

**ANÁLISIS EXERGOECONÓMICO DE LA GASIFICACIÓN DE TUSA DE
MAÍZ EMPLEANDO VAPOR DE AGUA COMO AGENTE GASIFICANTE,
INTEGRADO A UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE POTENCIA.**



**JESÚS DAVID RHENALS JULIO.
MARIO LUIS TORRES MONTES.**

**UNIVERSIDAD DE CÓRDOBA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA MECÁNICA
MONTERÍA, CÓRDOBA**

2016.

**ANÁLISIS EXERGOECONÓMICO DE LA GASIFICACIÓN DE TUSA DE
MAÍZ EMPLEANDO VAPOR DE AGUA COMO AGENTE GASIFICANTE,
INTEGRADO A UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE POTENCIA.**

JESÚS DAVID RHENALS JULIO.

MARIO LUIS TORRES MONTES.

**Trabajo de grado presentado, en la modalidad de Trabajo de Investigación, como
parte de los requisitos para optar al Título de Ingeniero Mecánico.**

Directores:

ING. JORGE MARIO MENDOZA FANDIÑO, Ph.D.

ING. RAFAEL DAVID GÓMEZ VÁSQUEZ, M.Sc.

UNIVERSIDAD DE CÓRDOBA

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA MECÁNICA

MONTERÍA, CÓRDOBA

2016.

**La responsabilidad ética, legal y científica de las ideas, conceptos y resultados del
proyecto, serán responsabilidad de los autores.**

Artículo 61, acuerdo N° 093 del 26 de noviembre de 2002 del consejo superior.

Firma del director

Firma del codirector

Firma del jurado

Firma del jurado

A mis padres EDGAR y SUSANA por su amor y apoyo incondicional en cada etapa de mi vida.

A mis hermanos por ser un ejemplo de perseverancia y por el cariño brindado.

A mi familia en general porque de alguna u otra forma siempre encontré en ellos apoyo en las dificultades.

A mi novia y amigos por estar ahí en los malos y buenos momentos.

JESÚS DAVID RHENALS JULIO

A mis padres, Mario y Rosmary, por dedicar sus vidas, por representarlo ayer, hoy y siempre, TODO.

A Tania y Melissa, por confiar en mí, por dedicar tiempo de sus vidas en hacer de mí, en formarme, como un hombre de bien.

A mi familia, abuelos, tíos y primos, y mis amigos, por brindarme sus consejos, para orientar mis acciones en la vida hacia la rectitud y la honestidad.

A Yohana, por ser una luz, una guía y una motivación, para que mi ser, mi hoy, sea mejor que mi ayer.

En especial, mi dedicación va a Dios, por ser mi escudo en la oscuridad y mi guía cuando las turbulencias opacan mi camino.

Por convertirse en la fuerza que lo puede todo.

MARIO LUIS TORRES MONTES

Agradecimientos especial a:

A nuestras familias por la paciencia, comprensión y apoyo en el desarrollo de este trabajo y sobre todo en nuestro proceso de formación.

Agradecimientos:

A nuestros directores los ingenieros Jorge M. Mendoza y Rafael Gómez por su valiosa asesoría y ayuda desinteresada, y sobre todo por su gran aporte a nuestro proceso de formación, tanto profesional como personal.

Al grupo de investigación OPUREB de Universidad Pontificia Bolivariana por poner a disposición las herramientas necesarias en el desarrollo de esta investigación.

A la Secretaria de Desarrollo Económico Departamental por su amable atención y disposición a la hora de compartirnos información valiosa para el desarrollo del proyecto.

A nuestros compañeros y amigos por los momentos compartidos con ellos, por ser parte de una valiosa etapa de nuestras vidas y sobre todo por brindarnos amistad sincera y ayuda desinteresada.

A esa extraña fuerza que mueve el mundo y rige los procesos que sin importar el nombre tenemos certeza de su existencia.

A los que van quedando en el camino, amigos del ayer, del mañana y de siempre.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN.....	20
ABSTRACT	22
INTRODUCCIÓN	24
OBJETIVOS.....	27
GENERAL	27
ESPECÍFICOS	27
1. REVISIÓN DE LITERATURA.....	28
1.1 BIOMASA	29
1.1.1 Composición estructural.....	31
1.1.2 Métodos de análisis de composición.....	35
1.1.3 El Maíz	41
1.2 GASIFICACIÓN INTEGRADA EN SISTEMAS DE GENERACIÓN DE POTENCIA.....	45
1.2.1 Proceso de gasificación	47
1.2.2 Etapas de gasificación	49
1.2.3 Plantas de gasificación	52
1.2.4 Tecnologías de gasificación	54
1.2.5 Sistemas de generación de potencia.....	63
1.3 TERMOECONOMÍA	66
1.3.1 Exergoeconomía.....	68
1.3.2 Costo exergético y costo exergoeconómico	69
1.3.3 Optimización termoeconómica	71
1.4 SUAVIZAMIENTO EXPONENCIAL SIMPLE	72
2. MATERIALES Y MÉTODOS.....	74
2.1 DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE TUSA DE MAÍZ EN EL DEPARTAMENTO DE CÓRDOBA	74
2.1.1 Pronóstico de la generación de tusa de maíz en el departamento.	74
2.1.2 Determinación de los principales municipios productores de maíz	74
2.2 CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y TERMOQUÍMICA DE LA TUSA DE MAÍZ	75
2.2.1 Recolección y preparación de muestras	75
2.2.2 Realización de análisis próximo y elemental a la biomasa	77
2.2.3 Determinación del poder calorífico de la tusa de maíz	78
2.3 SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA....	78

