



**Análisis técnico-económico de una central térmica de cogeneración a partir de la gasificación de biomasa residual producida en la nueva zona norte de la ciudad de Medellín**

David Duque Uribe

Trabajo de grado presentado para optar al título de Ingeniero Mecánico

Asesor

Juan Fernando Pérez Bayer, Doctor (PhD) en Ingeniería Energética y Fluidomecánica

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería

Ingeniería Mecánica

Medellín, Antioquia, Colombia

2022

Cita	Duque Uribe [1]
<b>Referencia</b>	[1] David Duque Uribe, “Análisis técnico-económico de una central térmica de cogeneración a partir de la gasificación de biomasa residual producida en la nueva zona norte de la ciudad de Medellín”, Trabajo de grado profesional, Ingeniería Mecánica, Universidad de Antioquia, Medellín, Antioquia, Colombia, 2022.
Estilo IEEE (2020)	



Grupo de Investigación Manejo Eficiente de la Energía (GIMEL).



Biblioteca Carlos Gaviria Díaz

**Repositorio Institucional:** <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - [www.udea.edu.co](http://www.udea.edu.co)

**Rector:** John Jairo Arboleda Céspedes.

**Decano/Director:** Jesús Francisco Vargas Bonilla.

**Jefe departamento:** Pedro León Simancas.

“Todos los triunfos nacen cuando nos atrevemos a comenzar” -Eugene Ware-

### **Dedicatoria**

Quiero dedicar este trabajo a mi familia, mi madre Angela, mi padre Juan Carlos, mis hermanos Juan Pablo y Simón y a mi novia Lizeth, quienes han sido un constante apoyo en este proceso, siempre llenos de comprensión, amor, paciencia y confianza, ¡los quiero!

### **Agradecimientos**

Agradecer al profesor Juan Fernando Pérez Bayer, por su apoyo y compartir todo su conocimiento, al cuerpo profesoral del departamento de Ingeniería Mecánica, por todos los saberes inculcados en la formación no solo ingenieril sino también personal. A mis compañeros por todos los buenos momentos, experiencias y ratos compartidos. A la Facultad de Ingeniería y la Universidad de Antioquia por todos los espacios, oportunidades y todo lo vivido en el Alma Mater.

## Tabla de contenido

<b>Resumen</b> .....	8
<b>Abstract</b> .....	9
<b>1. Introducción</b> .....	10
<b>2. Justificación</b> .....	11
<b>3. Objetivos</b> .....	13
<b>3.1. Objetivo general</b> .....	13
<b>3.2. Objetivos específicos</b> .....	13
<b>4. Marco teórico</b> .....	13
<b>5. Estado del arte</b> .....	17
<b>6. Metodología</b> .....	20
<b>6.1. Descripción de la planta</b> .....	21
<b>6.2. Descripción del modelo</b> .....	22
<b>6.2.1. Gasificador</b> .....	23
<b>6.2.2. Sistema de enfriamiento y limpieza del Syngas</b> .....	24
<b>6.2.3. Motor de combustión interna</b> .....	25
<b>6.2.4. Intercambiadores de calor</b> .....	26
<b>6.2.5. Modelo de la planta completa</b> .....	26
<b>6.3. Validación del modelo</b> .....	27
<b>6.4. Plan de simulación</b> .....	29
<b>6.5. Combustible utilizado</b> .....	29
<b>6.6. Evaluación económica</b> .....	30
<b>7. Análisis de resultados</b> .....	32
<b>7.1. Validación del modelo</b> .....	32
<b>7.2. Contenido de humedad en la biomasa</b> .....	34
<b>7.3. Relación equivalente del proceso de gasificación</b> .....	36
<b>7.4. Tipo de agente gasificante</b> .....	37
<b>7.5. Potencia eléctrica generada (grado de carga) en la planta</b> .....	38
<b>7.6. Desempeño termodinámico de la planta</b> .....	39
<b>7.7. Análisis económico de la planta</b> .....	41
<b>8. Conclusiones</b> .....	45
<b>9. Bibliografía</b> .....	46

<b>10. Anexos .....</b>	<b>52</b>
<b>10.1. Tabla PCI, CGE, y composición del syngas, con diferentes humedades en la biomasa.</b>	<b>52</b>
<b>10.2. Composición, PCI del syngas, eficiencia, y temperatura de gasificación. ....</b>	<b>53</b>
<b>10.3. Desempeño de la planta y composición del syngas a diferentes grados de carga. ....</b>	<b>53</b>

## Índice de Figuras

Figura 1. Consumo de energía eléctrica e índices de desarrollo humano [25].	13
Figura 2. Manejo integral de residuos [28].	14
Figura 3. Ciclos de transformación de la biomasa [33].	15
Figura 4. Gasificador de corrientes descendentes (equicorriente, downdraft) [37].	16
Figura 5. Planta de cogeneración APL PP30 (adaptada de [59]): a) esquema, b) prototipo y c) diagrama de flujo.	22
Figura 6. Gasificador Thermoflex.	24
Figura 7. Secador de biomasa.	24
Figura 8. Ciclón Thermoflex.	25
Figura 9. Sistema de enfriamiento y limpieza del Syngas.	25
Figura 10. Motor de combustión interna y refrigeración.	26
Figura 11. Modelo planta gasificación APL PP30.	27
Figura 12. Validación de la composición del gas de una planta APL PP30, valores experimentales adaptados de Littlejohns et al. [19].	33
Figura 13. Resultados de la validación de planta PP20, valores experimentales adaptados de Maneerung et al. [40].	34
Figura 14. Efectos de variar la humedad en la composición y PCI del syngas.	35
Figura 15. Efecto de la humedad en la CGE.	35
Figura 16. Efectos de la relación de equivalencia en el Syngas.	36
Figura 17. Efectos de la relación de equivalencia en la CGE y temperatura de gasificación.	37
Figura 18. Composición y PCI del syngas en función de la potencia eléctrica.	39
Figura 19. Efectos de la potencia en la CGE, eficiencia de la planta, temperatura de gasificación y flujo masico syngas.	39
Figura 20. Diagrama Sankey planta APL PP30.	40
Figura 21. Planta APL PP30 y equipos auxiliares.	41
Figura 22. Valor presente neto planta APL PP30 y POWER PALLET 50.	44

## Índice de tablas.

Tabla 1. Composición química y poder calorífico de las biomásas usadas para validar el modelo..	28
Tabla 2. Cantidad de biomasa producida mensualmente en el campus UdeA. ....	30
Tabla 3. Composición química y poder calorífico de las biomásas utilizadas para operar el modelo [65][66][67][68][69][70][71][72]. ....	30
Tabla 4. Efectos del agente gasificante en la composición y PCI del syngas. ....	38
Tabla 5. Desempeño termodinámico de la planta APL PP30 usando RSU operando a plena carga (24 kWe).....	40
Tabla 6. Costos nivelados de generación de energía en un plazo de 30 años planta APL PP30.....	42
Tabla 7. Costos nivelados de generación de energía en un plazo de 30 años planta Power Pallet 50. ....	43
Tabla 8. Payback planta APL PP30 y Power Pallet 50. ....	43

## Resumen

En este trabajo se desarrolló un modelo de simulación mediante el software Thermoflex™, con el objetivo de caracterizar una central térmica de cogeneración a partir de la gasificación de biomasa residual producida en la nueva zona norte de la ciudad de Medellín. El modelo presentó una predicción aceptable de los datos evaluados, con un error entre 2.61% y 0.96%. Fueron evaluados parámetros que influyen en el desempeño de la planta tales como, humedad en la biomasa, relación de equivalencia, tipo de agente gasificante, y grado de carga de la planta. Se encontró, que la humedad influye de manera negativa en el PCI del syngas y en la eficiencia de gasificación. En la biomasa la humedad debe ser lo más baja posible, menor al 25%. La relación equivalente, fue un parámetro influyente en el desempeño de la planta, donde los valores más bajos presentaron un mejor desempeño, para un ER de 0.2 el syngas presentó un PCI 6099 kJ/m<sup>3</sup> y para un ER de 0.55 un PCI de 1196 kJ/m<sup>3</sup>. Por otra parte, el desempeño de la planta operando a una potencia de 24 kW<sub>e</sub>, alcanzó una eficiencia de generación de 19.33%, y una eficiencia de cogeneración de 49.71%, con un ER de 0.358, un PCI del syngas de 3142 kJ/m<sup>3</sup> y una CGE de 64.71%. Finalmente, se realizó un análisis económico de la planta APL PP30 (24kW<sub>e</sub>) y POWER PALLET 50 (48kW<sub>e</sub>) las cuales presentaron un costo nivelado de energía \$US/kWh 0.117 y \$US/kWh 0.084, respectivamente, operando 24 h/día.

**Palabras clave:** gasificación, relación equivalente, motor-generator, desempeño termodinámico, costos de generación, electricidad, Thermoflex, biomasa.



## **Abstract**

In this work, a simulation model was developed using Thermoflex™ software, with the aim of characterizing a cogeneration power plant from the gasification of residual biomass produced in the new northern zone of the city of Medellín. The model presented an acceptable prediction of the evaluated data, with an error between 2.61% and 0.96%. Parameters that influence the performance of the plant were evaluated, such as moisture in the biomass, equivalence ratio, type of gasifying agent, and the electric power load of the plant. It was found that moisture content has a negative influence on the LHV of the syngas and on the gasification efficiency. In biomass, humidity should be as low as possible, less than 25%. The equivalent ratio was an influential parameter in the performance of the plant, where the lowest values presented a better performance, for ER of 0.2 the syngas presented a LHV 6099 kJ/m<sup>3</sup> and for ER of 0.55 a LHV of 1196 kJ/m<sup>3</sup>. Moreover, the performance of the power plant operating at a load of 24 kWe, reached a generation efficiency of 19.33%, and a cogeneration efficiency of 49.71%, with an ER of 0.358, a syngas LHV of 3142 kJ/m<sup>3</sup> and a CGE of 64.71%. Finally, an economic analysis of the APL PP30 (24kWe) and POWER PALLET 50 (48kWe) power plants was carried out, which presented a levelized cost of energy \$US/kWh 0.117 and \$US/kWh 0.084, respectively, operating 24 h/day.

**Keywords:** gasification, equivalence ratio, internal combustion engine-power generation, thermodynamic performance, electricity, Thermoflex, biomass.

## 1. Introducción

Los residuos sólidos urbanos (RSU) han sido reconocidos como una problemática importante a nivel mundial durante las últimas décadas. La Organización de Naciones Unidas (ONU) en la agenda 2030 para el desarrollo sostenible definió entre sus objetivos ciudades y comunidades sostenibles, producción y consumo responsables, acción por el clima entre otros, de manera que es necesario desarrollar técnicas de manejo efectivo de los residuos sólidos, las cuales incluyen recolección, transporte, tratamientos previos y recuperación energética [1][2]. Los fenómenos asociados al crecimiento poblacional, desarrollo económico, urbanización e industrialización han incrementado la generación de RSU, lo cual demanda un correcto manejo de dichos residuos. Los métodos más populares para el manejo de RSU incluyen la disposición en rellenos sanitarios, compostaje o incineración; sin embargo, estas estrategias están lejos de ser las adecuadas debido a que generan consecuencias medioambientales y paisajísticas impredecibles [1]. Debido a esto, algunas ciudades a nivel mundial buscan convertirse en ciudades sustentables basadas en la economía circular, implementando la separación, reutilización y reciclaje de los residuos sólidos que finalizaron su vida útil. Por su parte, los residuos que no son aprovechables mediante reciclaje, son materia prima potencial para producción de energía por medio de proyectos Residuos a Energía (*Waste to Energy, WtoE*). Mediante proyectos WtoE se produce electricidad, calor o combustibles; cuyo potencial se estima que podría cubrir el 10% de la demanda anual de electricidad en el mundo [3].

Colombia no es ajena al problema de manejo de RSU, donde anualmente se producen ~11.3 millones de toneladas de residuos, y donde solo se aprovecha el 17% [3]. Adicionalmente, de 174 rellenos sanitarios que existen en el país, 22 acabaron su vida útil en el 2018 y a otros 18 les queda menos de 3 años de vida útil. Por otro lado, el país debe afrontar el impacto social y ambiental que generan 101 botaderos a cielo abierto que operan sin autorización. A nivel regional, en Antioquia el 45% de los rellenos acabarán su vida útil en el 2023 y el relleno sanitario la pradera que procesa los residuos provenientes de 37 municipios de Antioquia, entre ellos Medellín alcanzará su capacidad máxima en 2022 [4] [5] [6]. Además, Medellín ha reconocido el problema de la generación de residuos en la ciudad, pues según *EMVARIAS* (empresa encargada del aseo domiciliario y manejo integral de los RSU), en cada hogar de la ciudad se producen en promedio 3 kg de basura al día, de los cuales el 60% pertenecen a una fracción orgánica o biodegradable, sin embargo, por la nula separación de los residuos se imposibilita su recuperación [7]. A causa de esto, el municipio se ha propuesto ambiciosas metas en el manejo de residuos, “El reto es reconocer la basura como materia prima que se puede utilizar a través de su reintegro a los ciclos económicos, productivos y ecológicos para disminuir la disposición de esta en rellenos sanitarios” [8]. Por esto, el municipio se ha propuesto que el porcentaje de aprovechamiento de los residuos sea del 70% para 2030 [9].

Por otro lado, considerando la canasta energética nacional, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) proyecta que si la demanda de gas natural (GN) continua al ritmo actual

el país enfrentará un déficit que obligaría a incrementar las importaciones y se afectarían hogares, la movilidad pública y privada, la industria y las centrales térmicas que dependen de este combustible [10]. Por esta razón, el plan energético Colombiano (PEN) 2020-2050 propone como uno de sus principales objetivos incrementar la seguridad y reducir la vulnerabilidad del sector energético del país, mediante la diversificación de la matriz energética e incrementando la integración energética regional [11], conjuntamente con la descarbonización del sector energético, reduciendo la emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) principal gas efecto invernadero (GEI) [12]. Por los motivos anteriormente expuestos, los proyectos *WtoE* se proponen como una alternativa de posible solución que mitiga el manejo de RSU, contribuyendo a la diversificación de la matriz energética nacional y la reduciendo emisiones de GEI.

## 2. Justificación

Los RSU abarcan una amplia diversidad de componentes, sin embargo, este trabajo se enfocará en la biomasa procedente de las ciudades como fuente de generación de energía. La biomasa es la fuente de energía renovable más ampliamente usada, donde su potencial a nivel mundial se espera que alcance los 1,500 EJ en el 2050, donde se podrían explotar entre 200 a 500 EJ de manera sostenible. En Colombia diversos estudios han estimado el potencial de bioenergía en el país teniendo en cuenta biomasa de residuos forestales, agrícolas, de matadero y de la industria de aceite de palma, dicho potencial varía en un rango entre 0.2 EJ y 0.8 EJ, que combinando combustión directa y la digestión anaeróbica podrían producir de 18,314 GWh a 33,901 GWh de electricidad. Este potencial representa entre el 121% y 234% del consumo actual de electricidad en la industria nacional, y de 27% a 53% de los 68,943 GWh generados en 2018 según la UPME. Además, se estima un potencial de generación térmica entre 35,543 y 69,255 GWh (i.e 47% a 97% del calor consumido). No obstante, en Colombia dicho potencial no se ve reflejado en la capacidad instalada *WtoE*, el cual solo refleja un 2% en el sistema nacional de generación a partir de biomasa derivada principalmente de la industria azucarera [13] [14] [15] [16].

Los jardines de la nueva zona norte (NZN) de la ciudad de Medellín (Jardín Botánico, Parque Norte, y la Universidad de Antioquia) generan alrededor de 2.8 toneladas de biomasa forestal (hojarasca) al mes con una densidad energética de 2,800 MJ/m<sup>3</sup> sin tratamiento previo y entre 5,500-7,300 MJ/m<sup>3</sup> densificado (pellets) [17]. El aprovechamiento energético de este recurso biomásico potencializa el desarrollo de un campus universitario y ciudades sostenibles. Para el aprovechamiento de los residuos de hojarasca generados en la NZN se propone una planta descentralizada de generación de energía basada en gasificación acoplada a un motor de combustión interna (MCI). Las plantas descentralizadas de cogeneración a partir de biomasa contribuyen al desarrollo local, creación de empleos y contribuyen a reducir el cambio climático [18]. Por tanto, las plantas de cogeneración (*combined heat and power, CHP*) son

una alternativa útil para alcanzar una eficiencia energética transformando fuentes alternativas de energía disponibles localmente en calor y electricidad, además de reemplazar los combustibles fósiles, reduciendo las emisiones de gases contaminantes (gases de efecto invernadero, GEI) y eliminando los altos costos de transporte asociados al manejo de RSU [18] [19].

La gasificación es una alternativa atractiva debido a que provee diversas formas de energía con un impacto ambiental menor que la combustión convencional, el biosyngas producido mediante la gasificación de la biomasa tiene el potencial de reemplazar combustibles fósiles, sin embargo, es necesario un sistema de limpieza y pretratamiento del gas que permita su aprovechamiento [20] [21]. Adicionalmente, las micro centrales de generación basadas en gasificación de biomasa deben aumentar a futuro en las regiones rurales con el fin de aprovechar el suministro de biomasa local [22].

En este trabajo se analiza, desde el punto de vista técnico y económico, una planta de cogeneración basada en gasificación de biomasa. Donde el análisis termodinámico permite evaluar el desempeño de centrales térmicas usando recursos biomásicos como materia prima para generación de energía, con el fin de determinar la eficiencia del sistema. Adicionalmente, el análisis económico es un criterio importante para analizar la viabilidad de este tipo de proyectos WtoE, buscando mejorar el desempeño técnico, económico y ambiental del sistema [23] [24]. Con este análisis, se podrá prever el desempeño de la planta y evaluar la viabilidad del proyecto de generación de energía a pequeña escala en el campus de la Universidad de Antioquia.

Por otro lado, los países muestran una estrecha relación entre el desarrollo y el consumo de energía eléctrica (ver Figura 1) [25]. Colombia al ser un país en vía de desarrollo se espera que en años futuros aumente el consumo de energía eléctrica, debido a esto el país debe aumentar su oferta. Por lo tanto, este trabajo permitirá estudiar, mediante simulación con el software Thermoflex<sup>®</sup>, una planta de cogeneración basada en gasificación-motor alimentada con biomasa residual de jardín de la NZN de la ciudad de Medellín, lo cual contribuirá al desarrollo sostenible, además de aportar alternativas a la transición y eficiencia energética, siendo ejemplo a nivel regional y nacional, y una base para la implementación de nuevos proyectos de generación de energía.

