, la obstrucción del empaque microbiológico puede aumentar las caídas de presión y requerir la regeneración del empaque (Budzianowski, Wylock, & Marciniak, 2017). }

### **2.2.2. Separación de membranas (membrane technology)**

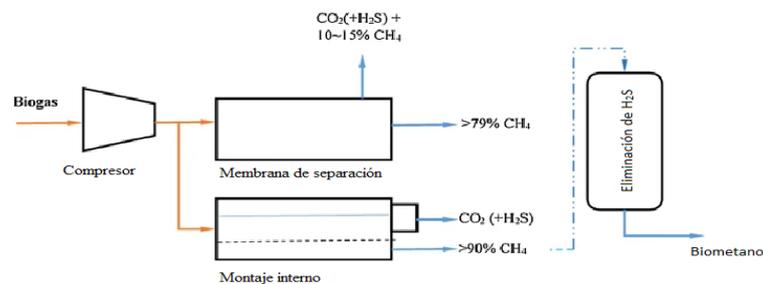
Las membranas son barreras permeables, diseñadas específicamente para ser selectivas para moléculas específicas; Los impulsores del proceso son la concentración relativa, la presión, la temperatura y las cargas eléctricas de las diferentes moléculas. En el mercado, se utilizan típicamente tres tipos de membranas: membranas poliméricas, inorgánicas y de matriz

mixto. Las membranas inorgánicas tienen varias ventajas en comparación con las poliméricas, principalmente debido a su mayor resistencia mecánica, resistencia química y estabilidad térmica. La tendencia actual en aplicaciones industriales es utilizar membranas de matriz mixta.

En cuanto a otras tecnologías, el pretratamiento es necesario en el caso de las plantas de separación de membranas (MEB), ya que el  $\text{H}_2\text{S}$  afecta negativamente el desempeño a mediano plazo. La estrategia de membrana multietapa se adopta típicamente para recuperar  $\text{CH}_4$  hasta en un 99,5%. Los costos y la confiabilidad son los principales factores que limitan hoy la penetración de MEB en el mercado Figura 10. (Prussi, Padella, Conton, Postma, & Lonza, 2019).

**FIGURA 10.**

Proceso de purificación de biogás de membrana. (Awe, Zhao, Nzihou, Minh, & Lyczko, 2017)



### 2.2.3. Procesos de absorción química (chemical absorption processes)

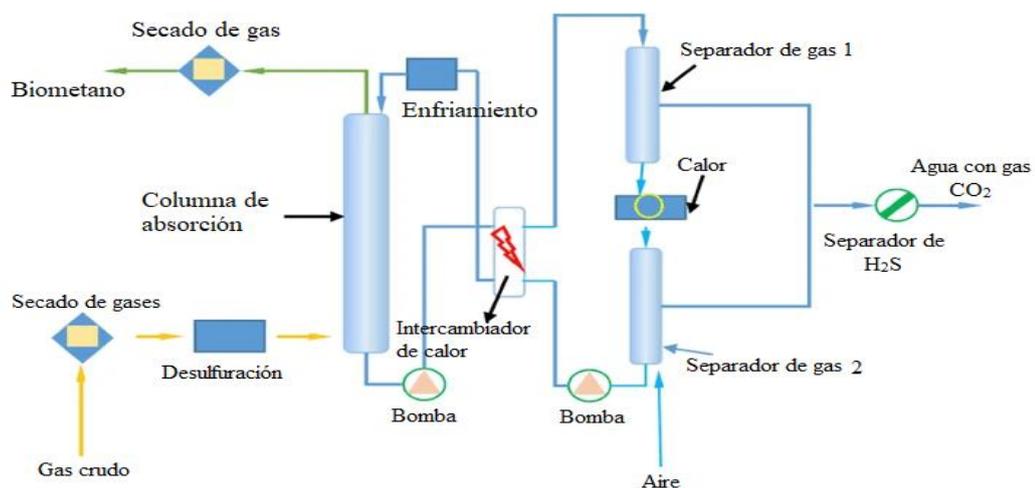
La absorción química para la eliminación del  $\text{CO}_2$  del biogás tiene una alta especificidad<sup>1</sup>, lo que permite obtener un producto de alta calidad de  $>99\%$  de metano con  $<0,1\%$  de pérdidas. El proceso funciona a baja presión y tiene un bajo consumo de energía eléctrica, pero la necesidad de energía térmica para separar el  $\text{CO}_2$  del absorbente es elevada

<sup>1</sup> adecuación de algo al fin al que se destina.,

(Presión atmosférica 50 -150 mbar y temperatura 106 – 160 °C. Las aplicaciones comerciales suelen utilizar una solución acuosa de amina como disolvente, aunque la investigación se centra en encontrar disolventes alternativos con una especificidad y afinidad comparables, pero con menores requisitos de energía de extracción, y por las mismas razones se han estudiado métodos para recuperar el calor dentro del proceso para aumentar la eficiencia Figura 11 (Ward, Feng, & Bjarne Møller, 2021).

FIGURA 11.

Mejora de biogás por absorción química. (Awe, Zhao, Nzihou, Minh, & Lyczko, 2017)



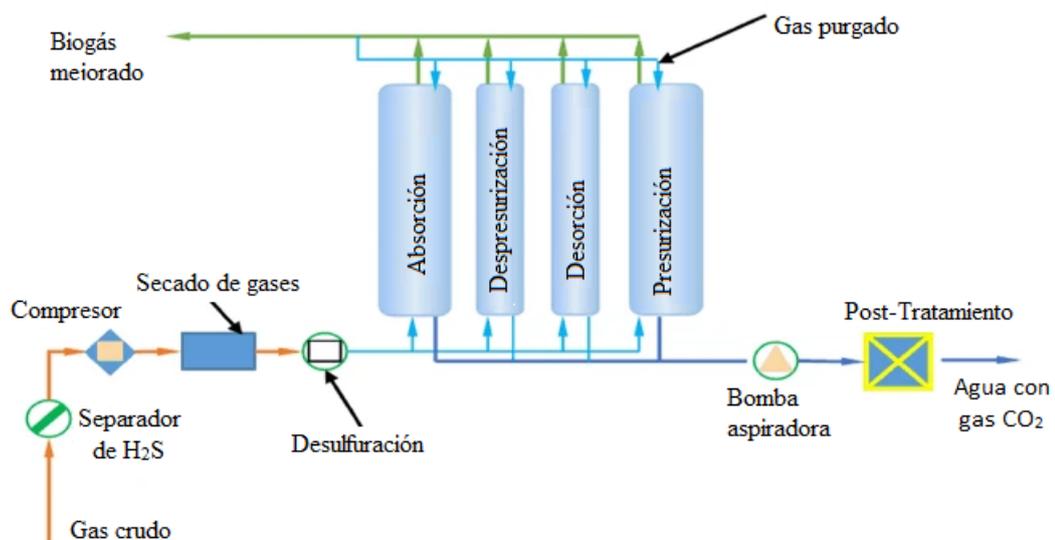
No se ha adoptado tan ampliamente como la absorción por oscilación de presión o el lavado con agua en el sector del biogás, pero es una tecnología madura debido a las experiencias anteriores con el lavado de gas natural. La investigación para aumentar la eficiencia también se ha acelerado debido al creciente interés por la absorción química para la depuración de los gases de combustión procedentes de la quema de combustibles fósiles (Ward, Feng, & Bjarne Møller, 2021).

### 2.2.4. Adsorción por oscilación de presión (pressure swing adsorption - PSA)

La adsorción se atribuye al fenómeno de atracción espontánea en el que una molécula de una fase gaseosa/líquida se atrae sobre una superficie sólida. De hecho, la adsorción es un proceso de eliminación de uno o más componentes de una mezcla por medio de una superficie sólida. La base del proceso son las fuertes fuerzas intermoleculares entre los gases (incluido el  $\text{CO}_2$ ) y la superficie de sólidos específicos Figura 12 (como los tamices moleculares, la zeolita y el carbón activado) (Fouladi, Makarem, Sedghamiz, & Reza Rahimpour, 2020).

FIGURA 12

Mejora de biogás por PSA de  $\text{CO}_2$  (Awe, Zhao, Nzihou, Minh, & Lyczko, 2017)



Las condiciones del proceso y los materiales, por ejemplo, la temperatura, la presión parcial, el tamaño de los poros del adsorbente y las fuerzas superficiales tienen efectos sobre el número de capas de gas que pueden ser adsorbidas. En el proceso de adsorción de  $\text{CO}_2$ , la corriente de gas que contiene  $\text{CO}_2$  se hace pasar por una columna empaquetada llena de adsorbente esférico.

La captura de  $\text{CO}_2$  basada en la adsorción es objeto de investigaciones debido a su potencial para reducir el consumo de energía, el costo y el impacto medioambiental. Además,

aunque los procesos de adsorción por oscilación presentan algunos retos, se adapta fácilmente a los equipos industriales actuales, lo que hace a esta tecnología prometedora. La selección de un material adsorbente adecuado para la captura de CO<sub>2</sub> es de gran importancia en estas tecnologías (Fouladi, Makarem, Sedghamiz, & Reza Rahimpour, 2020).

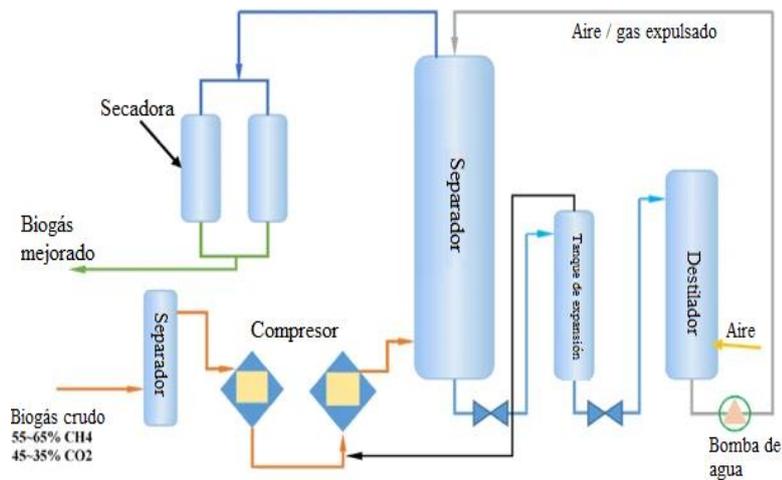
La adsorción por oscilación de presión (PSA) es un proceso cíclico por lotes que facilita la separación continua entre los ciclos. La PSA utiliza la oscilación de la presión periódicamente para optimizar la eliminación de impurezas. Se ha demostrado que es un método fiable para la separación de CO<sub>2</sub> de la corriente de gas de combustión que implica un 5%-15% (de la corriente de gas de combustión) de los gases de combustión con un porcentaje de entre el 5% y el 15% (v/v). En el proceso PSA, a alta presión, el CO<sub>2</sub> se adsorbe preferentemente en la superficie de un adsorbente sólido, y luego, al oscilar la presión a la cantidad más baja (alrededor de la presión atmosférica), el CO<sub>2</sub> se libera para su posterior transporte. Este método es una tecnología comercialmente viable para la separación de CO<sub>2</sub> en las centrales eléctricas con una eficiencia del 84% o más (Fouladi, Makarem, Sedghamiz, & Reza Rahimpour, 2020).

### **2.2.5. Técnicas de mejora biológica (biological upgrade techniques)**

Es una alternativa interesante a las técnicas actuales de mejora del biogás, está representada por métodos biológicos, a saber, la separación biológica mediante metanogénesis hidrogenotrófica consiste en el uso de metanógenos hidrogenotróficos para convertir CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub> en CH<sub>4</sub>. A pesar de las ventajas potenciales de estas técnicas, los desafíos actuales limitan el despliegue del mercado y el interés práctico actual para el sector Figura 13 (Prussi, Padella, Conton, Postma, & Lonza, 2019).

#### **FIGURA 13.**

Mejoramiento de biogás (Awe, Zhao, Nzihou, Minh, & Lyczko, 2017)

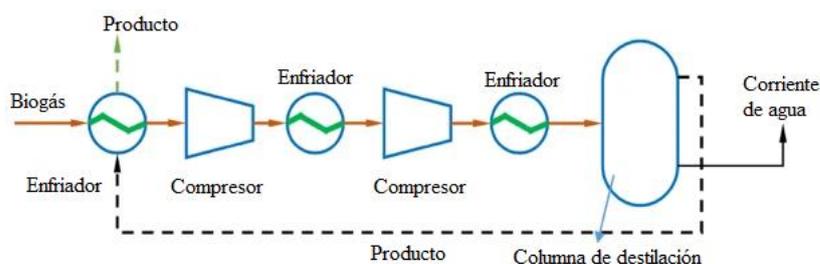


### 2.2.5. Tecnología criogénica para la separación de CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub>

Recientemente las tecnologías de criogenia para la obtención de biometano han experimentado un desarrollo continuo debido a sus ventajas. Para ilustrar estas características frente a las técnicas tradicionales, la separación criogénica puede generar biometano no sólo con altas purzas sino también con mínimas pérdidas de metano (<1%); además, como característica única, se puede generar un valioso subproducto que es el CO<sub>2</sub> líquido (normalmente puede alcanzar hasta el 98% de pureza del CO<sub>2</sub>) (Yousef, El- Maghlany, Eldrainy, & Attia, 2019). El método de separación criogénica se basa en un proceso de compresión y refrigeración del biogás, que lo hace más aplicable y factible, Figura 14.

FIGURA 14.

Diagrama de flujo de separación criogénica de biogás (Awe, Zhao, Nzihou, Minh, & Lyczko, 2017)



Sin embargo, eliminar el CO<sub>2</sub> en un medio criogénico puede causar problemas críticos que limitan su viabilidad, pues la prodigiosa cantidad de energía consumida por el ciclo de refrigeración afecta la aplicabilidad del proceso de separación criogénica debido a los altos costos energéticos. Además, reducir la temperatura hacia la criogenia puede convertir el CO<sub>2</sub> en hielo seco, lo que genera problemas importantes en los componentes del sistema, como el bloqueo y la obstrucción en tuberías o equipos (Yousef, El- Maghlany, Eldrainy, & Attia, 2019).

Por lo tanto, a partir de diversos estudios, hasta el momento, no se han proporcionado soluciones innovadoras y procesables para amortiguar el problema de congelación del CO<sub>2</sub>, que es el principal obstáculo en el camino de la implementación de métodos criogénicos en la separación de CO<sub>2</sub> para mejorar el biogás. Además, los primeros procesos y sistemas desarrollados para capturar CO<sub>2</sub> en condiciones criogénicas, especialmente la destilación a baja temperatura, no son competitivos todavía con los otros enfoques de separación convencionales en términos de consumo de energía o costo de inversión, lo que disminuye la viabilidad de la plataforma criogénica como medio alternativo de mejora del biogás (Yousef, El- Maghlany, Eldrainy, & Attia, 2019).

### **2.3.Escenario Internacional**

Actualmente se producen alrededor de 3,5 Mtep de biometano en todo el mundo. La gran mayoría de la producción se encuentra en los mercados europeos y norteamericanos. Algunos países como Dinamarca y Suecia cuentan con más del 10% de participación de biogás / biometano en las ventas totales de gas. Los países fuera de Europa y América del Norte se están poniendo al día rápidamente, y el número de instalaciones de mejora se triplicó en Brasil, China e India desde 2015 (iea, 2020).

El biometano representa aproximadamente el 0,1% de la demanda de gas natural en la actualidad. Sin embargo, un número creciente de políticas gubernamentales está apoyando su inyección en las redes de gas natural para descarbonizar el transporte. Por ejemplo, Alemania, Italia, los Países Bajos y el Reino Unido han introducido ayudas para el biometano en el transporte. El programa RenovaBio de Brasil tiene como objetivo reducir la intensidad de carbono de los combustibles en el sector del transporte en un 10% para 2028. También están surgiendo esquemas subnacionales, como estándares de combustibles bajos en carbono en California y en Columbia Británica, Canadá (iea, 2020).

Como se señaló anteriormente, el método alternativo para producir biometano es mediante la gasificación térmica de la biomasa. Actualmente hay varias plantas de gasificación de biomasa en funcionamiento, pero en su mayoría se encuentran a escala de demostración y producen volúmenes relativamente pequeños. Algunas de estas plantas han tenido problemas para lograr un funcionamiento estable, como resultado de la calidad y cantidad variables de la materia prima. Dado que esta es una tecnología menos madura que la digestión anaeróbica, la gasificación térmica posiblemente ofrece un mayor potencial para la innovación tecnológica y la reducción de costos. Las perspectivas mejorarían si los productores de gas establecidos comprometieran recursos para su desarrollo, ya que parecería que encaja mejor con sus conocimientos y experiencia técnica (iea, 2020).

Por otra parte, y a pesar de que Brasil ha sido pionero en Suramérica en la utilización de biocombustibles líquidos como el biodiesel o el bioetanol, es Argentina quien lleva la delantera en cuanto a instalación y puesta en marcha de plantas de biogás de mediana capacidad, abasteciendo a 25000 hogares aproximadamente con energía a partir de la basura. Sin embargo, otros países de Latinoamérica se han dado a la tarea de poner en marcha pequeñas plantas de biogás para el consumo energético de algunas zonas rurales, como es el caso de Brasil, Cuba, Costa Rica y Colombia (Aparicio, 2015).

Las posibilidades de producir biogás y biometano están ampliamente distribuidas en todo el mundo. Es decir, cada parte del mundo tiene un margen significativo para producir biogás y / o biometano, y se prevé que la disponibilidad de materias primas sostenibles para estos fines crezca en un 40% durante el período hasta 2040. Las mayores oportunidades se encuentran en la región de Asia Pacífico, donde el consumo y las importaciones de gas natural han crecido rápidamente en los últimos años, y también hay posibilidades significativas en América del Norte y del Sur, Europa y África. (iea, 2020).

Se prevé que el potencial general crezca rápidamente durante las próximas dos décadas, sobre la base de una mayor disponibilidad de las diversas materias primas en una economía mundial más amplia, incluida la mejora en la gestión de desechos y los programas de recolección en muchos países en desarrollo (iea, 2020). En torno al 60% de las plantas actualmente en funcionamiento y en desarrollo inyectan biometano en la red de distribución de gas, y otro 20% suministra combustible para vehículos. El resto de las plantas proporciona metano para una variedad de usos finales locales (iea, 2020), Ver Figura 5.

#### **2.4.Escenario Colombiano**

Colombia poco a poco ha venido ganando terreno en la producción de biocombustibles líquidos de primera generación, comienza a apostarle al desarrollo de proyectos que incentiven el aprovechamiento de los residuos orgánicos para la generación de energía, a través de la producción de biogás. Actualmente, en el país operan algunas plantas de biogás como la que se encuentra en el Jardín Botánico de Bogotá, la planta de tratamiento de aguas residuales San Fernando y el relleno sanitario de la pradera en Medellín (Aparicio, 2015).

La normativa nacional sobre el uso de la biomasa para la producción de biogás/biometano y su uso comprende varias resoluciones y regulaciones emitidas por la

Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, y la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, que se describen brevemente a continuación (CYTED, 2020):

**Ley 1715 de 2014:** “Por la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional”. Tal como se ha dado en otros países, esta ley tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico (CYTED, 2020).

**Regulación CREG240-2016:** “Por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano”. En ella se definen las condiciones que se deben cumplir en cuanto a calidad, seguridad y tarifas, para consumo residencial e industrial. También se destaca que la prestación del servicio público domiciliario del biometano, en las zonas interconectadas al Sistema Nacional de Transporte, SNT, se puede realizar a través de la infraestructura ya establecida. Sin embargo, en las zonas aisladas donde no se cuenta con un SNT para la generación, el transporte, la comercialización y la distribución de biogás, los agentes que deseen hacer parte de este proceso deberán construir la infraestructura requerida. Diferenciando así los procedimientos en el caso del biometano y el biogás (CYTED, 2020).

**Resolución UPME703-2018:** “Por la cual se establecen el procedimiento y los requisitos para obtener la certificación que avala los proyectos de Fuentes No convencionales de energía con miras a obtener los beneficios de la exclusión del IVA y exclusión del gravamen arancelario de equipos, elementos, componentes, maquinarias e insumos” (CYTED, 2020).

Teniendo en cuenta el marco legal y regulatorio y, que el 93% de los residuos sólidos del país se disponen en rellenos sanitarios adecuados, se podría afirmar que Colombia tiene potencial para la comercialización de biocombustibles como el biogás y biometano. Sin

embargo, en departamentos como Bolívar, solo el 45% de la población recibe servicio de recolección, mientras que unas 150 ton/día se vierten de forma descontrolada en botaderos satélite y cuerpos de agua (ver Figura 15). De manera general a nivel país, la fracción orgánica de los residuos urbanos alcanza hasta los 2/3, es por lo que la digestión anaerobia de estos residuos para obtener biogás puede ser ampliamente empleada como en el caso de Europa y Asia. Sin embargo, al igual que en el resto de Latinoamérica, la producción de biogás en Colombia tanto doméstica como industrial es limitada (CYTED, 2020).

### FIGURA 15

Ejemplo de inadecuada disposición final de residuos sólidos en la Ciénaga de Las Quintas, Cartagena. (CYTED, 2020)



En Colombia, la tecnología comúnmente usada para la producción de biogás son los digestores de tipo industrial en tratamientos de residuos orgánicos, rellenos sanitarios y plantas procesadoras de aceite de palma, por tal motivo es importante destacar algunos de los proyectos que se han desarrollado en el país los cuales se presentan en la Tabla 3. Aunque algunas de estas plantas utilizan el biogás con fines energéticos, en muchos casos el gas es quemado en antorcha como medio de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. En las zonas rurales de Colombia, se han implementado pequeños proyectos por iniciativa de los agricultores o de agencias de cooperación (Acosta & Pascualino, 2014).