2.3.1	Simulación del subsistema de generación de vapor	81
2.3.2	Simulación del subsistema de gasificación	81
2.3.3	Simulación del subsistema de limpieza y enfriamiento del syngas	83
2.3.4	Simulación del subsistema de generación de potencia (MCI)	84
2.3.5	Validación del modelo de gasificación	85
2.3.6	Validación del modelo del motor de combustión interna	86
2.3.7	Cálculo de las exergías de cada línea de flujo.....	87
2.4	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA	89
2.4.1	Cálculo de los costos exergéticos.....	89
2.4.2	Estimación del costo de los equipos.....	89
2.4.3	Selección del lugar de ubicación de la planta y costos de transporte.....	89
2.4.4	Determinación los costos de materia prima	90
2.4.5	Cálculo de los costos exergoeconómicos de cada línea de flujo.....	91
2.4.6	Evaluación económica del sistema con base a la tasa interna de retorno ..	91
2.5	OPTIMIZACIÓN EXERGOECONÓMICA DEL SISTEMA DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA	92
2.5.1	Análisis de sensibilidad de las variables	92
2.5.2	Optimización a través de la superficie de respuesta.....	93
3.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	95
3.1	PRODUCCIÓN DE TUSA DE MAÍZ EN CÓRDOBA	95
3.1.1	Pronostico de generación de tusa de maíz en córdoba.....	95
3.1.2	Municipios productores maíz en córdoba	98
3.2	VALORACIÓN QUÍMICA Y TERMOQUÍMICA DE LA TUSA DE MAÍZ	
	100	
3.2.1	Análisis próximo	100
3.2.2	Análisis elemental	101
3.2.3	Ensayo de poder calorífico.....	102
3.3	SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA..	105
3.3.1	Simulación del subsistema de gasificación	107
3.3.2	Simulación del subsistema de generación de potencia (MCI)	108
3.3.3	Validación del modelo de gasificación	110
3.3.4	Validación del subsistema de generación de potencia MCI.....	112
3.3.5	Cálculo de las exergías.....	113
3.4	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA	114
3.4.1	Cálculo de los costos exergéticos.....	114
3.4.2	Costo de los equipos del sistema de integración energética	115
3.4.3	Ubicación de la planta y costos de transporte	116
3.4.4	Costos de materia prima, de operación y mantenimiento	119
3.4.5	Cálculo de los costos exergoeconómicos	120
3.4.6	Evaluación por medio de la tasa interna de retorno (TIR)	121
3.5	OPTIMIZACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA	122
3.5.1	Análisis de sensibilidad de variables.....	122

3.5.2	Impacto de las variables que influyen en el proceso de gasificación sobre la composición del syngas.....	122
3.5.3	Comportamiento del costo exergoeconómico respecto a las variables de entrada del sistema.....	125
3.5.4	Comportamiento de la eficiencia exergética del sistema respecto a las variables de entrada.....	130
3.5.5	Comportamiento de la potencia neta generada por el sistema respecto a las variables de entrada.....	135
3.5.6	Optimización del sistema de integración energética por medio de la metodología de superficie de respuesta (RSM)	140
4.	CONCLUSIONES.....	149
5.	RECOMENDACIONES.....	152
6.	BIBLIOGRAFÍA.....	153
	ANEXOS	158

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A	158
Tarifas de comercialización de energía eléctrica y agua en el sector público.	158
ANEXO B	160
Modelo cúbico de la superficie de respuesta.....	160

LISTADO DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Comparación de la composición química de la tusa entre distintos autores.	44
Tabla 2. Composición elemental de las cenizas de tusa de maíz.	45
Tabla 3. Poder calorífico del gas producido de acuerdo a agente de gasificación.	48
Tabla 4. Procesos termoquímicos para conversión de biomasa.	49
Tabla 5. Reacciones químicas desarrolladas durante el proceso de gasificación.	51
Tabla 6. Comparación general entre las tecnologías de gasificación.	55
Tabla 7. Características de funcionamiento de los reactores de lecho fijo.	57
Tabla 8. Comparación entre las tecnologías de generación de electricidad.	64
Tabla 9. Reacciones asumidas en el proceso de gasificación.	79
Tabla 10. Parámetros iniciales de simulación.	79
Tabla 11. Componentes utilizados en la simulación del sistema.	80
Tabla 12. Constante de equilibrio de las reacciones homogéneas.	82
Tabla 13. Ecuaciones para determinar las variables de salida en el proceso de gasificación.	83
Tabla 14. Variables de salida del sistema de generación de potencia.	85
Tabla 15. Características termoquímicas de las biomasa validación del modelo.	86
Tabla 16. Ecuaciones para el cálculo de la exergía.	88
Tabla 17. Exergía química de los componentes en el estado de referencia.	88
Tabla 18. Precio de las materias primas que consume el sistema.	91
Tabla 19. Parámetros involucrados en el cálculo de los costos exergoeconómicos.	91
Tabla 20. Rango y paso de análisis de las variables de entrada y objetivo de las variables de salida.	93
Tabla 21. Rangos de variación para el análisis de sensibilidad del costo exergoeconómico y la eficiencia exergética del sistema.	94
Tabla 22. Producción de maíz en el departamento de Córdoba entre los años 2003 y 2013.	95
Tabla 23. Producción municipal de Maíz en Córdoba para el año 2013.	98
Tabla 24. Resultados de análisis próximo de la biomasa.	100
Tabla 25. Composición elemental de la tusa de maíz en base seca, de acuerdo al análisis elemental.	101
Tabla 26. Cálculo de la fórmula molecular de la biomasa $C_xH_yO_zN_n$.	102
Tabla 27. Poder calorífico superior de la tusa de maíz.	102
Tabla 28. Comparación de termoquímica de la tusa con otros combustibles sólidos.	103
Tabla 29. Propiedades de la biomasa que intervienen en el proceso de gasificación.	104
Tabla 30. Subsistemas simulados en el sistema de integración energética.	105
Tabla 31. Composición del syngas producido.	108
Tabla 32. Variables de salida del proceso de gasificación.	108
Tabla 33. Resultados obtenidos en el sistema de generación de potencia.	109
Tabla 34. Comparación entre el poder calorífico del proceso simulado y experimental.	110
Tabla 35. Cálculo de la eficiencia isentrópica del proceso de expansión y compresión del motor.	112
Tabla 36. Exergía de cada línea de flujo.	114
Tabla 37. Costos exergéticos del sistema.	115