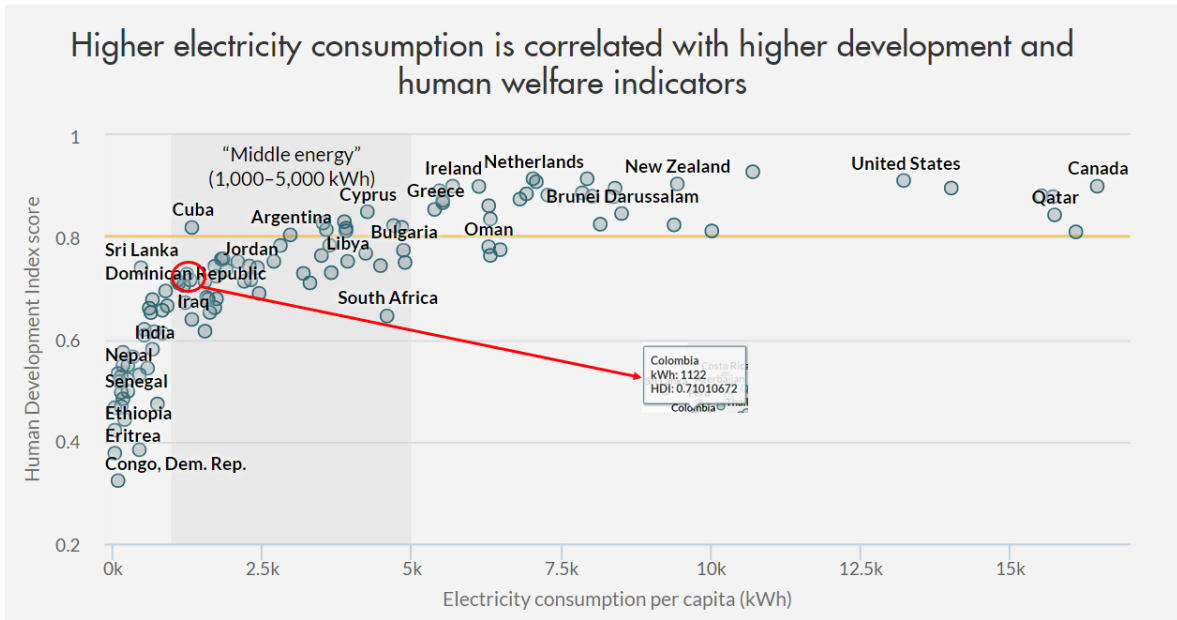


Figura 1. Consumo de energía eléctrica e índices de desarrollo humano [25].

### 3. Objetivos

#### 3.1. Objetivo general

Caracterizar técnico-económicamente una planta de cogeneración basada en gasificación de biomasa a pequeña escala acoplada a motor.

#### 3.2. Objetivos específicos

- Desarrollar un modelo de una planta de cogeneración basada en gasificación de biomasa a pequeña escala acoplada a un motor de combustión interna.
- Determinar la precisión del modelo con respecto a datos experimentales reportados en la literatura.
- Evaluar el efecto de las principales variables del proceso en el desempeño termodinámico y económico de la planta de cogeneración basada en gasificación-motor.

### 4. Marco teórico

La sostenibilidad puede entenderse como un estado en el cual la sociedad no socava los sistemas naturales ni sociales, donde los recursos naturales no están expuestos al consumo intensivo, ni se someten a sustancias peligrosas o riesgos medioambientales, y a la vez permitiendo al sistema social que las personas tengan las condiciones para satisfacer sus necesidades y aspiraciones [26]. Por tanto, el desarrollo sostenible se describe como los procesos de manera planeada y estratégica, donde existe un balance para el desarrollo

económico mientras se protege el medioambiente y la integridad social, con justicia y equidad [26].

Naciones Unidas (UN) proyecta que en 2050 el 68% de la población mundial vivirá en áreas urbanas [27], dichas ciudades han sido identificadas como una fuente de problemas medioambientales y sociales, ya que consumirán cerca del 70% de los recursos naturales mundiales, son grandes consumidores de energía y contribuyen a las emisiones de GEI [26]. Debido a esto, en la actualidad el concepto de ciudades sostenibles ha tomado gran importancia. Las ciudades sostenibles son un objetivo a largo plazo, que promueven la sostenibilidad en las áreas urbanas reponiendo los recursos, disminuyendo el consumo de energía, reduciendo la polución y los residuos [26]. Uno de los pilares importantes en la reducción de residuos, es el manejo integral de residuos sólidos, el cual “implica la planeación y cobertura de las actividades relacionadas con los residuos, desde la generación hasta la disposición final, incluyendo los aspectos de segregación, movimiento interno, almacenamiento, desactivación, recolección, transporte y tratamiento” [28], ver Figura 2.

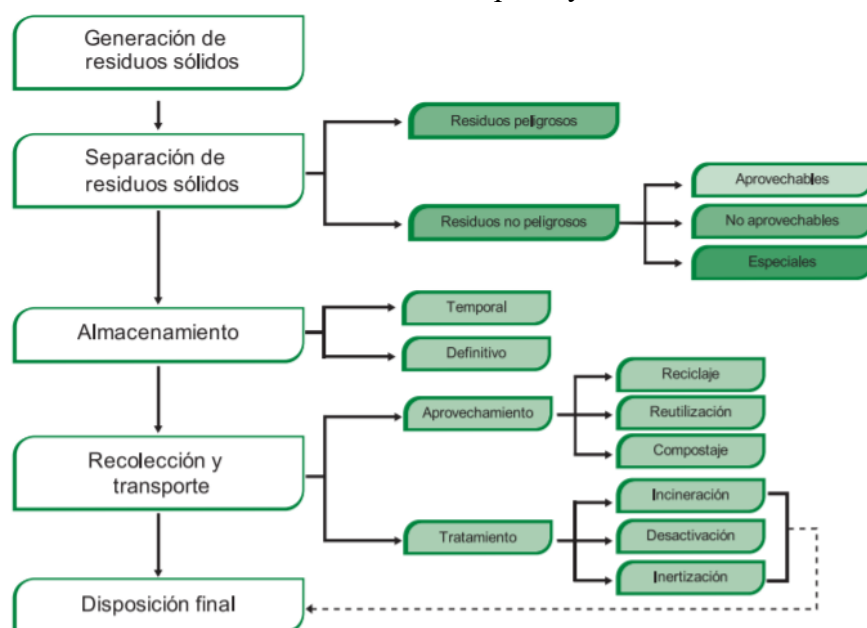


Figura 2. Manejo integral de residuos [28].

Apoyando el manejo integral de residuos, se plantea la tecnología Waste to Energy (*WtoE*) que es una alternativa para disminuir la dependencia de combustibles fósiles, mediante la cual se transforman los residuos, en una forma útil de energía. Esta tecnología combina no solo una fuente renovable de energía sino también una disminución del volumen de residuos mediante un manejo adecuado de estos [29] [30]. La biomasa es un producto formado por especies vivas como plantas o animales, es una fuente neutra en emisiones de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), puesto que las plantas en su proceso de crecimiento absorben el  $\text{CO}_2$  de la atmósfera o los animales que se alimentan de dichas plantas, ver Figura 3. Posteriormente el  $\text{CO}_2$  es liberado nuevamente al transformar la biomasa en energía, manteniendo un estado

neutro de las cantidades de dicho gas en la atmósfera [31]. La biomasa residual se refiere a los subproductos generados en transformaciones naturales o industriales que se llevan a cabo en la materia orgánica, como residuos de las cosechas, podas en zonas urbanas, sistemas de tratamiento de aguas residuales, residuos orgánicos en plazas de mercado, entre otros [32].

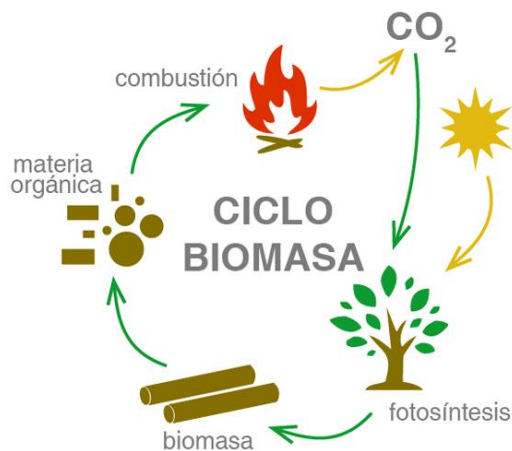


Figura 3. Ciclos de transformación de la biomasa [33].

La biomasa residual del sector residuos urbanos proviene de diferentes actividades y se componen principalmente por papel, madera, carbón vegetal, residuos de alimentos, aguas negras y residuos vegetales provenientes de la poda de zonas verdes [32], y a este último pertenece la hojarasca, biomasa residual de jardines proveniente del campus de la UdeA y los jardines de la NZN. El transporte de la biomasa en estado sólido es ineficiente debido a su baja densidad aparente; por tanto, el desarrollo de proyectos WtoE y la transición de energética a sistemas neutros en carbono son un reto. Por consiguiente, transformar la biomasa en combustibles líquidos o gaseosos, facilitan su manejo, transporte y aplicación. La transformación de la biomasa se puede conseguir mediante conversión bioquímica, donde las moléculas de la biomasa se rompen en moléculas más pequeñas debido a la acción de bacterias o enzimas. En la conversión bioquímica encontramos la digestión aeróbica (compostaje) o anaeróbica que produce metano y dióxido de carbono. La fermentación transforma una fracción de la biomasa en azúcares que posteriormente se transforman en etanol u otros productos [31]. Además, existen las rutas termoquímicas, las cuales transforman la biomasa en combustibles gaseoso, líquidos o sólidos, en las tecnologías de conversión termoquímica se encuentra la torrefacción, pirólisis, gasificación, y combustión. La torrefacción es un proceso termoquímico que se da en una atmósfera inerte o reducida en oxígeno, a una temperatura entre 200-300°C, donde se transforma la biomasa en un compuesto sólido portador de energía, con características de combustible mejorado. La pirólisis es un proceso que se da en ausencia de oxígeno a temperaturas entre 300 y 600 °C, convirtiendo la biomasa en bio-aceite, bio-carbón y bio-syngas [34]. La combustión es un proceso de alta temperatura con exceso de aire que transforma la biomasa en dióxido de carbono y vapor de agua, liberando calor [31]. La gasificación, que es considerada en este trabajo, es una

reacción termoquímica que se da con una cantidad de aire menor que el aire estequiométrico necesario para oxidar completamente la biomasa, dando como resultado una oxidación parcial o incompleta, dicha reacción transforma la biomasa en una mezcla de gases conformada principalmente por monóxido de carbono (CO), hidrógeno (H<sub>2</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), este gas combustible es conocido como *syngas* o *producer gas* [31] [35] [36]. El proceso de gasificación requiere de un agente gasificante que reacciona con el carbono sólido e hidrocarburos pesados convirtiéndolos en gases de bajo peso molecular como el CO y H<sub>2</sub>, donde el poder calorífico y la composición del syngas varían según la cantidad y el tipo de agente gasificante utilizado, para el aire se espera un poder calorífico entre 4-7 MJ/Nm<sup>3</sup>, para el vapor de agua entre 10-18 MJ/Nm<sup>3</sup>, y para el oxígeno entre 12-28 MJ/Nm<sup>3</sup> [31]. El proceso de gasificación se llevará a cabo en un gasificador equicorriente (*Downdraft Gasifier*), en el cual la biomasa se alimenta desde la parte superior del reactor y en su recorrido hacia la parte inferior, la biomasa es sometida al secado, pirólisis, oxidación y reducción, finalmente el syngas sale por la parte inferior del gasificador, ver Figura 4. Los gasificadores en equicorriente, son adecuados para aplicaciones a pequeña escala entre 10 kW-1 MW, dichos gasificadores son factibles debido a su fácil fabricación y operación, además de una baja producción de alquitranes [37].

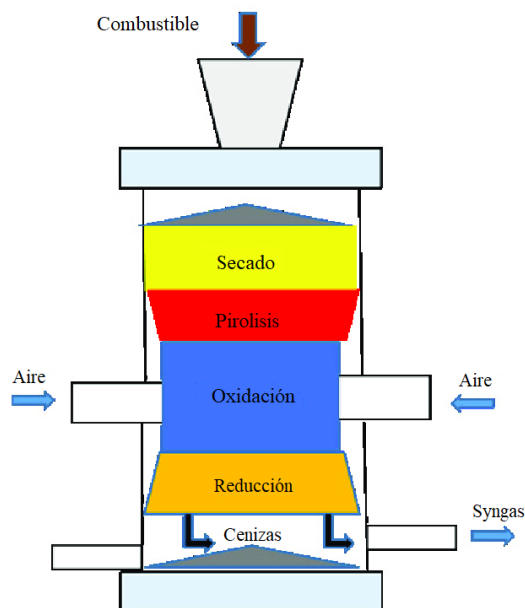


Figura 4. Gasificador de corrientes descendentes (equicorriente, *downdraft*) [37].

La cogeneración es una tecnología eficiente que genera calor y electricidad simultáneamente [38]. El sistema utilizado en este estudio es una planta de cogeneración a pequeña escala, el cual es un sistema automatizado de 25 kW fabricado por All Power Labs, USA y está compuesto por un gasificador de corriente descendente, con un sistema de limpieza del gas, un motor de combustión interna, un generador eléctrico y un sistema de recuperación de calor [39]. Las plantas de cogeneración basadas en gasificación de biomasa son una alternativa para la generación descentralizada, ya que pueden aprovechar los diversos recursos en el sitio



de producción eliminando los costos de transporte de materia prima y las grandes redes de infraestructura para transportar la electricidad [22][19]. Adicionalmente, tienen un gran potencial de desarrollar la economía local, generar empleos y contribuir a la reducción del cambio climático, transformando las fuentes primarias de energía disponibles localmente en electricidad y calor, reduciendo el consumo de combustibles fósiles y las emisiones de gases contaminantes [18].

## 5. Estado del arte

Diversos estudios han sido realizados abordando la generación de energía mediante gasificación de biomasa. Desde la perspectiva experimental se han caracterizado plantas comerciales de baja potencia (< 50 kW). La Villeta *et al.* [21] caracterizó experimentalmente una planta de cogeneración (mCHP) comercial CMD ECO20, operando con astillas de madera. El PCI del syngas fue de 3731 kJ/Nm<sup>3</sup>, lo cual afecta la eficiencia de combustión del motor, derivando una eficiencia global de la planta de ~13.5 %. Martínez *et al.* [14] destacaron el uso del raquis del maíz como materia prima para una planta piloto de generación de energía basada en gasificación (18 kW) de All Power Labs (APL). Adicionalmente, encontraron una distribución óptima del tamaño de partícula de la biomasa, donde la mezcla de 15% partículas finas (<Ø10mm) y 85% partículas normales (Ø10mm-Ø40mm) produce un syngas de mejor calidad (PCI de 5.1 MJ/m<sup>3</sup>) contra 100% partículas normales (Ø10mm- Ø40mm) con un PCI 4.2 MJ/m<sup>3</sup>. El menor tamaño de partículas, permite una cantidad mayor de área efectiva para reaccionar con el aire, incrementando la temperatura en el reactor, y promoviendo las reacciones de gasificación. Littlejohns *et al.* [19] encontró que la eficiencia global de una planta de generación APL PP20 aumenta de 8.2% a 12% a medida que disminuye la humedad de la biomasa (madera) de 20% a 9%. La mejora en el desempeño se atribuye a que la energía se aprovecha en los procesos de gasificación y no evaporando la humedad de la biomasa. Maneerung *et al.* [40] realizaron experimentos a carga parcial en una planta APL PP30 a 4, 6, 8 y 10 kW donde la relación de equivalencia aumentó de 0.22 a 0.272, mientras que el PCI disminuyó de 5.6 a 4.6 MJ/Nm<sup>3</sup>. Sin embargo, la eficiencia energética aumentó con el incremento de la carga parcial en un 17.5%, 26%, 28% y 31.9%, respectivamente. Este comportamiento se atribuye al incremento del flujo masico de la biomasa y del syngas, por lo que aumenta la potencia del syngas y la potencia generada por la planta. Lee *et al.* [41] caracterizaron una planta de cogeneración de energía basada en gasificación, la cual fue alimentada con diferentes biomasa, tales como madera de pino, roble rojo, estiércol de caballo y cartón. El PCI<sub>syngas</sub> fue de 4.53, 5.06, 5.22, y 4.21 MJ/kg, y la eficiencia completa del sistema fue de 23.0%, 20.6%, 21.3% y 15.8%, respectivamente. El menor desempeño de la planta operando con cartón se atribuyó principalmente a un empaquetamiento deficiente de la biomasa en el gasificador, lo que dificulta una distribución uniforme de ésta, concentrando espacios de aire en el reactor, y consecuentemente, produciendo un gas de menor calidad. Uddin *et al.* [42] estudiaron la

gasificación de cáscara de coco y bio-carbón de gasificación en un reactor equicorriente de 50 kW. La mezcla se alimentó al reactor en diferentes proporciones 100:0, 90:10, 80:20 y 70:30, el syngas producido alcanzó un PCI de 2.8, 3.0, 3.1 y 3.27 MJ/Nm<sup>3</sup>, respectivamente. Con el incremento del bio-carbón, el PCI del syngas crece debido a que la cantidad de CO y H<sub>2</sub> en el syngas aumentó, esto debido a la reacción sinérgica entre el bio-carbón y la cáscara de coco, que incrementan la temperatura de oxidación y reducción en el reactor promoviendo las reacciones en el mismo.

Kumar *et al.* [43] analizaron la gasificación de *Lantana camera*, una especie invasora que destruye los bosques y la biodiversidad. Encontraron que variando el ER entre 0.2, 0.26, 0.31 y 0.34, el PCS del syngas fue 6.66, 6.96, 6.69 y 5.94 MJ/Nm<sup>3</sup>, respectivamente. Además, reportaron una eficiencia térmica al freno del motor máxima del 27%. Puglia *et al.* [44] analizaron las emisiones de 2 motores de combustión interna alimentados con Syngas. Uno de los motores estaba acoplado a una planta APL PP30, y el otro a un gasificador Femto. Reportaron que el PCS del syngas fue similar, en torno a 4.9 MJ/m<sup>3</sup>. Por otra parte, concluyeron que cuando el motor opera con syngas en vez de gasolina, este emite 20 veces menos CO, 1/3 de óxidos de nitrógeno y no presentó dióxido de azufre. Sin embargo, las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera con syngas aumentaron levemente en un 1%. No obstante, al ser la biomasa una fuente neutra en emisiones de CO<sub>2</sub>, hacen que este hecho sea irrelevante y sea factible para reemplazar generadores convencionales a gasolina.