Es decir, el uso de biodigestores domésticos en Colombia a escala rural se ha venido desarrollando lentamente, dado el escaso apoyo institucional que se ha dado a este tipo de proyectos. Sin embargo, la aplicación de esta tecnología en zonas andinas y algunas demostraciones a nivel doméstico han fomentado el crecimiento del sector en los últimos años. No se dispone de un registro completo de las pequeñas instalaciones disponibles a nivel rural, debido, principalmente, a que la mayor parte de estas son consecuencia de la iniciativa de los usuarios, y, por lo tanto, no cuentan con un apoyo externo. A mayor escala, se reportan algunas experiencias, tal como se observa en la Tabla 4. Solo 3 proyectos se han reportado en Colombia dentro de los Mecanismos de Desarrollo Limpio; sin embargo, el auge de los cultivos de palma y la necesidad de tratamiento de los efluentes líquidos originados en las extractoras de aceite ha fomentado la implementación de proyectos en este sector (Acosta & Pascualino, 2014).

En cuanto a las aplicaciones, los biodigestores de tipo industrial pueden ser utilizados como fuente de energía térmica, en plantas de ciclo combinado para cogeneración de calor y electricidad o como combustible de transporte, aunque algunas de estas aplicaciones requieren la purificación del biogás para eliminar los gases diferentes del metano.

Ahora bien, en la revisión documental del estado del arte, se obtiene que el estudio del biometano como vector energético en Colombia es incipiente, se han reportado varios estudios, como la evaluación del potencial de biometanización de la mezcla de ciertos residuos orgánicos: fracción orgánica de residuos sólidos urbanos, estiércol de cerdo, cáscaras y vainas de cacao, residuos de la industria de bebidas de frutas embotelladas y paja de arroz de diferentes sectores productivos (Posso & Mantilla, 2019).

A modo de ejemplo, la producción de biogás y biometano a partir de residuos de la actividad pesquera también ha sido evaluada para la región de Tumaco, en el suroeste del país. A partir de la producción anual de residuos pesqueros, 500 ton/año, se obtiene un potencial de

generación eléctrica de 489 MWh, cantidad suficiente para satisfacer las necesidades de energía eléctrica y térmica para cocinar en más de 200 hogares de pescadores de esa región, con un impacto positivo en su calidad de vida (Posso & Mantilla, 2019).

También se ha estimado el potencial de producción de biometano y biohidrógeno a partir de café, mucílago de cacao y estiércol de cerdo, utilizando un diseño experimental tipo Box-Behnken, tanto de forma individual como conjunta. De aquí se obtiene el compuesto con mayor potencial de producción de biometano. Con base en lo anterior, la mayoría de los estudios sobre biometano en Colombia se limitan a la evaluación de su potencial de producción para una biomasa específica a través de la experimentación directa como equipos de laboratorio y bajo condiciones controladas, lo que limita su alcance y replicabilidad (Posso & Mantilla, 2019).

**TABLA 3 PROYECTOS NACIONALES**

Proyectos Nacionales, (UNAL;UPME, 2018)

Proyecto	Fecha de visita	Persona que atendió	Sector	Ubicación	Clase de biomasa	Cantidad biomasa	Tecnología	Cantidad de biogás	Uso de biogás	Beneficios	Calidad de biogás	Observaciones	Fuente
Huevos kikes	abril 26 de 2017	Juan Montoya, presidente Héctor Sierra, director de proyecto Biodigestores	Avícola	Caloto, Cauca. Planta Egipto	Agua con Gallinaza de 1,100,000 aves de producción	164 m3/día de agua con gallinaza	1 biodigestor de capacidad 4,600 m3 WEC de tercera generación con recirculación de agua, tecnología alemana, motor generador.	Se estima el 60 % de la materia orgánica que ingresa.	Generación de energía eléctrica 0,8 MW	160 m3 de Biodigestato y abono líquido orgánico condensado para concentrar. Abono con calcio y fosforo para mejoramiento de suelos ácidos	No se ha medido	Proyección total de 5 biodigestores para generar aproximadamente 4,6 MW. Inversión total proyectada US 4 4.5 millones. Hoy 1 instalado	Héctor Sierra jefe de planta huevos Kikes. Durante lanzamiento oficial.

Ptar de Cali	Abril 27 de 2017	Fredy Rojas jefe de planta	Servicios públicos municipales	Cali, PTAR Cañaveralejo	Lodos de tratamiento aguas residuales municipales DBO3: 153 mg/l SST: 133 mg/l		Motogenerador es a biogás. Motor WAUKESHA 1376 HP modelo L7042 gld, 1200 RPM, 480. Generador: Lerold Somers 1053 kW O=0,86 n=96,4 %	generación de energía eléctrica 0,8MW	Proyecto MDL	63 a 65 % de metano, 25% de CO2 1 a 5 ppm de H2S	Se produce desde diciembre de 2002. Se presentan problemas de corrosión debido al contenido de H2S	Fredy Rojas	
Ptar de Bavaria Cali	Abril 29 de 2017	Julián Vicini. Jefe de planta de biogás	Industria de alimentos	Cali	Agua residual industrial. 14,000 kg DQO/día. Relación DBO/DQO =	125 m3/h	UASB presión constante. Caldera 100 psi	4000 kg/h 1,935 m3/día metano. 5% H2S	80 %	Tratamiento de aguas residuales, producción de abono	PC biogás = 23MJ/m3	Se requiere purificación del biogás, se quema en una tea como mecanismo alterno por poco	Ing. Vicini durante la visita.

0,5, 20%  
recirculación

almacenamiento.  
Se tienen grandes  
cantidades de  
afrecho que  
actualmente es un  
problema para su  
disposición

Aliar S.A. - Fazenda	Agosto 01 de 2017	Ing. Jhoan Hernández jefe de desarrollo sostenible	Porcicola	Puerto Gaitán, Meta	Porquinaza y agua Granja Machijure 72,800 cerdos de ceba peso promedio 70kg peso promedio	La producción o flujo total de excretas diarias es 309,848 m3 en Machijure	4 biogeneradores de flujo continuo con 16,800 m3 de capacidad	136,528 m3/día	Proyecto de generación de energía eléctrica, pero actualmente se quema por antorcha	Reducción de emisiones atmosféricas. Reducción en huella hídrica por uso de biosólidos y biol como fertilizante para la producción de pasto, maíz o soya	Concentr ación por mol N 0,14% metano 63,501 % CO2 36,359% PC 23,816 MJ/m3	A medida que va creciendo la producción can aumentando los biodigestores, y la capacidad de generación de energía, la idea es llegar a tener como mínimo 7 biodigestores y poder generar	Entrevista con Jhoan Hernández, durante la visita
-------------------------	-------------------------	--	-----------	---------------------------	---	---	--	-------------------	--	---	--	---	---

Manuelita	Agosto	Carlos	Palmicult	San Carlos	Efluentes	El flujo de	2 biodigestores	317.732	Proyecto de	Reducción de	Concentr	La baja cantidad de	Vista
	02 de	Echeverry,	or	de Guaroa,	(lodos)	efluentes	de flujo	m3/mes	generación	consumo de	ación	materia prima que	dirigida por
	2017	gerente de		Meta	provenientes	diarias de	continuo con		de energía	energía de la	promedio	se recibe en la	ingenieros
		planta			de planta	460.000 m3	19.000 m3 de		para uso en	red. Reducción	de	segunda mitad del	de planta de
					extractora de		capacidad		planta	de emisiones	metano	año hace que la	extractoras
					aceite de				extractora	atmosféricas.	57% 307	capacidad de la	de aceite de
					palma y				de aceite y	Uso del biol	ppm H2S	planta sea menor y	palma y
					palmiste y				planta	como		por ende no se use	biogás.
					planta de				productora	fertilizante de		todo el biogás	
					producción				de biodiesel	los diferentes		producción en esta	
					de biodiesel					cultivos de		época por los	
										palma,		biodigestores,	
										reducción de		alrededor de	
										huella hídrica		3,000,000 m3	
												biogás son	
												quemados por año	

TABLA 4

Proyectos de biogás reportados en Colombia, (Acosta & Pascualino, 2014)

Nombre del proyecto o localización	Descripción
Palmeras del Llano	Planta de extracción de aceite de palma, Biodigestor hormigón, 750 m <sup>3</sup> de capacidad. Aplicación biogás para la generación de electricidad Instalado en 1987.
Palmar Santa Elena	Planta de extracción de aceite de palma. Biodigestor hormigón, 500 m <sup>3</sup> de capacidad. Aplicación biogás para la generación de electricidad. Instalado en 1991.
Palmeras	Planta de extracción de aceite de palma. Carpa cubierta laguna, 7000 m <sup>3</sup> de capacidad. Aplicación del biogás para la generación de electricidad. Instalado en 1999.
Cali	Proyecto MDL: Autogeneración de biogás como energía renovable en la planta de tratamiento de aguas residuales de Cañaveralejo de EMCALI

---

Nombre del proyecto o localización	Descripción
Cali	Proyecto MDL: Recuperación y combustión de metano en el tratamiento de lodos existente en el sistema de la planta de tratamiento de aguas residuales de Cañaveralejo de EMCALI.
Pasto	Proyecto MDL: Construcción, operación y mantenimiento del sistema de colección quema de biogás en el relleno sanitario Antanas.
Puerto Leguizamo (Putumayo)	Planta piloto de biogás para generación de energía.
San Carlos de Guaroa (Meta)	Aceite Manuelita, 2 biodigestores, 19000 m <sup>3</sup> , procesa 300000 Ton/año de material, aplicación en Planta de Biodiesel

---

Nombre del proyecto o localización	Descripción
Sabana de Torres (Santander)	Ojo Rojo. Grupo indulpalma, biodigestor 16000 m <sup>3</sup> , procesa 150000 ton/año de material, sin aplicación (tea).

### 3. Potencial energético de la biomasa para la producción de biometano

Antes de proponer un proyecto de desarrollo para el uso de biometano se debe considerar la estimación del potencial teórico obtenible de la biomasa (Rotunno, Lanzini, & Leone, 2017). Los análisis del potencial de biomasa suelen basarse en los valores actualmente conocidos de los factores clave que afectan al potencial de biomasa, como la tierra cultivable, el rendimiento de los cultivos para las condiciones del suelo, el clima, la edad y la estructura de las especies de las masas forestales en la zona analizada, etc. El potencial de biomasa suele considerarse relativamente estable para una zona determinada (a menos que se produzcan cambios significativos en las tierras agrícolas y forestales). Sin embargo, esto no suele ser así y pueden producirse cambios significativos y rápidos en el potencial de biomasa, por ejemplo, como consecuencia del aumento de las necesidades de protección del suelo contra la erosión hídrica y eólica, del aumento de la biodiversidad o de la capacidad de absorción del suelo ante las precipitaciones. Otro aspecto que desempeña un papel importante son los daños que sufren los bosques como consecuencia de la crisis climática, en particular, los efectos de la sequía y las calamidades asociadas a los escarabajos de la corteza (Rotunno, Lanzini, & Pierluigi, 2017).

Debido al constante aumento en la aplicación de la biomasa y al ser la fuente de energía renovable más grande y utilizada se estima que el potencial de biomasa global para 2050 sea de 1500 EJ, de los cuales alrededor de 200-500 EJ podrían explotarse de manera sostenible, lo que representa el 40-50% de la demanda estimada de energía primaria. La biomasa tiene otros usos (por ejemplo, alimento para animales, fertilizantes, etc.) que compiten con aplicaciones energéticas. Por lo tanto, una acogida más amplia de la producción de energía basada en biomasa puede afectar las prácticas de uso de la tierra, aumentando aún más las emisiones de gases de efecto invernadero y la competencia por las tierras agrícolas con los cultivos

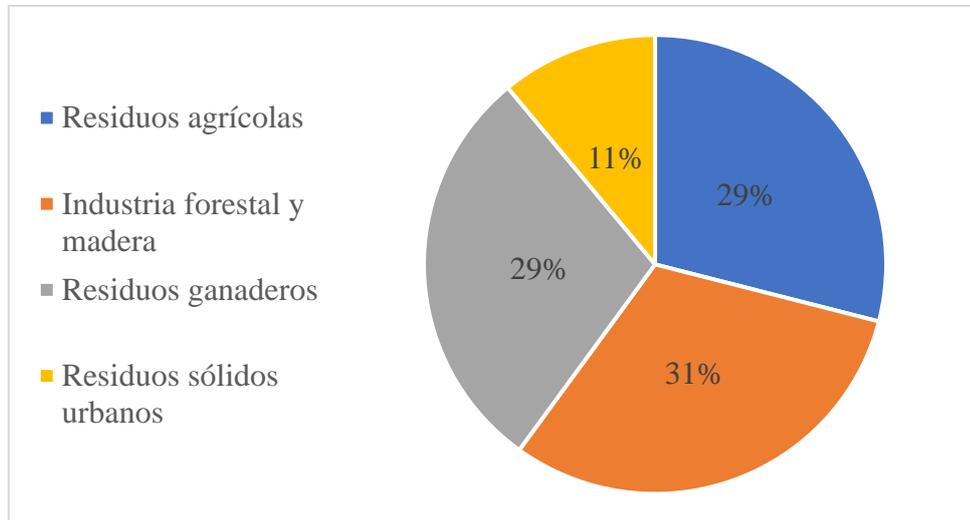
alimentarios, lo que afecta la disponibilidad y los costos de los productos agrícolas. Por lo tanto, los formuladores de políticas necesitan estudios adecuados de las potencialidades y la disponibilidad de fuentes de biomasa para respaldar el proceso de toma de decisiones, de manera que se promueva adecuadamente una adopción más amplia de la producción de energía basada en biomasa (Sagastume, Cabello, Hens, & Vandecasteele, 2020).

En ese sentido, y como se vio en el capítulo anterior, Colombia es un país que tiene políticas para gestionar, dirigir y orientar las acciones necesarias para el tratamiento de los residuos sólidos y reducir los impactos ambientales negativos que estos generan luego de su disposición. Estas políticas son consistentes con los lineamientos internacionales, y es a partir de ellos que se realizan esfuerzos para reducir el consumo mundial de energía primaria, generando así interés en el potencial uso de la biomasa como fuente de energía alternativa (Rodríguez, y otros, 2017).

En Colombia, la producción agrícola, ganadera y la agroindustria procesadora (incluidos los mataderos) son una fuente importante de desechos de biomasa, que a menudo generan importantes impactos ambientales. En la bibliografía disponible se puede destacar que, en Colombia, el potencial energético basado en la biomasa estima que la silvicultura representaba el 99,8% del mismo. Si se excluye la biomasa aérea de los bosques, se estimó que el potencial energético basado en la biomasa aumentaría de 58.611 GWh en 2010 a 207.778 GWh en 2030, con un potencial técnico de 10.000 a 116.667 GWh. En este caso, los residuos agrícolas suponen el 29% del potencial técnico, mientras que la industria forestal y maderera supone el 31%, los residuos ganaderos el 29% y los residuos sólidos urbanos el 11% (Sagastume, Cabello, Hens, & Vandecasteele, 2020) (Gonzalez-Salazar, y otros, 2014) (ver Figura 16).

FIGURA 16

Potencial técnico biomasa, estudio 1, (Sagastume, Cabello, Hens, & Vandecasteele, 2020).



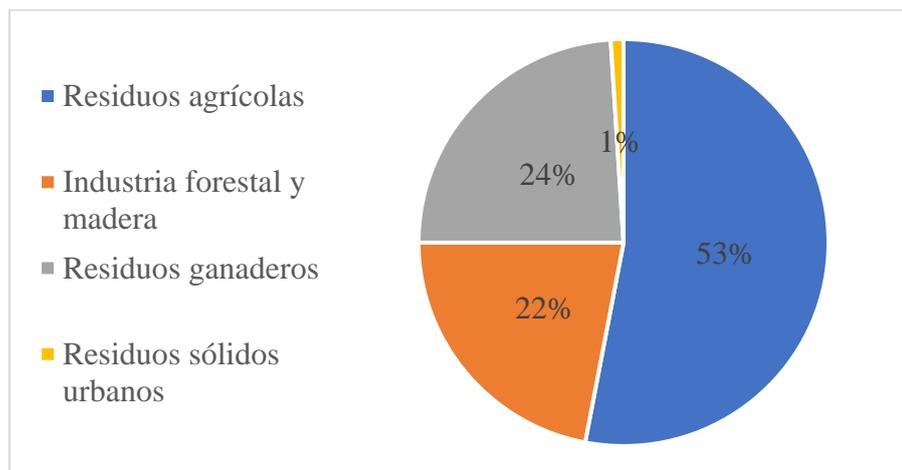
En otro estudio, basado en los rendimientos agrícolas, la demanda de productos agrícolas y la energía específica de la biomasa, se estimó que el potencial bioenergético teórico de la biomasa aumentaría de 233.333 GWh en 2010 a 388.889 GWh en 2030. En este caso, los residuos agrícolas suponían el 53% del potencial, mientras que la industria forestal y maderera suponía el 22%, los residuos ganaderos el 24% y los residuos sólidos urbanos un marginal 1% (Sagastume, Cabello, Hens, & Vandecasteele, 2020) (Gonzalez-Salazar, y otros, 2014) (ver Figura 17).

Estos estudios (Sagastume, Cabello, Hens, & Vandecasteele, 2020) (Gonzalez-Salazar, y otros, 2014) omitieron algunas fuentes significativas de biomasa como los residuos de biomasa de fibra y cáscara producidos en la industria de la palma aceitera. El potencial de otras fuentes renovables como la energía fotovoltaica se estimó en 2750 GWh (Sagastume, Cabello, Hens, & Vandecasteele, 2020) (Estrada & Valencia, 2015), mientras que el potencial eólico se

estimó en 25 GW de potencia instalada (Sagastume, Cabello, Hens, & Vandecasteele, 2020) (Gómez-Navarro & Ribó-Pérez, 2018).

### FIGURA 17

Potencial técnico biomasa, estudio 2, (Sagastume, Cabello, Hens, & Vandecasteele, 2020).



### 3.1. Potencial regional de biomasa para conversión a biogás en Colombia

En Colombia, la mayor parte de la biomasa se produce en zonas no interconectadas (ZNI, áreas donde el sistema eléctrico nacional no tiene servicio). Para el 2016 se generó un consolidado (elaborados en el software libre QGIS producto de un contrato UPME-UNAL) para los diferentes procesos productivos (Pecuarios, Agrícolas, Forestal, Agroindustrial y los Residuos Municipales) que muestra la disponibilidad de la biomasa en el territorio nacional, es decir, la biomasa que se ha determinado como posibles generadoras de biogás (ver Figura 21 a la Figura 30) (UNAL;UPME, 2018). El objetivo general del estudio se puede resumir en: Identificar los distintos tipos de biomasa disponibles para la generación de biogás y estimar el potencial de producción de biogás de fuentes promisorias y análisis económico de establecimiento de proyectos para producción de biogás y eventual enriquecimiento a Biometano.

En dicho estudio, para la identificación de la disponibilidad de la biomasa para cada sector, se parte del Atlas de Biomasa, de la información de producción de los censos productivos del Ministerio de Agricultura, del Instituto Colombiano Agropecuario ICA, el cual tiene dentro de sus responsabilidades consolidar el Censo Pecuario Nacional, disponible en su página Web actualizado a 2016; así como información propia de las agremiaciones sectoriales, con las cuales se realizaron reuniones para consolidar información y talleres de retroalimentación. Una de las etapas del estudio se enfocó en la determinación de los distintos tipos de biomasa residual disponibles para la producción de biogás (ver Figura 21 a la Figura 30, así como en la estimación de la cantidad producida por cada tipo de biomasa y sector. Se utilizaron datos de literatura, así como información de distintos sectores (pecuario, agrícola, urbano, industrial) tal como se ve en la Tabla 5 -

Figura 18 y Tabla 6 -

Figura 19 (TECSOL, 2017).

En el estudio también se cuenta con un análisis económico, el cual arroja que el costo estimado de inversión para la producción de biogás a partir de biomasa residual (COP/MMBTU), varía de acuerdo con el tipo y la cantidad de biomasa, así como con la tecnología utilizada. Así pues, los costos varían desde \$34.327/MMBTU para los biodigestores de porquinaza más pequeños, hasta \$2.404/MMBTU para los de mayor envergadura y con la adaptación de las tecnologías a las condiciones locales. Con base en los costos de inversión estimados para la generación de biogás por MMBTU, y comparándolo con los precios de Gas Natural a boca de pozo (18.825 COP/MMBTU Guajira y 10.190 COP/MMBTU en Cusiana) la viabilidad de los proyectos de generación de biogás dependen de la tecnología seleccionada (y de su adaptación a las condiciones locales) y del modelo de negocio que se establezca, ya

que además de la venta o aprovechamiento del biogás es necesario considerar el aprovechamiento del digestato para la producción de biofertilizantes, y la potencial venta de reducciones de emisiones de GEI (ver Tabla 7) (TECSOL, 2017).

Se consideraron factores como su ubicación, facilidad de acceso, su forma de explotación, manejo, proyecciones de crecimiento, impactos ambientales asociados y movilización son información fundamental para la estimación del potencial de producción de Biogás al igual que para el diseño de estrategias para promover su aprovechamiento (TECSOL, 2017).