Tabla 38. Costo de los equipos del sistema de integración energética.	115
Tabla 39. Producción y coordenadas de los principales municipios productores de Maíz.	116
Tabla 40. Ubicación recomendada para la planta de generación.	117
Tabla 41. Costo de transporte de tusa de Maíz.	118
Tabla 42. Costo anual de la materia prima consumida por el sistema.	119
Tabla 43. Costos exergoeconómicos de los flujos del sistema.	120
Tabla 44. Panorama económico del sistema.	121
Tabla 45. Valores óptimos de las variables de entrada del sistema energético.	145
Tabla 46. Costo óptimo de producción y eficiencia del proceso.	146
Tabla B 1. Coeficientes del modelo de regresión utilizado.	160

LISTADO DE GRÁFICOS

Pág.

Gráfico 1 Línea de tendencia de la producción de Maíz por años.	96
Gráfico 2 Pronóstico de la producción de Maíz en el departamento de Córdoba... 97	97
Gráfico 3 Comparación de la producción municipal de maíz en Córdoba para el año 2013.	99
Gráfico 4 Comparación de los poderes caloríficos del syngas.....	111
Gráfico 5 Comportamiento de la eficiencia isentrópica respecto a la eficiencia térmica del motor.....	113
Gráfico 6 Composición del syngas como función de la relación vapor-biomasa... 123	123
Gráfico 7 Composición del syngas en función temperatura de gasificación.	124
Gráfico 8 Composición del syngas en función de la presión de gasificación.....	125
Gráfico 9 Costo exergoeconómico en función de la relación vapor-biomasa.....	126
Gráfico 10 Costo exergoeconómico respecto a la temperatura de gasificación.	127
Gráfico 11 Costo exergoeconómico respecto a la presión de gasificación.	127
Gráfico 12 Costo exergoeconómico en función de la relación aire – syngas.	128
Gráfico 13 Fracción de CO y H ₂ en los gases de combustión.	129
Gráfico 14 Costo exergoeconómico en función de la relación de compresión.	129
Gráfico 15 Costo exergoeconómico en función de la temperatura de enfriamiento.130	130
Gráfico 16 Eficiencias del sistema en función de la relación vapor-biomasa.....	131
Gráfico 17 Eficiencias en función de la temperatura de gasificación.	132
Gráfico 18 Eficiencias de gasificación en función de la presión de gasificación. ...	133
Gráfico 19 Eficiencias del sistema en función de la relación aire – syngas.	133
Gráfico 20 Eficiencias del sistema en función de la relación de compresión.	134
Gráfico 21 Eficiencia del sistema en función de la temperatura de enfriamiento. 135	135
Gráfico 22 Potencia neta en función de la relación vapor-biomasa.....	136
Gráfico 23 Potencia neta en función de la temperatura de gasificación.	137
Gráfico 24 Potencia neta en función de la presión de gasificación.	137
Gráfico 25 Potencia neta en función de la relación aire – combustible.....	138
Gráfico 26 Potencia neta en función de la relación de compresión.	139
Gráfico 27 Potencia neta en función de la temperatura de enfriamiento del syngas.139	139
Gráfico 28 Superficie de respuesta para el costo exergoeconómico.....	140
Gráfico 29 Influencia de las variables de entrada sobre el costo exergoeconómico.141	141
Gráfico 30 Superficie de respuesta para la eficiencia exérgica.	142
Gráfico 31 Influencia de las variables de entrada sobre la eficiencia exérgica. . 143	143
Gráfico 32 Superficie de respuesta de la función de deseabilidad.	144
Gráfico 33 Contornos de la superficie de respuesta respecto a la relación de vapor-biomasa y la temperatura de gasificación.	144
Gráfico 34 Contornos de la superficie de nivel respecto a la relación vapor-biomasa y relación de compresión.....	145
Gráfico 35 Costo exergoeconómico en función de la potencia del sistema.....	147
Gráfico 36 Tasa interna de retorno en función de la potencia neta del sistema. ...	148