Otros estudios se han enfocado en análisis numéricos basados en simulación. Tauquir *et al.* [45] mediante un modelo en Aspen Plus evaluaron los efectos del agente gasificante, la temperatura de gasificación, la relación equivalente y el contenido de humedad sobre el desempeño del gasificador. Encontraron que las variaciones en la relación de equivalencia son las más influyentes el proceso de gasificación, el PCI se reduce de 9.1 MJ/Nm<sup>3</sup> en ER=0.1 hasta 2.6 MJ/Nm<sup>3</sup> en ER=0.5, y la máxima eficiencia de gasificación (88%) se encontró a una ER=0.14. Cirillo *et al.* [46] desarrollaron la simulación de una planta de generación de energía mediante la gasificación de chips de madera, para la planta CMD ECO20, en el software Aspen Plus. Reportaron la generación de 16.3 kW<sub>el</sub> y 14.6 kW<sub>th</sub>, contra 16.0 kW<sub>el</sub> y 17.8 kW<sub>th</sub> experimentales, respectivamente. Además de una eficiencia eléctrica y de cogeneración igual a 19.9% y 17.8%, comparados con 19.5% y 21.7% experimentales. El modelo se usó para encontrar la relación de equivalencia y humedad óptimas, que fueron de 0.3 y 10%, respectivamente. Resultados similares en cuanto a ER y contenido de humedad fueron presentados en trabajos similares del mismo grupo de investigación, usando como herramienta de simulación el software Thermoflex [47] [48].

Yao *et al.* [49] desarrolló un modelo 1-D para estudiar la gasificación de chips de madera en un reactor fabricado por APL. Encontraron que el PCS del syngas decreció, de 6.15 a 3.60 MJ/Nm<sup>3</sup> cuando la relación de equivalencia varió entre 0.1 a 0.6. Adicionalmente, reportaron que la CGE alcanzando su máximo (72.75%) para ER=0.25. Las variaciones en la CGE son debido a la disminución del PCI<sub>syngas</sub> y el aumento en el flujo masico del mismo. Para un ER

entre 0.1-0.25, el PCI disminuye levemente; sin embargo, el flujo másico del syngas aumenta notablemente, consecuentemente, la potencia del syngas aumenta. Para  $ER > 0.25$ , el PCI del syngas disminuye notablemente, a pesar del incremento en el flujo masico, por lo tanto, la potencia del syngas se reduce; siendo esta las principales causas de la variación en la eficiencia de gasificación.

Por otra parte, algunos estudios de gasificación de biomasa en reactores equicorriente han combinado pruebas experimentales con modelado y simulación. Li *et al.* [50] evalúan una planta de gasificación acoplada con motor y generador eléctrico, en la cual utilizaron dos tipos de biomasa: pellets y chips de madera. Las biomásas alcanzaron un PCI del syngas entre 4.67-5.31 MJ/Nm<sup>3</sup> y 5.86-6.49 MJ/Nm<sup>3</sup>, respectivamente. También reportaron una CGE y eficiencia de generación de 75.0% y 16.4 % y de 80.8% y 19.0% para los pellets y los chips, respectivamente. El mejor desempeño de la planta con los chips de madera se debe a su forma irregular, por lo que incrementa el área de reacción, y consecuentemente, aumentan el flujo de gas y la velocidad de las reacciones. Para los pellets al ser de forma homogénea y regular, la velocidad de las reacciones disminuye y se requiere más energía para mantener las reacciones, por lo tanto, se requiere una mayor cantidad de aire que también promueve las reacciones de combustión, incrementando el contenido de CO<sub>2</sub>. Mazhkoo *et al.* [51] desarrollaron un estudio experimental combinado con un modelo en equilibrio termodinámico; caracterizaron la gasificación de cáscara de nuez (18.07 MJ/kg). Evaluaron el efecto de la potencia de generación de 4 kW a 12 kW, donde el PCI del syngas decreció de 5.07 a 4.72 MJ/Nm<sup>3</sup>, además la CGE y la eficiencia de conversión de carbono incrementaron de 66% a 71%, y 74% a 83% respectivamente. Debido al incremento en la potencia, el ER a su vez aumenta, reduciendo el PCI<sub>syngas</sub> y la producción de alquitranes, pero aumentando notablemente el flujo másico del gas, por ende, la potencia térmica asociada al syngas y la CGE aumentan.

Finalmente, otros trabajos han enfocado su estudio en análisis técnico-económicos de plantas de generación de energía basadas en gasificación de biomasa. Chang *et al.* [52] analizaron una planta de cogeneración (CHP) alimentada con cascarilla de arroz, desde un punto de vista exergo-económico. Destacaron que a medida que la relación equivalente (ER) aumenta, la potencia producida por el motor y la eficiencia de combustión disminuyen, debido que el PCI del syngas se reduce, generando una menor potencia en el motor. Por otra parte, la energía térmica de los gases de combustión del motor aumenta, debido a un incremento en la temperatura, como efecto de la variación del punto de ignición para el syngas. Adicionalmente encontraron que la eficiencia exergética global varía en un rango de 10.6 y 8.5%. Finalmente, el proyecto fue económicamente inviable debido a los altos costos de inversión. Dutta y Baruah [53] estudiaron la viabilidad del secado de hojas en la industria del té mediante la combustión de syngas proveniente de la gasificación de ramas de té. El PCI del syngas fue de 4.2 MJ/m<sup>3</sup> con CGE del 65% bajo una ER de 0.27. El proyecto fue económicamente viable supliendo 150 kW<sub>th</sub>, con un retorno de inversión en 15 meses y una reducción de ~1300 ton de CO<sub>2</sub> evitadas. Wei *et al.* [22] evaluaron el costo unitario de

generación de energía eléctrica mediante la gasificación de biomasa, utilizando chips de madera como materia prima. Identificaron que los costos de generación de energía eléctrica cuando las plantas operaban a bajas capacidades fueron más altos que operando las plantas a capacidades mayores. El costo de producción de energía para 15 kW<sub>e</sub> fue de 1.66 USD/kWh, mientras que si la planta operara a 500 kW<sub>e</sub> el costo de generación es de 0.18 USD/kWh, lo cual se atribuye a la economía de escala.

Pedrazzi *et al.* [54] desarrollaron un análisis técnico y económico de la gasificación de residuos verdes provenientes de un vertedero en Italia, mediante una prueba piloto en una planta APL PP30, en la cual obtuvieron un consumo específico de 1.2 kg/kWh, una eficiencia eléctrica del 16.22% y un PCS promedio de 6.55 MJ/Nm<sup>3</sup>. El análisis económico se desarrolló para una planta con capacidad de 4.3 MW en la cual se pudiera procesar el total de biomasa verdes del vertedero y encontraron un retorno sobre la inversión (ROI) de 6 años en el escenario más positivo y 11 años en el más negativo. Pedrazzi *et al.* [55] realizaron un análisis técnico-económico de una planta de gasificación APL PP30 para la producción de energía y calor en un cultivo de cannabis en Italia, utilizando como materia prima pellets de madera. Para una potencia de 10.5 kW, la eficiencia eléctrica fue del 15% y un consumo específico de 1.192 kg/kWh. Además, evaluaron económicamente dos escenarios. El peor escenario con una tasa de descuento del 11%, para el cual la inversión se recupera en 30 años. El mejor escenario con una tasa de descuento del 6%, donde la inversión se recupera en 3.5 años.

Elsner *et al.* [56] llevaron a cabo un análisis numérico, experimental y económico de una gasificación de pellets de madera y lodos de aguas residuales para una potencia de 75 kW<sub>e</sub>. Modelaron numéricamente la planta utilizando el software IPSEpro, mediante el cual identificaron energía térmica desperdiciada, la cual posteriormente recuperaron precalentando el aire de gasificación y mejorando la distribución del agente gasificante en el reactor. Este cambio derivó un aumento del 1.5% en la eficiencia de gasificación y favoreció una operación más estable. Experimentalmente, identificaron que operando 100% con pellets de madera, el PCI del syngas fue 5.2 MJ/Nm<sup>3</sup> y una potencia de 48 kW<sub>e</sub>; mientras que operando 100% con lodos, el PCI del syngas fue 3.4 MJ/Nm<sup>3</sup> y una potencia de 35 kW<sub>e</sub>, finalmente una mezcla de lodos y pellets de madera 60%/40% presentó un PCI de 4.45 MJ/Nm<sup>3</sup>. El análisis económico, indicó que es más rentable utilizar la energía y calor producido para autoconsumo en vez de venderla a la red, con una recuperación de la inversión en un período mayor a 8 años.

## 6. Metodología

Mediante herramientas de simulación computacional se desarrolla un modelo de la planta de gasificación de biomasa APL PP30. Con el modelo se caracterizará el desempeño de la planta en función de diferentes condiciones de operación, y se evaluará la viabilidad técnico-económica del proyecto. Para llevar a cabo esta investigación se analizan los principales

parámetros de proceso que caracterizan el desempeño de la planta de gasificación. Tales como, la relación equivalente (*ER por sus siglas en inglés*), la cual representa la razón entre la cantidad de aire real en el proceso de gasificación y la cantidad de aire estequiométrica requerida para la oxidación completa de la biomasa [53] [21]; la variación en el contenido de humedad en la biomasa: los efectos de la carga parcial y carga completa de la planta; y el agente gasificante. La evaluación del desempeño de la planta se lleva a cabo mediante el poder calorífico, que se define como la cantidad de calor liberada de la combustión completa de un combustible y los productos de combustión enfriados a temperatura ambiente; se debe diferenciar entre poder calorífico superior (PCS o HHV *por sus siglas en inglés*) en el cual el agua presente en los gases de combustión se encuentra en estado líquido, y el poder calorífico inferior (PCI o LHV *por sus siglas en inglés*) donde el agua en los productos de combustión está en estado gaseoso [57]. El poder calorífico del syngas es un parámetro que influye directamente en la eficiencia de la planta, el cual puede variar según parámetros de operación en el gasificador; también se evalúa la eficiencia, la cual cuantifica que tan bien se transforma la energía en el proceso, y es la razón entre la energía neta producida y la cantidad de energía que ingresa al sistema [57]. Finalmente, es importante conocer la eficiencia del proceso de gasificación (Cold gas efficiency -CGE-) la cual es una razón entre el contenido energético del syngas y el contenido energético de la biomasa. La CGE cuantifica que tan óptima es la conversión de la biomasa a syngas [53].

### **6.1.Descripción de la planta**

La planta APL PP30 ver Figura 5, b), es una micro planta de cogeneración de energía eléctrica y térmica, desarrollada por All Power Labs (APL) en Berkeley California [58]. APL PP30 es un sistema integrado que combina principalmente un gasificador equicorriente, dispositivos de acondicionamiento y limpieza del gas *i.e* ciclón, filtro, e intercambiadores de calor, y un motor de combustión interna encendido por chispa acoplado con un generador eléctrico, ver Figura 5 a). El calor residual se recupera mediante una serie de intercambiadores de calor en el sistema de refrigeración del syngas, refrigeración del motor, y los gases de combustión, ver Figura 5 a) y c) [55][59]. La planta APL PP30 genera energía eléctrica y térmica mediante la descomposición termoquímica de biomasa a altas temperaturas y cantidades mínimas de oxígeno, produciendo gas de síntesis. La gasificación produce un gas bastante limpio, sin embargo, su pureza es mayor luego de pasar por el sistema de limpieza, donde el ciclón remueve las partículas sólidas más grandes y posteriormente el filtro atrapa las partículas sólidas más finas y retira los alquitranes presentes en el syngas. Luego, el syngas es consumido en un motor Ashok Leyland de 4.0 L, con 4 cilindros en línea y una relación de compresión 12:1, capaz de producir hasta 25 kW<sub>el</sub> y 50kW<sub>th</sub> @ 60Hz, con un consumo específico de 1.0 kg/kWh (base seca) [59]. El gasificador APL PP30 puede operar con diversas biomásas, las cuales deben tener un tamaño de partícula entre 1-4 cm, humedad entre 5-30%, y contenido de ceniza menor al 5%, para utilizar otro tipo de materias primas con una composición diferente se debe realizar un pretratamiento de la biomasa y las respectivas pruebas [60].

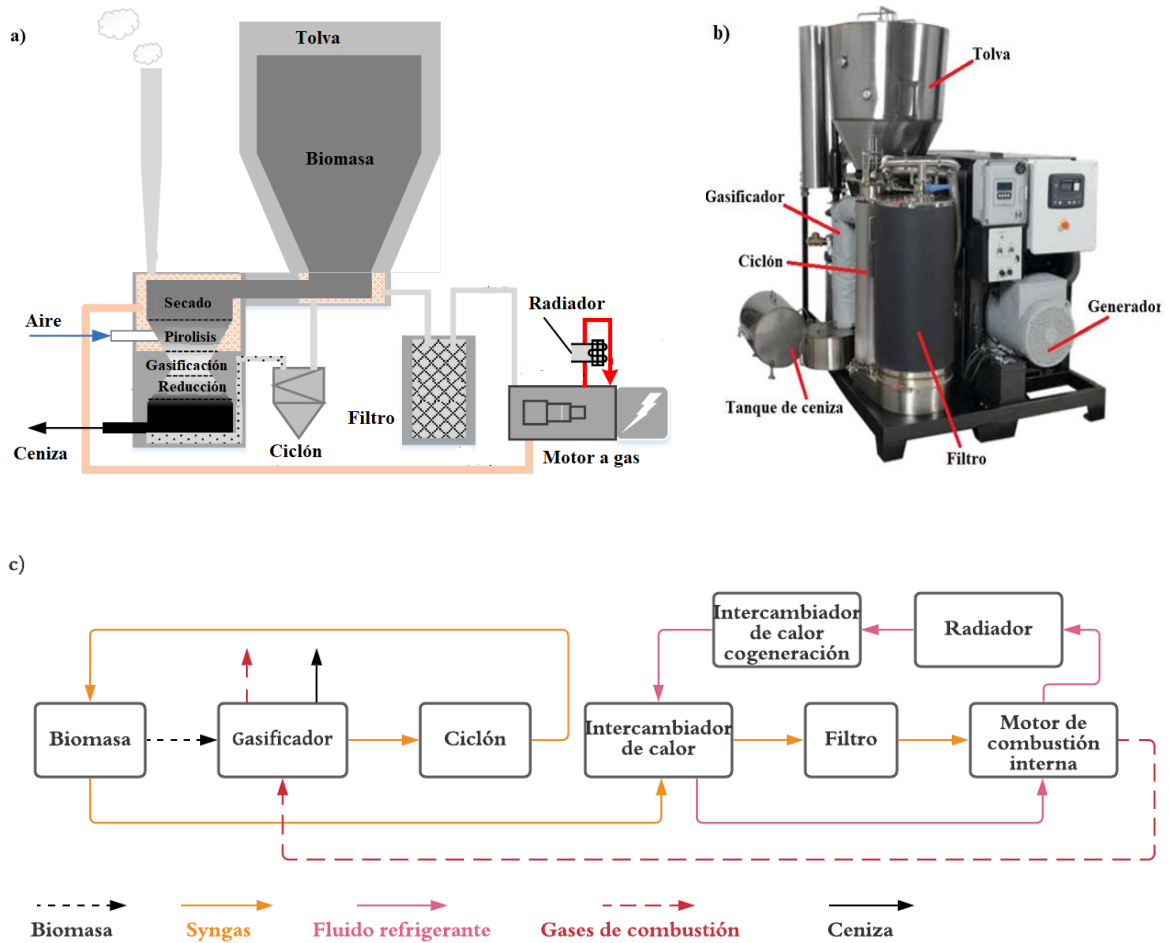


Figura 5. Planta de cogeneración APL PP30 (adaptada de [59]): a) esquema, b) prototipo y c) diagrama de flujo.

## 6.2. Descripción del modelo

Mediante el uso del software Thermoflex<sup>TM</sup> se desarrolló un modelo numérico de la planta de cogeneración basada en gasificación de biomasa. All Power Labs PP30 (APL PP30) es la planta modelada. Thermoflex<sup>TM</sup> es un software flexible de diseño y simulación de sistemas termodinámicos; mediante una interfaz gráfica el usuario puede crear un sistema térmico seleccionando cada componente, ubicándolo y conectando los iconos de los diferentes componentes del sistema, cada componente tiene asociado un menú, donde el usuario define los parámetros de operación de cada componente como eficiencia, pérdidas de calor, presión y temperatura de operación, etc. El software calcula y entrega información de la planta como potencia generada, eficiencia eléctrica, características de cada componente y valores de los parámetros termodinámicos. [48] [61].

Las hipótesis principales consideradas para el correcto desarrollo del modelo, son mencionadas a continuación:

- El análisis fue realizado considerando condiciones de estado estacionario [62].
- Las reacciones químicas en el gasificador están en equilibrio termodinámico [62][50].
- Los gases considerados en la simulación se comportan como gases ideales [50].
- El syngas generado está libre de alquitranes ni ceniza [48][51].
- Sistema termodinámico se considera adiabático [62].

Mediante la variación de parámetros controlables de proceso como humedad y relación equivalente se evalúan los efectos sobre la CGE, composición del syngas, PCI del syngas y temperatura de gasificación. Posteriormente con los parámetros adecuados en la biomasa, se varía el grado de carga de la planta para evaluar el desempeño energético de la planta mediante el PCI del syngas y las eficiencias de la planta.

### 6.2.1. Gasificador

Este componente se modela con el gasificador definido por el usuario, *user-defined gasifier*. El gasificador de Thermoflex™ posee una unidad de preparación del combustible, donde la biomasa es mezclada con agua o nitrógeno antes de ingresar al gasificador. Esto se utiliza para simular las plantas de gasificación de carbón a gran escala, donde el combustible sólido se mezcla con agua o nitrógeno, pues dichas plantas son normalmente presurizadas. Sin embargo, este proceso de mezclado no se utiliza en las plantas a pequeña escala, donde los gasificadores trabajan a presión atmosférica, y el combustible se alimenta de manera mecánica. En la planta APL PP30 la biomasa es alimentada mediante un tornillo sin fin transportador. Por lo tanto, el flujo másico de agua, para este caso, se fija en cero [48].

Para la biomasa es necesario definir los siguientes parámetros de entrada: temperatura, presión, flujo másico, análisis próximo y último. Para el agente gasificante, aire en este caso, se deben definir las siguientes variables de entrada: temperatura, presión, flujo másico, y composición en caso de que no sea aire atmosférico. Para el gasificador es necesario definir los siguientes parámetros: tipo de gasificador según agente gasificante (oxígeno o aire), presión en el proceso de gasificación, relación aire-combustible o temperatura de gasificación, temperatura de salida de las cenizas, y eficiencia de conversión de carbono [48][63].

En la Figura 6, se muestra el componente utilizado para modelar el gasificador. Adicionalmente se acopló un intercambiador de calor (Figura 7), para simular la transferencia de calor entre el syngas y la biomasa para su secado. En este intercambiador de calor se aprovechan las altas temperaturas de salida del syngas para iniciar el proceso de evaporación del agua en la biomasa; sin embargo, esta humedad no se retira de la biomasa dado que el reactor es sellado herméticamente, por lo tanto, el porcentaje de humedad evaporado entra al gasificador en condición de vapor [48][47].