**TABLA 5**

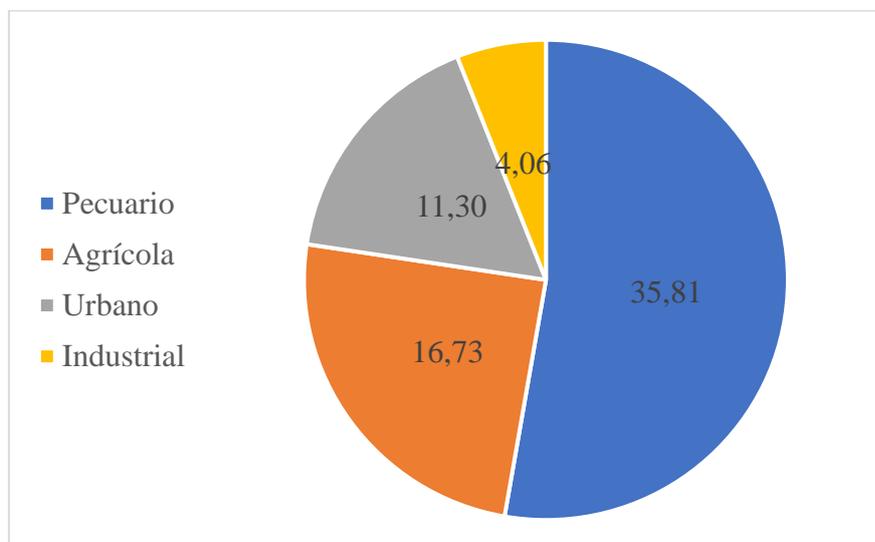
Sectores y Biomásas residuales estudiadas, (UNAL;UPME, 2018).

Sector	Residuo	Residuo Ton/año
<b>Pecuario</b>		
Avícola	Estiércol	6.518.795
Porcicola	Estiércol	2.745.392
Bovino	Estiércol	83.497.181
<b>Agrícola</b>		
Arroz	Paja	2.078.073
Banano	Fruto rechazo	2.067.945
Café pulpa	Pulpa	298.996
Café Mucilago	Mucilago	102.243
Café Borra	Borra	18.532
Maíz	Caña	912.659

Sector	Residuo	Residuo Ton/año
Palma de aceite	Laguna Oxidación	6.709.985
Plátano	Fruta Rechazo	23.816.051
Caña de azúcar	Bagazo	6.972.609
Caña Panelera	Bagazo	364.066
<b>Urbano</b>		
RSU	RSUO	9.845.875
Lodos PTAR	Lodos	19.422.647
<b>Industrial</b>		
Lácteo	Grasas, lodos	37.125
Cervecería	Lodos	789.230
Destilería	Vinazas	9.587.333
Matadero	Rumen	103.581

**FIGURA 18**

Sectores y biomásas residuales estudiadas



**TABLA 6**

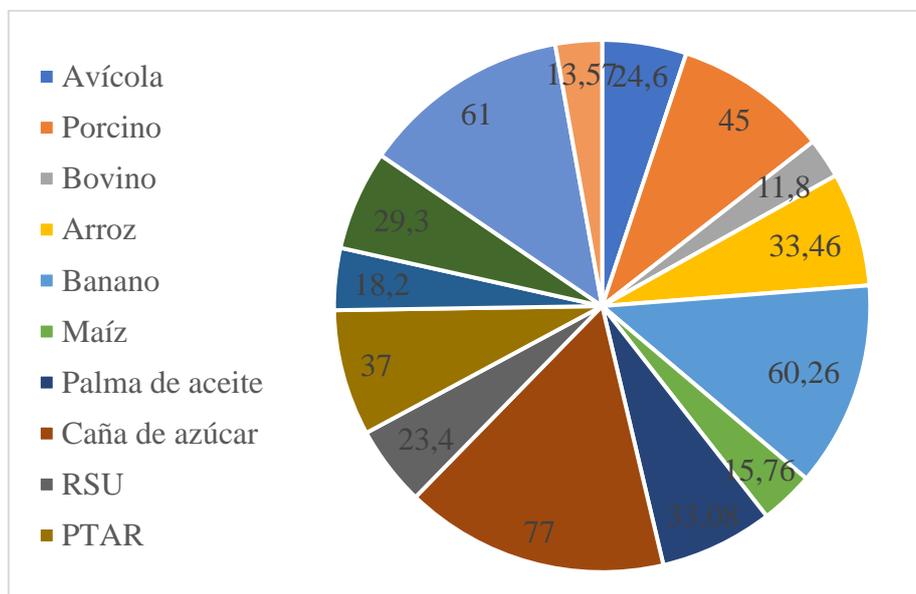
Producción y participación de las biomásas de estudio, adaptado de (UNAL;UPME, 2018).

<b>Sector</b>	<b>Departamento</b>	<b>Producción (t)</b>	<b>%</b>
<b>Pecuario</b>			
Avícola	Santander	1.545.541	24,6
Porcino	Antioquia	869.050	45
Bovino	Antioquia	9.813.919	11,8
<b>Agrícola</b>			
Arroz	Casanare	695.395,0	33,46
Banano	Antioquia	1.246.209	60,26
Maíz	Córdoba	143.816	15,76
Palma de aceite	Meta	488.364	33,08
Caña de azúcar	Valle del Cauca	19.180.062,3	77,0
<b>Urbano</b>			
RSU	Bogotá D.C. Doña Juana	2.299.135	23,4
PTAR	Bogotá (AR m <sup>3</sup> /s)	16,5	37
<b>Industrial</b>			
Cerveceros	Barranquilla	144.006	18,2
Lácteo	Cundinamarca	6.142.788	29,3

Sector	Departamento	Producción (t)	%
Vinazas	Valle	5.840.000	61
Matadero	Cundinamarca	706	13,57

FIGURA 19

Producción y participación de las biomásas de estudio



### 3.2. Potencial energético de biomásas a través de combustión directa y digestión anaeróbica en Colombia.

El sistema interconectado nacional en Colombia conecta el 48% del territorio nacional, cubriendo el 96% de la población. En total, alrededor de dos millones de personas viven en áreas no interconectadas (52% del territorio nacional), incluyendo 1,2 millones sin acceso a electricidad. Por lo tanto, considerando la creciente demanda de electricidad, los riesgos de la alta dependencia de la energía hidroeléctrica y la necesidad de electricidad generalizada a áreas no interconectadas, es fundamental diversificar la matriz energética en Colombia. Se estima

que Colombia podría generar cerca del 100% de su electricidad a partir de energías renovables, lo que se ve impedido por diferentes barreras técnicas, económicas y sociales a las energías renovables (Sagastume, Cabello, Hens, & Vandecasteele, 2020).

**Potencial de biomasa a energía,** (Sagastume, Cabello, Hens, & Vandecasteele, 2020).

Con foco al objeto de este capítulo, el potencial energético de diferentes tipos de biomasa para la producción de biometano está asociadas a estimaciones que se describen mediante ecuaciones que se presentan a continuación, es necesario ahondar en estas expresiones dado que así se puede dimensionar potencial de la biomasa a energía.

Existen diferentes alternativas de conversión de residuos para producir energía a partir de fuentes de biomasa, agrupadas en procesos termoquímicos y procesos de bioconversión. La selección de la tecnología adecuada depende de las características y propiedades de la biomasa (es decir, humedad, poder calorífico, etc.). En general, para fuentes de biomasa con más del 50% de humedad, los procesos de bioconversión (por ejemplo, digestión anaeróbica) están más indicados. De lo contrario, los procesos termoquímicos (por ejemplo, la combustión de biomasa) son una mejor alternativa. Tecnologías como la combustión directa y la digestión anaeróbica tienen mayor madurez que la pirólisis, la gasificación y la fermentación (Sagastume, Cabello, Hens, & Vandecasteele, 2020).

El calor generado durante la combustión directa (incineración) se puede utilizar para producir electricidad o directamente en otros procesos. En general, la combustión directa representa más del 80% de los estudios de caso de conversión de residuos en energía discutidos en la literatura (Sagastume, Cabello, Hens, & Vandecasteele, 2020). El potencial energético de las fuentes de biomasa aptas para combustión directa se calcula como:

$$W_{E.DC_i} = M_i * LHW_{W.b_i} \quad (12)$$

donde:

$W_{E.DC_i}$  - Potencial energético de la combustión directa de biomasa fuente  $i$  (GWh).

$M_i$  - Fuente de biomasa disponible  $i$  (millones de t).

$LHW_{W.b_i}$  - Poder calorífico bajo sobre la base húmeda de la fuente de biomasa  $i$  (GWh / millón de t).

El valor calorífico bajo (LHV) usualmente está disponible directamente en la literatura para algunas fuentes de biomasa producidas en Colombia. De lo contrario, los datos se obtienen de la literatura que se refiere a otros países y el alto poder calorífico (HHV) y el contenido de humedad (MC) se utilizan para calcular el LHV como

$$LHV_{w.b} = HH_{d.b} * (1 - MC) - 2.447 * MC \quad (13)$$

donde:

w.b y d.b significan base húmeda y base seca.

El potencial energético total de las fuentes de biomasa aptas para combustión directa es:

$$W_{E.DC} = \sum_1^i W_{E.DC_i} \quad (14)$$

donde:

$W_{E.DC}$  es el potencial energético total de la fuente de biomasa  $i$  (GWh).

La digestión anaeróbica incluye cuatro pasos (es decir, hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis) para producir biogás (es decir, una mezcla de CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub>). El proceso se desarrolla en tanques de fermentación en ausencia de oxígeno. En algunos casos, el sustrato se trata previamente para mejorar el rendimiento de metano. Luego, el biogás se usa

para producir calor y energía, mientras que el subproducto del digestato se puede usar como fertilizante o como enmienda del suelo. El potencial de biometano (BMP) de la biomasa lignocelulósica se calcula como:

$$BMP_i = 378 * X_{C_i} + 354 * X_{H_i} - 194 X_{L_i} + 313 X_{R_i} \quad (15)$$

donde:

$BMP_i$  - Potencial bioquímico de metano de la fuente de biomasa i.

$\left(\frac{L}{kg_{VS}}\right) X_{C_i}$  - Fracción de celulosa de la fuente de biomasa i.

$X_{H_i}$  - Fracción de hemicelulosa de la fuente de biomasa i

$X_{L_i}$  - Fracción de lignina de la fuente de biomasa i.

$X_{R_i}$  - Fracción de los restantes constituyentes de la biomasa de la fuente de biomasa i.

En este caso, el BMP se refiere al rendimiento de metano de la digestión anaeróbica (es decir, la fracción de metano en el biogás) y se calculó como:

$$BMP_i = BMP_{(VS)_i} * M_{manure} * TS * VS_{d.b} \quad (16)$$

donde:

$BMP_{(VS)_i}$  - Potencial de biometano específico de la fuente de biomasa i.

$\left(\frac{m^3}{kg_{VS}}\right) M_{manure}$  - Masa de estiércol.

$(kg) TS$  - Sólidos totales.

$VS_{d.b}$  - Sólidos volátiles en base seca

El potencial técnico del metano (es decir, el biometano que se puede producir técnicamente) se calcula considerando la energía utilizada para precalentar la materia prima, incluidas las pérdidas de calor de precalentamiento del 10%.

$$TMP_i = BMP_i - \frac{\sum_1^i 1.1M_i * c_p * (T_R - T_O)}{LHV_{CH_4}} \quad (17)$$

donde:

$TMP_i$  - Potencial técnico de metano de la fuente de biomasa i.

$\left(\frac{m^3}{t_{biomass}}\right) c_p$  - Calor específico de la materia prima.

$\left(4.2 \frac{kJ}{kg * C}\right) T_R$  - Temperatura de funcionamiento del digestor ( $^{\circ} C$ ).

$T_O$  - Temperatura atmosférica media ( $^{\circ} C$ ).

$LHV_{CH_4}$  - Bajo poder calorífico del metano ( $kJ / m^3$ ).

La ecuación (6) resta la pérdida de energía en el digestor a las BMP de la biomasa. El potencial energético de la digestión anaeróbica de una fuente de biomasa es:

$$W_{E.AD_i} = M_i * TMP_i * LHV_{CH_4} \quad (18)$$

donde:

$W_{E.AD_i}$  - Potencial energético de la digestión anaeróbica de la fuente de biomasa i (GWh).

El potencial energético total de las fuentes de biomasa disponibles para la digestión anaeróbica es:

$$W_{E.AD} = \sum_1^i W_{E.AD_i} \quad (19)$$

El potencial eléctrico de la biomasa se calcula considerando una eficiencia eléctrica del 28% para la combustión directa y del 30% para la digestión anaeróbica. El autoconsumo tecnológico se considera como el 20% de la electricidad producida.

$$W_{elect.X_i} = 0.8 * (M_i * W_{E.X_i} * \eta_{elect}) \quad (20)$$

donde:

$W_{elect.X_i}$ - Potencial eléctrico de combustión directa (X = DC) o digestión anaeróbica (X = AD) para la fuente de biomasa i (GWh).

$W_{E.X_i}$ - Potencial energético de combustión directa (X = DC) o digestión anaeróbica (X = AD) para la fuente de biomasa i (GWh).

$\eta_{elect}$ - Eficiencia eléctrica.

El potencial eléctrico total es entonces:

$$W_{elect.X} = \sum_1^i W_{elect.X_i} \quad (21)$$

donde:

$W_{elect.X}$ - Potencial eléctrico total de combustión directa (X = DC) o digestión anaeróbica (X = AD).

El potencial calorífico de una fuente de biomasa es:

$$W_{heat.X_i} = W_{E.X_i} * \eta_{thermal} \quad (22)$$

donde:

$W_{heat.X_i}$ - Potencial calorífico de combustión directa (X = DC) o digestión anaeróbica (X = AD) para la fuente de biomasa i (GWh).

$\eta_{thermal}$ - Eficiencia térmica.

El potencial de calor total es:

$$W_{heat.X} = \sum_1^i W_{heat.X_i} \quad (23)$$

donde:

$W_{heat.X}$  - Potencial calorífico total de combustión directa (X = DC) o digestión anaeróbica (X = AD) de las fuentes de biomasa disponibles (GWh).

En síntesis y dado que el propósito de este capítulo es definir el potencial energético de diferentes tipos de biomasa para la producción de biometano, y este último es una mejora del biogás, hay que partir del hecho que el potencial se define en función del tipo de materia prima que puede utilizarse para producir biogás (Grabar Robina, Havelka, & Tomšiü, 2016). Es decir, de acuerdo con la metodología anterior, a continuación, se presenta un inventario de la participación de la agroindustria, la ganadería y de los principales cultivos en Colombia con producidos para identificar los residuos de biomasa disponibles para aplicaciones energéticas.

El potencial energético de los desechos agrícolas y de agroindustria se presentan en la Tabla 8, el potencial energético de los desechos de ganadera (LSM) y mataderos (SW) se presentan en la

Tabla 9 y para cerrar la

Tabla 10 y la

Figura 20 muestran el potencial eléctrico total de los desechos agrícolas, ganaderos y agroindustriales.

TABLA 7

Resumen costos de inversión generación de biogás por MMBTU y precio de Gas Natural (pesos de 2016), Adaptado de (TECSOL, 2017)

Biomasa residual	Tamaño generador	Producción estimada		
		de Biogás (m <sup>3</sup> /año)	Tipo de biodigestor	COP/MMBTU
Porquenaza/	1.300-8.800 gallinas	3.210-21.840	Tubular (Biobolsa)	\$34.327 - \$16.370
	91-617 cerdos		Tubular (Artesanal)	\$13.037
Gallinaza *	40.000-446.000 gallinas	100.000-1.100.000	Tipo Laguna (Aqualimpia)	\$21.933 - \$18.277
	2.800-31.000 cerdos		Tipo Laguna (otros)	\$7.298 \$2.404
	>446.000 gallinas		Tipo Laguna (Aqualimpia)	< \$18.277
	>31.000 cerdos		Tipo Laguna (otros)	< \$2.404
Palma	>4.000 ha palma	>1.100.000	Tipo Laguna (Aqualimpia)	\$ 21.933
(POME)/ Vinazas	>1.394 ha caña		Tipo Laguna (otros)	\$14.133
	14-158 Ton/día residuos	100.000-1.100.000	Tipo Laguna (Aqualimpia)	\$ 21.933

Fracción orgánica

SU &gt;158 Ton/día residuos &gt; 1.100.000

Precio de Gas Natural a Boca de Pozo (La Guajira)	\$18.825
Precio de Gas NATURAL (Cusiana)	\$10.190
Gas Natural (Tarifa Industrial Precio representativo)	\$33.810
Gas Natural (GNV)	\$40.732

**TABLA 8**

El potencial energético de los residuos de biomasa agrícola y agroindustrial (Sagastume, Cabello, Hens, &amp; Vandecasteele, 2020).

Cultivo	Residuos	Residuos Agrícolas (AW) (10 <sup>3</sup> Ton/año)	AW disponible	Residuos agroindustriales	Energía potencial (kWh/t)	
					DC	AD
Caña de azúcar	AW	5035,19	0		2594,8	803,3
	Bagazo			7,202	2062,9	1171,1
	Filtrado			0,791	2144,8	1151,1

Cultivo	Residuos	Residuos Agrícolas	AW	Residuos	Energía potencial (kWh/t)	
		(AW)	disponible	agroindustriales	DC	AD
		(10 <sup>3</sup> Ton/año)				
Plátano	Raquis	571,35	571,35			120,9
	Pseudo tallo	10712,87	0			202,5
	Residuos de plátano			0,005		538,1
	cáscara			0,009		280,6
Papa	Tallo y hojas	1431,21	0			851,6
	cáscara			0,023		423,5
Arroz	Paja	5979,38	0		3850,4	1637,7
	Concha			0,509	4157,5	1277,8
Mandioca	Raquis	180,04	180,04		3716,7	1510,6

Cultivo	Residuos	Residuos Agrícolas	AW	Residuos	Energía potencial (kWh/t)	
		(AW)	disponible	agroindustriales	DC	AD
		(10 <sup>3</sup> Ton/año)				
	Rizoma	1002,52	1002,52		2947,2	1378
	cáscara			0,049		598,2
	Tallo			0,295		362
Banano	Raquis	320,13	320,13			120,9
	Pseudo tallo	6002,41	0			202,5
	cáscara			0,003		538,1
	Residuos de banano			5,322		1962,4
Maíz	Rastrojo	1316,5	0		3985,3	1831,4
	Forraje	382,2	382,2		3939,9	1675,3
	Mazorca	297,3	297,3		4433,9	1920,9
	Cáscara			302,5	4634,9	592,4

Cultivo	Residuos	Residuos Agrícolas	AW	Residuos	Energía potencial (kWh/t)	
		(AW)	disponible	agroindustriales	DC	AD
		(10 <sup>3</sup> Ton/año)				
Palma de aceite						
	Fibra			866,2	4967,3	1794
	Racimos vacíos			1457,4	5178,9	1849
	Pepa			1100		258,4
Caña de panela	AW	271,4	0		2594,8	1171,1
	Bagazo			370,6	2062,9	803,3
Café	Cascara, Semilla			9,4	3844,1	2755,7
	Pulpa	2329,1	2329,1		164,7	272
	Concha			1642,7	4386,3	1187,7
	Tallos cortados			162	4338	2126,1
	Rastrojo	5015,7	5015,7		4527,8	2022,4

Cultivo	Residuos	Residuos Agrícolas	AW	Residuos	Energía potencial (kWh/t)	
		(AW)	disponible	agroindustriales	DC	AD
		(10 <sup>3</sup> Ton/año)				
Piña						
	Corona			41,5	4750	2491,5
	Núcleo			31,2		427,3
	Cáscara			110,8		427,3
Tomate	Hojas	110,2	0		5905	1794,3
	Tallo	99,1	0		5893,7	1794,3
	Cáscara			5,1	5718,1	447,4
	Semillas			6,3	5928,4	447,4

TABLA 9

Potencial energético de los residuos de biomasa ganadera (LSM) y matadero (SW) (Sagastume, Cabello, Hens, & Vandecasteele, 2020).

Ganadería			Residuos	Residuos disponibles	Energía Potencial	
			(Ton/año)	(Ton/año)	DC	AD
Bovino	LSM	<1 año	6.618.375	330.919		143.3
		1-2 años	18.887.252	944.363		
		2-3 años	27.788.286	1.389.414		
		> 3 años	55.660.105	2.783.005		
	SW	Estiércol	15.352	15.325		143.3
		Sangre	18.446	18.446		842.4
		Vísceras	2.713	2.713		2711.9
		DAF	29.84	29.840		173.1
Porcino	LSM	1-60 Días	121.449	121.449		456.6
		61-120 Días	471.575	471.757		

Ganadería		Residuos (Ton/año)	Residuos disponibles (Ton/año)	Energía Potencial	
				DC	AD
		121-180 Días	719.057	719.057	
		Cerdas (120-240 días)	138.024	138.024	
		Cerdas (>240 días)	669.779	669.779	
		Cerdos (>180 días)	96.581	96.581	
		Cerdos de corral	1.410.631	0	
	SW	Estiércol	15.325	15.325	456.6
		Sangre	18.446	18.446	977.1
		Pellejo	2.713	2713	110.1
		Vísceras	29.84	29.84	1755.1
		Tejidos de carne	6.51	6510	3544.4
		DAF	6.782	6782	1079.1
Avícola	LSM	Engorde	2.399.033	2.399.033	3287.5 530.6
		Crecimiento	132.142	132.142	1977.2

Ganadería	Residuos (Ton/año)	Residuos disponibles (Ton/año)	Energía Potencial	
			DC	AD
	Producción de huevos	2.015.569	2.015.569	
	Reproducción	238.87	238.81	
	Pollos de traspatio	331.87	0	
SW	Estiércol	330		530.6
	Sangre	13.845	13.845	660.5
	Plumas	13.845	13.845	1561.6
	Vísceras	46.149	46.149	2226.6
	Tejidos de carne	35.93	35.93	984.6
	DAF	85.705	85.705	268.2

TABLA 10

El potencial energético de los residuos agrícolas, ganaderos y agroindustriales, adaptado de (Sagastume, Cabello, Hens, & Vandecasteele, 2020).