LISTADO DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Esquema de los diferentes tipos de biomasa.....	30
Figura 2 Composición de la biomasa.....	31
Figura 3 Posible organización espacial de los componentes principales de la biomasa lignocelulosa.....	33
Figura 4 Estructura molecular de la celulosa.....	33
Figura 5 Estructura molecular típica de la hemicelulosa.....	34
Figura 6 Estructura molecular de algunos alcoholes presentes en la lignina.....	34
Figura 7 Composición expresada por las bases de análisis.....	38
Figura 8 Diagrama C-H-O, para clasificación de combustibles.....	39
Figura 9 Distribución de los productos generados en el cultivo de maíz.....	42
Figura 10 Panorama de acumulación de tusa en los complejos productores de maíz.....	43
Figura 11 Estratificación de las etapas de gasificación en un reactor de corrientes paralelas.....	51
Figura 12 Distribución esquemática de una planta de gasificación para generar electricidad.....	53
Figura 13 Clasificación de las tecnologías de gasificación.....	56
Figura 14 Rangos de aplicabilidad para los tipos de gasificadores de biomasa.....	56
Figura 15 Esquemización del gasificador updraft.....	58
Figura 16 Esquemización de un gasificador downdraft.....	59
Figura 17 Esquemización de proceso de gasificación con reactor crossdraft.....	60
Figura 18 Dibujo esquemático de un gasificador de lecho burbujeante.....	61
Figura 19 Representación esquemática de un gasificador de lecho circulante.....	62
Figura 20 Máquina trituradora. Proceso de trituración de biomasa.....	76
Figura 21 Parámetros de operación del motor Jenbacher Tipo 4.....	87
Figura 22 Modelo completo de planta de gasificación integrada a MCI en HYSYS.....	106
Figura 23 Descripción de los elementos usados en la simulación del subsistema de gasificación.....	107
Figura 24 Simulación del motor de combustión interna.....	109
Figura 25 Lugar de ubicación recomendado para la planta.....	117
Figura 26 Rutas para el transporte de biomasa.....	119
Figura A 1 Tarifa de comercialización de agua potable en Montería.....	158
Figura A 2 Tarifa de comercialización de energía eléctrica en Montería.....	159

LISTA DE SÍMBOLOS

Lista de abreviaturas, variables, componentes, operaciones y unidades

	Descripción
Abreviatura	
MCI	Motor de combustión interna
ATP	Adenosín trifosfato
NADP	Nicotinamida adenina dinucleótido fosfato
FC	Carbono fijo
VM	Material volátil
MC	Contenido de humedad
A	Cenizas
ASTM	American Society for Testing Materials
RSM	Metodología de superficie de respuesta
UPME	Unidad de planeación minero energética
UTM	Universal transversal mercator
e^-	Electrón
ISO	International Organization for Standardization
O&M	Operación y mantenimiento
Fenalce	Federación nacional de cultivadores de cereales y leguminosas
MEC	Motores de encendido por compresión
MEP	Motores de encendido provocado
Max	Máximo
Min	Mínimo
Variables	
HHV	Poder calorífico superior
LHV	Poder calorífico inferior
ECM	Error cuadrático medio
DDS	Calor de pirolisis
QS	Calor de reformado

Q_c	Calor de entrada a la caldera
Q_e	Calor extraído al syngas
RVB	Relación vapor-biomasa
AC	Relación aire-syngas
RC	Relación de compresión
TIR	Tasa interna de retorno
IR	Interés de referencia
h_g	Entalpia de evaporización del agua
k_i	Costo exergético de la línea i
B_{in}	Exergía de entrada
B_{out}	Exergía de salida
COE_i	Costo exergoeconómico de la línea i
τ	Factor de distribución del costo de equipos
B_i	Exergía de la línea i
Z_j	Costo del equipo j
K_{eq}	Constante de equilibrio de una reacción
T	Temperatura
\dot{m}_i	Flujo másico de la línea i
x_i	Fracción másica del componente i
η_1	Eficiencia energética
η_2	Eficiencia exergética
h_i	Entalpia específica de la línea i
b_i	Exergía específica de la línea i
W_n	Potencia neta generada
W_{out}	Trabajo extraído en la turbina
W_{in}	Trabajo consumido en el compresor
b_i^{ph}	Exergía física específica de la línea i
h_0	Entalpia en el estado de referencia
P	Presión
P_0	Presión en el estado de referencia

T_0	Temperatura en el estado de referencia
s	Entropía específica
s_0	Entropía en el estado de referencia
b_i^{ch}	Exergía química específica de la línea i
φ	Relación entre la exergía química y el poder calorífico inferior para sólidos
b_{i0}^{ch}	Exergía química específica de la línea i en el estado muerto
\bar{R}	Constante universal de los gases
γ	Factor de operación y mantenimiento
ε	Factor de amortización
N	Número de horas de operación por año
m	Años de construcción de la planta
n	Años de operación de la planta
i_c	Interés considerado en la construcción
R	Factor de escala
i_o	Interés considerado en la operación
α	Parámetro de ponderación del modelo de suavizamiento exponencial
% p/p	Fracción en peso de un componente
% HR	Porcentaje de humedad
M_i	Peso molecular del componente i
RPM	Revoluciones por minuto

Componentes

CH_4	Metano
H_2	Hidrógeno
CO_2	Dióxido de carbono
C_2H_6	Etano
O_2	Oxígeno
SO_x	Óxidos de azufre
H^+	Ion de hidrógeno

CH_mO_n	Fórmula estandarizada de la biomasa
$(C_6H_{10}O_5)_n$	Celulosa
$C_xH_yO_zN_w$	Fórmula general de la biomasa
C	Carbono
H	Hidrógeno
O	Oxígeno
N	Nitrógeno
S	Azufre

Operaciones

MIX-100	Mezclador
GBR-100	Reactor de Gibbs
GBR-101	Reactor de Gibbs
K-101	Turbina
K-100	Compresor
ERV-100	Reactor de equilibrio
E-100	Enfriador
V-100	Separador gas-liquido
VLV-100	Válvula reguladora
MIX-101	Mezclador

Unidades

kW	Kilovatio
μm	Micrómetro
kg	Kilogramo
COP	Pesos colombianos
ton	Toneladas
km	Kilómetro
h	Hora
USD	Dólares
GJ	Gigajulio
L	Litros
kJ	Kilojulio

°C	Grados centígrados
kPa	Kilopascales
Nm ³	Metros cúbicos en condiciones normales
MJ	Megajulio
g	Gramos
MW	Megavatios
MCOP	Millones de pesos colombianos
Kmol	Kilomoles

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo brindar un soporte técnico para la implementación de una planta de gasificación de tusa de Maíz con vapor de agua como agente gasificante para generación de energía eléctrica en el departamento de Córdoba, planteando una alternativa de aprovechamiento para este recurso agroindustrial, generando energía de tipo renovable que puede ser utilizada en el sector industrial, zonas no interconectadas (ZNI) o en el sector residencial, promoviendo el desarrollo sostenible al reducir la carga contaminante que generan las centrales eléctricas convencionales. La alternativa planteada es evaluada mediante la teoría termoeconómica funcional con la ayuda de un modelo de la planta desarrollado en Aspen HYSYS v.8.0.