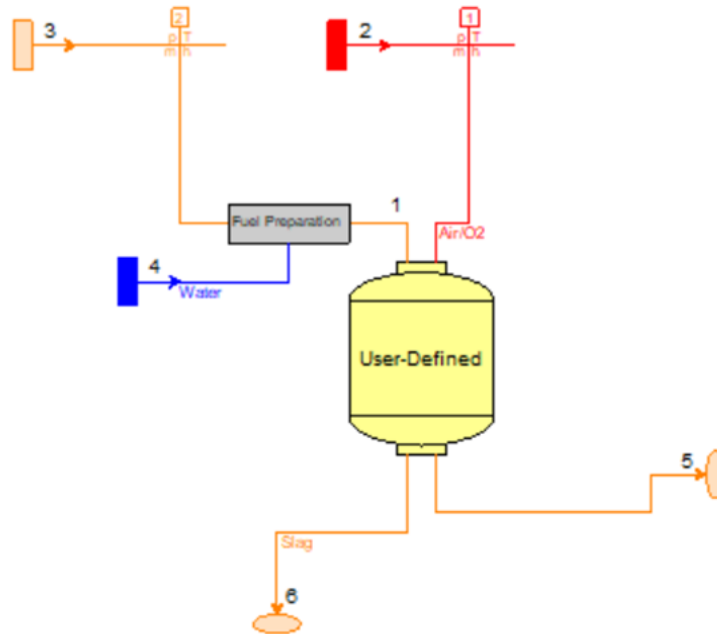


Figura 6. Gasificador Thermoflex

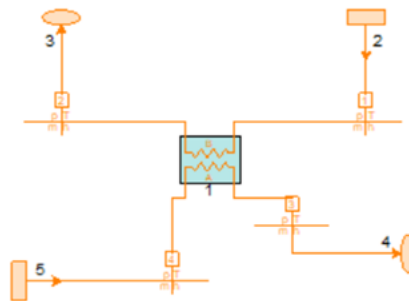


Figura 7. Secador de biomasa

### 6.2.2. Sistema de enfriamiento y limpieza del Syngas

El syngas a la salida del gasificador está compuesto principalmente por CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, y N<sub>2</sub>, libre de cenizas, simplificando el modelado de los componentes [48][47]. El ciclón, es el primer elemento de limpieza del syngas, en el cual se retiran las partículas sólidas del gas, y al mismo tiempo disminuye la temperatura por pérdidas de calor al ambiente. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, el syngas en el software no posee partículas sólidas (hipótesis de equilibrio químico) [48][47]; por lo tanto, en el ciclón solo se simula la reducción de temperatura en el gas. Este proceso se representa con un intercambiador de calor que rechaza una cantidad de calor del gas hacia el ambiente, ver Figura 8.



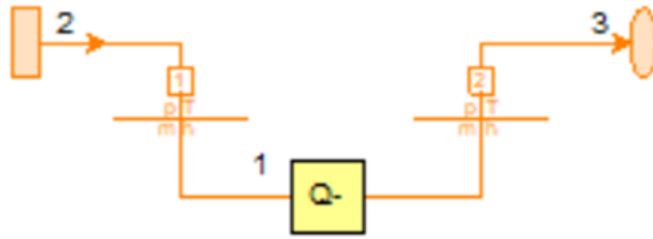


Figura 8. Ciclón Thermoflex

Luego del ciclón, el sistema busca reducir la temperatura del syngas para aumentar su densidad, y de este modo incrementar la masa de syngas que entra al MCI. Debido a esto, el syngas intercambia calor inicialmente con la biomasa promoviendo su secado, como se mencionó anteriormente (Figura 7). Luego, el syngas reduce su temperatura en un intercambiador de calor, cuya corriente fría es el fluido refrigerante del motor, el cual ayuda en el enfriamiento del syngas. El refrigerante está lo suficientemente caliente para no condensar el agua en el syngas, pero más frío que la temperatura del gas en ese punto [60]. Posteriormente, el syngas debe pasar por el filtro, encargado de eliminar las partículas sólidas más pequeñas que aún permanecen en el gas (cenizas volantes), así como los alquitranes ya que pueden afectar el funcionamiento del motor. Sin embargo, en la simulación no se consideran estos contaminantes (ver sección 6.2). Por lo cual el filtro se simula con el separador de gas. En el separador se retira el vapor del syngas disminuyendo su temperatura. La reducción de temperatura en este componente se representa con un intercambiador de calor, el cual transfiere el calor al ambiente. El sistema completo de enfriamiento y limpieza del syngas se presenta en la Figura 9.

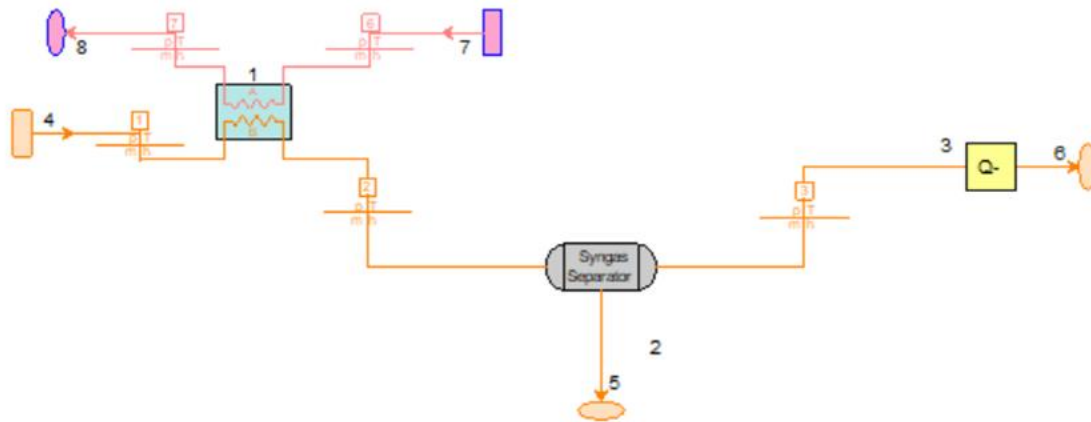


Figura 9. Sistema de enfriamiento y limpieza del Syngas.

### 6.2.3. Motor de combustión interna

El motor de combustión interna y su sistema de refrigeración se presentan en la Figura 10. El radiador se modela mediante un intercambiador de calor aire-fluido refrigerante, y un ventilador, que simula el ventilador real del radiador de la planta APL PP30. La planta cuenta

con dos intercambiadores de calor adicionales [60][50][40]. El primero es el de cogeneración, que aprovecha el calor del motor para calentar agua o recupera dicha energía térmica. El segundo intercambiador ayuda a reducir la temperatura del syngas usando como corriente fría el líquido refrigerante, como fue descrito en la sección Sistema de enfriamiento y limpieza del Syngas.

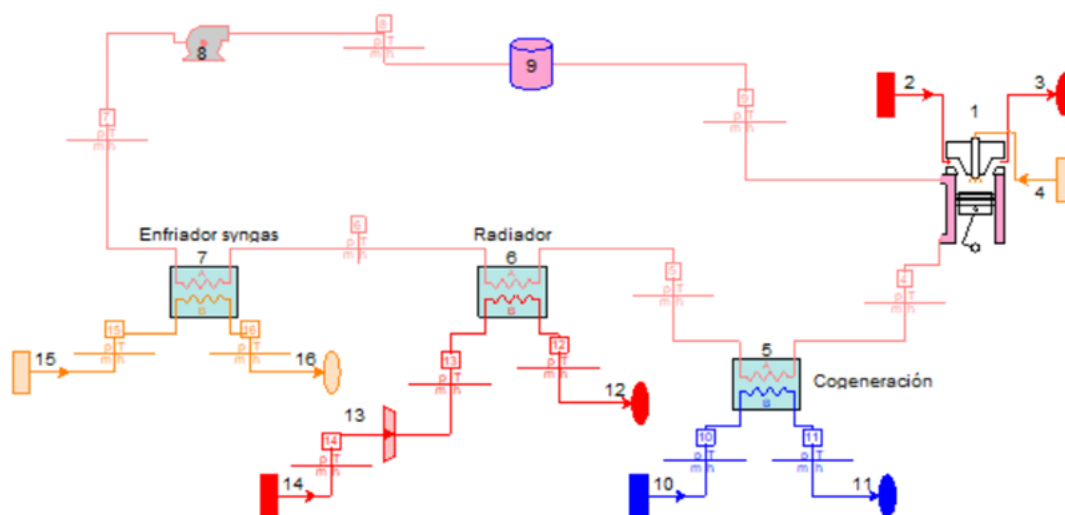


Figura 10. Motor de combustión interna y refrigeración.

Para la correcta simulación del motor de combustión interna, se deben definir parámetros de entrada tanto para el syngas como para el aire, tales como flujo másico, temperatura, y presión. El motor de combustión interna fue simulado usando la librería de Thermoflex™, debido a la ausencia de datos técnicos para definir rigurosamente el motor de 25 kW [48][46].

#### 6.2.4. Intercambiadores de calor

En el modelado de la planta se utilizaron diferentes intercambiadores de calor para simular los diferentes procesos de la planta. Principalmente se usaron 2 tipos de intercambiadores.

Intercambiador de calor general-E (General HX-E): en este intercambiador el usuario define la eficacia del intercambiador, el software calcula la transferencia de calor entre los dos fluidos y las temperaturas de salida [63]. Este se utilizó para modelar el intercambiador de cogeneración y el radiador del motor.

Intercambiador de calor general-S (General HX-S): en este intercambiador el usuario define el estado de salida de uno de los fluidos, con este parámetro el software calcula el estado de salida del otro fluido y la transferencia de calor [63]. Este fue utilizado para modelar el intercambiador de secado de la biomasa y el intercambiador de enfriamiento del syngas.

#### 6.2.5. Modelo de la planta completa

El modelo completo de la planta, se realiza ensamblando los subsistemas descritos anteriormente. El esquema final de la planta de gasificación se presenta en la Figura 11. Las líneas azules representan las corrientes de agua, líneas naranjas representan las corrientes del

combustible, en este caso la biomasa o el syngas, las líneas rojas representan las corrientes de aire y de los gases de combustión, y la línea rosa representa la corriente del fluido refrigerante, en este caso etilenglicol 50% [39].

En la Figura 11, se observa el modelo completo de la planta APL PP30 que integra los subsistemas descritos anteriormente. La biomasa, línea de color naranja (7), es alimentada al secador de biomasa (5), en el cual se simula el secado de la biomasa. Posteriormente, la biomasa precalentada es alimentada al gasificador, donde también ingresa el aire como agente gasificante, línea de color rojo (2). Del gasificador sale la ceniza, línea naranja (3), y el syngas (línea naranja 4), el cual pasa por el intercambiador de calor (5) encargado de secar la biomasa, mencionado anteriormente. Luego, el gas llega al enfriador de syngas (6), en el cual se enfría mediante la interacción con el líquido refrigerante del motor. Después, el syngas pasa por el filtro, donde se retira el vapor presente en el syngas (13) y se enfría (14), simulando el efecto del paso por los filtros de la planta. Finalmente, el syngas entra al motor de combustión interna (15), donde se da la combustión con el aire y se genera la energía mecánica-eléctrica; los gases de combustión a la salida del motor entregan su energía térmica a un circuito de calentamiento de agua en el intercambiador de calor (24). Cabe mencionar que el agua también recibe energía térmica disponible del sistema de refrigeración del motor, en el intercambiador de calor 1 (18), la energía térmica del motor es disipada mediante estos intercambiadores de calor, y por medio del radiador, donde el líquido refrigerante es enfriado mediante el accionamiento del ventilador en el radiador (10).

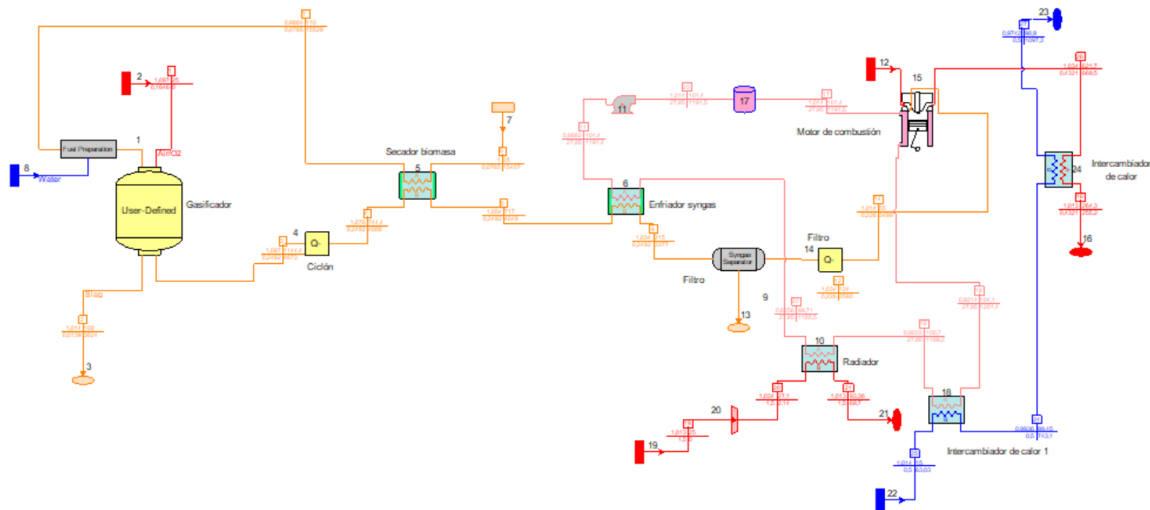


Figura 11. Modelo planta gasificación APL PP30.

### 6.3. Validación del modelo

Con el objetivo de evaluar la precisión del modelo de la planta APL PP30, se contrastan los resultados del modelo con respecto a los resultados de dos trabajos experimentales de gasificación y generación de energía a partir de biomasa en plantas APL PP30 reportados en la literatura.

En el primer trabajo seleccionado, Maneerung *et al.* [40] reportan la gasificación y generación de energía a partir de pellets de madera (*redwood*). En el cual se realizaron 4 pruebas a carga parcial de la planta i.e 4 kW, 6 kW, 8 kW y 10 kW. En el segundo trabajo,

Littlejohns *et al.* [19] reportaron la gasificación y generación de energía mediante chips de madera blanda. En el cual realizaron un plan experimental variando las condiciones de humedad y tamaño de la biomasa. Las condiciones experimentales, tales como: composición de la biomasa, relación de equivalencia, potencia eléctrica generada y eficiencia de conversión de carbono, fueron los parámetros de entrada para el modelo. Los parámetros de desempeño estimados por el modelo (flujo másico de biomasa, composición y PCI del syngas, temperatura de gasificación, CGE del gasificador y, eficiencias de la planta de generación) fueron contrastados con los resultados experimentales. En la *Tabla 1* se presenta la composición de las biomásas utilizadas en los trabajos de referencia para la validación.

*Tabla 1.* Composición química y poder calorífico de las biomásas usadas para validar el modelo.

	<b>Maneerung - Redwood Pellets [40]</b>	<b>Littlejohns - Soft Wood [19]</b>
<b>Análisis último (wt%)</b>		
C	47,1	48,36
H	5,5	6,59
O	45	44,7
N	0,5	0,19
S	0,1	0,16
<b>Análisis próximo (wt%)</b>		
Humedad	9,3	9,27
Material volátil	87,9	75,5
Ceniza	1,4	0,9
Carbono fijo	1,4	14,3
HHV [MJ/kg]	18,2	20,96
LHV [MJ/kg]	17,0	-

Para desarrollar la validación, se simularon los procesos de gasificación de la planta APL con las condiciones descritas en cada trabajo e ingresando la composición de la biomasa según datos reportados por los autores. Posteriormente, se compararon variables respuesta de cada modelo con datos experimentales reportados en la literatura. Con base en el trabajo de Maneerung *et al.* [40], se compararon variables globales de la planta, como flujo másico de biomasa al gasificador, PCI del syngas y eficiencia energética del proceso global de generación de electricidad a partir de la biomasa. Con respecto al trabajo de Littlejohns *et al.* [19], se evaluaron condiciones específicas del proceso de gasificación, tales como la composición del syngas (H<sub>2</sub>, CO, CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>) y el poder calorífico inferior (PCI) del mismo. La precisión del modelo se determinó mediante el error cuadrático medio, el cual es un indicador comúnmente utilizado por investigadores, ver Ecuación 1[51][45].

$$\text{Error cuadrático medio} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (Y_{\text{experimental}} - Y_{\text{modelo}})^2}{N}} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde  $Y_{\text{exp}}$  e  $Y_{\text{modelo}}$ , representan los datos experimentales (de la literatura) y los datos del modelo (obtenidos de la simulación), respectivamente.  $N$  es el número de datos experimentales.

#### 6.4. Plan de simulación

En este trabajo se busca analizar el efecto del contenido de humedad de la biomasa, la relación de equivalencia de aire (ER) y el efecto de la carga parcial. El rango para evaluar el contenido de humedad será entre 5% y 30% [59], esto de acuerdo a lo recomendado por el fabricante para garantizar un funcionamiento adecuado de la planta. Por otra parte, la relación de equivalencia del aire varía entre 0,2 hasta 0,55. El valor mínimo se seleccionó de acuerdo con lo reportado por *Littlejohns et al.* [19], quienes destacan que para estas condiciones, el proceso no presentó dificultades. Mientras que el valor máximo de 0,55 se consideró puesto que a medida que la ER es mayor aparecen más gases de la combustión completa reduciendo la cantidad de gases combustibles del syngas, produciendo un combustible de menor calidad. Valores de ER en la literaria comúnmente varían desde 0.1 hasta 0.6 [48][49], incluso otros autores han evaluado hasta ER=1.0 [46], por ende ER=0.55 se considera un valor medio. Finalmente, se evalúa el desempeño de la planta a carga parcial, la carga mínima de simulación será desde 6.25 kW según lo recomendado por el fabricante, hasta la carga al 100% que equivalente a 25 kW [59].

#### 6.5. Combustible utilizado

La biomasa seleccionada para desarrollar la evaluación técnico-económica de la planta APL PP30, de modo descentralizado para autogeneración, es una mezcla de 3 diferentes residuos sólidos urbanos. Los RSU son generados y están disponibles en el campus principal de la Universidad de Antioquia, es una mezcla de hojarasca, borra de café usada y cartón. Para la correcta operación de gasificadores equicorrientes, se deben tener en cuenta 3 características generales: tamaño de partícula de la biomasa, contenido de humedad y contenido de cenizas [51].

Para cumplir dichos requerimientos la biomasa debe tener un tratamiento previo, el cual incluye molienda, secado y peletizado de la biomasa, con el fin de controlar los parámetros de tamaño y humedad de la misma. Se debe asegurar que la biomasa contenga mínimos de sílice en la ceniza, para evitar que esta se funda y obstaculice el flujo del gas [59]. Para reducir este riesgo, es recomendable utilizar o añadir a la mezcla biomasa similar a la madera [59], la cual en el campus se puede encontrar en ramas, sin embargo en este estudio no se tuvieron en cuenta debido a la ausencia de datos. Por tanto, se asume que los RSU se han densificado para cumplir con el tamaño de partícula y contenido de humedad definidos por APL.