Fuente biomasa	Combustión directa (GWh/año)	Potencial biometano (GWh/año)	Energía potencial (GWh/año)	
			Baja	Alta
Caña de azúcar	16.555	9345	9345	16.555
Plátano		75	75	75
Papa		10	10	10
Arroz	25.154	10.443	10.443	25.154
Yuca	3624	1789	1789	3624
Banano		51	51	51
Maíz	2824	1211	1211	2824
Aceite de Palma	3538	4723	3538	4723
Caña de panela	765	298	298	765
Cítricos	36	26	26	36

Fuente biomasa	Combustión directa (GWh/año)	Potencial biometano (GWh/año)	Energía potencial (GWh/año)	
			Baja	Alta
Café	10.814	2929	2929	10.814
Piña	22.907	10.308	10.308	22.907
Tomate	67	5	5	67
Bovino -L		15.616	15.616	15.616
Bovino - S		967	967	967
Porcina - L		1656	1656	1656
Porcina - S		108	108	108
Avícola - L	13.262	2715	2715	13.262
Avícola - S		192	192	192
<b>Total</b>	<b>99.545</b>	<b>63.467</b>	<b>61.282</b>	<b>119.405</b>

FIGURA 20

El potencial energético de la biomasa disponible para aplicaciones energética, adaptado de (Sagastume, Cabello, Hens, & Vandecasteele, 2020)

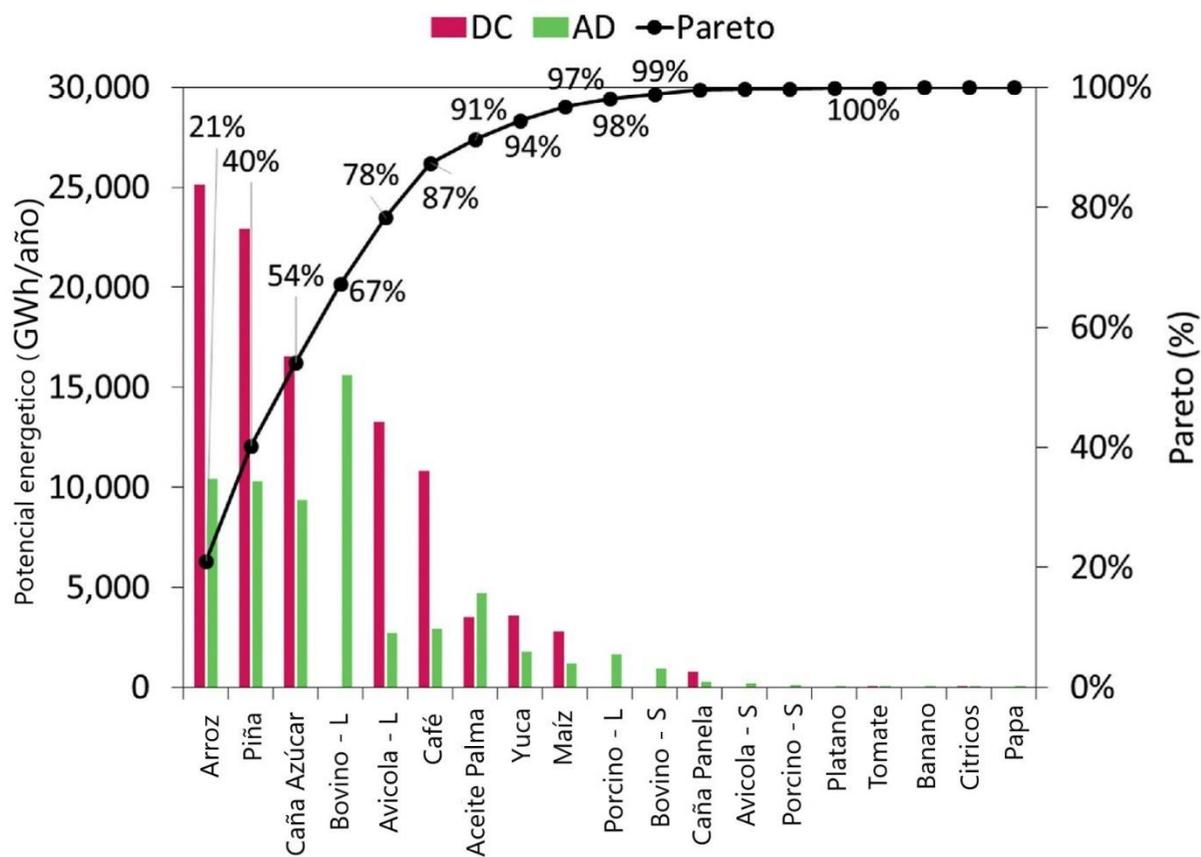


FIGURA 21

. Generación de estiércol avícola durante el año 2016 en Colombia, adaptado de (UNAL;UPME, 2018).

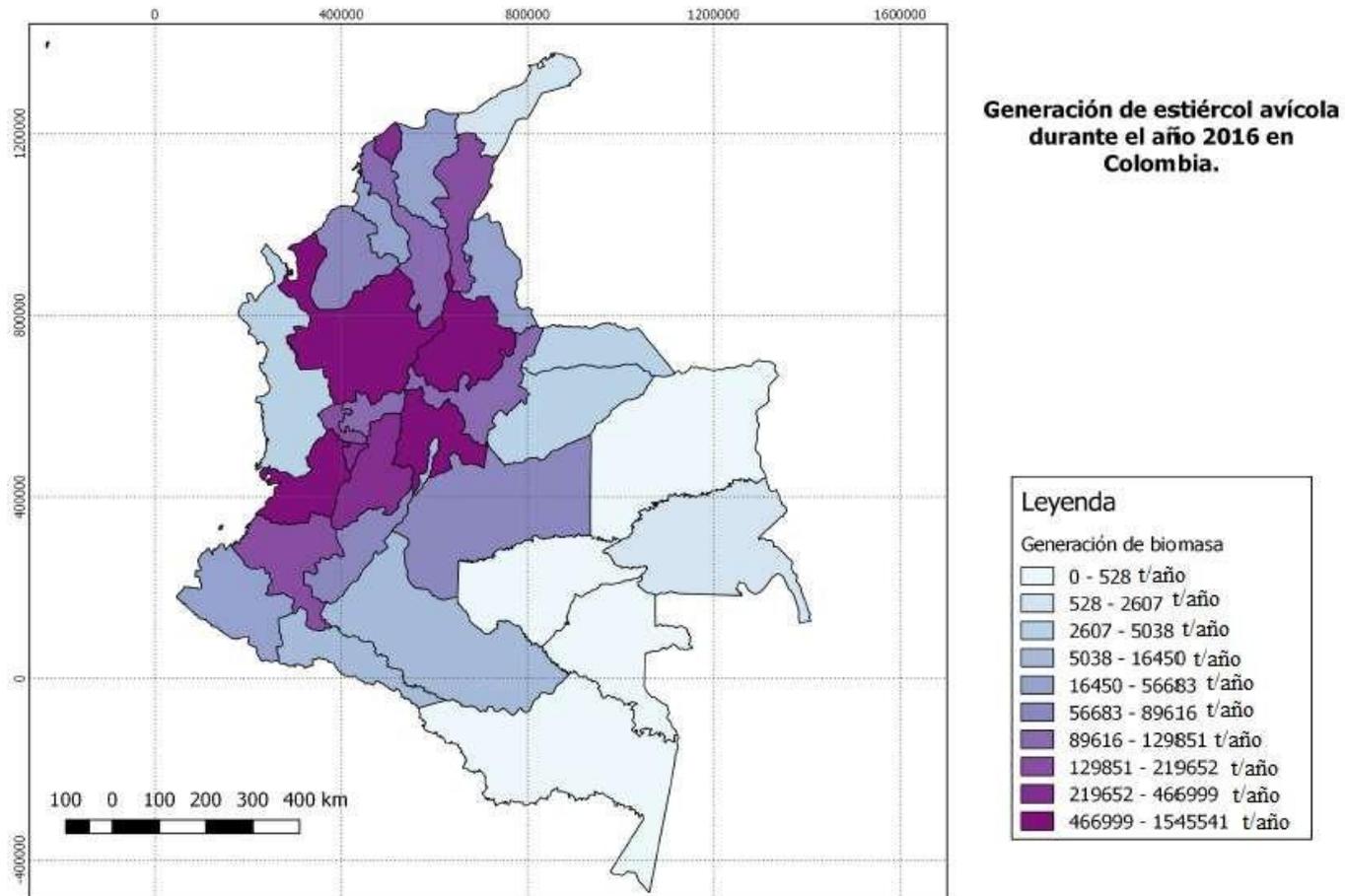


FIGURA 22.

Generación de estiércol bovino durante el año 2016 en Colombia, adaptado de (UNAL;UPME, 2018).

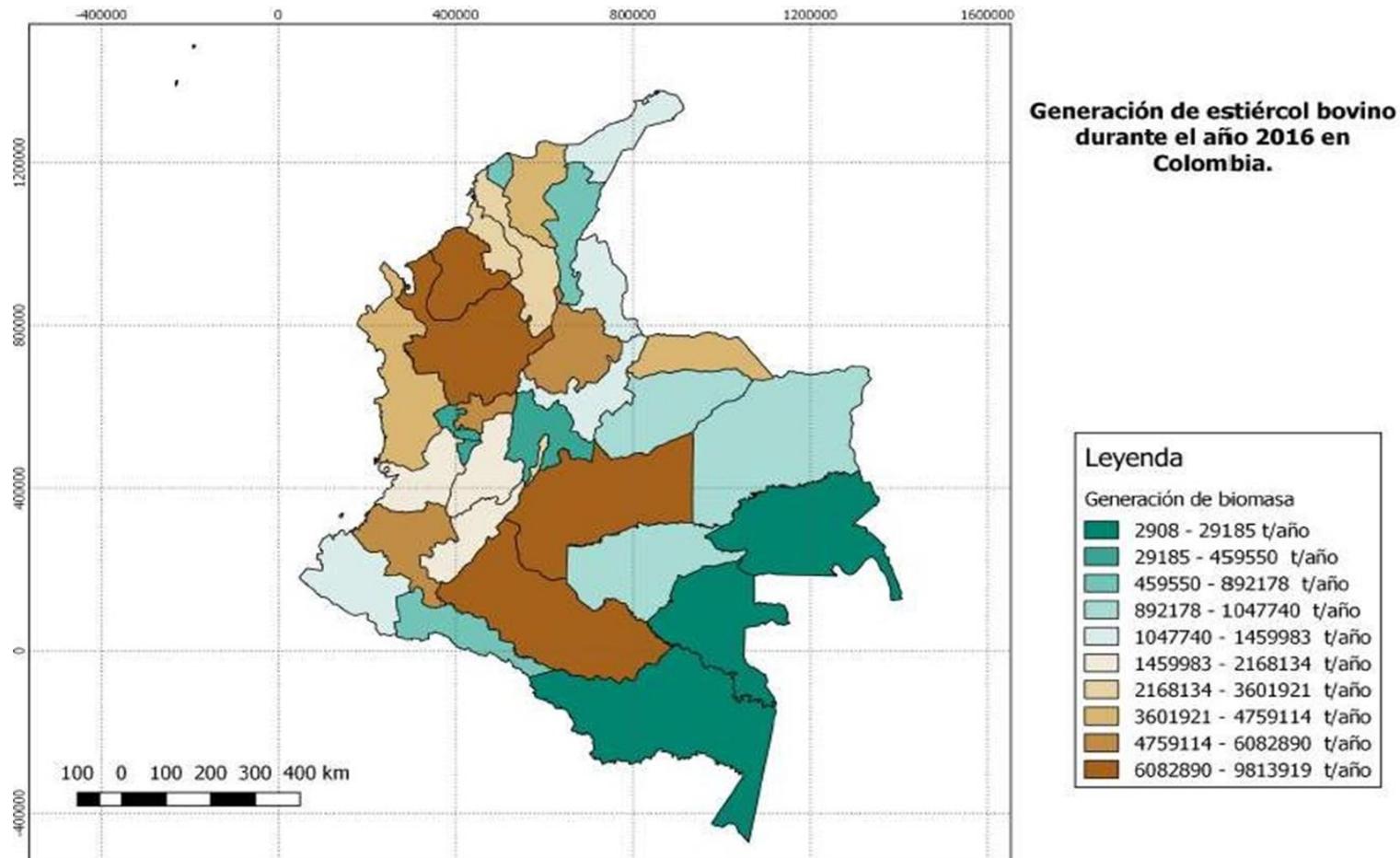


FIGURA 23

Generación de estiércol porcino durante el año 2016 en Colombia, adaptado de (UNAL;UPME, 2018).

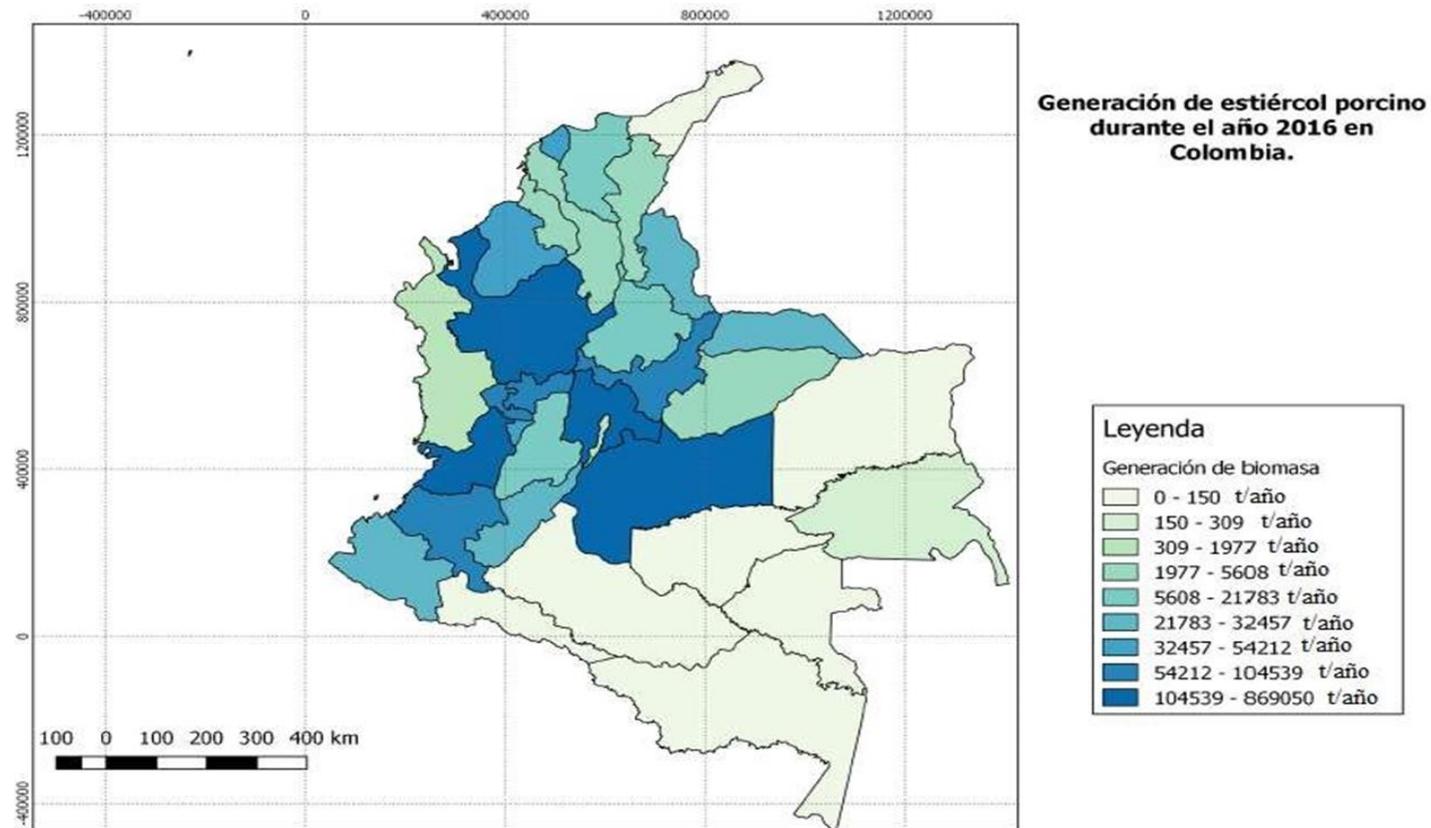


FIGURA 24

Generación de banano de rechazo durante el año 2016 en Colombia, adaptado de (UNAL;UPME, 2018).

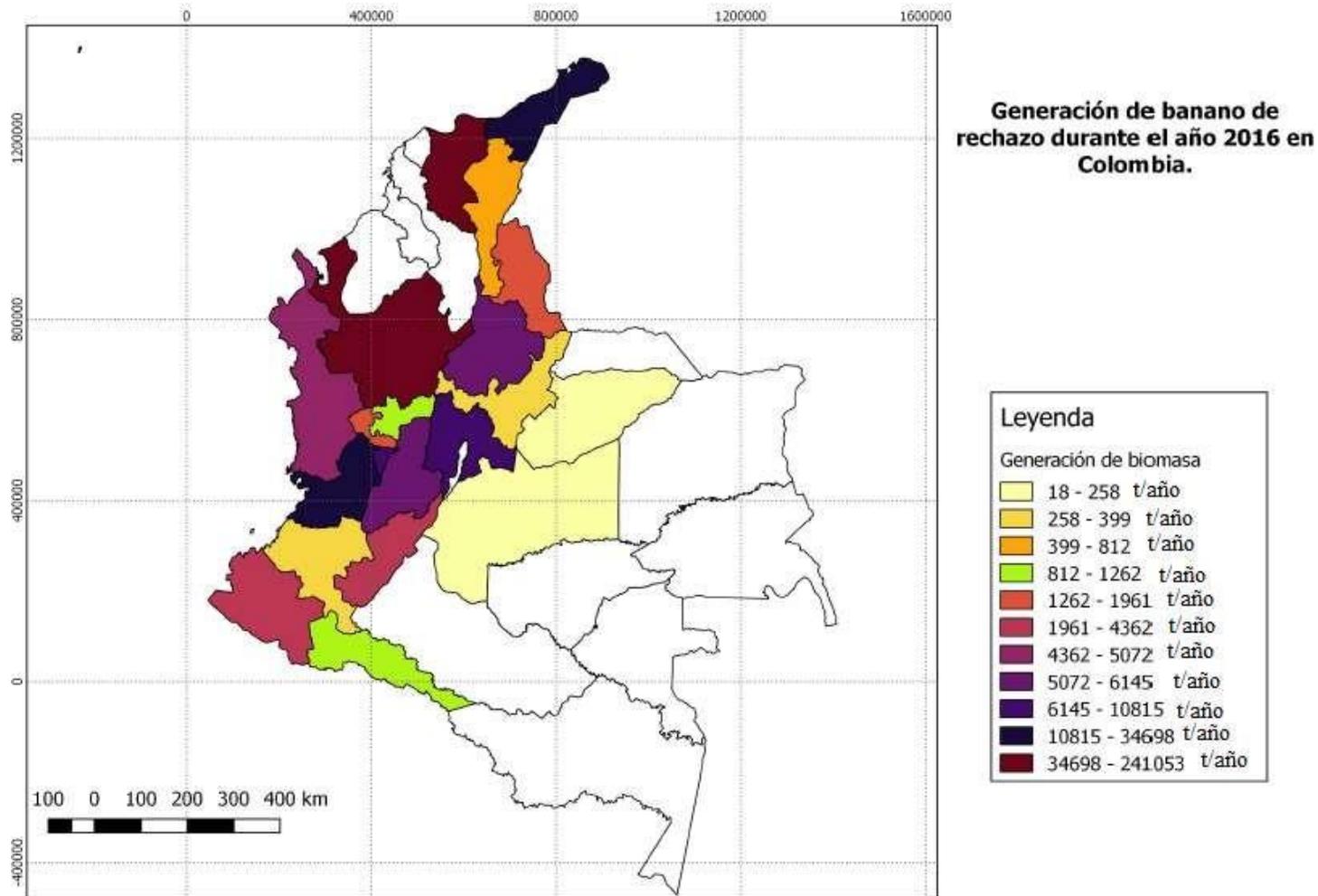


FIGURA 25

Generación de residuos líquidos provenientes de plantas extractoras de aceite durante el año 2016 en Colombia, adaptado de (UNAL;UPME, 2018).