Inicialmente se estudió la disponibilidad futura de la biomasa por medio de la técnica de suavizamiento exponencial simple, para ello se utilizaron los históricos de producción manejados por Fenalce de 2003 a 2013, obteniendo una producción promedio anual de 42642,69 ton/año, además también se determinaron los principales municipios productores los cuales se reparten el 83 % de la producción del grano.

Con el fin de conocer propiedades que intervienen en el proceso de gasificación, se caracterizó la biomasa por medio de análisis próximo, análisis último y ensayo de poder calorífico, obteniendo una fracción de material volátil para la biomasa de 65,23 % y una fracción de carbono fijo de 16,54 %, lo cual indica buenas propiedades para ser gasificada. Además, se determinó que la tusa tiene un poder calorífico inferior de 13,53 MJ/kg.

Luego se procedió con la simulación del sistema en el software Aspen HYSYS obteniéndose un modelo estacionario formado por cinco subsistemas, obteniéndose inicialmente un gas con poder calorífico de 12,41 MJ/kg, el cual generó un sistema de una potencia de 10,1 MW.

Posteriormente se calcularon las exergías de cada línea de flujo para con ello realizar el cálculo de los costos exergoeconómicos, donde se obtuvo un costo de generación de 115,02 COP/kWh. Luego, considerando un precio de comercialización de 389,69 COP/kWh se calculó una tasa interna de retorno de 65,75 % para 20 años, lo que indica que el proyecto es viable económicamente. Se debe tener en cuenta que el análisis de costos se hizo basado a un modelo de ingeniería básica, lo que indica que los costos calculados son tipo III y por lo que se tiene una incertidumbre del 15 %.

Finalmente se realizó un análisis de sensibilidad con el fin de conocer la influencia de las variables de entrada sobre las variables de salida y así realizar una optimización del sistema con base a la metodología RSM, dicho proceso se llevó a cabo en Statgraphics Centurion XVI planteándose un modelo de regresión cubico y obteniéndose así las condiciones óptimas de funcionamiento del sistema, donde se obtuvo una potencia generada máxima de 10,55 MW, un costo de generación de 113,93 COP/kWh y una eficiencia exergética de 45,8 % y con estos nuevos valores se obtuvo una TIR de 68,71 %. Además, se determinó el impacto del tamaño de planta sobre el costo de generación y la TIR, determinándose que el tamaño mínimo para el que el sistema sea rentable es 770 kW y se obtiene con un flujo másico de entrada de 360 kg/h.

Palabras Clave: tusa, gasificación, exergía, simulación, costo exergoeconómico.

ABSTRACT

The aim of this project was to provide a technical support to implement steam as a gasifying agent for power generation in a corncobs gasification plant at the department of Cordoba. This technical support was developed to supply an alternative use for this agroindustrial resource and to generate renewable energy that can be used in the industrial sector, non-interconnected zones (ZNI) or in the residential sector. Furthermore, to promote sustainable development by reducing the pollution load generated by conventional power plants. The alternative presented it was evaluated by thermoeconomic functional theory using a plant model developed in Aspen HYSYS v.8.0.

The biomass availability was studied by means of simple exponential smoothing technique using the historical production data results of Fenalce from 2003 to 2013.. In addition, it was determined that the main producing cities generate 83 % of corn production of the department.

In order to know the properties involved in the gasification process, the biomass was characterized using proximate analysis, ultimate analysis and testing gross calorific value, obtaining a 65,23 % of volatile material fraction and a 16,54 % of fixed carbon fraction, that indicating good properties for gasifying processes. In addition, it was determined that the corncob showed a lower heating value of 13,53 MJ/kg.

A simulation in software Aspen HYSYS was carried out to produce a steady system model consisting of five subsystems. Initially, it was obtained a gas with heating value of 12,41 MJ/kg, which generated an output power system of 10,1 MW. Subsequently the exergy of each flow line was calculated to determine an exergoeconomic generation cost of 115,02 COP/kWh. Then, considering a marketing price of 389,69 COP/kWh, it was calculated an

internal return rate of 65,75 % for 20 years, indicating an economical viability of the project. It should be note that the analysis cost were based on a model of basic engineering, indicating that the costs calculated are type III, therefore, there are a 15 % of uncertainty. Finally, it was conducted a sensitivity analysis with the aim to determine the influence of input variables on output variables. This results were analized employing the RSM methodology. The process was performed in Statgraphics Centurion XVI, considering a cubic regression model to obtain an optimal operation system conditions. It was generated a maximum power of 10,55 MW with an exergetic efficiency of 45,8 % and a exergoeconomic generation cost of 113,93 COP/kWh. In consequence, a TIR of 68,71 % was obtained. In addition, the impact of the power plant size on the exergoeconomic generation cost was determined, concluding that the system minimum size to be profitable is, possibly 770 kW and this is obtained with an input flow of 360 kg/h of cob.