En la Tabla 2, se presentan las tasas de producción de los diferentes residuos (biomasas) producidos en el campus, i.e hojarasca, cartón y borra de café. La cantidad en toneladas/mes generadas y su porcentaje de participación en la mezcla bajo un escenario sin pandemia asociada al Covid-19. Adicionalmente, en la Tabla 3 se presenta, la composición química y el poder calorífico de las biomasas, y de la mezcla. La caracterización de la hojarasca se realizó de acuerdo a ASTM D5142-04, ASTM D5378-08 y ASTM D2015 [17][[64]. La

composición del cartón y la borra de café se obtuvo de una revisión de la literatura [65][66][67][68][69][70][71][72]. La composición y poder calorífico de la mezcla se determinó mediante la metodología propuesta por Montiel-Bohorquez et al. [73].

*Tabla 2.* Cantidad de biomasa producida mensualmente en el campus UdeA.

	<b>HOJARASCA</b>	<b>CARTÓN</b>	<b>BORRA DE CAFÉ</b>	<b>MEZCLA</b>
<b>CANTIDAD [ton/mes]</b>	10	1,57	1,75	13,32
<b>Porcentaje [%]</b>	75,07%	11,79%	13,14%	100,00%

*Tabla 3.* Composición química y poder calorífico de las biomásas utilizadas para operar el modelo [65][66][67][68][69][70][71][72].

	<b>PELLETS DE HOJARASCA</b>	<b>CARTÓN</b>	<b>BORRA DE CAFÉ</b>	<b>MEZCLA</b>
Análisis próximo (% wt)				
Humedad	5,02	8,40	8,89	6,05
Material volátil	65,60	74,98	73,79	67,65
Carbono fijo	9,78	8,36	15,48	10,25
Ceniza	19,60	8,26	1,84	16,05
Análisis último (%wt)				
C	38,45	36,76	49,84	39,87
H	5,26	4,59	6,75	5,50
O	31,67	41,63	30,47	31,96
N	0,00	0,19	2,06	0,41
S	0,00	0,17	0,15	0,16
Humedad	5,02	8,40	8,89	6,05
Ceniza	19,60	8,26	1,84	16,05
HHV <sub>db</sub> [kJ/kg]	16038	13776	22205	16765

## 6.6. Evaluación económica

Complementario al estudio energético, se desarrollará un análisis económico en el cual se estimará el plazo de recuperación de la inversión (*payback*, en años), el cual es un criterio que permite evaluar la factibilidad de un proyecto, ver Ecuación 2 [74][52]. Adicionalmente, se calculará el valor presente neto (VPN), el cual es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto para conocer cuánto se va a ganar o perder con dicha inversión, Ecuación 3 [75]. También se calculará el retorno a la inversión ROI, este es

un indicador que permite evaluar la rentabilidad de una inversión en base al capital destinado y al beneficio obtenido, ver Ecuación 4 [76]. Si el resultado del ROI es  $< 0$ , la inversión tiene retorno negativo, no hay utilidades. Cuando el retorno es positivo, hay utilidades. Por otra parte, el margen de beneficio es la relación entre el VPN y la inversión total de la planta  $I_{tot}$ , Ecuación 5 [52]. Finalmente, se calculará el costo nivelado de energía (Ecuación 9); el cual se define como la suma de los costos específicos de inversión, combustible, operación y mantenimiento, definidos en las Ecuaciones 6, 7, 8 y 9, respectivamente [77]. Esta evaluación estima el valor al que se debe vender el kWh para alcanzar el punto de equilibrio del proyecto.

$$\bullet \text{ Payback} = \frac{I_{tot}}{R_{tot} - C_{tot}} \quad \text{Ecuación 2}$$

$$\bullet \text{ VPN} = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad \text{Ecuación 3}$$

$$\bullet \text{ ROI} = \frac{\text{Beneficio}}{\text{Inversión}} = \frac{\text{Ingresos} - \text{inversión}}{\text{inversión}} \quad \text{Ecuación 4}$$

$$\bullet \text{ Margen de beneficio} = \frac{\text{VPN}}{I_{tot}} * 100\% \quad \text{Ecuación 5}$$

$$\bullet \text{ CA}_e = \frac{A}{N_{neta} * t_{op,año}} \quad \text{Ecuación 6}$$

$$\bullet \text{ C}_{f,e} = \frac{m_{fuel} * C_{f,ton} * t_{op,año}}{N_{neta} * t_{op,año}} \quad \text{Ecuación 7}$$

$$\bullet \text{ C}_{lab,e} = \frac{C_{lab,op} * N^{op} * N^{turnos}}{N_{neta} * t_{op,año}} \quad \text{Ecuación 8}$$

$$\bullet \text{ C}_{mtto}_e = \frac{(5-15\%) \text{Costo de equipos}}{N_{neta} * t_{op,año}} \quad \text{Ecuación 9}$$

$$\bullet \text{ LCOE} = \text{CA}_e + \text{C}_{f,e} + \text{C}_{lab,e} + \text{C}_{mtto}_e \left[ \frac{\text{USD}}{\text{kWh}} \right] \quad \text{Ecuación 10}$$

<b>I<sub>tot</sub></b>	Costo total de inversión [USD]	<b>T<sub>op,año</sub></b>	Tiempo de operación año [h]
<b>R<sub>tot</sub></b>	Ingresos anuales totales [USD]	<b>N<sub>neta</sub></b>	Energía neta eléctrica [kW <sub>el</sub> ]
<b>C<sub>tot</sub></b>	Costos anuales de operación totales [USD]	<b>C<sub>f,e</sub></b>	Costo específico combustible [USD/kWh]
<b>F<sub>t</sub></b>	Flujos de dinero en cada período [USD]	<b>m<sub>fuel</sub></b>	Flujo de combustible [ton/h]
<b>I<sub>0</sub></b>	Inversión realizada en el período inicial (t=0) [USD]	<b>C<sub>f,ton</sub></b>	Costo de tonelada de combustible [USD/ton]
<b>n</b>	Número de períodos en el tiempo	<b>C<sub>lab,e</sub></b>	Costo específico mano de obra [USD/kWh]
<b>k</b>	Tipo de descuento o interés exigido a la inversión	<b>C<sub>lab,op</sub></b>	Costo de mano de obra operario [USD/año operario]
<b>CA<sub>e</sub></b>	Costo específico de la inversión [USD/kWh]	<b>N<sup>o</sup>op</b>	Número de operarios
<b>A</b>	Cuota fija anual de pago de inversión [USD]	<b>N<sup>o</sup>turnos</b>	Número de turnos

## 7. Análisis de resultados

### 7.1. Validación del modelo

Los datos de operación simulando la planta APL PP30, fueron tomados de los trabajos experimentales de Maneerung *et al.* [40] y Littlejohns *et al.* [19]. En la Figura 12 y Figura 13 se muestra la comparación entre los datos del modelo y los experimentales. El eje X de las figuras representa los valores simulados y el eje Y representa los valores experimentales.

Con respecto al proceso de gasificación de biomasa, la validez del modelo se presenta en la Figura 12. Donde se destaca la adecuada predicción del modelo desarrollado en Thermoflex debido a que la mayoría de los valores de las variables respuesta (composición del syngas, H<sub>2</sub>, CO, CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, y PCI), se encuentran cercanos a la línea con pendiente de 45°. Los errores cuadráticos medios para la composición del syngas fueron de ±2.24% vol para H<sub>2</sub>, ±4.86% vol para CO, ±1.81% vol para el CH<sub>4</sub>, ±1.42% vol para el CO<sub>2</sub>, y ±0.37 MJ/m<sup>3</sup> para el poder calorífico inferior (PCI). El error cuadrático medio para el CH<sub>4</sub> se debe a las bajas concentraciones de esta especie en el syngas, además, a las dificultades del modelo para simular las condiciones del tiempo de residencia de la biomasa en el reactor, el cual gobierna la conversión del carbono. Sin embargo, el error promedio del modelo simulando este proceso de gasificación fue de 2.61%. En este caso el modelo se evaluó para los modos de operación tamaño pequeño y baja humedad (*SS/LM* por sus siglas en inglés) y tamaño medio y baja humedad (*MS/LM* por sus siglas en inglés).



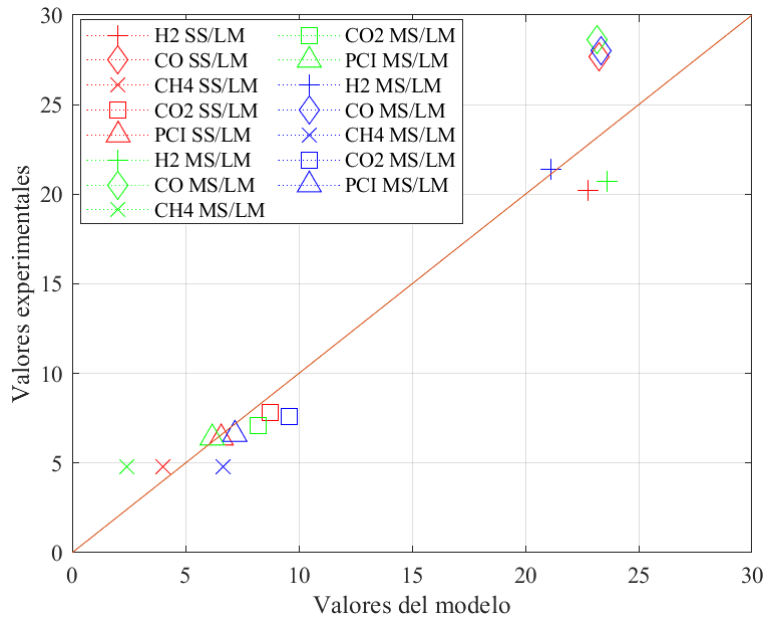


Figura 12. Validación de la composición del gas de una planta APL PP30, valores experimentales adaptados de Littlejohns *et al.* [19].

En la Figura 13 se destaca que el modelo alcanza una buena predicción de los datos evaluados considerando los datos de desempeño globales de la planta gasificador-motor-generator. Las variables respuesta, tales como consumo masico de biomasa, PCI del syngas, y eficiencia energética de la planta bajo diferentes potencias están ubicadas muy cerca de la línea con pendiente de 45°, por lo que se infiere que el error cuadrático medio es bajo. Por ejemplo, para el flujo de biomasa se encontró un error cuadrático medio igual a  $\pm 1.61$  kg/h, para el PCI del syngas se obtuvo un error cuadrático medio de  $\pm 0.45$  MJ/m<sup>3</sup>, y para la eficiencia de la planta el error cuadrático medio fue de  $\pm 0.05\%$ . Finalmente, el error promedio de las variables comparadas en este trabajo fue del 0.96%.

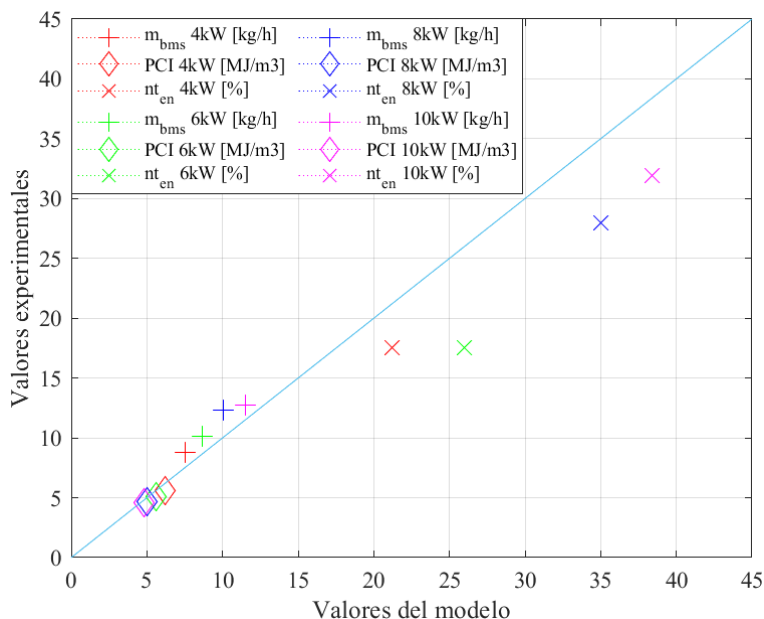


Figura 13. Resultados de la validación de planta PP20, valores experimentales adaptados de Maneerung *et al.* [40].

Considerando los errores alcanzados por el modelo (2.61% y 0.96%), los cuales están en el rango que se encuentra en la literatura, 2.5326% [45], y de 2.19% a 5.02% [51], se concluye que el modelo predice adecuadamente el proceso de gasificación y el proceso de generación de bioelectricidad usando biomasa como materia prima. Por lo tanto, el modelo descrito en este trabajo será utilizado como herramienta computacional para predecir el desempeño de la planta de gasificación usando biomasa residual de la NZN de la ciudad de Medellín.

## 7.2. Contenido de humedad en la biomasa

La biomasa simulada son los RSU que se producen en el campus de la Universidad de Antioquia (ver sección 6.5). Los efectos del contenido de humedad en la biomasa fueron evaluados variándola en 6.05%, 10%, 15%, 20%, 25%, y 30% manteniendo fija la relación equivalente (0.3). Este valor de relación equivalente se definió teniendo en cuenta un valor que mantenga estables las condiciones autotérmicas del gasificador [48]. En la Figura 14 se presenta la composición y el poder calorífico inferior del Syngas en función del contenido de humedad de la biomasa. A medida que el contenido de humedad en la biomasa aumenta, el contenido de CO y H<sub>2</sub> en el syngas disminuyen, el CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub> no presentan cambios significativos, mientras que el contenido de CO<sub>2</sub> y el H<sub>2</sub>O aumentan. La disminución en el contenido de CO y H<sub>2</sub> se atribuye a la menor temperatura de reacción, con lo que se inhiben las reacciones de gasificación, y consecuentemente disminuyen, las especies combustibles. Cabe mencionar que cada kilogramo de agua en la biomasa, consume aproximadamente 2257 kJ de energía del gasificador para vaporizar el agua [57], dicha energía no puede interactuar en el proceso de gasificación, por lo que se produce un gas con un menor PCI, ver Figura 14.

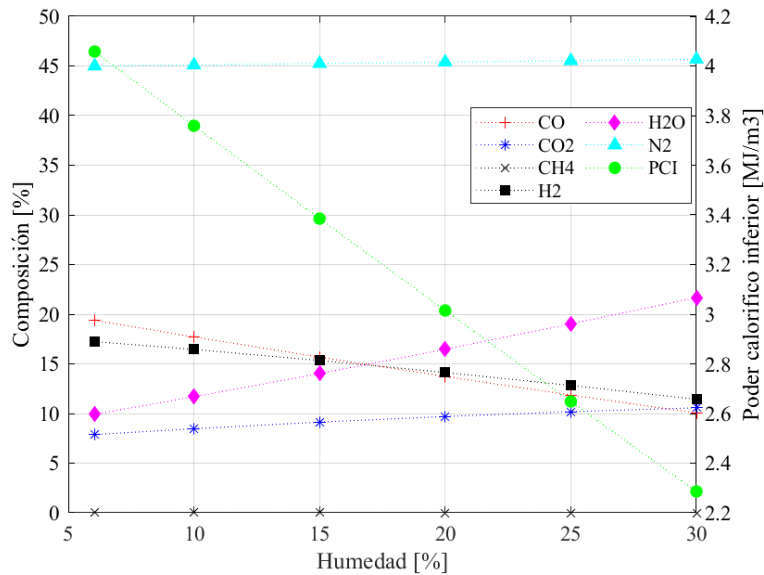


Figura 14. Efectos de variar la humedad en la composición y PCI del syngas.

La Figura 15, presenta el efecto de la humedad sobre la CGE, la cual decrece a medida que la humedad en la biomasa aumenta. Este comportamiento se explica debido a que la eficiencia de gasificación es proporcional al PCI del syngas; por tanto, cuando el PCI del syngas disminuye, la eficiencia de gasificación también. La máxima CGE fue de 73.53% para 6.05% de humedad, y la mínima fue de 59.73% para 30% de humedad.

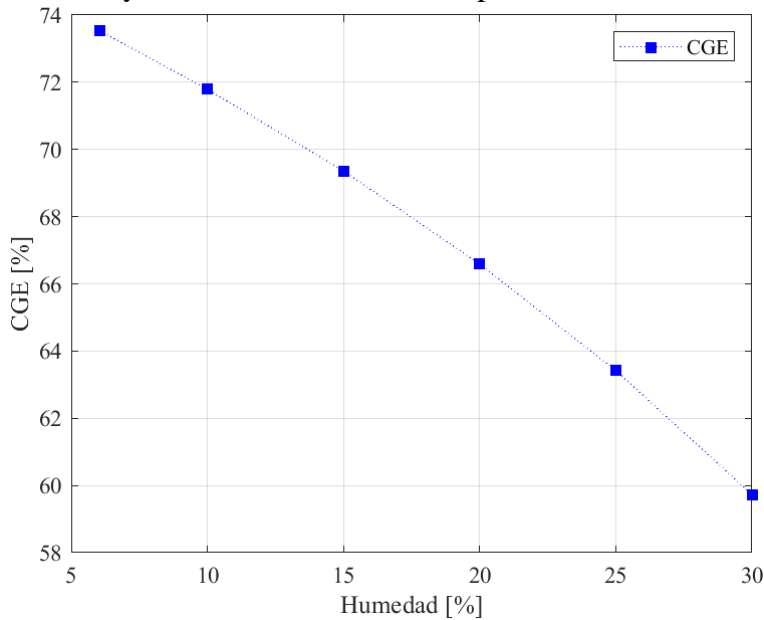


Figura 15. Efecto de la humedad en la CGE.

El Anexo 10.1 resume los datos obtenidos de la simulación del proceso de gasificación, con las diferentes condiciones de humedad.

Como se puede observar, un aumento en la humedad de la biomasa, tiene efectos negativos en el proceso de gasificación, produciendo un gas de menores propiedades energéticas, lo

que afecta el desempeño de la planta, requiriendo un mayor consumo de gas para producir la misma cantidad de energía. Por tanto, es importante tener un acondicionamiento de la biomasa, donde se reduzca su contenido de humedad antes de iniciar el proceso, sin embargo la biomasa no debe estar totalmente seca pues puede presentar problemas en el proceso real de gasificación [47]. En consecuencia, en adelante se trabajará con una biomasa con la mínima humedad de la mezcla, es decir 6.05%. se destaca que las tendencias encontradas concuerdan con los datos de la literatura [48][46].

### 7.3.Relación equivalente del proceso de gasificación

Los efectos de la relación equivalente en la composición del syngas y el desempeño del gasificador fueron evaluados variando la ER entre 0.2 y 0.55, manteniendo la humedad de la biomasa fija en 6.05%. La Figura 16 presenta la evolución de la composición del syngas y su PCI en función de la ER. A medida que la ER aumenta, la concentración de CO y H<sub>2</sub> en el gas disminuyen, el CH<sub>4</sub> a partir de ER=0.25 desaparece de la mezcla del syngas, mientras que la cantidad de H<sub>2</sub>O, N<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> aumentan. Este comportamiento se debe a la mayor disponibilidad de aire para reaccionar con la biomasa a medida que la ER aumenta. Por lo que la oxidación del carbono y el hidrógeno son favorecidas, y consecuentemente, los productos de combustión completa (CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O) aumentan, mientras que el H<sub>2</sub> y CO disminuyen. En consecuencia, el PCI del syngas disminuye con el incremento de la ER por la menor concentración de gases combustibles en el syngas.