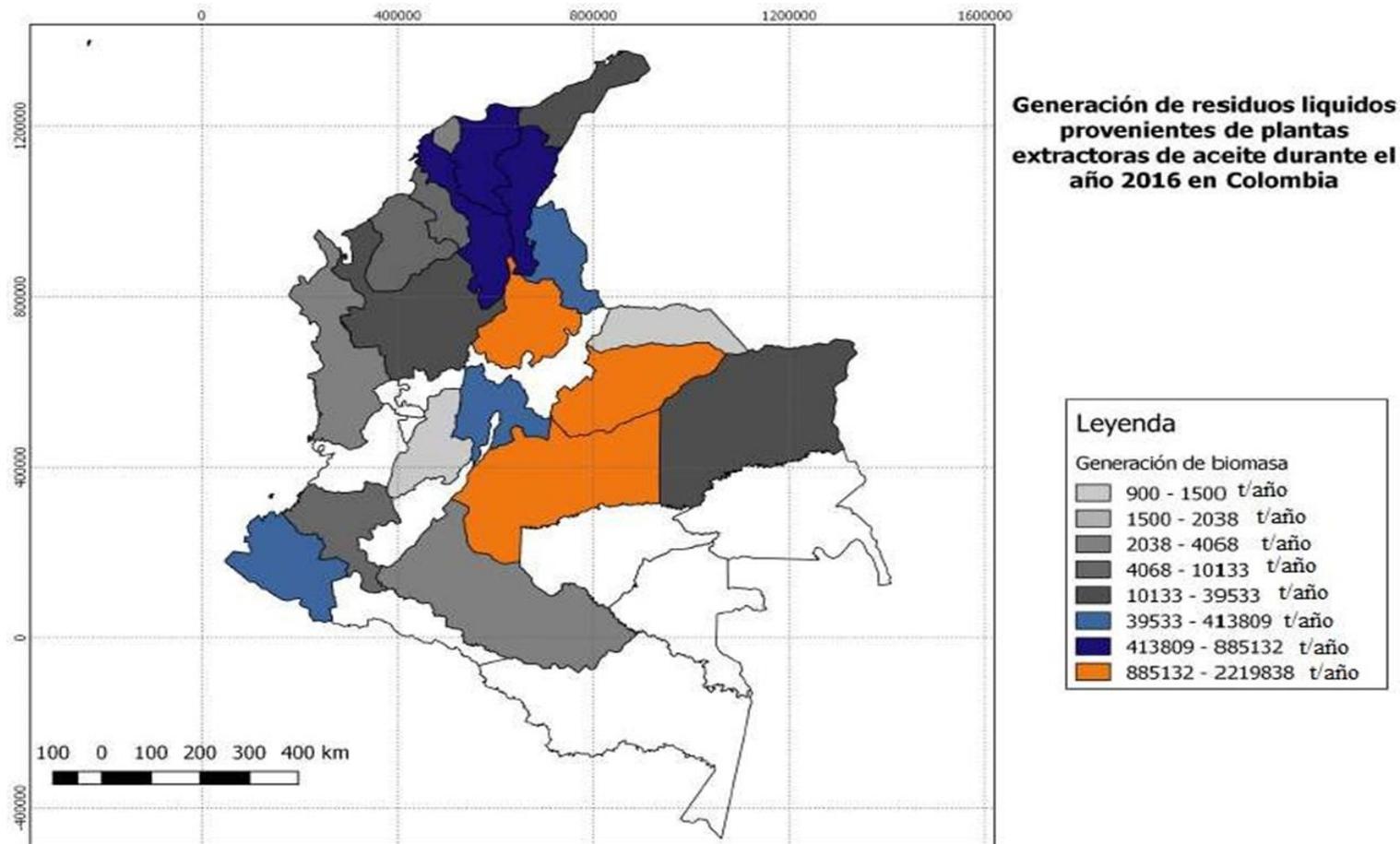


Figura 26

Generación de RSU en los principales departamentos de Colombia durante el año 2016, adaptado de (UNAL;UPME, 2018).

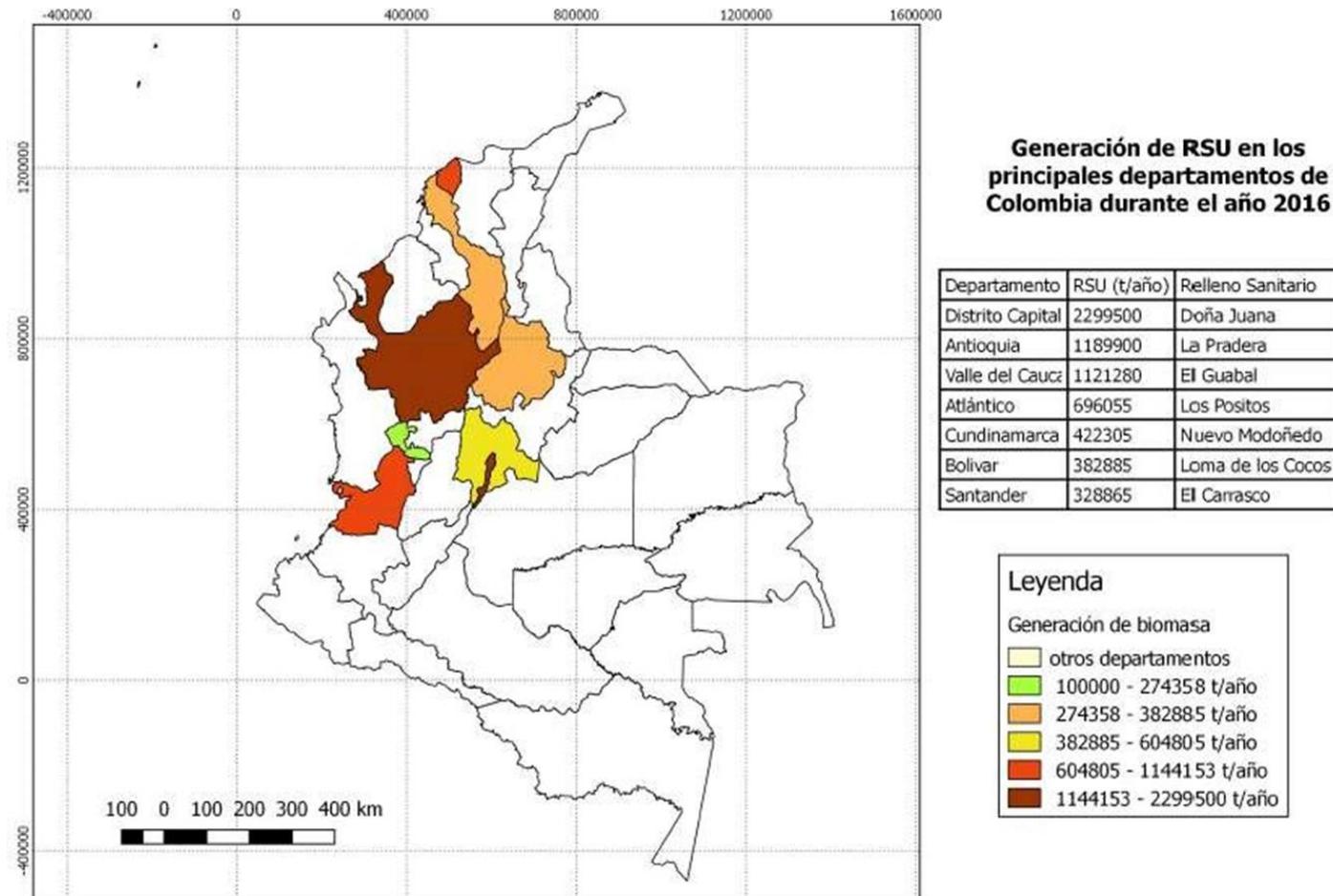


FIGURA 27

Generación de aguas residuales en algunas ciudades con PTAR durante el año 2016 en Colombia, adaptado de (UNAL;UPME, 2018).

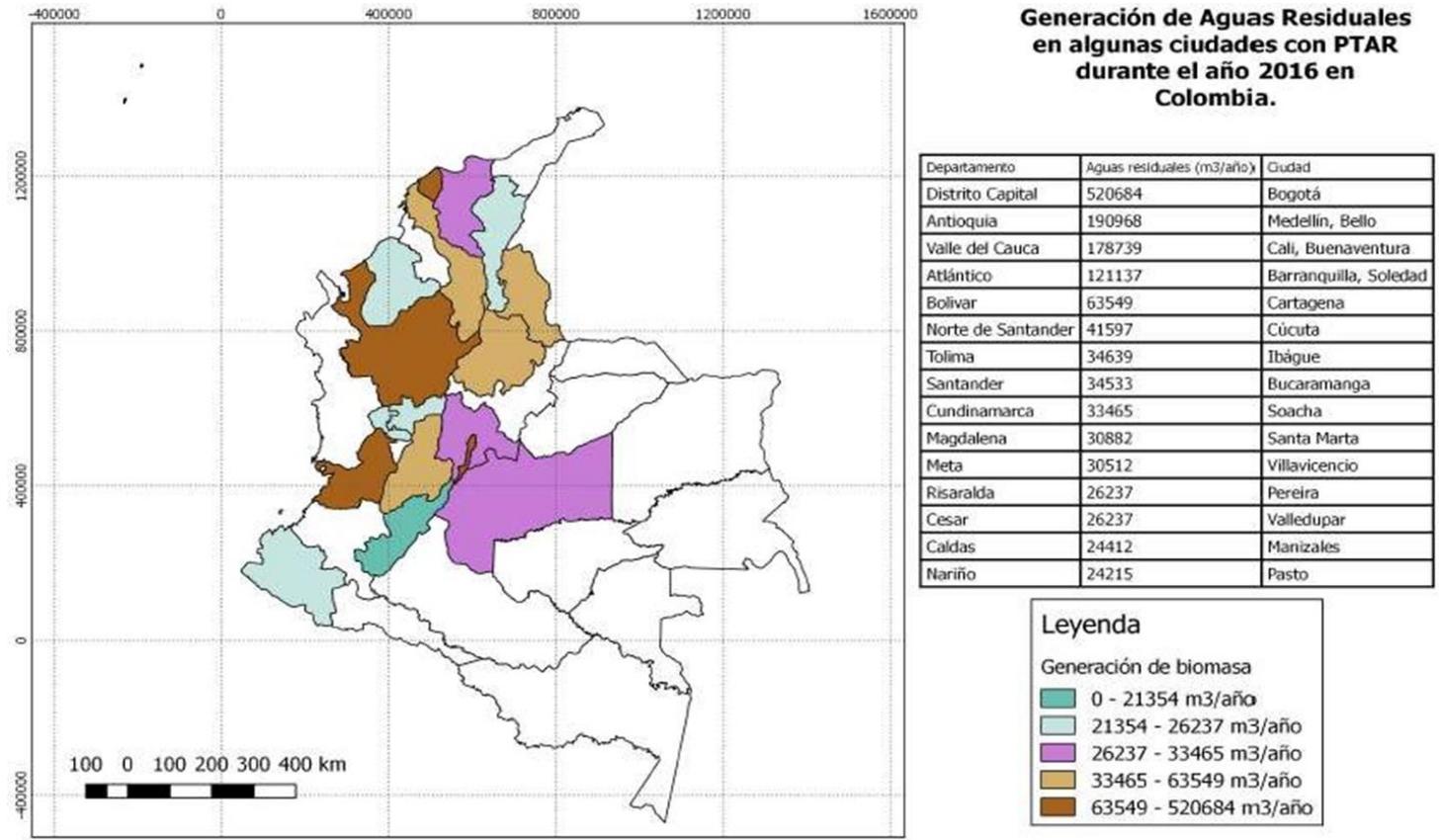


FIGURA 28

Generación de residuos de macerado de cebada en plantas productoras de cerveza en Colombia, adaptado de (UNAL;UPME, 2018).

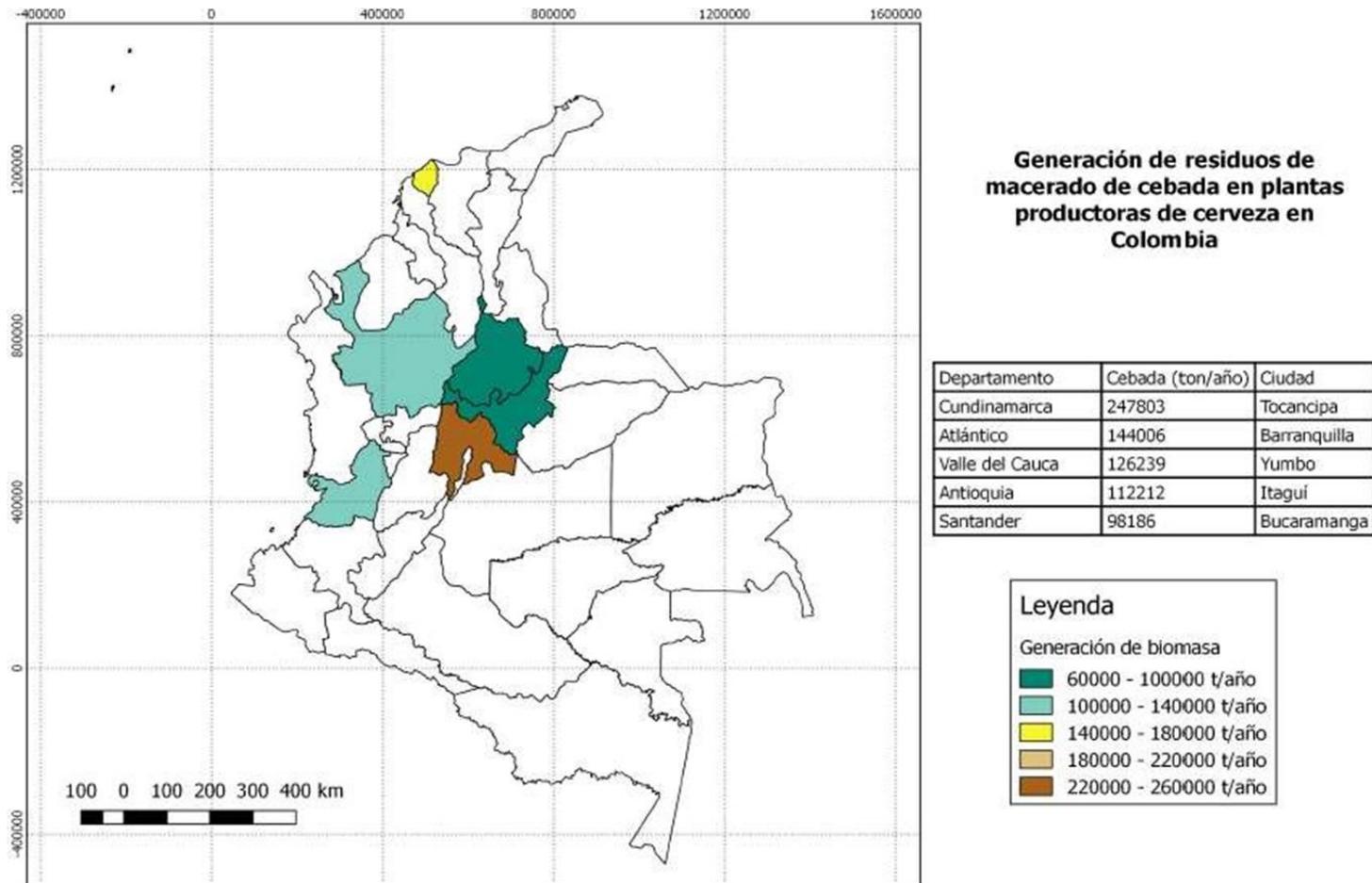


FIGURA 29

Generación de lodos y barros grasos de la industria Láctea en Colombia, adaptado de (UNAL;UPME, 2018).

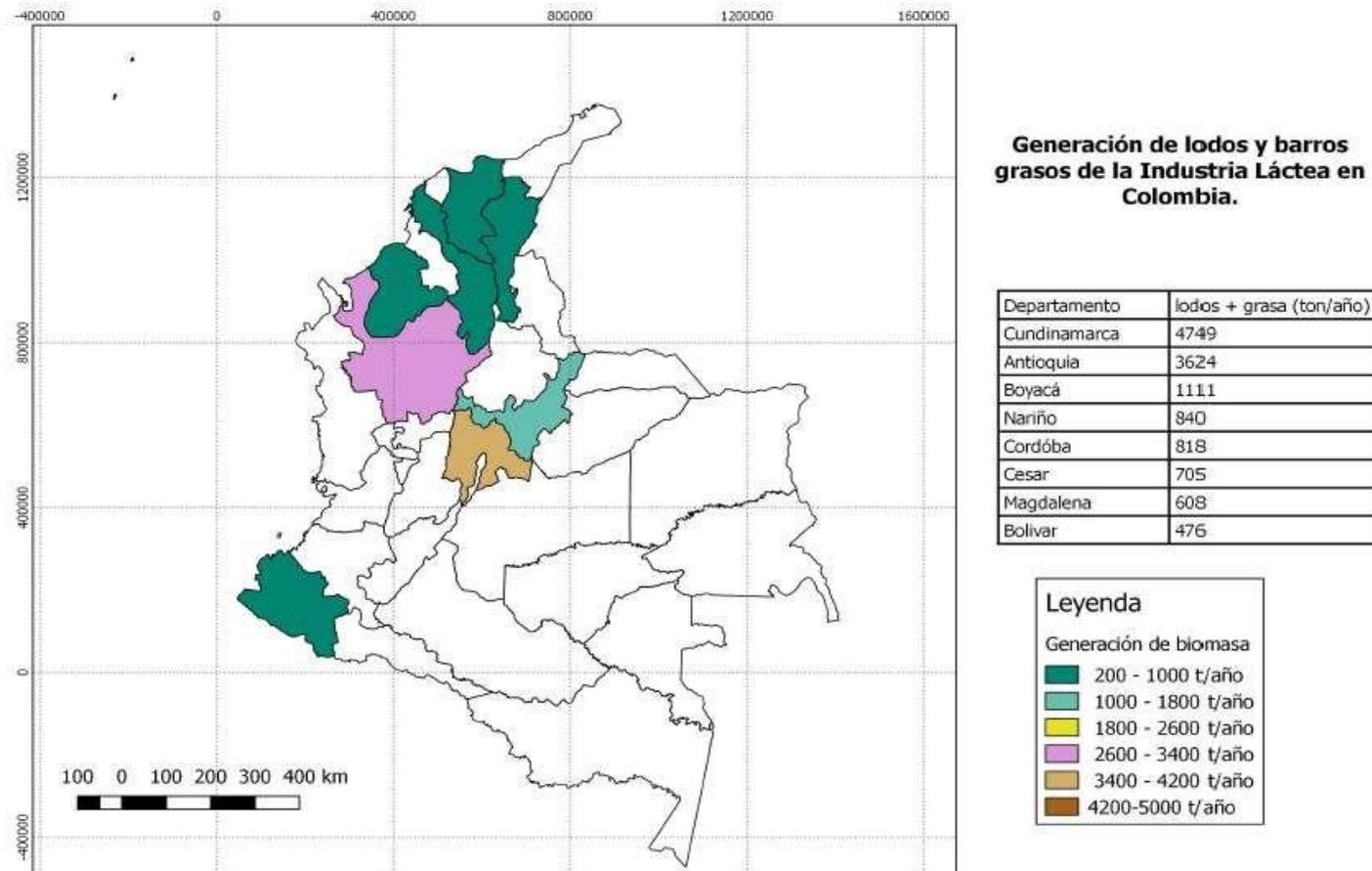
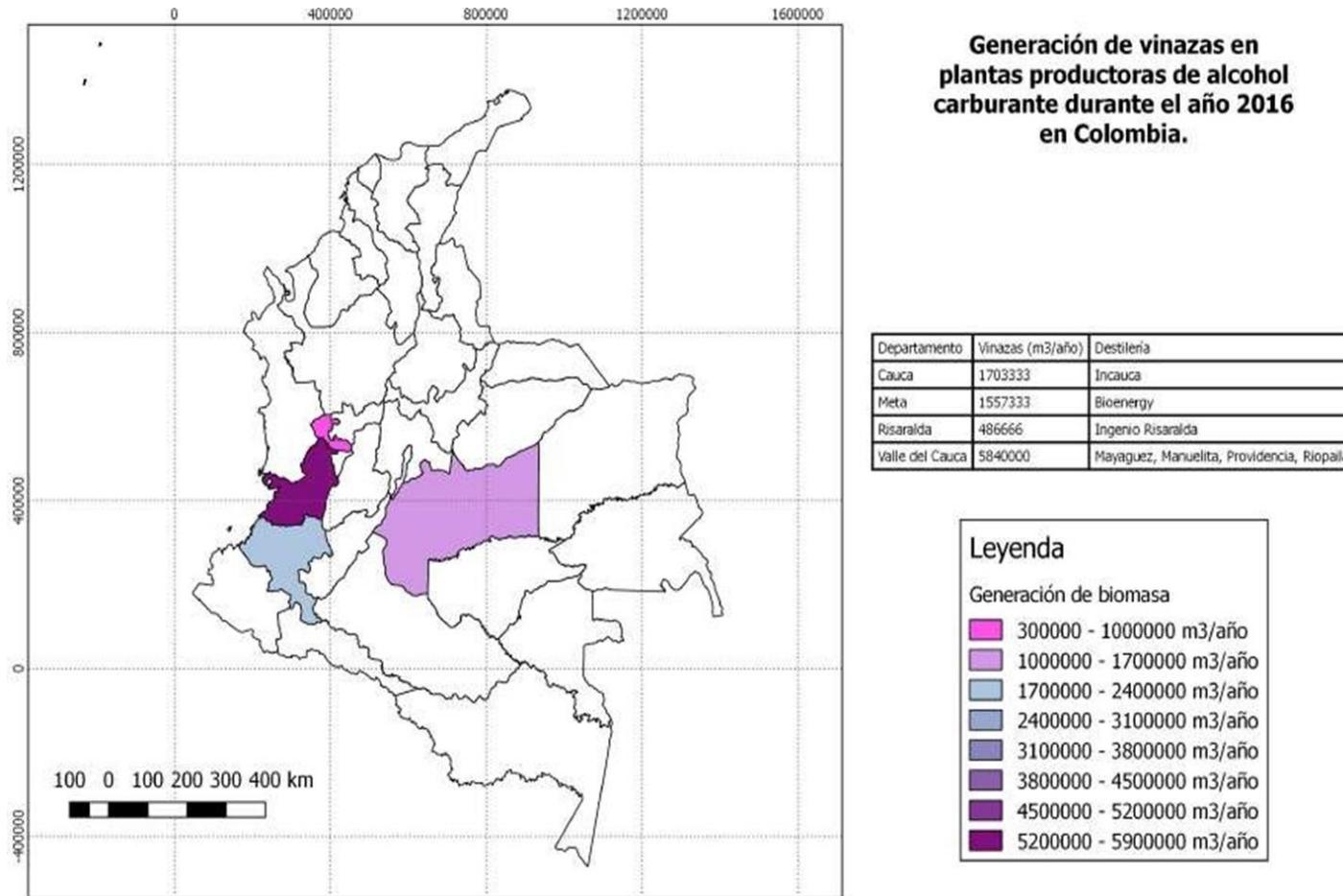


FIGURA 30

Generación de vinazas en plantas productoras de alcohol carburante durante el año 2016 en Colombia, adaptado de (UNAL;UPME, 2018).