Keywords: cob, gasification, exergy, simulation, exergoeconomic cost.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el contexto energético mundial va encaminado a la sustitución total o parcial de los combustibles fósiles, motivado principalmente por el impacto ambiental y la disponibilidad de los mismos. Es por ello que la principal cualidad del sustituto adecuado para estos combustibles debe ser propiciar un bajo impacto ambiental y provenir de una fuente de energía renovable, con el adicional de ser capaz de competir económicamente con las energías convencionales.

Entre los candidatos a competir por la hegemonía energética se encuentra la biomasa residual, que es una fuente de energía renovable que podría solventar la necesidad energética actual y a futuro, dado su potencial de almacenar energía química y su abundancia como desecho de las actividades humanas. Según la Agencia Internacional de Energía se proyecta que, para el año de 2030, el consumo de energía mundial sea aproximadamente de 22 TWh (IEA, 2010). Esta cantidad comparada con la reserva energética recuperable y aprovechable de la biomasa solo es una fracción, la cual está estimada en 450 TWh (Carta, et al., 2009).

En el departamento de Córdoba, uno de los principales pilares de la economía es la agricultura, que en su ejercicio produce gran cantidad de residuos agroindustriales, sobresaliendo los cultivos de Maíz, Arroz, Coco, Plátano, entre otros. En el caso específico del Maíz, para el año de 2013 se disponían de 77887 hectáreas cultivadas, cuya producción se realizaba por medio de actividades tradicionales y tecnificadas (Fenalce, 2015). En el procesamiento de este producto se generan residuos como la tusa, el capacho, el tallo, entre otros, los cuales en la actualidad no son aprovechados adecuadamente y normalmente se almacenan en grandes cantidades para ser incinerados con posterioridad sin una utilidad energética, trayendo consigo problemas ambientales (CCA, 2014).

Con el fin de alcanzar una política energética limpia y amigable con el ambiente, se busca implementar procesos de conversión de energía donde se haga posible obtener un producto que sea apto para implementarlo en los sistemas de generación convencionales, de manera que se establezca un puente entre la generación de energía sosteniblemente a través de las tecnologías de generación convencionales con la política energética mundial. Entre las tecnologías de conversión de biomasa, la más atractiva a emplear es la de gasificación, debido a que produce un combustible gaseoso de buenas propiedades que se puede suministrar directamente a los sistemas actuales de generación de potencia sin necesidad de alterar su composición (del Val Gento & Giraldo, 2009). Es así como se hace ineludible estudiar el funcionamiento de una instalación de gasificación con biomasa en el entorno regional.

Para la puesta en marcha de una planta de gasificación en el departamento de Córdoba, se requiere de la instalación y adquisición de una serie de tecnologías específicas, antecedidas por estudios técnicos de caracterización, evaluación y análisis de las condiciones del entorno y todo esto demanda una alta inversión económica inicial. Es por ello que se considera más viable, la realización del análisis de este tipo de sistemas de generación desde el punto de vista teórico, donde se aprecie el panorama de la inversión requerida y así, conocer costos de generación, condiciones óptimas de operación, posible capacidad de la planta, debido a que este tipo de estudios no requieren gran inversión y aporta bases previas que garanticen la factibilidad de aplicación del sistema de generación (Cavadía, et al., 2013).

En el desarrollo de este trabajo de investigación se realizó un análisis exergoeconómico de la gasificación de tusa de Maíz con vapor integrada a MCI, donde primeramente se analizó el panorama futuro de generación del residuo con base a los registros históricos de producción. Luego se realizaron ensayos de laboratorio para caracterizar termoquímicamente la biomasa en cuestión. Posteriormente se llevó a cabo una simulación computacional del

sistema de la planta a través del software Aspen Hysys. Finalmente se realizó un análisis exergoeconómico con el fin de establecer el costo de generación de energía óptimo y con base a esto se evaluó la viabilidad de implementación de la tecnología comparando la tasa interna de retorno según la ley No 1715 del 13 mayo de 2014.

OBJETIVOS

GENERAL

Desarrollar un modelo exergoeconómico de la gasificación de tusa de maíz empleando vapor de agua como agente gasificante, integrado a un sistema de generación de potencia.

ESPECÍFICOS

- Evaluar la disponibilidad futura de tusa de Maíz en el departamento de Córdoba como residuo de la agroindustria.
- Caracterizar y determinar las propiedades químicas y termoquímicas de la tusa de Maíz en el proceso de gasificación con vapor.
- Simular el sistema de gasificación de tusa de maíz con vapor de agua acoplado al ciclo termodinámico de un motor de combustión interna.
- Realizar un análisis de costos del sistema de integración energética planteando un modelo exergoeconómico, con el fin determinar la viabilidad para implementar una planta en el departamento de Córdoba, según la tasa interna de retorno (TIR) generada.
- Optimizar el sistema de integración energética con un análisis multiobjetivo usando la metodología de superficies de respuesta (RSM) con base en el modelo exergoeconómico.

1. REVISIÓN DE LITERATURA

Dentro del contexto energético mundial la civilización humana es una máquina transformadora de energía, así como un ventilador usa la energía eléctrica para generar una corriente de aire, como un aerogenerador toma la energía del viento y la transforma en energía eléctrica; el hombre y sus invenciones, así como los demás seres vivos, son capaces de producir modificaciones a los estados de la energía presente en el planeta. El progreso y los avances de la sociedad se cimienta en gran medida sobre el consumo de los recursos energéticos en sus diferentes presentaciones, como la radiación solar, los vientos, el movimiento de las aguas, la biomasa, el núcleo atómico o la energía del núcleo del planeta, transformándola en un tipo de energía que sea de fácil manipulación.