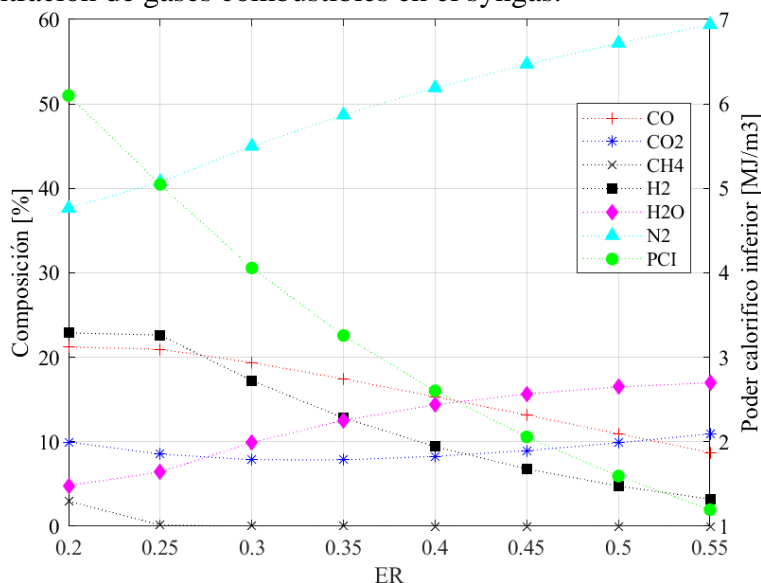


Figura 16. Efectos de la relación de equivalencia en el Syngas.

La Figura 17, presenta las variaciones en la temperatura y la eficiencia del proceso gasificación en función de la ER. A medida que la ER aumenta, la temperatura de gasificación también lo hace. Como ya se mencionó, cuando hay más aire disponible, las reacciones de combustión se favorecen, y considerando su carácter exotérmico, se libera más energía en el reactor. En consecuencia, la temperatura de gasificación aumenta. Por otro lado, se observa que la CGE disminuye con el incremento de la ER. La CGE disminuye de 84.54%

hasta 34.40%, lo cual se explica debido a que la eficiencia de gasificación es proporcional al PCI del syngas.

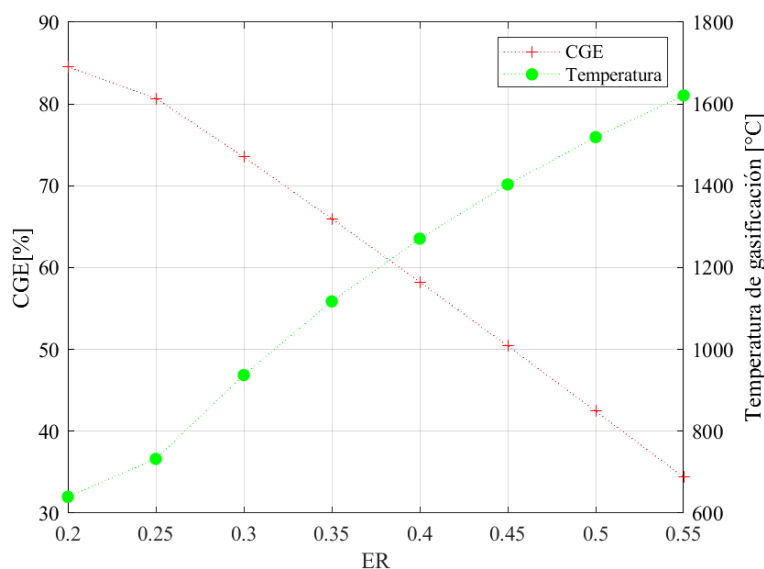


Figura 17. Efectos de la relación de equivalencia en la CGE y temperatura de gasificación.

El Anexo 10.2 presenta los datos obtenidos de la simulación del proceso de gasificación en función de la relación de equivalencia.

A medida que aumenta la ER, el syngas producido posee menores propiedades energéticas como combustible, por lo que disminuye la eficiencia de gasificación. En consecuencia, la ER no debe alcanzar valores muy altos ( $<0.5$ ), no obstante, valores muy bajos de ER, también pueden tener efectos negativos en la operación real, como producir una gasificación incompleta o que el proceso pase a ser un proceso de pirólisis, e incluso se extinga el proceso al perder las condiciones autotérmicas. Por lo que, se recomienda una relación de equivalencia alrededor de 0.3 [48][46]. Los datos reportados en esta sección coinciden con las tendencias reportadas en la literatura técnica [45][48][46].

#### 7.4. Tipo de agente gasificante

Los efectos del agente gasificante en la composición del syngas fueron evaluados suministrando aire normal (21%  $O_2$  – 79%  $N_2$ ), aire enriquecido con oxígeno (50%  $O_2$  – 50%  $N_2$ ), y oxígeno puro (100%  $O_2$ ). Manteniendo constantes la relación de equivalencia (0.3) y la humedad en la biomasa (6.05%). En la Tabla 4 se compara la composición del syngas y su poder calorífico inferior en función del agente gasificante. Se observa que, con el incremento del oxígeno, la concentración de CO y  $H_2$  aumentan. Esto se atribuye a que la mayor concentración  $O_2$  disponible en el agente gasificante promueve las reacciones de oxidación, la cual produce los reactivos para posteriormente interactuar en las reacciones de Boudouard (la cual gasifica el carbón con dióxido de carbono y obtiene monóxido de carbono) y la reacción agua-gas [45]. Además, el contenido de  $N_2$  se reduce significativamente en el agente gasificante, lo que reduce la cantidad de este gas inerte alimentada al reactor. Finalmente, con el incremento del CO y  $H_2$  (especies gaseosas combustibles) y la reducción del  $N_2$  en el syngas, el PCI del syngas aumenta, produciendo un gas con mayor poder calorífico.

Tabla 4. Efectos del agente gasificante en la composición y PCI del syngas.

Agente gasificante	Aire	Aire enriquecido [50% O <sub>2</sub> ]	Oxígeno
CO [%]	19,39%	32,73%	41,57%
CO <sub>2</sub> [%]	7,88%	8,71%	9,29%
CH <sub>4</sub> [%]	0,00%	0,00%	0,00%
H <sub>2</sub> [%]	17,24%	22,45%	26,26%
H <sub>2</sub> O [%]	9,93%	17,96%	22,57%
N <sub>2</sub> [%]	44,99%	17,75%	0,23%
LHV [kJ/m <sup>3</sup> ]	4058	6754	8898

Trabajar con agentes gasificantes con mayor contenido de oxígeno, es una opción atractiva para producir un syngas de mejor calidad; sin embargo, esto incurriría en altos costos para la obtención de un aire con mayor cantidad de oxígeno. En adelante se trabajará con aire como agente gasificante, debido a su alta disponibilidad y bajo costo. Los datos obtenidos en esta sección coinciden con las tendencias reportadas por Tauqir *et al.* [45].

### 7.5. Potencia eléctrica generada (grado de carga) en la planta

El efecto del grado de carga de la planta se evaluó variando la potencia generada por la planta desde 6.25 kW hasta 25 kW. Según los datos experimentales reportados por Maneerung *et al.* [40] y Li *et al.* [50] al aumentar la carga eléctrica en la planta, el motor debe aspirar una mayor cantidad de syngas, lo cual a su vez aumenta levemente la ER en el gasificador; en consecuencia, al ingresar más aire al gasificador es necesario producir una mayor cantidad de syngas correspondiente a lo demandado por el motor. Con los datos reportados se ajustaron los resultados entre el grado de carga y el flujo másico del syngas, y se extrapolaron los datos de ER faltantes, los cuales presentaron un  $R^2 = 0.97$  [78]. Los datos evaluados en esta sección, fueron la composición del syngas y su poder calorífico, la eficiencia y temperatura de gasificación, el consumo de biomasa y la eficiencia global de la planta, ver Anexo 10.3.

En la Figura 18 se destaca que a medida que la potencia y la ER aumentan, mientras que el PCI del syngas y la eficiencia de gasificación disminuyen; tal y como se analizó en la sección 7.3. Sin embargo, la eficiencia global de la planta aumenta. Esto se debe a que los equipos operan a su máxima capacidad, por lo que producen una cantidad mayor de energía. Cuando la planta mejora su eficiencia, los consumos específicos de combustible (biomasa) disminuyen desde 1.61 kg/kWh (a 6.25 kW<sub>e</sub>) hasta 1.17 kg/kWh (a 25 kW<sub>e</sub>). Este resultado es coherente con lo encontrado en la eficiencia. A medida que aumenta la eficiencia de la planta, la biomasa se aprovecha de mejor manera, reduciendo el consumo específico. Los resultados obtenidos en esta sección concuerdan con lo reportado en la literatura [40][50].

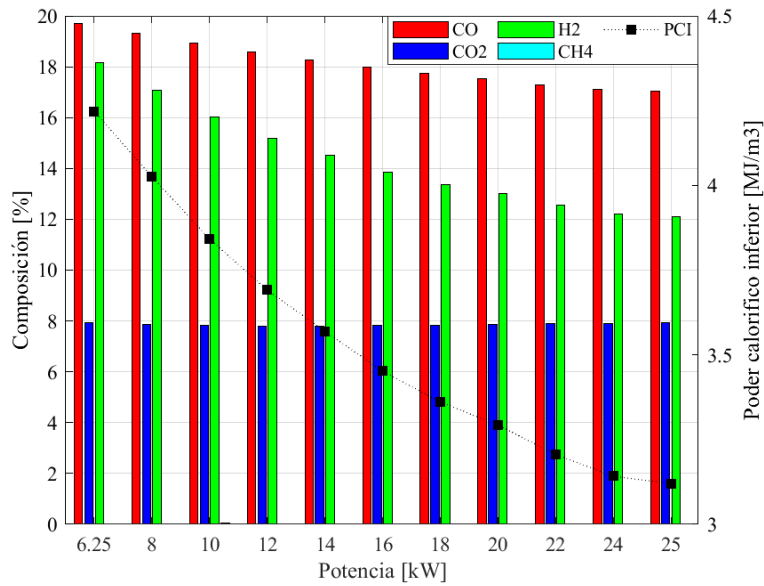


Figura 18. Composición y PCI del syngas en función de la potencia eléctrica.

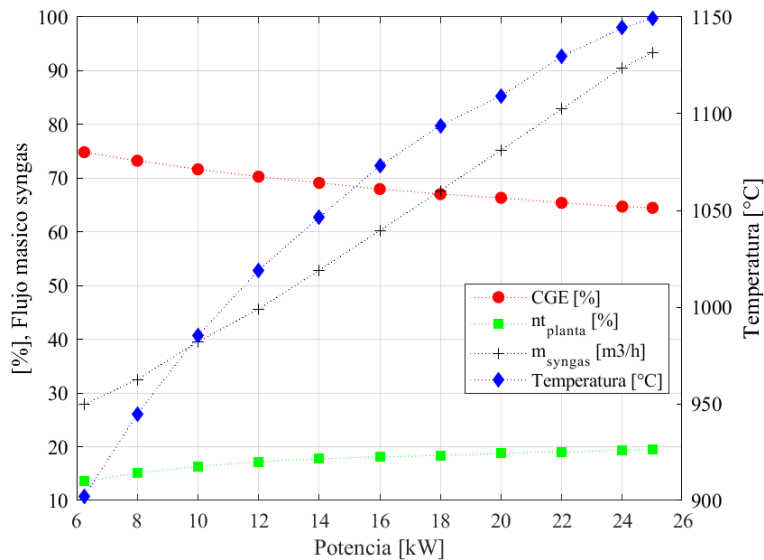


Figura 19. Efectos de la potencia en la CGE, eficiencia de la planta, temperatura de gasificación y flujo masico syngas.

### 7.6.Desempeño termodinámico de la planta

En esta sección se desarrolló un análisis energético con la planta a su máxima capacidad de operación. Potencia de 24 kW<sub>e</sub>, ER de 0.358, y contenido de humedad de la biomasa de 6.05%. La Figura 20, presenta el diagrama Sankey de los flujos energéticos del sistema, teniendo en cuenta el sistema de gasificación, acondicionamiento del syngas, y su consumo en el MCI para generar energía eléctrica. Se observa que, para generar 24 kW eléctricos la planta alcanza una eficiencia de generación del 19,33%. La eficiencia de cogeneración de la planta es de 49.71%. Además, se identifica que por cada 1 kW eléctrico generado, se entregan

1.52 kW térmicos aprovechados, lo cual coincide con lo expresado en la literatura y por los fabricantes [40][50][21][39].

El diagrama Sankey, permite analizar cómo se utiliza la energía en cada etapa del proceso, de esta forma se identifica que, a pesar de que la eficiencia de cogeneración presenta valores altos, aún hay muchas pérdidas de energía térmica, a lo largo del proceso. Más de la mitad de energía disponible se degrada. En futuras investigaciones, se debe buscar la manera de utilizar estos calores residuales en el proceso con el fin de optimizar el proceso de valorización energética de los RSU en la planta APL PP30.

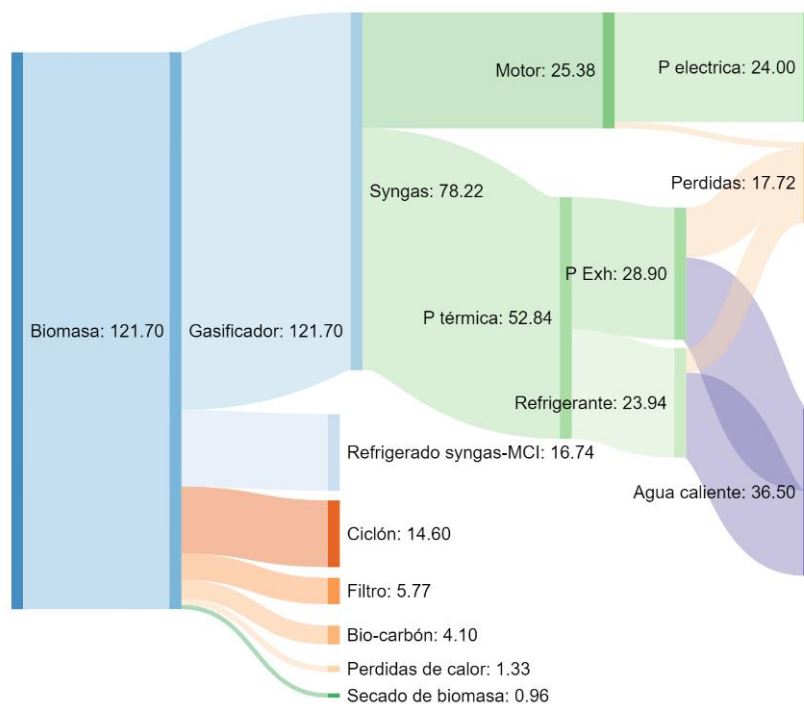


Figura 20. Diagrama Sankey planta APL PP30.

La Tabla 5 muestra los datos de desempeño termodinámico de la planta de cogeneración basada en gasificación de biomasa, trabajando a carga plena de 24 kW. Con estos resultados técnicos de desempeño se lleva a cabo el análisis económico, ver sección 7.7.

Tabla 5. Desempeño termodinámico de la planta APL PP30 usando RSU operando a plena carga (24 kW).

Potencia [kWe]	ER	CO [%]	CO2 [%]	CH4 [%]	H2 [%]	H2O [%]	N2 [%]	LHV [kJ/m <sup>3</sup> ]
24	0,358	17,11%	7,91%	0,00%	12,21%	12,90%	49,25%	3142
CGE [%]	TEMP [°C]	m_biomasa [kg/h]	m_aire [kg/h]	Eficiencia generación [%]	Eficiencia CHP [%]	Potencia térmica CHP [kW]	Consumo específico de biomasa [kg/kWh]	
64,71%	1144	28,44	6,66	19,33%	49,71%	36,5	1,19	



### 7.7. Análisis económico de la planta

El análisis económico se lleva a cabo considerando los costos de los equipos principales y los equipos auxiliares, los cuales son necesarios para el tratamiento previo de la biomasa, como lo son chipeadora, molino, peletizadora y planta APL PP30, ver Figura 21.



a) Chipeadora TRAPP JTR500



b) Molino de martillos



c) Peletizadora



d) Planta APL PP30

Figura 21. Planta APL PP30 y equipos auxiliares.

La chipeadora y el molino de martillos Figura 21 a) y b), serán utilizados para cortar la biomasa y homogenizar el tamaño de la misma, luego la peletizadora, Figura 21 c), es la encargada de producir los pellets de la biomasa para posteriormente llevar al proceso de gasificación y generación de energía, en la planta APL PP30 (Figura 21 d). Los equipos mencionados anteriormente presentan un valor de \$US 8.350 para los equipos auxiliares, y \$US 77.301 para la planta APL PP30. Según la ley 1715 de 2014, en Colombia, con el fin de incentivar la participación de proyectos de energía renovable, existen una serie de beneficios tributarios entre los cuales se encuentra exención del IVA y aranceles, para equipos de uso en energías renovables y no convencionales [79]. Teniendo en cuenta estas exenciones, el costo total de los equipos necesarios para la operación de la planta es de \$US 73.545 con base a este precio y una vida útil de 30 años de la planta [55] se procede con el análisis

económico, adicionalmente se tuvo en cuenta la tasa de cambio vigente del 20 de diciembre de 2021 TRM (1 \$US = 3999.85 \$COP) [80].

La Tabla 6, presenta los costos nivelados de generación de energía mediante la gasificación de biomasa para 4 posibles escenarios evaluados: a) una operación de 8 horas/día con un único turno, para un total de 2079 h/año, b) 12 horas/día de operación, que representa un turno y medio, y un total de 3118 h/año, c) 16 horas/día de operación para 2 turnos, y un total de 4157 h/año, d) 24 horas/día de operación para 3 turnos, y 6235 h/año; las horas totales de operación se tienen en cuenta paradas para mantenimiento, tiempos de arranque, limpieza entre otros. Se observa, que los costos de generación de energía son de \$US0.21, \$US0.17, \$US0.14 y \$US0.12 para 8, 12, 16, y 24 h/día de operación, respectivamente. Por tanto, el escenario con mayor prefactibilidad es el de 24 h/día de operación. Adicionalmente, se identifica que el costo específico por mano de obra es el que más aporta a los costos de generación, donde la labor principal del operario es preparar la biomasa y alimentar la tolva. Por tal razón, se plantea un nuevo escenario que consiste en aumentar la capacidad de la planta a 50 kWe buscando generar una mayor cantidad de energía sin aumentar los costos en mano de obra y viabilizar el proyecto. Adicionalmente, considerando que la planta de 25 kW se puede abastecer solo con la biomasa de la UdeA, por ende, una planta de mayor capacidad podría integrar los otros sectores de la nueva zona norte de Medellín, entre ellos Parque Norte y Jardín botánico. La planta mencionada, es el container Power Pallet 50 del mismo fabricante All Power Labs, la cual básicamente son 2 plantas APPL PP30 por lo que el análisis técnico que se desarrolló en las secciones anteriores no se ve afectado [81].