#### 4. Prefactibilidad financiera de tecnologías para producción de biometano

La digestión anaeróbica es un proceso realizado por diversas clases de bacterias y arqueas que a través de una compleja sucesión ecológica descomponen material biodegradable en ausencia de oxígeno. Este proceso genera diversos gases, entre los cuales el dióxido de carbono y el metano son los más abundantes, se utiliza para tratar aguas residuales, estiércol y residuos sólidos. Los bioprocesos involucrados en la degradación anaeróbica de la materia orgánica alcanzaron, en las últimas décadas, un estatus importante en los aspectos sociales de la energía rural en diferentes partes de las regiones en desarrollo del mundo, incluyendo muchos países de América Latina, con su potencial combinado de producir fertilizantes efectivos a través del tratamiento de materiales de desecho (Rodrigues Reis & Gillen Brenes, 2022).

La tradición agrícola de América Latina ha estado acompañada de notables desarrollos de biodigestores desde la década de 1970, especialmente en áreas tradicionalmente carentes de infraestructura básica en términos de almacenamiento y distribución de energía. En este sentido, la mayoría de las tecnologías aplicadas en la región se basan en sistemas descentralizados y bajo costo, que pueden proporcionar biogás como combustible, principalmente para su uso en combustión directa (ver Figura 31) (Rodrigues Reis & Gillen Brenes, 2022).

Es así como dos tercios de la producción de biogás en 2018 se utilizó para generar electricidad y calor (con un reparto aproximadamente igual entre las instalaciones de solo electricidad y las de cogeneración). Alrededor del 30% se consumió en edificios, principalmente en el sector residencial para cocinar y calentar, y el resto se convirtió en biometano y se mezcló con las redes de gas o se usó como combustible para el transporte (iea, 2020). Lo anterior ratifica

los usos potenciales del biogás y el biometano, el primero de ellos encaminado a la cogeneración, producción de energía eléctrica y calor, el otro asociado a la inyección a la red de gas natural, combustible vehicular, energía para procesos de alta tecnología y producción de materia prima para la industria química.

### FIGURA 31 PRODUCCIÓN Y USOS DEL BIOGÁS A ESCALA DOMÉSTICA

Producción y usos del biogás a escala doméstica, (SEICSA, 2020).



Hay muchas vías diferentes para la producción de biogás, que involucran diferentes materias primas y tecnologías. El estiércol de ganado es la materia prima más común, pero el rendimiento de la producción de biogás es significativamente menor que el que se podría obtener de los residuos de cultivos. Los residuos industriales son la materia prima capaz de proporcionar alrededor de 4.648,89 kWh de energía por tonelada. Además de los rendimientos, existe una variación en el costo y el esfuerzo necesarios para recolectar diferentes volúmenes de materia prima (iea, 2020).

Los sistemas de biogás a escala doméstica pueden proporcionar combustible para calefacción y cocina en los países en desarrollo, como alternativa al uso tradicional de la biomasa

sólida. La producción de biogás de estos sistemas suele ser de alrededor de 1 m<sup>3</sup> por día, lo que proporciona de dos a tres horas de cocción en estufas de gas por cada 20 a 30 kg de estiércol animal (SNV, 2019). Los costos de capital de estas tecnologías básicas se sitúan en un rango de 3-8 USD/MBtu (10-30 USD/MWh) y generalmente tienen una vida útil más corta y un rendimiento de producción variable. Las materias primas suelen estar disponibles localmente a costo cero, y en muchos casos el despliegue de estos sistemas ha sido apoyado a través de programas de desarrollo (iea, 2020).

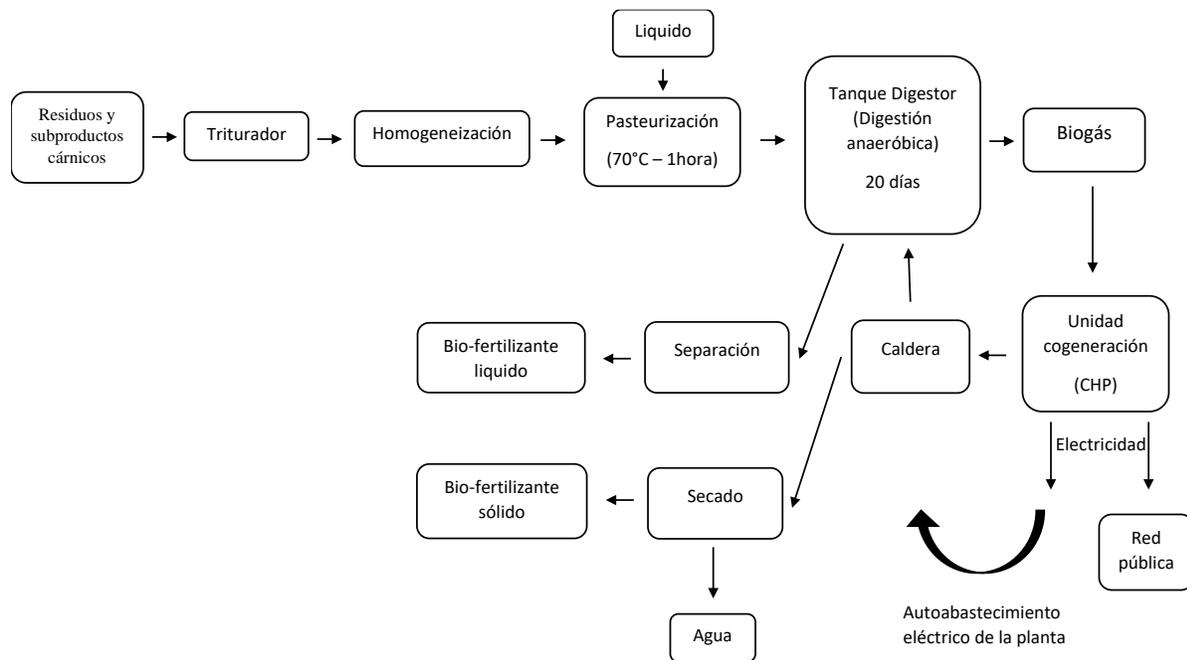
El panorama cambia cuando los biodigestores se amplían. Proporcionar un flujo continuo de materia orgánica en cantidades significativas requiere un sistema más estructurado para recoger cantidades industriales de materia prima. La producción de biogás suele conectarse a una central eléctrica cautiva o a una planta de cogeneración, lo que implica inversiones adicionales. Para garantizar un funcionamiento eficaz, las temperaturas deben mantenerse generalmente en el rango de 30-45°C, y la materia prima debe moverse continuamente. Por estas razones, las plantas de biogás comerciales e industriales centralizadas son tecnológicamente más sofisticadas y sus costos de capital y de funcionamiento por unidad de energía producida son más elevados (ver Figura 32), aunque también ofrecen mayores niveles de eficiencia y automatización (iea, 2020).

Los sistemas de digestión anaeróbica pueden instalarse en plantas de tratamiento de aguas (mediante el procesamiento de lodos de depuradora con alto contenido de humedad). La adaptación de una planta de tratamiento de aguas residuales conlleva unos elevados costos de inversión inicial que rondan los 15 USD/MBtu, pero puede mejorar significativamente la economía a largo plazo de la planta. Sin embargo, la capacidad de tratamiento debe ser generalmente superior a 5.000 m<sup>3</sup> por día para que la instalación sea rentable. La extracción de gas de vertedero es posible para las instalaciones de vertederos cerrados que contienen residuos sólidos municipales (RSU).

Esta tecnología es la que mejor se beneficia de las economías de escala, con costos de producción inferiores a 3 USD/MBtu (iea, 2020).

**FIGURA 32**

Producción y usos del biogás a escala industrial. (Salvador, Pérez, & Alarcón, 2022)



La idoneidad de estas distintas tecnologías depende de factores como la ubicación, la disponibilidad de materias primas y las aplicaciones finales. En este análisis, cada tipo de materia prima se asigna a la tecnología más adecuada. Hoy en día hay alrededor de 18 GW de capacidad instalada de generación de energía que funciona con biogás en todo el mundo, la mayoría de los cuales se encuentra en Alemania, Estados Unidos y el Reino Unido. La capacidad aumentó en promedio un 4% por año entre 2010 y 2018. En los últimos años, el despliegue en Estados Unidos y algunos países europeos se ha desacelerado, principalmente debido a los cambios en el apoyo a las políticas, aunque el crecimiento ha comenzado a repuntar en otros mercados como China y Turquía. El costo nivelado de generar electricidad a partir de biogás varía según las materias primas

utilizadas y la sofisticación de la planta, y oscila entre USD 50 por megavatio-hora (MWh) y USD 190 / MWh. Una parte sustancial de este rango se encuentra por encima del costo de generación a partir de energía eólica y solar fotovoltaica (PV) a escala de servicios públicos, que han disminuido drásticamente en los últimos años (iea, 2020).

Los costos relativamente elevados de la generación de energía a partir de biogás hacen que la transición de las tarifas de alimentación a los marcos de subasta de electricidad renovable de tecnología neutra (como los acuerdos de compra de energía) en muchos países pueda limitar las perspectivas futuras de las plantas de biogás exclusivamente eléctricas. Sin embargo, a diferencia de la energía eólica y la solar fotovoltaica, las plantas de biogás pueden funcionar de forma flexible y, por tanto, proporcionar servicios de equilibrio y otros servicios auxiliares a la red eléctrica. Reconocer el valor de estos servicios ayudaría a estimular las perspectivas de despliegue futuro de las plantas de biogás (iea, 2020).

Por otro lado, existe un proyecto denominado BIOMETRANS que busca fomentar la valorización de los residuos de biomasa seca y húmeda que se generan en la Región Iberoamericana mediante la producción de biometano, y fomentar su empleo como biocombustible de transporte. También, en el marco del proyecto está previsto realizar un modelo de comercialización del biometano en la Región, evaluando su potencial impacto ambiental, social y económico, y plantear el modelo de utilizar exclusivamente biocarburantes en los vehículos de transporte (mezcla de biometano y biodiesel) (Hidalgo, y otros, 2018). El resultado será un proceso para producir biometano a partir de biomasa residual, optimizado de forma integral, adaptado a las condiciones de los países iberoamericanos y fácilmente transferible (Hidalgo, y otros, 2018). Sin embargo, el panorama nacional no es alentador, ya que los costos asociados con la producción, distribución y repostaje de biometano no se han analizado en Colombia (CYTED, 2020). Como

un indicador aproximado de su cuantía, se presentan los resultados de los costos de inversión (CAPEX) para el biogás, Tabla 11. El escenario de evaluación tiene una base energética, el costo unitario de generación de energía eléctrica (CYTED, 2020).

**TABLA 11**

Costo de inversión de biogás para diferentes biomásas. (CYTED, 2020)

<b>Biomasa residual</b>	<b>Residuo (Ton/año)</b>	<b>Costo (USD/kWh)</b>
Palma de aceite	144.000	0.028
	6.388	0.025
Porquinaza	19.801	0.020
	46.501	0.011
	108.528	0.006

En el caso de la porquinaza se aprecia claramente el efecto de la economía de escala. Una comparación interesante es la relación de costos con otros energéticos de la misma categoría y con la energía eléctrica, Tabla 12. La conversión monetaria se ha establecido en 3.000 COP/USD, valor medio para el año 2017 (CYTED, 2020).

Se aprecia que los valores de la tarifa del biogás están por debajo de la correspondiente al gas natural industrial y al GNV, tal que las perspectivas para el biometano son favorables como vector energético, tanto para fines industriales como en movilidad sustentable (CYTED, 2020).

TABLA 12

Comparativa de tarifa al consumidor final de energéticos (CYTED, 2020).

<b>Energético</b>	<b>Costo (USD/kWh)</b>
Gas natural industrial	0.038
Gas natural vehicular	0.046
Gas licuado de petróleo	0.064
Energía eléctrica (niveles I y II)	0.123
Biogás aceite de palma	0.028
Biogás porquinaza (promedio)	0.029

#### 4.1. Proyectos internacionales

Ahora bien, existen ciertos estudios en la literatura fuera de Colombia sobre diseño de plantas basadas en fuentes de energía renovables que utilizan diferentes métodos (técnicas de computación flexible), técnicas de optimización (individuales y múltiples) y herramientas de software para analizar la viabilidad técnico-económica de la implementación del biometano para diversas aplicaciones. En otras palabras, en algunos países las fuentes energía sostenible, como el biometano, han demostrado que son una fuerte herramienta para superar la crisis energética, así como para reducir la emisión de gases de efecto invernadero sin obstaculizar el crecimiento económico.

En ese sentido, un caso interesante, es que en la actualidad más de 1,7 millones de personas viven en Dhaka y cada día producen más de 8000 toneladas de desechos domésticos y los cortes de electricidad son una constante. Esto ha motivado establecer una planta de energía renovable

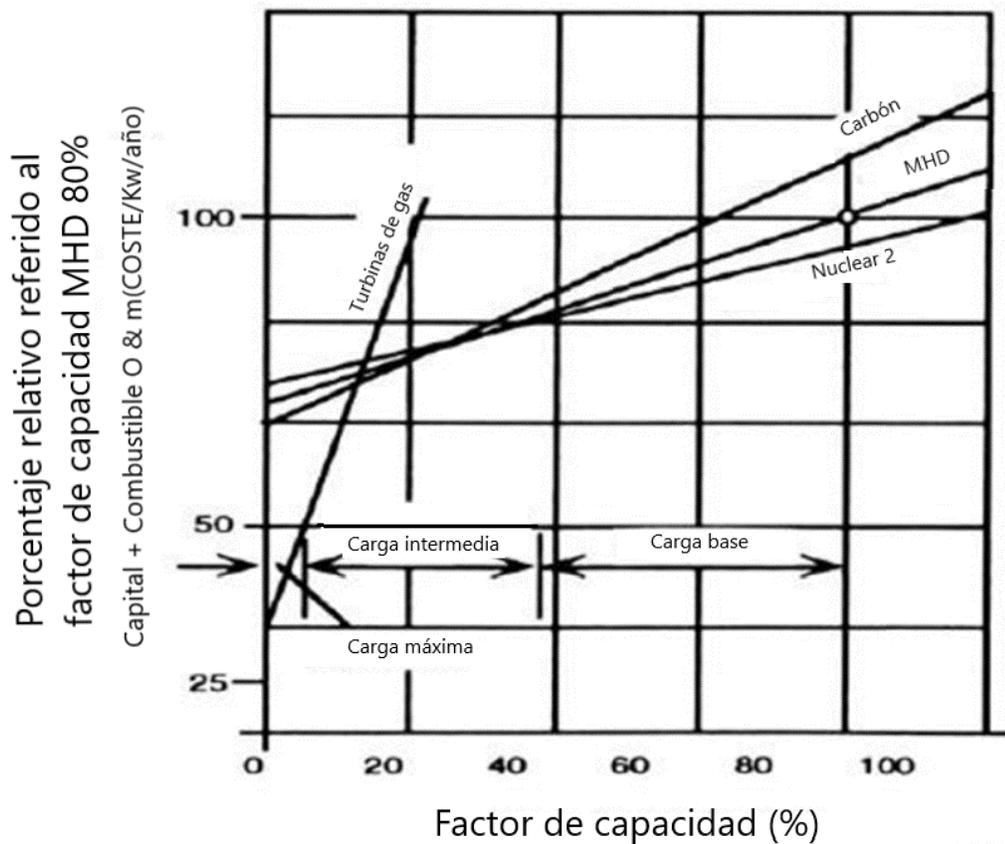
que utilice biometano como fuente de combustible principal, el generador utilizado para producir electricidad funciona según el principio de la magnetohidrodinámica (magneto hydrodynamics - MHD), pero la combustión de biometano emite CO<sub>2</sub> nocivo. Para reducir sustancialmente las emisiones, se propone un estanque de algas en el que el dióxido de carbono de los gases de escape es secuestrado por las algas. Las algas tienen otros atributos: son potenciales productoras de biodiésel y biometano, por lo que son una fuente de energía renovable secundaria para la central eléctrica. La gran ventaja de la planta MHD es que es más eficiente en la quema de combustibles que las plantas de energía existentes, varios grupos de investigación han estudiado los aspectos económicos de diferentes centrales de MHD. Los costos de capital son favorables, especialmente cuando se requieren grandes potencias y una respuesta rápida. Las centrales MHD pueden competir económicamente con las existentes en determinadas condiciones, ya que se espera que el costo de capital por kW de una central MHD sea aproximadamente el mismo que el de una central de vapor de diseño inicial. Como lo muestra la

Figura 33 las centrales MHD pueden competir económicamente con las existentes en determinadas condiciones, ya que se espera, por ejemplo, que el costo de capital por kW de una central MHD sea aproximadamente el mismo que el de una central de vapor (Habib, Haque, & Rahman, 2012).

De igual manera, en Sri Lanka los desechos sólidos municipales son un problema creciente debido al crecimiento de la población, esto ha motivado a realizar estudios de viabilidad a través de un modelo mecanicista para evaluar el potencial de generación de biometano y la posterior generación de electricidad antes de la implementación de la digestión anaeróbica para tratar la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (organic fraction of municipal solid waste OFMSW).

FIGURA 33

Comparación relativa del costo de la electricidad por kwhr para diferentes plantas, adaptado de (Habib, Haque, & Rahman, 2012).



Para evaluar la viabilidad de esta estrategia, se desarrolló un modelo mecánico utilizando un modelo de digestión anaeróbica en estado estacionario que se modificó utilizando ecuaciones cinéticas mejoradas de Chen-Hashimoto. Las aplicaron para tratar los RSU generados en el vertedero abierto de Karadiyana en Sri Lanka. La llegada diaria de RSU al emplazamiento es de 550 toneladas/día y la entrada de purines de RSU al biorreactor anaeróbico contenía 70 g/l de sólidos totales, 55,6 g/l de sólidos volátiles, 58,5% de carbohidratos, 13% de proteínas y 3% de

lípidos. De acuerdo con el modelo mecanicista, se alcanzó un periodo mínimo de retorno de la inversión de 1,79 años cuando el biorreactor anaeróbico funcionaba en modo de alimentación continua a una temperatura de funcionamiento de 40°C y un tiempo de retención hidráulica de 11,28 días. Para realizar el modelo mecanicista más específicamente, se seleccionó Karadiyana (Karadiyana open dumping site - KODS) uno de los vertederos a cielo abierto más grandes de Sri Lanka. El impacto socioeconómico (ver Tabla 13) se evaluó por el potencial de generación de electricidad y el impacto ambiental se evaluó por el potencial de calentamiento global por emisiones de gases de efecto invernadero (Samarasiri, Samarakoon, Rathnasiri, & Gunawardena, 2017).

**TABLA 13**

valuación de costos de la planta de energía Karadiyana, (Samarasiri, Samarakoon, Rathnasiri, & Gunawardena, 2017).