La energía de biomasa es la fuente energética con mayor explotación en nuestra década, dado que aproximadamente más del 80 % de la energía consumida proviene de la biomasa fósil, formada hace millones de años a partir de la sedimentación de materia orgánica en los combustibles de uso actual como es el caso del petróleo, el carbón y el gas natural, destinada al sector de transporte, al sector industrial y al sector residencial y comercial (Carta, et al., 2009; IEA, 2010; World Energy Council, 2013). Además se proyecta que el uso de estas fuentes no disminuirá considerablemente para las próximas décadas aún cuando se masifica la explotación de fuentes energéticas no renovables (IEA, 2010; World Energy Council, 2013). La principal ventaja que presentan estas fuentes radica en la versatilidad de manipulación que tienen los productos derivados, así como la adaptabilidad de la tecnología para la explotación a bajo costo, sin embargo los residuos que generan ocasionan dificultades ambientales dado el desequilibrio químico producido en el ambiente (Carta, et al., 2009).

Obviando el caso de la biomasa fósil, la energía de la materia orgánica actual se distribuye y transmite por los diferentes niveles de las cadenas tróficas y se puede aprovechar de diferente forma en cada uno de ellos, desde ser la energía vital para los seres vivos hasta ser una fuente de alimentación energética para sostener las actividades humanas. Así, teniendo en cuenta esta perspectiva es atractivo aprovechar los residuos orgánicos abundantes que son desechados de actividades como la agricultura y convertirlos en una fuentes de energía que pueda ser transformada mediante los diferentes procesos termoquímicos, bioquímicos, químicos o térmicos en un producto factible para la sociedad (Carta, et al., 2009; Basu, 2010).

1.1 BIOMASA

La biomasa es la energía química almacenada en los cuerpos, proveniente de la captación fotónica de la energía solar realizada directamente por los organismos autótrofos, transformada mediante el proceso fotoquímico de fotosíntesis en la materia orgánica que constituye primordialmente las plantas. Esta energía fluye naturalmente a través de los diferentes niveles de la cadena alimenticia por medio de la depredación, formando parte de todos los seres vivos y puede ser extraída por medio de la aplicación de procesos químicos o termoquímicos sobre la estructura orgánica que está contenida.

Según sea el nivel al que pertenezca la biomasa puede categorizarse en biomasa primaria, cuando su formación se debe a la acción directa de la fotosíntesis; y biomasa secundaria, la cual se forma por medio de la transformación indirecta de la energía solar, tal es el caso de los desechos de los animales (Carta, et al., 2009). Además de esto, según Carta (2009) la biomasa puede categorizarse de acuerdo a su procedencia en dos tipos, cultivos energéticos y biomasa residual, donde de esta se distinguen 4 categorías de residuos producidos en su

mayoría por la influencia de las actividades humanas, así tenemos residuos urbanos, residuos agrícolas, residuos ganaderos y residuos forestales. Para tener mayor entendimiento de las clases de biomasa ver la figura 1, donde se distinguen los diferentes tipos y categorías según su procedencia.

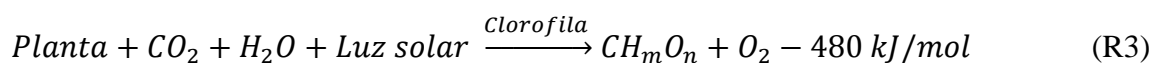
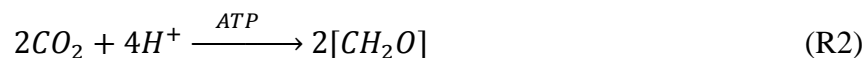
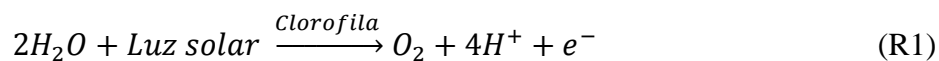


Figura 1 Esquema de los diferentes tipos de biomasa.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

La fotosíntesis es un proceso metabólico en el cual los organismos autótrofos utilizan parte de la energía absorbida por la clorofila para dissociar las moléculas de agua contenida, y producir iones de hidrógeno y electrones excitados, liberando oxígeno, ver reacción R1. Posteriormente, estos productos transportan la energía y se transforman en ATP y NADP, por medio de una serie de reacciones de óxido-reducción. Finalmente, los productos formados reaccionan con el dióxido de carbono del ambiente y por medio de reacciones enzimáticas se forman los enlaces de carbono, constituyéndose así los carbohidratos, ver

reacción R2 (Carta, et al., 2009). La reacción que describe el proceso completo de fotosíntesis se muestra a través de la reacción R3 descrita a continuación (Basu, 2010).