*Tabla 6.* Costos nivelados de generación de energía en un plazo de 30 años planta APL PP30.

Costos nivelados de generación de energía - Plazo 30 años [24 kW]					
Tiempo operación [h/día]	Costo específico de la inversión [USD/kWh]	Costo específico combustible [USD/kWh]	Costo específico mano de obra [USD/kWh]	Costo específico mantenimiento [USD/kWh]	Costo nivelado de energía [USD/kWh]
8	\$ 0,05	\$ 0,00	\$ 0,08	\$ 0,07	\$ 0,21
12	\$ 0,03	\$ 0,00	\$ 0,08	\$ 0,05	\$ 0,17
16	\$ 0,02	\$ 0,00	\$ 0,08	\$ 0,04	\$ 0,14
24	\$ 0,02	\$ 0,00	\$ 0,08	\$ 0,02	\$ 0,12

En la Tabla 7 se presentan los costos específicos de generación de energía mediante la gasificación de biomasa para una planta generando 48 kWe. Los costos de generación de energía son \$US0.177 \$US0.13, \$US0.11 y \$US0.08 para 8, 12, 16 y 24 h/día de operación, respectivamente. Nuevamente, el escenario más viable es de 24 horas de operación donde el costo nivelado de generación es el más bajo (0.08 \$US/kWh).

Tabla 7. Costos nivelados de generación de energía en un plazo de 30 años planta Power Pallet 50.

Costos nivelados de generación de energía - Plazo 30 años [48 kW]					
Tiempo operación [h/día]	Costo específico de la inversión [USD/kWh]	Costo específico combustible [USD/kWh]	Costo específico mano de obra [USD/kWh]	Costo específico mantenimiento [USD/kWh]	Costo nivelado de energía [USD/kWh]
8	\$ 0,06	\$ 0,00	\$ 0,04	\$ 0,07	\$ 0,17
12	\$ 0,04	\$ 0,00	\$ 0,04	\$ 0,05	\$ 0,13
16	\$ 0,03	\$ 0,00	\$ 0,04	\$ 0,03	\$ 0,11
24	\$ 0,02	\$ 0,00	\$ 0,04	\$ 0,02	\$ 0,08

Finalmente, los costos de generación están en un rango aceptable para ambas configuraciones de planta (24 kW y 48 kW) al compararlos con los costos a los que se tranzó la energía en bolsa para el mes de septiembre de 2021 en Colombia. El costo más alto fue de 0.26 \$US/kWh y el más bajo de 0.05 \$US/kWh [82]. Para el análisis económico, a continuación, se presentarán los datos para ambos proyectos (24 kWe y 48 kWe) analizados bajo 2 escenarios. Uno, la venta de la energía generada a la red. Dos, el autoconsumo de la energía generada en el campus UdeA, donde mediante datos de la universidad se sabe que los precios del kWh pagado por la Universidad varían entre 0.095 \$US/kWh y 0.106 \$US/kWh. La Tabla 8 muestra el tiempo de retorno para cada proyecto en función de las horas de operación. La planta APL PP30 tiene un retorno de la inversión negativo para ambos escenarios, lo cual quiere decir que la inversión no se recupera. Por otra parte, la planta Power Pallet 50 presenta un retorno de la inversión en 3 casos, el más atractivo es de 18,16 años para el autoconsumo de la energía eléctrica operando 24 h/día. En el segundo escenario, la inversión se recupera en aproximadamente 31 años operando 24 h/día, pero vendiendo la energía eléctrica a la red a 0.095 US/kWh. El caso final donde se puede recuperar la inversión es en aproximadamente 112 años, los resultados para 31 y 112 años no son factibles debido a que exceden la vida útil de la planta (30 años). Con base en estos resultados, los análisis posteriores se realizan teniendo en cuenta el escenario de autoconsumo y 24 h/día de operación.

Tabla 8. Payback planta APL PP30 y Power Pallet 50.

Tiempo operación [h/día]	APL PP 30 [24 kW]		Power Pallet 50 [48 kW]	
	Payback venta	Payback autoconsumo	Payback venta	Payback autoconsumo
8	-13,30	-14,70	-22,32	-26,88
12	-14,06	-16,57	-39,16	-70,77
16	-14,92	-18,98	-159,55	111,89
24	-16,98	-26,76	30,99	18,16

El cálculo del valor presente neto (VPN) se realizó teniendo en cuenta el escenario de autoconsumo y 24 h/día de operación, con una tasa del 6% [55][83]. La Figura 22 muestra el VPN para ambos proyectos, el cual es de \$US -111.371 y \$US -33.565 para las plantas APL PP30 y POWER PALLET 50, respectivamente. Los dos proyectos de 24 kWe y 48 kWe presentan un escenario negativo para la inversión, la inversión no rentará positivamente. En consecuencia, el proyecto no es económicamente viable. Adicionalmente, el retorno de la inversión (ROI) es del -212% y 65%, y el margen de beneficio es de -151% y -24% para la planta APL PP30 y POWER PALLET 50, respectivamente. Por lo cual se concluye que el proyecto no es viable desde el punto de vista económico porque los costos de generación de energía eléctrica son altos en comparación con los costos a los que la Universidad compra el kWh de energía eléctrica. Sin embargo, la universidad podría generar entre 1.7% y 3.5% de la energía eléctrica consumida en el campus con la planta APL PP30 y POWER PALLET 50 respectivamente, operando 24 horas al día. Adicionalmente, según el factor de emisiones de CO<sub>2</sub> por generación eléctrica en Colombia (164.38 g CO<sub>2</sub>/kWh) [84] y al ser la biomasa una fuente neutra en emisiones de CO<sub>2</sub>, la UdeA evitaría emitir 24.6 tCO<sub>2</sub>/año y 49.2 tCO<sub>2</sub>/año, para la planta APL PP30 y POWER PALLET 50, respectivamente, para un período de 24 h/día de operación. Finalmente, para viabilizar económicamente este tipo de proyectos se requieren nuevas leyes como por ejemplo la ley de Polonia introducida en 2016 que prohíbe depositar en rellenos sanitarios, residuos con un PCI superior a 6 MJ/kg [56]. De esta manera, se podría cobrar por procesar este tipo de residuos. También, la venta de bonos de carbono o bonos verdes, podrían aumentar los ingresos económicos. Adicionalmente, la venta de bio-carbón y energía térmica pueden mejorar el aspecto económico de la inversión.

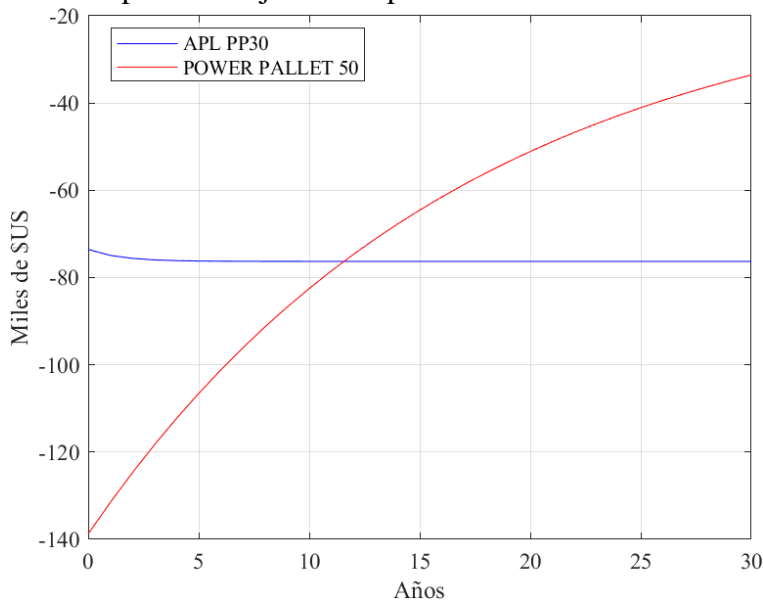


Figura 22. Valor presente neto planta APL PP30 y POWER PALLET 50.

## 8. Conclusiones

La planta de cogeneración APL PP30 fue evaluada mediante un análisis técnico-económico desarrollando un modelo numérico en el software Thermoflex, la planta presenta una manera efectiva de transformar los RSU del campus UdeA en energía eléctrica y térmica.

- La precisión del modelo se evaluó en comparación con datos reportados en la literatura, el error del modelo varía entre el 2.61% y 0.96% lo cual indica que el modelo tiene una buena precisión en comparación con los datos experimentales.
- El contenido de humedad en la biomasa tiene consecuencias negativas en el poder calorífico inferior del syngas el cual se reduce desde 4058 kJ/m<sup>3</sup> para 6.05% de humedad hasta 2286 kJ/m<sup>3</sup> con 30% de humedad, adicionalmente la eficiencia de gasificación disminuye desde 73.53% hasta 59.73%. Esto es principalmente por la reducción de los gases que aportan energéticamente como el CO y H<sub>2</sub>, y al aumento de gases como CO<sub>2</sub> y el vapor de agua. Por ende, el contenido de humedad en la biomasa debe permanecer relativamente bajo para un mejor desempeño de la planta de gasificación, se recomienda la menor humedad posible (<< 25%).
- La relación equivalente es un parámetro importante en el desempeño del gasificador, el cual a medida que aumenta, se reduce el poder calorífico inferior del syngas, de 6099 kJ/m<sup>3</sup> para una ER de 0.2 hasta 1196 kJ/m<sup>3</sup> para una ER de 0.55. A medida que aumenta la ER, las reacciones de oxidación se promueven, incrementando la cantidad de gases inertes como el CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub> y también el vapor de agua, gases no combustibles. Mientras que los gases que si aportan como el CO y H<sub>2</sub> disminuyen. La relación de equivalencia de 0.2 presentó el syngas con mayor PCI; sin embargo, en condiciones operación real se podría perder la condición de gasificación autotérmica.
- El PCI del syngas con aire normal (21% O<sub>2</sub> – 79% N<sub>2</sub>), aire enriquecido (50% O<sub>2</sub> – 50% N<sub>2</sub>), y oxígeno (100% O<sub>2</sub>) como agente gasificante fue de 4058, 6754, y 8898 kJ/m<sup>3</sup>, respectivamente. A medida que aumenta el contenido de O<sub>2</sub> en el agente gasificante, el contenido de CO y H<sub>2</sub> aumenta, mientras que el contenido de N<sub>2</sub> disminuye.
- El desempeño de la planta APL PP30 se evaluó operando a carga parcial donde el poder calorífico inferior y la eficiencia de gasificación disminuyeron a medida que la carga se incrementa. Este comportamiento se atribuye a que la ER aumenta con la potencia generada. Sin embargo, la eficiencia de la planta mejora cuando los equipos operan a su máxima capacidad. La eficiencia global de la planta aumentó de 13.55% a 19.47%, para 6.25 kWe y 25 kWe, respectivamente. El desempeño termodinámico de la planta APL PP30 operando con una carga de 24 kWe alcanzó una eficiencia de generación de 19.33%, y una eficiencia de cogeneración del 49.71%. Por cada kW eléctrico se producen 1.52 kW térmicos, con un consumo específico de 1.19 kg/kWh. La ER es de 0.358, con un PCI de 3142 kJ/m<sup>3</sup> y una eficiencia de gasificación de 64.71%.
- El análisis económico, se desarrolló para 2 configuraciones de planta la APL PP30 (24 kWe) y la POWER PALLET 50 (48 kWe), los costos nivelados de energía operando 24 h/día son de \$US/kWh 0.117 y \$US/kWh 0.084, respectivamente. Para

la planta APL PP30 la inversión no se recupera, mientras que la POWER PALLET 50 la inversión se podría recuperar en 18.16 años auto consumiendo la energía generada; sin embargo, con una tasa del 6% la inversión no renta positivamente pasados 30 años para ninguno de los escenarios. Para obtener un valor presente neto positivo se requiere una tasa máxima del 3.6% sobre la inversión de la planta de 48 kW mientras que la planta de 24 kW no renta positivamente para ninguna tasa. La planta APL PP30 y POWER PALLET 50 pueden generar entre el 1.7% y el 3.5% del total de energía consumida por el campus de la UdeA, dejando de emitir entre 24.6 y 49.2 tCO<sub>2</sub>/año, respectivamente.

## 9. Bibliografía

- [1] F. M. Tsai, T. D. Bui, M. L. Tseng, and K. J. Wu, “A causal municipal solid waste management model for sustainable cities in Vietnam under uncertainty: A comparison,” *Resour. Conserv. Recycl.*, vol. 154, no. November 2019, p. 104599, 2020, doi: 10.1016/j.resconrec.2019.104599.
- [2] Organización de las Naciones Unidas, “La Asamblea General adopta la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible - Desarrollo Sostenible,” *25 Septiembre 2015*. 2017, [Online]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/>.
- [3] Departamento nacional de planeación., “Informe nacional de aprovechamiento-2016.” 2017, [Online]. Available: [http://www.andi.com.co/Uploads/22\\_Informa de Aprovechamiento 187302.pdf](http://www.andi.com.co/Uploads/22_Informa_de_Aprovechamiento_187302.pdf).
- [4] M. Sarralde, “Colombia no tiene rellenos sanitarios y mantiene un mal manejo de basuras,” *El Tiempo*, 2018.
- [5] J. F. Zuleta, “Rellenos sanitarios, un dolor de cabeza que exige otro remedio,” *El Colombiano*, 2020.
- [6] E. Gutierrez, “En 2022 el relleno sanitario La Pradera alcanzaría su máxima capacidad,” *El Tiempo*, 2019.
- [7] V. Restrepo, “La plata que Medellín ‘entierra’ en la basura,” *El Colombiano*. 2018, [Online]. Available: <https://www.elcolombiano.com/antioquia/basuras-en-medellin-cuanto-nos-cuestan-DE9071522>.
- [8] Alcaldía de Medellín, “La Alcaldía de Medellín es la primera en recibir la certificación en el Sistema de Gestión Basura Cero Categoría Oro del ICONTEC,” *Movilidad y espacio público*. 2021, [Online]. Available: <http://www.medellincomovamos.org/movilidad-y-espacio-p-blico>.
- [9] M. Orozco, “Aumento de basuras en Medellín,” *Septiembre 28 de 2019*. 2019.
- [10] Semana, “El 2024 será un año crítico para Colombia.” 2020, [Online]. Available: <https://www.semana.com/nacion/articulo/reservas-de-gas-y-petroleo-que-tantos-recursos-energeticos-le-quedan-a-colombia/648499>.

- [11] “Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero-Energética. Plan Energético Nacional 2020-2050. La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible. 2020.,” Bogotá Colombia, 2020.
- [12] La republica, “La Upme presentó una actualización del Plan Energético Nacional 2020-2050.” 2021.
- [13] A. Sagastume Gutiérrez, J. J. Cabello Eras, L. Hens, and C. Vandecasteele, “The energy potential of agriculture, agroindustrial, livestock, and slaughterhouse biomass wastes through direct combustion and anaerobic digestion. The case of Colombia,” *J. Clean. Prod.*, vol. 269, p. 122317, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.122317.
- [14] L. V. Martínez, J. E. Rubiano, M. Figueredo, and M. F. Gómez, “Experimental study on the performance of gasification of corncobs in a downdraft fixed bed gasifier at various conditions,” *Renew. Energy*, vol. 148, pp. 1216–1226, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.10.034.
- [15] M. A. Gonzalez-salazar *et al.*, “Methodology for estimating biomass energy potential and its application to Colombia,” *Appl. Energy*, 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.07.004.
- [16] M. A. Gonzalez-Salazar *et al.*, “Methodology for biomass energy potential estimation: Projections of future potential in Colombia,” *Renew. Energy*, vol. 69, pp. 488–505, 2014, doi: 10.1016/j.renene.2014.03.056.
- [17] W. A. González, D. López, and J. F. Pérez, “CARACTERIZACIÓN FÍSICA-QUÍMICA-ENERGÉTICA DE PELLETS DE HOJARASCA RESIDUAL COMO BIOCMBUSTIBLE RENOVABLE,” pp. 30–34, 2018, [Online]. Available: [https://www.researchgate.net/profile/Juan\\_Perez195/publication/335631935\\_Caracterizacion\\_fisica-quimica-energetica\\_de\\_pellets\\_de\\_hojarasca\\_residual\\_como\\_biocombustible\\_renovable/links/5d710da1299bf1cb8088b51a/Caracterizacion-fisica-quimica-energetica-de-p](https://www.researchgate.net/profile/Juan_Perez195/publication/335631935_Caracterizacion_fisica-quimica-energetica_de_pellets_de_hojarasca_residual_como_biocombustible_renovable/links/5d710da1299bf1cb8088b51a/Caracterizacion-fisica-quimica-energetica-de-p).
- [18] D. Sofia, N. Lotrecchiano, D. Cirillo, and M. La Villetta, “Environmental impact analysis of flue gases emissions for a 20 kwe biomass gasifier,” *Chem. Eng. Trans.*, vol. 80, no. October 2019, pp. 295–300, 2020, doi: 10.3303/CET2080050.
- [19] J. V. Littlejohns, J. Butler, L. Luque, M. Kannangara, and S. Totolo, “Analysis of the performance of an integrated small-scale biomass gasification system in a Canadian context,” *Biomass Convers. Biorefinery*, vol. 10, no. 2, pp. 311–323, 2020, doi: 10.1007/s13399-019-00442-0.
- [20] N. Abdoulmoumine, S. Adhikari, A. Kulkarni, and S. Chattanathan, “A review on biomass gasification syngas cleanup,” *Appl. Energy*, vol. 155, pp. 294–307, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.05.095.
- [21] M. La Villetta, M. Costa, D. Cirillo, N. Massarotti, and L. Vanoli, “Performance analysis of a biomass powered micro-cogeneration system based on gasification and syngas conversion in a reciprocating engine,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 175, pp. 33–48, 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.08.017.