<b>Parámetro</b>	<b>Cantidad</b>
Costo de material de OFMSW	16.43
Tarifa plana para la generación de electricidad a partir de biogás en Sri Lanka (USD/kWh)	0.18
Costos del biorreactor (USD/m <sup>3</sup> )	100
Calentador (USD/kW)	50
Aislamiento/ revestimiento (USD/m <sup>2</sup> )	20
Trituradora/ bombas y otros equipos (USD)	400.000
Planta combinada de calor y electricidad (USD/MW)	50.000
Almacenamiento de residuos (USD/m <sup>3</sup> o OFMSW)	30

Parámetro	Cantidad
Almacenamiento de gas (USD/m <sup>3</sup> gas)	33.34
Número de trabajadores	50
Salario mensual del personal (USD por persona/mes)	130
Número de trabajadores	30
Salario mensual del personal (USD por persona/mes)	395
Consumo de electricidad para la trituradora (W/kg o OFMSW)	0.18
Uso de electricidad para las bombas (W/m <sup>3</sup> de lodos por día)	2.29
Uso de la electricidad para otros fines de la fábrica (kW)	20
Mantenimiento del biorreactor (USD/año)	50.000
Mantenimiento de la central eléctrica (USD/año)	50.000
Mantenimiento de las instalaciones de almacenamiento (USD/año)	50.000

En Brasil, por ejemplo, se han investigado escenarios más amplios con el objetivo de identificar oportunidades de negocios para las plantas de caña de azúcar. Se han desarrollado dos escenarios que evalúan el uso del biometano licuado (liquefied biomethane- LBM) como opción de sustitución del diésel en el sector del transporte de mercancías de una zona de 248.223 km<sup>2</sup>(equivale al área del Reino Unido). La vinaza de caña de azúcar y los residuos sólidos urbanos fueron las únicas materias primas que se estudiaron para la producción de biogás. Se realizó una evaluación económica de toda la cadena de valor del biogás, incluyendo las unidades de producción, la purificación, el transporte y el uso final. A continuación, se estimó el precio mínimo de venta del biometano a lo largo de la cadena de biogás. Se estima que el biometano es una opción de combustible rentable y asequible en comparación con el diésel, de hecho, el potencial técnico

de producción de biogás de los ingenios y vertederos de caña de azúcar del estado de Sao Paulo puede reemplazar hasta la mitad del diésel que se consume en el territorio. El CO<sub>2</sub> tuvo la mayor influencia en los costos de capital (~60%) en ambos escenarios. Los gastos asociados a la operación de inyección de gas y su transporte comprendieron más del 90% de los costos operativos. La compra de electricidad representó la mayor parte de los costos operativos en las unidades de purificación de biogás (20 %–30 %) y licuefacción de biometano (65 %–91 %). Los costos de personal se observan a lo largo de toda la cadena del biogás, en especial, en la etapa de transporte del biometano (40%), lo que indica una oportunidad para generar riqueza, empleos e ingresos (Nunes, Gerber, Jalil-Vega, Texeira, & Woods, 2022).

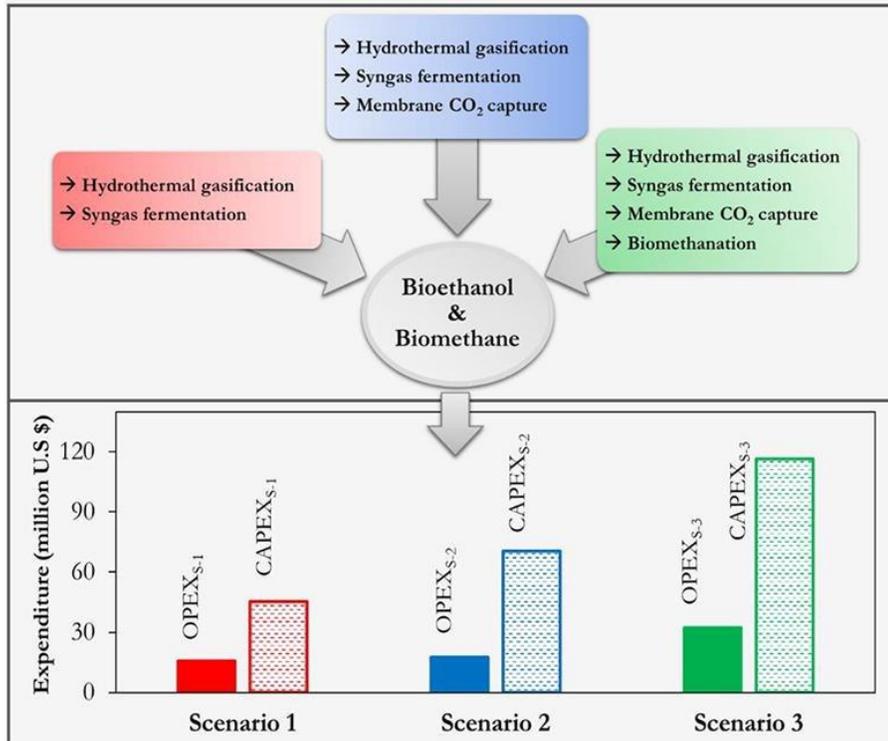
Con respecto a las oportunidades de negocio para las plantas de caña de azúcar, en (Leme & Seabra, 2017) se presenta una evaluación técnico-económica de la producción de biometano a partir de la vinaza en la industria brasileña del bioetanol, considerando cinco rutas tecnológicas de mejoramiento del biogás. Los costos del biometano de las rutas de mejoramiento indicaron una cierta equivalencia con el gas natural boliviano, cuyo precio es de 8 dólares/GJ; el Gas natural licuado (Liquefied-natural gas – LNG) importado, de 13 dólares/GJ y el diésel, de 18 dólares/GJ. Los autores también calcularon que los proyectos que apuntan a la sustitución del diésel serían en ingenios de caña de azúcar con una capacidad de producción mínima de 87 millones de litros de etanol por temporada. En el caso del gasóleo, los autores muestran que el biogás tiene un gran potencial (tras su transformación en biometano) para competir en el mercado de consumo. En [44] se evaluó la integración del biometano comprimido (compressed biomethane - CBM) en el sector del transporte de la Región Metropolitana de Ribeirão Preto, Brasil (área equivalente a Montenegro) y sus beneficios ambientales. Según el autor, un molino de tamaño medio ( $600 \text{ m}^3_{\text{etanol}} \cdot \text{d}^{-1}$ ) tiene el potencial de alimentar unos 740 vehículos pesados (heavy-duty vehicles HDV)

durante la cosecha de la caña de azúcar y, después, complementarlos con Gas natural comprimido (Compressed-natural gas – CNG). Además, se calcularon emisiones negativas de gases de efecto invernadero (greenhouse gases – GEI) (-29,0 kg CO<sub>2</sub>.m<sup>-3</sup><sub>scv</sub>), en relación con el escenario con fertirrigación de Vinaza de caña de azúcar (Sugarcane Vinasse SCV): una práctica común en las plantas.

Del mismo modo (Hidalgo, y otros, 2018) revela un diseño conceptual para la producción de biometano y bioetanol a partir del glicerol crudo obtenido de la industria del biodiésel. Se ha evaluado la viabilidad tecnoeconómica de tres escenarios diferentes. El escenario 1 se basa en la producción de bioetanol mediante el acoplamiento de la gasificación hidrotérmica y la fermentación de syngas. El escenario 2 consiste en la gasificación hidrotérmica, la fermentación de syngas y la unidad de captura de CO<sub>2</sub>. En el escenario 3, la biometanización y la unidad electrolítica se añadieron al escenario 2 para convertir el CO<sub>2</sub> en biometano. La eficiencia energética de los escenarios examinados oscila entre el 30,2% y el 35,1%. El escenario 3 presenta la mayor eficiencia energética, con un 35,1%. Además, el precio mínimo de venta del bioetanol disminuyó en el siguiente orden: escenario 2 (1,4 dólares por litro) > escenario 1 (1,32 dólares por litro) > escenario 3 (0,31 dólares por litro). Los resultados del análisis del flujo de caja descontado indican que el escenario 3 es el más rentable por su valor actual neto no descontado de 34,9 millones de dólares, en comparación con los demás casos prácticos. El análisis de sensibilidad revela que el costo de la electricidad y el glicerol tuvieron el mayor efecto sobre el precio mínimo de venta del bioetanol (ver Figura 34) (Hidalgo, y otros, 2018).

#### **FIGURA 34**

Producción de biometano y bioetanol a partir de glicerol crud, adoptado de (Leme & Seabra, 2017).



#### 4.2. Caso de estudio, Santander Colombia, Adaptado (TECSOL, 2017)

Construyeron un sistema de apoyo a la toma de decisiones espaciales (SDSS) para ayudar a los responsables de la toma de decisiones a seleccionar la materia prima adecuada según el potencial de biometanización, identificar la ubicación más adecuada para las instalaciones de biogás, determinar la capacidad óptima de la planta y la cadena de suministro, y evaluar los riesgos y costos asociados. La herramienta fue validada en siete residuos de cultivos ubicados en Santander, Colombia. Este estudio fue realizado con los siguientes objetivos específicos: (1) evaluación espacial de la disponibilidad regional de residuos de cultivos, (2) evaluación de los rendimientos de metano, (3) determinación de sitios candidatos para la instalación de plantas de digestión anaeróbica (DA) y (4) evaluación de técnicas y factibilidad económica.

#### **4.2.1. Evaluación espacial de la disponibilidad regional de residuos de cultivos**

El primer paso en la evaluación de los residuos de cultivos disponibles para la producción de gas es identificar los recursos disponibles en el área de estudio en términos de tipos y especies de biomasa, períodos de cosecha y dispersión geográfica. De los principales residuos de cosecha de 24 cultivos agrícolas representativos en el departamento de Santander, se seleccionaron como casos de estudio los residuos de papa, el bagazo de fique, los residuos de planta de tomate, los residuos de cebolla verde, los residuos de papaya, los racimos de fruta vacíos de palma (palm empty fruit bunches - PEFB) y los residuos de tallo de plátano (banana stem waste - BSW). Para cada residuo de cultivo seleccionado, se creó una base de datos georreferenciada (Geo-Crops Database) utilizando los datos estadísticos de la superficie cultivada, el rendimiento del cultivo y la productividad asociada al producto principal.

Para determinar la cantidad de residuos de cultivos producidos, es necesario conocer la relación residuo-producto (residue-to-product ratio - RPR) y el factor de disponibilidad de residuos, que representa la cantidad máxima de residuos disponibles para su uso energético. Los valores de RPR se determinaron en el campo teniendo en cuenta la superficie cosechada y el rendimiento del cultivo, identificando y cuantificando los diferentes residuos generados por la especie vegetal por unidad de producto principal. El factor de disponibilidad de residuos se determinó identificando el uso actual. En términos generales, se aceptó que no todos los residuos estarían disponibles para la producción de bioenergía debido a su naturaleza dispersa, limitaciones técnicas, funciones del ecosistema y otros usos.

#### **4.2.2. Evaluación de los rendimientos de metano**

Los residuos de cultivos fueron evaluados por su idoneidad en la producción de metano, se muestrearon y las muestras fueron recolectadas, preservadas y almacenadas usando protocolos

desarrollados por los autores. Un componente importante de este protocolo fue definir la ubicación de cada biomasa muestreada. En consecuencia, los sitios de recolección de todas las muestras se obtuvieron de agricultores locales, en el área de monocultivo más grande. Todas las muestras antes de la caracterización fisicoquímica se secaron, molieron y tamizaron a través de una variedad de tamices con un tamaño de malla de 250 a 450  $\mu\text{m}$ . Los sólidos totales (Total solids - TS) y los sólidos volátiles (volatile solids - VS) se determinaron con base en el análisis termogravimétrico de acuerdo con la norma ASTM D7582-10. Se estructuró y validó un modelo de regresión estadística para predecir la producción de metano por lotes en DA mesófila de residuos de cultivos. Este modelo vincula las características de la materia prima y los parámetros del proceso con su rendimiento de metano. Se estructuró y validó un modelo de regresión estadística para predecir la producción de metano por lotes en la DA mesófila de residuos de cultivos. Este modelo relaciona las características de la materia prima y los parámetros del proceso con su producción de metano. Por otro lado, se construyó una base de datos de potencial de biometano (de 55 registros a partir de varias publicaciones que cubren una amplia gama de datos experimentales sobre los residuos de cultivos utilizados como materia prima en la DA. Por razones de homogeneidad, las unidades de cada variable específica se estandarizaron y las observaciones con datos faltantes dentro de las matrices de datos independientes y dependientes se insertaron utilizando el algoritmo de maximización de expectativas. Todos los datos se dividieron aleatoriamente en el conjunto de entrenamiento (70%) y el conjunto de prueba (30%). El modelo de predicción se construyó mediante una regresión de mínimos cuadrados parciales (partial least squares regression - PLSR). Se calculó el error estándar de predicción, el coeficiente de determinación, el coeficiente de determinación ajustado y los valores p para comprobar la precisión de la predicción.

### 4.2.3. Determinación de sitios candidatos para la instalación de plantas de digestión anaeróbica (DA)

La selección de sitios adecuados para la ubicación de las plantas de DA debe considerar los costos asociados con la recolección y el transporte como factores clave en la etapa de planificación. Así, la estrategia empleada fue distribuir un conjunto de puntos de puntos de biomasa (biomass point – BP) ficticios a través de la red de transporte municipal. A cada BP se le asignó un valor de potencial de biomasa, calculado a partir del análisis de vecindad. Se utilizó un conjunto de criterios de exclusión para definir áreas geográficas restrictivas para la instalación de plantas de bioenergía. Dadas las características físicas, bióticas y antrópicas, así como las restricciones de las leyes regionales y ambientales, se consideraron las siguientes características geográficas:

- Características orográficas
- Zonas de gestión especial
  - Parques naturales
  - Reserva de bosque/flora y fauna
  - Zonas de conservación del suelo
  - Reserva de agua
- Zonas de riesgo natural
  - Zona de movimiento de masas
  - Zona de peligro volcánico
  - Zonas de riesgo de inundación especial
- Uso del suelo
- Accesibilidad

Dado que la capacidad de la planta de biomasa instalada es proporcional al área de recolección y, por lo tanto, sensible a las distancias de transporte, el área de suministro para el conjunto de sitios alternativos se definió mediante polígonos de Thiessen. Este método define un área alrededor de un punto, donde cada ubicación está más cerca de este punto que de todos los demás. Así, cada BP se asoció a una región espacial que posee una cantidad fija de recursos, cuya dispersión geográfica se consideró constante para efectos de la evaluación de costos. La distancia media entre puntos vecinos fue de unos 25 km de centro a centro a lo largo de la vía, dando como resultado un total de 168 BP distribuidos por todo el departamento de Santander (ver Figura 35). Esta distancia de separación entre BP vecinos puede variar según la extensión del área de estudio. Finalmente, se implementó un modelo de optimización para reducir el costo total de transporte, determinar la ubicación óptima de la planta y definir la cantidad de centros de recolección y el tamaño de las instalaciones de procesamiento. En este estudio se supuso que los residuos de cosecha disponibles se transportaban desde las fincas productoras de cultivos hasta el centro de acopio correspondiente y de allí a la planta de AD por la ruta de menor impedancia. Así, cada BP representaba tanto un hipotético centro de acopio como una planta AD, que eran los nodos o vértices de la red de la cadena de suministro.

#### **4.2.4. Evaluación de técnicas y factibilidad económica**

La evaluación económica es una de las cuestiones sensibles en el proceso de toma de decisiones en relación con el desarrollo de instalaciones de conversión de biomasa. Se llevó a cabo un estudio detallado para desarrollar un modelo técnico-económico de producción de metano por DA de residuos de cultivos. El modelo económico se basó en la estimación de la inversión total de capital, los costos de funcionamiento y mantenimiento, los costos de suministro de biomasa y los ingresos y beneficios asociados a un proyecto de DA. La inversión total de capital, así como los costos de

funcionamiento y mantenimiento, se estimaron en función del costo de los equipos y las instalaciones. Se aplicaron factores de contingencia a los costos de los equipos instalados. Los costos de inversión específicos se analizaron mediante funciones de regresión trazadas para los datos obtenidos de la bibliografía.

El manejo de los residuos de cultivos involucra los costos de compra, recolección, transporte, carga y descarga. El precio de los residuos de cultivos fue difícil de estimar debido a la falta de un mercado de biomasa en la región, mientras que el costo de la materia prima se estimó en US\$12,5 por tonelada seca para crear incentivos y oportunidades económicas en los agricultores locales. Los costos de recolección y transporte se determinaron de acuerdo con el concepto denominado impedancia, en términos generales, este método puede medir unidades de tiempo, distancia, combustible utilizado o algún tipo de función de costo. El monto pagado a los micro productores de energía en Colombia, con base en el valor de referencia anual (2016), es de US\$0,129 por kWh.

#### **4.2.5. Resultados y discusión**

Muchos residuos de cultivos generados por la producción agrícola intensiva en Santander están, en la actualidad, subutilizados y representan una materia prima potencial para la DA. En la Tabla 14 se presenta información sobre el RPR, la disponibilidad, el contenido de humedad y el poder calorífico inferior utilizados para calcular la cantidad y el potencial energético de siete residuos de cultivos seleccionados como casos de estudio. La cantidad total media de estos residuos de cosecha en Santander es de 180,8 kt año<sup>-1</sup>, siendo PEFB, residuos de papa y BSW los principales residuos de cosecha. Las estimaciones anuales de los residuos de cultivos seleccionados se calcularon con base en el RPR y el factor de disponibilidad apropiados. Además, la cantidad de residuos de cultivos no es un índice estadístico sino una unidad compleja obtenida mediante la transformación de los productos de cultivo correspondientes.

Por lo tanto, los valores informados para RPR y factor de disponibilidad deben ser conservadores y calculados con precisión para generar estimaciones confiables. El RPR más alto se observó para el BSW, seguido del bagazo de fique, mientras que fue más bajo para el desperdicio de papaya. El valor de RPR para el bagazo de fique fue particularmente alto debido a la presencia de fibras de sisal, los principales productos de la planta de fique, que constituyen casi el 4% del peso total de la planta. El potencial de producción de energía se calculó con base en el potencial de biomasa total y el respectivo valor mínimo de calefacción (lower heating value – LHV) de cada residuo de cultivo. PEFB aportó el 91,4% de la energía total estimada, con 1231,43 TJ año<sup>-1</sup>. Así, la palma aceitera emerge como un cultivo estratégico en cuanto a la producción de energía en el departamento de Santander. Sin embargo, la selección de los residuos de cultivos consideró otras características, como la idoneidad de la materia prima para la DA y la dispersión geográfica de los recursos.

En la DA la relación C/N determina los niveles de nutrientes del sustrato disponible para un crecimiento y una actividad bacterianos óptimos. En ese sentido la

Tabla 15 resume las características fisicoquímicas de los residuos de cultivos seleccionados como casos de estudio. La relación C/N más baja de 19,04 se informó para los residuos de cebolla verde, mientras que la relación más alta de 55,26 y 49,42 se obtuvo para PEFB y BSW, respectivamente. Los VS fueron más altos en la muestra de bagazo de fique (95,42%) y más bajos en el BSW (73,61%). Estos resultados indican varios desafíos. Por ejemplo, en el caso de PEFB, dado que la relación C/N es mayor que el rango óptimo<sup>2</sup>, la codigestión de este residuo y el estiércol

---

<sup>2</sup> El rango óptimo en los residuos orgánicos para un correcto compostaje se encuentra entre 20 y 50 a 1 (Ambientum, s.f.)

proporciona un efecto sinérgico positivo que equilibra varios parámetros y mejora la producción de metano. Además, debido al alto contenido de lignina en BSW y la mala degradación de la lignina en condiciones anaeróbicas, BSW debe ser pretratado para romper las cadenas de polímeros a compuestos solubles más fáciles de digerir. La selección de un método de pretratamiento apropiado para la DA de residuos de cultivos debe considerar los costos, la viabilidad y los impactos ambientales como requisitos esenciales. La pérdida de materia orgánica y contenido energético de los sustratos durante los pretratamientos debe sopesarse frente a los beneficios generales del pretratamiento de la biomasa.

La

Tabla 16 muestra el potencial estequiométrico de metano, el potencial práctico de metano y la producción de electricidad y calor para cada residuo de cultivo. El potencial teórico de metano se calculó utilizando el modelo propuesto por (Angelidaki, Karakashev, Batstone, Plugge, & Stams, 2011) y representa una indicación de la máxima producción de metano esperada de un residuo específico. El modelo implementado aquí no tuvo en cuenta la obstinación de la biomasa. Cuando se trata de sustratos puros, como azúcares o lípidos, la obstinación puede omitirse. Sin embargo, cuando se trata de sustratos lignocelulósicos, el efecto protector de la matriz de los sustratos lignocelulósicos disminuirá la PMB. El grado en que se produce dicho efecto tiende a estar correlacionado con las composiciones de la biomasa. A menudo, la demanda química de oxígeno

(chemical oxygen demand -COD) se utiliza para estimar la BMP; sin embargo, este método adolece de algunas de las mismas inconsistencias.

El rendimiento de metano se calculó utilizando el modelo de regresión propuesto. La DA de los residuos de cultivos agrícolas se ve afectada por la hidrólisis, lo que limita el proceso de degradación. BSW tiene un alto contenido de lignina (40,73% en peso), lo que se refleja en su producción de metano. Los mayores rendimientos de metano se observaron en los residuos de cebolla verde, seguidos del bagazo de fique. Esto posiblemente se deba a su alto contenido de carbono y bajo contenido de lignina. El mayor potencial de producción de metano se asoció a la industria del aceite de palma en el noroeste de la región, con un potencial de producción de biogás de aproximadamente 3,004 millones de  $m^3$  año<sup>-1</sup>, seguido de los residuos de papa y los residuos de cebolla verde, con un potencial de metano de 1,042 y 0,351 millones de  $m^3$  año<sup>-1</sup>, respectivamente.

Esto pone de relieve el papel determinante de los residuos de cultivos como posibles materias primas en la generación sostenible de biogás por proceso AD en Santander. La cantidad total de electricidad generada estimada en Santander fue de 14.168 GWh año<sup>-1</sup>. PEFB, que aportó el 91,4% del potencial energético total, sólo aportó el 61,98% del total de energía eléctrica producida a partir de biogás con cogeneración. Esta pérdida de potencial energético puede deberse a la baja biodegradabilidad del sustrato. El valor actual neto de la instalación de DA se evaluó durante la vida del proyecto de 10 años. De los residuos seleccionados como casos de estudio, los desechos de papa, cebolla verde y PEFB representan las mejores opciones para el tratamiento de DA (ver Tabla 17). La tasa interna de retorno (TIR) negativa indica que la suma del flujo de caja posterior a la inversión es menor que la inversión inicial, es decir, el flujo de caja no descontado suma un

valor que es menor que la inversión. La ventaja de la TIR es que, a diferencia del VPN, permite comparar fácilmente proyectos de tamaños muy diferentes.