- [22] L. Wei, F. S. . To, L. Podesimo, and W. Batchelor, “Evaluation of micro-scale electricity generation cost using biomass-derived synthetic gas through modeling,” *Int. J. energy Res.*, vol. 35, pp. 989–1003, 2011, doi: 10.1002/er.
- [23] T. Nakyai, Y. Patcharavorachot, A. Arpornwichanop, and D. Saebea, *Comparative exergoeconomic analysis of indirect and direct bio-dimethyl ether syntheses based on air-steam biomass gasification with CO2 utilization*. Elsevier Ltd, 2020.
- [24] C. O. C. Oko and C. O. Nwachukwu, “Thermo-economic analysis of a waste-to-energy integrated multi-generation power plant,” *Int. J. Ambient Energy*, vol. 41, no. 3, pp. 334–347, 2020, doi: 10.1080/01430750.2018.1472638.
- [25] Center for Global development, “Energising Human Development | Human Development Reports,” *UNDP Human Development Reports*. pp. 1–1, 2016, [Online]. Available: <http://hdr.undp.org/en/content/energising-human-development>.
- [26] S. E. Bibri and J. Krogstie, “Smart sustainable cities of the future: An extensive interdisciplinary literature review,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 31, pp. 183–212, 2017, doi: 10.1016/j.scs.2017.02.016.
- [27] United Nations, “68% of the world population projected to live in urban areas by 2050, says UN.,” *United Nations News*, no. May 2018. pp. 2018–2021, 2018, [Online]. Available: <https://www.un.org/development/desa/en/news/population/2018-revision-of-world-urbanization-prospects.html>.
- [28] Área metropolitana del Valle de Aburrá, *Guía para el Manejo Integral de Residuos*. 2008.
- [29] P. H. Brunner and H. Rechberger, “Waste to energy - key element for sustainable waste management,” *Waste Manag.*, vol. 37, pp. 3–12, 2015, doi: 10.1016/j.wasman.2014.02.003.
- [30] R. Kothari, V. V. Tyagi, and A. Pathak, “Waste-to-energy: A way from renewable energy sources to sustainable development,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 9, pp. 3164–3170, 2010, doi: 10.1016/j.rser.2010.05.005.
- [31] P. Basu, *Biomass Gasification, Pyrolysis and Torrefaction: Practical Design and Theory*. 2013.
- [32] Unidad de Planeación Minero Energetica, *Atlas del potencial energético de la Biomasa residual en Colombia*. .
- [33] M. J. Deza, “Biomasa: Alternativa verde para calentar tu hogar.,” 2014. <https://www.concienciaeco.com/2014/11/19/biomasa-alternativa-verde-para-calentar-tu-hogar/>.
- [34] H. C. Ong, W. H. Chen, Y. Singh, Y. Y. Gan, C. Y. Chen, and P. L. Show, “A state-of-the-art review on thermochemical conversion of biomass for biofuel production: A TG-FTIR approach,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 209, no. December 2019, p. 112634, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.112634.
- [35] C. Mukherjee, J. Denney, E. G. Mbonimpa, J. Slagley, and R. Bhowmik, “A review



- on municipal solid waste-to-energy trends in the USA,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 119, no. October 2019, p. 109512, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2019.109512.
- [36] M. Castaldi *et al.*, “Progress and Prospects in the Field of Biomass and Waste to Energy and Added-Value Materials,” *Waste and Biomass Valorization*, vol. 8, no. 6, pp. 1875–1884, 2017, doi: 10.1007/s12649-017-0049-0.
- [37] A. A. P. Susastriawan, H. Saptoadi, and Purnomo, “Small-scale downdraft gasifiers for biomass gasification: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, no. February, pp. 989–1003, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.112.
- [38] COGEN Europe, “Cogen - What Is Cogeneration\_.” [https://www.cogeneurope.eu/knowledge-centre/what-is-cogeneration.](https://www.cogeneurope.eu/knowledge-centre/what-is-cogeneration)
- [39] All power labs, “All power labs,” 2012. [Online]. Available: [https://www.allpowerlabs.com/wp-content/uploads/2019/08/PP30OneSheet8\\_10\\_19.pdf](https://www.allpowerlabs.com/wp-content/uploads/2019/08/PP30OneSheet8_10_19.pdf).
- [40] T. Maneerung, X. Li, C. Li, Y. Dai, and C. H. Wang, “Integrated downdraft gasification with power generation system and gasification bottom ash reutilization for clean waste-to-energy and resource recovery system,” *J. Clean. Prod.*, vol. 188, pp. 69–79, 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.03.287.
- [41] U. Lee, E. Balu, and J. N. Chung, “An experimental evaluation of an integrated biomass gasification and power generation system for distributed power applications,” *Appl. Energy*, vol. 101, pp. 699–708, 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.07.036.
- [42] M. Uddin, A. Abd, R. Ayu, and A. Yousuf, “Biomass and Bioenergy Gasification of lignocellulosic biomass to produce syngas in a 50 kW downdraft reactor,” vol. 119, no. September, pp. 335–345, 2018.
- [43] P. Kumar, A. Kumar, S. Shenbagaraj, and S. Mondal, “Materials Today : Proceedings An investigation on emissions analysis of spark plug engine fueled by producer gas generated by L . camera,” vol. 46, pp. 11239–11242, 2021.
- [44] M. Puglia, N. Morselli, S. Pedrazzi, P. Tartarini, G. Allesina, and A. Muscio, “Specific and Cumulative Exhaust Gas Emissions in Micro-Scale Generators Fueled by Syngas from Biomass Gasification,” pp. 1–13, 2021.
- [45] W. Tauqir, M. Zubair, and H. Nazir, “Parametric analysis of a steady state equilibrium-based biomass gasification model for syngas and biochar production and heat generation,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 199, no. May, p. 111954, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.111954.
- [46] D. Cirillo, M. Di Palma, M. La Villetta, A. Macaluso, A. Mauro, and L. Vanoli, “A novel biomass gasification micro-cogeneration plant: Experimental and numerical analysis,” vol. 243, no. June, 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.114349.
- [47] M. Costa *et al.*, “Model based optimization of the control strategy of a gasifier coupled with a spark ignition engine in a biomass powered cogeneration system,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 160, no. August 2018, p. 114083, 2019, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2019.114083.

- [48] C. Caputo, D. Cirillo, M. Costa, M. La Villetta, R. Tuccillo, and R. Villani, “Numerical analysis of a combined heat and power generation technology from residual biomasses,” *Eur. Biomass Conf. Exhib. Proc.*, vol. 2018, no. 26thEUBCE, pp. 1547–1559, 2018, doi: 10.17265/1934-8975/2018.06.003.
- [49] Z. Yao, S. You, T. Ge, and C. Wang, “Biomass gasification for syngas and biochar co-production : Energy application and economic evaluation,” vol. 209, no. October 2017, pp. 43–55, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.10.077.
- [50] C. Y. Li, Y. Shen, J. Y. Wu, Y. J. Dai, and C. H. Wang, “Experimental and modeling investigation of an integrated biomass gasifier–engine–generator system for power generation and waste heat recovery,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 199, no. August, pp. 1–15, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.112023.
- [51] S. Mazhkoo, H. Dadfar, M. Hajihashemi, and O. Pourali, “A comprehensive experimental and modeling investigation of walnut shell gasification process in a pilot-scale downdraft gasifier integrated with an internal combustion engine,” vol. 231, 2021.
- [52] C. T. Chang, M. Costa, M. La Villetta, A. Macaluso, D. Piazzullo, and L. Vanoli, “Thermo-economic analyses of a Taiwanese combined CHP system fuelled with syngas from rice husk gasification,” *Energy*, vol. 167, pp. 766–780, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.11.012.
- [53] P. P. Dutta and D. C. Baruah, “Gasification of tea (*Camellia sinensis* (L.) O. Kuntze) shrubs for black tea manufacturing process heat generation in Assam, India,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 66, pp. 27–38, 2014, doi: 10.1016/j.biombioe.2014.03.062.
- [54] S. Pedrazzi, G. Santunione, A. Minarelli, and G. Allesina, “Energy and biochar co-production from municipal green waste gasification : A model applied to a landfill in the north of Italy,” vol. 187, no. March, pp. 274–282, 2019.
- [55] S. Pedrazzi *et al.*, “Techno-economic study of a small scale gasifier applied to an indoor hemp farm : From energy savings to biochar effects on productivity,” vol. 228, no. August 2020, 2021.
- [56] W. Elsner, M. Wysocki, P. Niegodajew, and R. Borecki, “Experimental and economic study of small-scale CHP installation equipped with downdraft gasifier and internal combustion engine,” vol. 202, pp. 213–227, 2017.
- [57] Yunus A. Cengel, *TERMODINÁMICA*. 2009.
- [58] All power labs, “The Company - ALL Power Labs,” 2021. <https://www.allpowerlabs.com/about-apl>.
- [59] All power labs, “PP30 All Power Pallet,” 2021. <https://www.allpowerlabs.com/pp30-power-pallet>.
- [60] All power labs, “All Power Labs Manual.” .
- [61] Thermoflow Inc., “Thermoflex, General Purpose Program.” [https://www.thermoflow.com/products\\_generalpurpose.html](https://www.thermoflow.com/products_generalpurpose.html).

- [62] A. C. Medina Jimenez, G. H. Nordi, M. C. Palacios Bereche, R. P. Bereche, A. G. Gallego, and S. A. Nebra, "Evaluation of two different alternatives of energy recovery from municipal solid waste in Brazil," *Waste Manag. Res.*, vol. 35, no. 11, pp. 1137–1148, 2017, doi: 10.1177/0734242X17728123.
- [63] Thermoflow Inc., "THERMOFLEX - Fully flexible heat balance engineering software."
- [64] N. D. Montiel-Bohórquez and J. F. Pérez, "Energy valorization strategies of fallen leaves and woody biomass in a based downdraft gasification-engine power plant," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 49, no. November 2021, 2022, doi: 10.1016/j.seta.2021.101749.
- [65] S. B. Kang, H. Y. Oh, J. J. Kim, and K. S. Choi, "Characteristics of spent coffee ground as a fuel and combustion test in a small boiler (6.5 kW)," *Renew. Energy*, vol. 113, pp. 1208–1214, 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.06.092.
- [66] N. Tangmankongworakoon, "An approach to produce biochar from coffee residue for fuel and soil amendment purpose," *Int. J. Recycl. Org. Waste Agric.*, vol. 8, no. s1, pp. 37–44, 2019, doi: 10.1007/s40093-019-0267-5.
- [67] X. Li, V. Strezov, and T. Kan, "Energy recovery potential analysis of spent coffee grounds pyrolysis products," *J. Anal. Appl. Pyrolysis*, vol. 110, no. 1, pp. 79–87, 2014, doi: 10.1016/j.jaap.2014.08.012.
- [68] L. Limousy, M. Jeguirim, P. Dutournié, N. Kraiem, M. Lajili, and R. Said, "Gaseous products and particulate matter emissions of biomass residential boiler fired with spent coffee grounds pellets," *Fuel*, vol. 107, pp. 323–329, 2013, doi: 10.1016/j.fuel.2012.10.019.
- [69] S. Mayson and I. D. Williams, "Applying a circular economy approach to valorize spent coffee grounds," *Resour. Conserv. Recycl.*, vol. 172, no. July 2020, p. 105659, 2021, doi: 10.1016/j.resconrec.2021.105659.
- [70] H. Li, S. Zhang, X. Zhao, and S. Eiji, "Pyrolysis characteristics and kinetics of municipal solid waste," *Trans. Tianjin Univ.*, vol. 11, no. 5, pp. 353–359, 2005.
- [71] M. Song *et al.*, "The pyrolysis of multi-component municipal solid waste in fixed bed reactor for activated carbon production," *J. Anal. Appl. Pyrolysis*, vol. 109, pp. 278–282, 2014, doi: 10.1016/j.jaap.2014.05.018.
- [72] H. Zhou, Y. Long, A. Meng, Q. Li, and Y. Zhang, "Classification of municipal solid waste components for thermal conversion in waste-to-energy research," *Fuel*, vol. 145, pp. 151–157, 2015, doi: 10.1016/j.fuel.2014.12.015.
- [73] N. D. Montiel-Bohórquez and J. F. Pérez, "Energy generation from municipal solid waste. Thermodynamic strategies to optimize the performance of thermal power plants," *Inf. Tecnol.*, vol. 30, no. 1, pp. 273–283, 2019, doi: 10.4067/S0718-07642019000100273.
- [74] V. Velayos Morales, "Payback o plazo de recuperación | 2021 | Economipedia." <https://economipedia.com/definiciones/payback.html>.

- [75] V. Velayos Morales, “Valor actual neto (VAN) - Qué es, definición y significado | 2021 | Economipedia.” 2014, [Online]. Available: <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>.
- [76] G. Westreicher, “Retorno de la inversión (ROI) | 2021 | Economipedia.” [Online]. Available: <https://economipedia.com/definiciones/retorno-de-la-inversion-roi.html>.
- [77] J. F. Pérez, L. F. Osorio, and A. F. Agudelo, “A technical-economic analysis of wood gasification for decentralized power generation in colombian forest cores,” *Int. J. Renew. Energy Res.*, vol. 8, no. 2, pp. 1071–1084, 2018.
- [78] E. Martinez, “Errores frecuentes en la interpretación del coeficiente de determinación lineal,” 2005.
- [79] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, “Guia práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014,” *Minist. Minas y Energ.*, vol. 1, p. 28, 2014, [Online]. Available: [https://www1.upme.gov.co/Documents/Cartilla\\_IGE\\_Incentivos\\_Tributarios\\_Ley1715.pdf](https://www1.upme.gov.co/Documents/Cartilla_IGE_Incentivos_Tributarios_Ley1715.pdf).
- [80] Dolar-colombia, “Gráfica del dólar en Colombia,” 2021. <https://www.dolar-colombia.com/grafica?fi=2021-12-19&ff=2022-01-11>.
- [81] All power labs, “Containerized Dual PP30 50 kW Genset - ALL Power Labs.” [Online]. Available: <https://www.allpowerlabs.com/containerized-dual-pp30-50-kw-genset>.
- [82] XM, “Precio Promedio Ponderado Diario GWh de energía Transada.” [Online]. Available: <https://www.xm.com.co/>.
- [83] Grant Thornton, “Renewable energy discount rate survey 2018 | Grant Thornton,” no. January, 2021, [Online]. Available: [https://www.grantthornton.com.au/globalassets/1.-member-firms/australian-website/industry/energy--resources/pdfs/pdf-images/gtal\\_2019\\_renewables\\_survey\\_2018.pdf](https://www.grantthornton.com.au/globalassets/1.-member-firms/australian-website/industry/energy--resources/pdfs/pdf-images/gtal_2019_renewables_survey_2018.pdf).
- [84] La Republica, “En Colombia el factor de emisión de CO2 por generación eléctrica es de 164,38 gramos por kWh,” *Diario La República*. 2020, [Online]. Available: <https://www.larepublica.co/especiales/colombia-potencia-energetica/en-colombia-el-factor-de-emision-de-co2-por-generacion-electrica-es-de-16438-gramos-por-kwh-2966236>.

## 10. Anexos

### 10.1. Tabla PCI, CGE, y composición del syngas, con diferentes humedades en la biomasa.

<b>Humedad [%]</b>	<b>6,05</b>	<b>10</b>	<b>15</b>	<b>20</b>	<b>25</b>	<b>30</b>
<b>CO [%]</b>	19,39%	17,71%	15,68%	13,73%	11,86%	10,06%
<b>CO2 [%]</b>	7,88%	8,47%	9,13%	9,70%	10,18%	10,58%
<b>CH4 [%]</b>	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
<b>H2 [%]</b>	17,24%	16,45%	15,34%	14,13%	12,83%	11,43%
<b>H2O [%]</b>	9,93%	11,69%	14,02%	16,47%	19,03%	21,68%
<b>N2 [%]</b>	44,99%	45,10%	45,24%	45,38%	45,52%	45,67%
<b>LHV [kJ/m<sup>3</sup>]</b>	4058	3759	3385	3015	2649	2286
<b>CGE [%]</b>	73,53%	71,79%	69,36%	66,59%	63,42%	59,73%

### 10.2. Composición, PCI del syngas, eficiencia, y temperatura de gasificación.

<b>ER</b>	<b>0,2</b>	<b>0,25</b>	<b>0,3</b>	<b>0,35</b>	<b>0,4</b>	<b>0,45</b>	<b>0,5</b>	<b>0,55</b>
<b>CO [%]</b>	21,22%	20,95%	19,39%	17,44%	15,34%	13,17%	10,95%	8,73%
<b>CO2 [%]</b>	9,97%	8,54%	7,88%	7,86%	8,27%	8,97%	9,87%	10,94%
<b>CH4 [%]</b>	2,96%	0,15%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
<b>H2 [%]</b>	22,89%	22,64%	17,24%	12,83%	9,43%	6,79%	4,76%	3,22%
<b>H2O [%]</b>	4,81%	6,42%	9,93%	12,54%	14,39%	15,67%	16,50%	16,98%
<b>N2 [%]</b>	37,64%	40,78%	44,99%	48,69%	51,91%	54,71%	57,19%	59,39%
<b>LHV [kJ/m<sup>3</sup>]</b>	6099	5047	4058	3258	2604	2058	1595	1196
<b>CGE [%]</b>	84,54%	80,69%	73,53%	65,97%	58,26%	50,43%	42,47%	34,40%
<b>TEMP [°C]</b>	640	732	937	1117	1271	1403	1519	1621

### 10.3. Desempeño de la planta y composición del syngas a diferentes grados de carga.

<b>Potencia [kW]</b>	<b>6,25</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>14</b>	<b>16</b>	<b>18</b>	<b>20</b>	<b>22</b>	<b>24</b>	<b>25</b>
<b>ER</b>	0,291	0,302	0,313	0,322	0,329	0,336	0,342	0,348	0,353	0,358	0,360
<b>CO [%]</b>	19,70%	19,32%	18,92%	18,57%	18,28%	17,97%	17,73%	17,54%	17,29%	17,11%	17,04%
<b>CO<sub>2</sub> [%]</b>	7,94%	7,87%	7,82%	7,81%	7,81%	7,82%	7,84%	7,85%	7,88%	7,91%	7,92%
<b>CH<sub>4</sub> [%]</b>	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
<b>H<sub>2</sub> [%]</b>	18,15%	17,06%	16,02%	15,19%	14,52%	13,87%	13,38%	13,02%	12,55%	12,21%	12,09%
<b>H<sub>2</sub>O [%]</b>	9,36%	10,04%	10,67%	11,17%	11,57%	11,94%	12,23%	12,44%	12,70%	12,90%	12,96%
<b>N<sub>2</sub> [%]</b>	44,27%	45,13%	45,97%	46,66%	47,22%	47,77%	48,21%	48,53%	48,94%	49,25%	49,36%
<b>LHV [kJ/m<sup>3</sup>]</b>	4218	4026	3842	3691	3570	3452	3361	3293	3206	3142	3120
<b>CGE [%]</b>	74,84%	73,25%	71,65%	70,28%	69,12%	67,97%	67,04%	66,34%	65,41%	64,71%	64,48%
<b>Temp [°C]</b>	902	945	985	1019	1046	1073	1094	1109	1130	1144	1149
<b>m<sub>biomasa</sub> [kg/h]</b>	10,08	11,52	13,68	15,48	17,64	19,80	21,96	24,12	26,28	28,44	29,16
<b>Eficiencia neta [%]</b>	13,55%	15,11%	16,33%	17,20%	17,77%	18,11%	18,39%	18,76%	19,05%	19,33%	19,47%