En síntesis, el SDSS propuesto en el estudio tiene como objetivo evaluar la viabilidad de AD como un sistema integrado para la producción de bioenergía y el tratamiento de residuos agrícolas y proporcionar un marco que ayudará a las partes interesadas a analizar las restricciones y los potenciales de recuperación de energía a partir de residuos de cultivos regionales. Esta herramienta de decisión espacial se construyó utilizando un enfoque completo e integrado, que estima la disponibilidad de recursos de biomasa, selecciona la materia prima adecuada en función del potencial de biometanización y evalúa los riesgos y costos asociados. La implementación de estudios de casos destacó la complejidad de los problemas y enfoques asociados con la planificación energética.

**FIGURA 35**

Sitios óptimos en Santander para la instalación de la planta de AD, adaptado de (TECSOL, 2017).

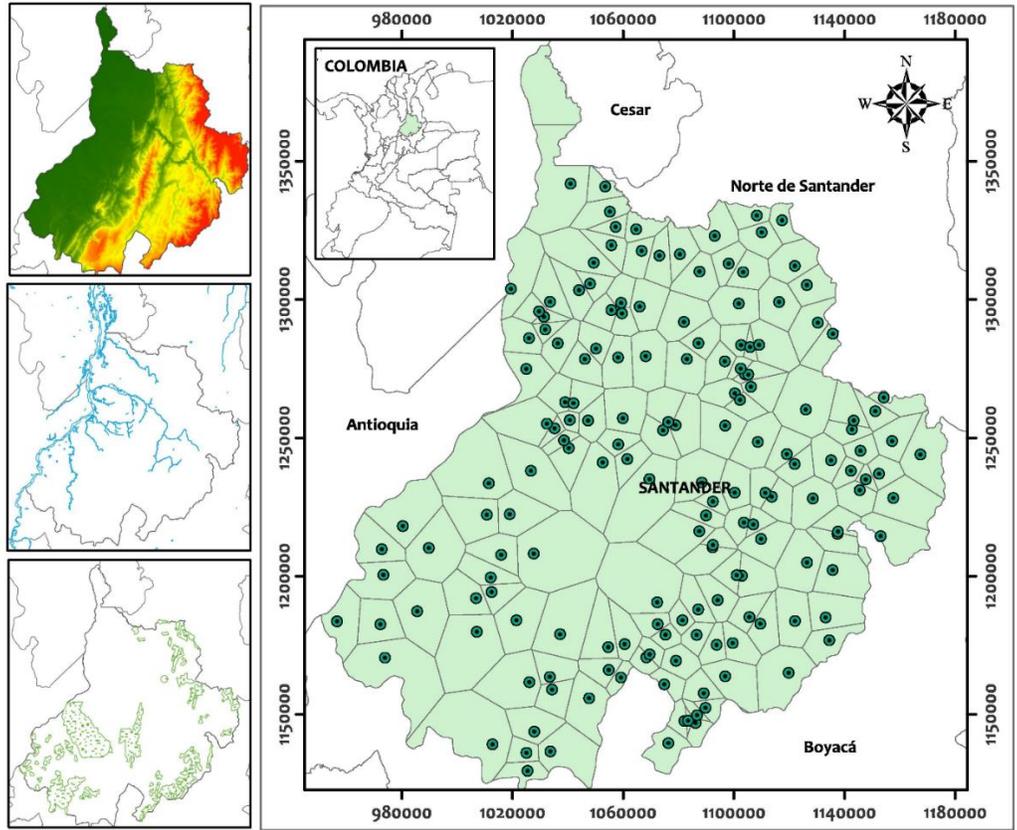


TABLA 14

Residuos de cultivos disponibles como fuentes de bioenergía (TECSOL, 2017).

<b>Residuos de cultivos</b>	<b>RPR</b>	<b>Factor de disponibilidad</b>	<b>Humedad (% wt)</b>	<b>LHV (MJ/kg)</b>	<b>Producción de biomasa (Ton/año)</b>	<b>Disponibilidad de biomasa (Ton/km<sup>2</sup> año)</b>	<b>índice de dispersión de la biomasa (%)</b>	<b>Potencial energético (TJ/año)</b>
Residuos de papa (POW)	0,64	0,5	91,58	13,46	60,82	55,606	91,43	68,94
Bagazo de fique (FB)	2,75	0,5	85,36	13,79	1331	3653	84,36	8,74
Residuos de planta de tomate (TPW)	0,44	0,46	89,75	14,16	8664	3374	39,94	12,57
Residuos de cebolla verde (GOW)	0,25	0,4	71,45	14,69	3647	3487	95,61	15,3
Residuos de papaya (PAW)	0,08	0,5	81,2	13,7	268	201	75	0,69
Racimos de fruta de palma vacíos (PEFB)	0,93	0,53	19,86	17,94	88,616	46,221	48,77	1231,41
Residuos de tallos de plátano (BSW)	5	0,3	93,62	8,84	15,463	5431	35,12	8,72

TABLA 15

Caracterización de residuos de cultivo (TECSOL, 2017).

Residuos de cultivos	C/N (-)	Alineación (wt%)	Celulosa (wt%)	Hemicelulosa (wt%)	VS (wt%)	TS (wt%)
Residuos de papa	32,18	24	50,64	25,36	82,54	8,42
Bagazo de fique	26,95	19,76	52,43	27,8	95,42	14,64
Residuos de planta de tomate	23,42	26,44	50,86	22,71	78,24	10,25
Residuos de cebolla verde	16,04	17,65	67,08	15,26	90,68	28,55
Residuos de papaya	39,46	17,76	61,96	20,28	80,61	21,14
Racimos de fruta de palma vacíos	55,26	29,14	52,29	18,57	82,56	40,87
Residuos de tallos de plátano	49,42	40,73	36,79	10,36	73,61	16,25

TABLA 16

Rendimiento de metano para residuos de cultivos seleccionados (TECSOL, 2017).

<b>Residuos de cultivos</b>	<b>Potencial estequiométrico de metano (m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/ kg VS)</b>	<b>Rendimiento de metano (m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> /año)</b>	<b>Producción de metano (millones de m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/ año)</b>	<b>Producción de electricidad (GWh/ año)</b>	<b>Producción de calor (GWh/ año)</b>
POW	0,499	0,246	1,042	3,044	6,089
FB	0,36	0,329	0,21	0,612	1,225
TPW	0,487	0,24	0,163	0,476	0,951
GOW	0,402	0,353	0,351	1,026	2,052
PAW	0,426	0,265	0,013	0,037	0,074
PEFB	0,551	0,109	3,004	8,781	17,563
BSW	0,386	0,073	0,066	0,192	0,384

TABLA 17

Rentabilidad de instalaciones de digestión anaerobia para varios tamaños de plantas (TECSOL, 2017).

<b>Tamaño del residuo de cultivo (Ton/año)</b>	<b>Índice de rentabilidad (-)</b>	<b>Valor actual neto (USD\$)</b>	<b>Tasa interna de retorno (-)</b>
<b>Residuo de papa (POW)</b>			
2500	0,572	\$ -75.703,59	-0,004
10625	1,309	\$ 103.294,27	0,163
18750	1,485	\$ 238.524,55	0,196
26875	1,494	\$ 320.669,26	0,197
35000	1,43	\$ 347.443,02	0,184
<b>Bagazo de fique (FB)</b>			
500	0,366	\$ -98.712,93	-0,074
1000	0,661	\$ -62.170,54	0,018
1500	0,872	\$ 27.020,15	0,071

<b>Tamaño del residuo de cultivo (Ton/año)</b>	<b>Índice de rentabilidad (-)</b>	<b>Valor actual neto (USD\$)</b>	<b>Tasa interna de retorno (-)</b>
2000	1,023	\$ 5.487,10	0,105
2500	1,131	\$ 34.862,14	0,129
5000	1,32	\$ 128.615,12	0,167
<b>Residuo planta de tomate (TPW) Planta - I</b>			
500	0,066	\$ -129.920,29	-0,238
1000	0,133	\$ -129.733,47	-0,174
2000	0,137	\$ -147.449,30	-0,154
<b>Residuo planta de tomate (TPW) Planta - II</b>			
500	0,06	\$ -130.706,28	-0,244
2000	0,255	\$ -127.331,06	-0,103
3000	0,364	\$ -122.238,29	-0,06
<b>Residuos cebolla verde (GOW)</b>			
500	0,783	\$ -39.769,08	0,05
1000	1,268	\$ 63.536,94	0,156

<b>Tamaño del residuo de cultivo (Ton/año)</b>	<b>Índice de rentabilidad (-)</b>	<b>Valor actual neto (USD\$)</b>	<b>Tasa interna de retorno (-)</b>
2000	1,728	\$ 252.234,94	0,247
4000	1,944	\$ 532.836,92	0,287
<b>Residió papa (PAW)</b>			
50	0,027	\$ -127.320,21	-0,335
100	0,051	\$ -126.380,33	-0,281
200	0,11	\$ -122.783,39	-0,212
500	0,288	\$ -108.350,55	-0,106
<b>Racimos de fruta de palma vacíos (PEFB)</b>			
1000	0,683	\$ -64.548,59	0,028
3000	1,269	\$ 95.281,70	0,154
5000	1,513	\$ 258.741,51	0,199
7000	1,64	\$ 419.491,49	0,223
10000	1,74	\$ 651.745,87	0,241

### Conclusiones

- En Colombia actualmente no hay plantas para la producción de biometano a pesar de tener la capacidad de suplir la necesidad energética del 46% del territorio, los esfuerzos se han enfocado en la producción y aprovechamiento del biogás.
- Santander genera residuos principalmente secos como lo son el arroz, caña de azúcar, piña, entre otros. Para un mejor aprovechamiento del potencial energético con estos residuos, es necesario aplicar combustión directa para la generación de energía o calor.
- Realizar un análisis comparativo de las tecnologías para la producción de biometano con respecto a la biomasa disponible en Colombia, es improcedente, dado que la producción de biometano no ha sido implementada en el país.

### Referencias

- Acosta, M., & Pascualino, J. (2014). Potencial de uso de biogás en Colombia. *Teknos Revista Científica*.
- Ambientum. (s.f.). *Ambientum*. Recuperado el 30 de Marzo de 2022, de [https://www.ambientum.com/enciclopedia\\_medioambiental/suelos/relacion\\_carbono\\_nitrogeno.asp](https://www.ambientum.com/enciclopedia_medioambiental/suelos/relacion_carbono_nitrogeno.asp)
- Angelidaki, I., Karakashev, D., Batstone, D., Plugge, C., & Stams, A. (2011). *La biometanización y su potencial*. Prensa Académica.
- Aparicio, A. (2015). Biometano: alternativa sostenible del gas natural. *Met & Flu*, 60-68.
- Awe, O. W., Zhao, Y., Nzihou, A., Minh, D. P., & Lyczko, N. (2017). A Review of Biogas Utilisation, Purification and Upgrading Technologies. *Waste Biomass Valor* 8, 267–283. doi:<https://doi.org/10.1007/s12649-016-9826-4>
- Balat, M., Balat, M., Kirtay, E., & Balat, H. (2009). Main routes for the thermo-conversion of biomass into fuels and chemicals. Part 1: Pyrolysis systems. *sciencedirect*, 3147-3157.
- Budzianowski, W. M., Wylock, C. E., & Marciniak, P. A. (2017). Power requirements of biogas upgrading by water scrubbing and biomethane compression: Comparative analysis of various plant configurations. *sciencedirect*, 2-19.
- Cameretti, M. C., & Tuccillo, R. (2015). *Combustion features of a bio-fuelled micro-gas turbine* (Vol. 89). sciencedirect. doi:<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.05.057>.
- Capra. (2017). *Multi-Objective Optimization of a Pressure-Temperature Swing Adsorption Process for Biogas Upgrading* (Vol. 40). Elsevier.

Curbelo, A. (8 de 10 de 2014). *Granma*. Recuperado el 30 de 03 de 2022, de <https://www.granma.cu/ciencia/2014-10-08/gasificacion-de-la-biomasa-el-camino-recien-empieza>

CYTED. (Diciembre de 2020). [https://www.cyted.org/sites/default/files/d8.\\_desarrollo\\_de\\_modelos\\_de\\_comercializacion.pdf](https://www.cyted.org/sites/default/files/d8._desarrollo_de_modelos_de_comercializacion.pdf). Obtenido de [https://www.cyted.org/sites/default/files/d8.\\_desarrollo\\_de\\_modelos\\_de\\_comercializacion.pdf](https://www.cyted.org/sites/default/files/d8._desarrollo_de_modelos_de_comercializacion.pdf)

Espada, J. J., Villalobos, H., & Rodríguez, R. (2021). Environmental assessment of different technologies for bioethanol production from *Cynara cardunculus*: A Life Cycle Assessment study. *sciencedirect*, 1-5.

Estrada, T., & Valencia, J. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Bogotá : UPME.

Feng, F., Song, G., Shen, L., & Xiao, J. (26 de 11 de 2014). Simulation of Bio-syngas Production from Biomass Gasification via Pressurized Interconnected Fluidized Beds. *Lecture Notes in Electrical Engineering*, 1145-1154. doi:[https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.1007/978-3-642-37922-2\\_122](https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.1007/978-3-642-37922-2_122)

Fouladi, N., Makarem, M. A., Sedghamiz, M. A., & Reza Rahimpour, H. (2020). Chapter 11 - CO<sub>2</sub> adsorption by swing technologies and challenges on industrialization. *sciencedirect*, 241-267.

Ghafoori, M. S., Loubar, K., Marin-Gallego, M., & Tazerout, M. (2022). Techno-economic and sensitivity analysis of biomethane production via landfill biogas upgrading and power-to-gas technology. *sciencedirect*, 1-2.

- Gómez-Navarro, T., & Ribó-Pérez, D. (2018). Assessing the obstacles to the participation of renewable energy sources in the electricity market of Colombia. *sciencedirect*, 131-141.
- González, J., Baena, F., Pastor, L., Saez, D., Gallego, L., & Reina, T. (2022). Biogas upgrading to biomethane as a local source of renewable energy to power light marine transport: Profitability analysis for the county of Cornwall. *sciencedirect*, 81-88.
- Gonzalez-Salazar, M. A., Morini, M., Pinelli, M., Ruggero Spina, P., Venturini, M., Finkenrath, M., & Poganietz, W.-R. (2014). Methodology for estimating biomass energy potential and its application to Colombia. *sciencedirect*, 781-796.
- Grabar Robina, V. K., Havelka, J., & Tomšič, Ž. (2016). ANALYSIS AND RECOMMENDATIONS FOR THE ESTABLISHMENT OF BIOMETHANE PRODUCTION IN CROATIA . *IEEE*, 1-8.
- Habib, S., Haque, A., & Rahman, J. (2012). Production of MHD power from municipal waste & Algal biodiesel. *IEEE*, 1-4.
- Hidalgo, D., Antolín, G., Martín-Marroquín, J., Alvarellos, Sanz, & Garrote. (2018). *Producción de biometano para combustible de transporte a partir de residuos de .* Valladolid: ITAP, University of Valladolid.
- Huo, E., Zhang, S., Xin, L., Wang, S., Cai, S., Zhang, L., & Bai, M. (22 de 03 de 2022). Pyrolysis mechanism study of n-heptane as an endothermic hydrocarbon fuel: A reactive molecular dynamic simulation and density functional theory calculation study. *Computational & Theoretical Chemistry*.  
doi:<https://doi.org/10.1016/j.comptc.2022.113696>

- iea.* (marzo de 2020). Obtenido de <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth>
- Klemeš, V. J., Seferlis, P., Papadopoulos, A. I., & Voutetakis, S. (2013). Biogas Upgrading Technologies: State of Art Review in. *AIDIC*, 517-522.
- LA, G. D. (2018). *ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE CONVERSIÓN A BIOGÁS DE*. Bogotá D.C.: UPME .
- Leme, R. M., & Seabra, J. E. (2017). Technical-economic assessment of different biogas upgrading routes from vinasse anaerobic digestion in the Brazilian bioethanol industry. *sciencedirect*, 754-766.
- McKendry. (2002). Energy production from biomass (part 3): gasification technologies. *sciencedirect*, 55-63.
- McKendry, P. (2002). Energy production from biomass (part 2): conversion technologies. *sciencedirect*, 47-54.
- Naik, S., Goud, V., Rout, P., & Dalai, A. (2010). Production of first and second generation biofuels: A comprehensive review. *sciencedirect*, 578-597.
- Nunes, A. D., Gerber, P., Jalil-Vega, F., Texeira, S., & Woods, J. (2022). Liquefied biomethane from sugarcane vinasse and municipal solid waste: Sustainable fuel for a green-gas heavy duty road freight transport corridor in Sao Paulo state. *sciencedirect*, 8-9.
- Posso, F., & Mantilla, N. (2019). Biomethane production potential from selected agro-industrial. *5th International Meeting for Researchers in Materials and Plasma Technology* (págs. 28-31). Cucuta: IOPSCIENCE.

- Prussi, M., Padella, M., Conton, M., Postma, E., & Lonza, L. (2019). Review of technologies for biomethane production and assessment of Eu transport share in 2030. *sciencedirect*, 565-572.
- Rodrigues Reis, C. E., & Gillen Brenes, L. E. (2022). Production, commercial status, and role in the bioeconomy of biogas: opportunities and challenges of Latin America. *sciencedirect*, 415-439.
- Rodríguez, A., Ángel, J., Rivero, E., Acevedo, P., Santis, A., Cabeza, I., . . . Hernández, M. (2017). *Evaluation of the Biochemical Methane Potential of Pig*. Bogotá D.C.: Chemical Engineering Transactions (CET).
- Rotunno, P., Lanzini, A., & Leone, P. (2017). Energy and economic analysis of a water scrubbing based biogas upgrading process for biomethane injection into the gas grid or use as transportation fuel. *Fuel*, 417-432.
- Rotunno, P., Lanzini, A., & Pierluigi, L. (2017). Energy and economic analysis of a water scrubbing based biogas upgrading process for biomethane injection into the gas grid or use as transportation fuel. *sciencedirect*, 417-432.
- Ruiz, H., & Torres, D. (2019). *Clasificación de tecnologías de micro-generación de energía eléctrica a partir de biogás*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Sagastume, A., Cabello, J. J., Hens, L., & Vandecasteele, C. (2020). The energy potential of agriculture, agroindustrial, livestock, and slaughterhouse biomass wastes through direct combustion and anaerobic digestion. The case of Colombia,. *Journal of Cleaner Production*.

- Sagastume, A., Mendoza, J., & Cabello, J. (2021). Alternatives of municipal solid wastes to energy for sustainable development. The case of Barranquilla (Colombia). *International Journal of Sustainable Engineering*.
- Salvador, D., Pérez, J., & Alarcón, P. (2022). *Desarrollo Dirigido por Modelos*. Obtenido de [https://www.researchgate.net/publication/242485196\\_Desarrollo\\_Dirigido\\_por\\_Modelos](https://www.researchgate.net/publication/242485196_Desarrollo_Dirigido_por_Modelos)
- Samarasiri, B., Samarakoon, S., Rathnasiri, P., & Gunawardena, S. (2017). Mechanistic model for electricity generation via biomethane production through anaerobic digestion of organic fraction of municipal solid waste generated in Sri Lanka. *IEEE*, 1-2.
- Samim, M., Loubar, K., Marin-Gallego, M., & Tazerout, M. (2022). Techno-economic and sensitivity analysis of biomethane production via landfill biogas upgrading and power-to-gas technology. *sciencedirect*.
- Sayin, B. K., & Ciniviz, M. (2021). An evaluation based on energy and exergy analyses in SI engine fueled with waste bread bioethanol-gasoline blends. *sciencedirect*, 1-4.
- SEICSA. (2020). *SEICSA*. Obtenido de <https://www.seicsa.mx/biodigestor.php>
- Shahabaldin, R., Bahareh, O., Jinwoo, C., Amirreza, T., Farzaneh, S., Beshare, H., . . . Rupani, A. A. (2020). Different pretreatment technologies of lignocellulosic biomass for bioethanol production: An overview. *sciencedirect*, 1-5.
- SNV. (2019). *Africa Energy Portal*. Obtenido de <https://africa-energy-portal.org/reports/technical-potential-household-biodigesters-africa>
- TECSOL. (2017). *Etimación del potencial de conversión a biogás de la biomasa en Colombia y su aprovechamiento*. Bogotá D.C. : UPME .

UNAL;UPME. (2018). *Estimaciòn del potencial de conversiòn a biogàs de la biomasa en Colombia y su aprovechamiento*. Bogotá D.C.: UPME.

Ward, A. J., Feng, L., & Bjarne Møller, H. (2021). Chapter 2 - Chemical absorption—amine absorption/stripping technology for biogas upgrading. *sciencedirect*, 29-55.

Yousef, A., El- Maghlany, W., Eldrainy, Y., & Attia, A. (2019). *Upgrading biogas to biomethane and liquid CO2: A novel cryogenic process*. *sciencedirect*.

Zhang, W., Wu, Y., Huang, S., Wu, S., & Gao, J. (2022). Study on physicochemical characteristics, solidification and utilisation of tannery sludge gasification ash. *sciencedirect*.