1.1.1 Composición estructural

Químicamente la biomasa, sin importar su procedencia, está constituida por una mezcla de carbohidratos, proteínas y grasas, formados principalmente por compuestos a base de carbono, hidrógeno y oxígeno, con menor proporción de otros elementos como son nitrógeno y azufre, y minerales como sodio, hierro, fósforo, calcio, entre otros. Estos compuestos constituyen los principales componentes que forman la biomasa de origen vegetal, como son los extractos, fibras (compuestos estructurales) y cenizas (Basu, 2010). En la figura 2 se muestran los componentes generales de la biomasa primaria, que son:

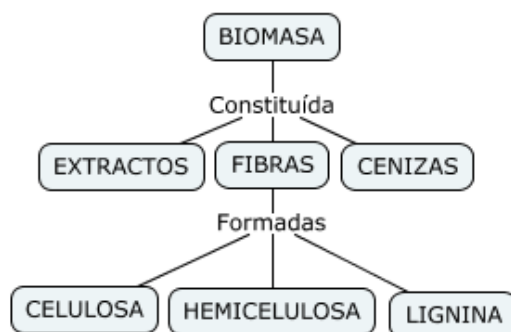


Figura 2 Composición de la biomasa.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

- *Extractos*: Son sustancias presentes en los sistemas vegetales y animales, como son las proteínas, aceites, azúcares, almidones, entre otros, que pueden ser extraídos por medio de tratamientos de la materia con disolventes y posterior fraccionamiento de la solución.
- *Material Fibrosos*: Es el compuesto químico aprovechable energéticamente en la biomasa, de fórmula química $C_xH_yO_z$, constituye la estructura básica de las cadenas poliméricas formadas durante la metabolización de los nutrientes por la planta y de la transformación de la energía solar absorbida, produciendo celulosa, hemicelulosa y lignina, que son los principales compuestos que componen los hidratos de carbono de la estructura vegetal.

Según Álvarez et al. (2012), para biomásas lignocelulósicas, las fibras se encuentran posiblemente distribuidas espacialmente como se muestra en la figura 3, donde se aprecia cómo la hemicelulosa se encarga de formar una red alrededor de las fibras de celulosa y de realizar una conexión con las fibras de lignina, logrando formar una asociación estructural entre las diferentes fibras.

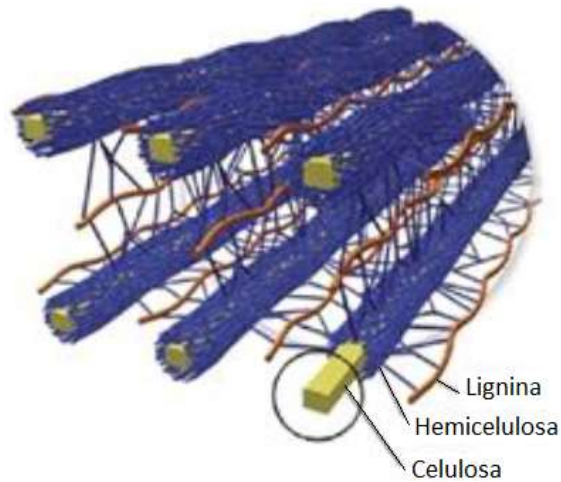


Figura 3 Posible organización espacial de los componentes principales de la biomasa lignocelulosa.

Tomada de: (Álvarez, et al., 2012)

- *Celulosa*: La celulosa es un compuesto homopolisacárido de cadena larga, con estructura cristalina formada por muchas unidades de d-glucosa, este posee gran abundancia en el planeta, ya que es parte esencial de la pared celular de todas las formas de vida vegetal. Su fórmula genérica es $(C_6H_{10}O_5)_n$, se estructura como se muestra en la figura 4.

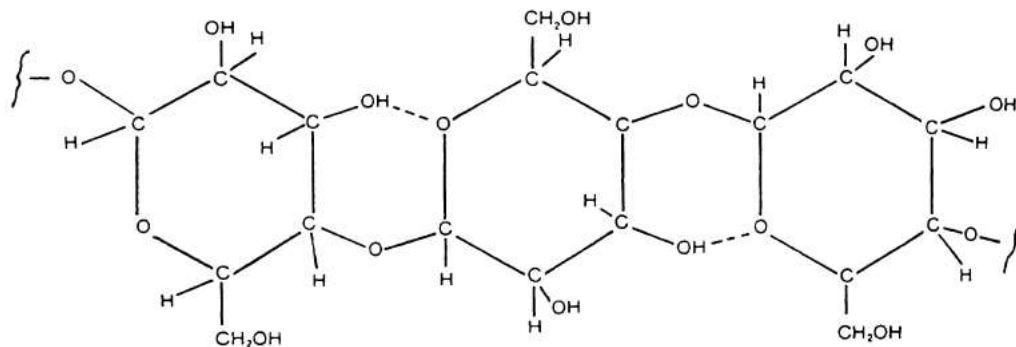


Figura 4 Estructura molecular de la celulosa.

Tomada de: (Basu, 2010)

- *Hemicelulosa*: La hemicelulosa es un polímero heteropolisacárido de estado natural presente en la pared celular de los organismos autótrofos, posee una estructura ramificada de cadena amorfa, formada por unidades diferentes de monosacáridos. Se caracteriza por ser una sustancia que tiene mejor comportamiento de conversión que la celulosa, con menor producción de alquitrán. Puede ser representado con la fórmula genérica $(C_5H_8O_4)_n$ (Basu, 2010).

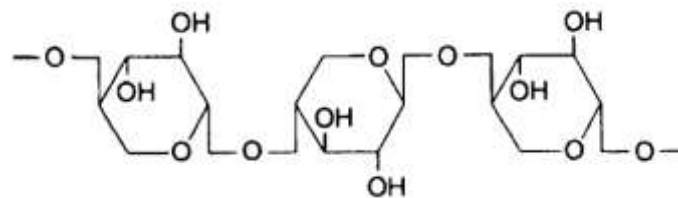


Figura 5 Estructura molecular típica de la hemicelulosa.

Tomada de: (Basu, 2010)

- *Lignina*: La lignina es un polímero de cadena ramificada formada por la unión de moléculas de varios ácidos y alcoholes fenilpropílicos, como los que se muestra en la figura 6, que se acoplan de manera aleatoria formando un polímero amorfo. Su principal función es mantener unida las fibras de celulosa (Basu, 2010; Álvarez, et al., 2012).

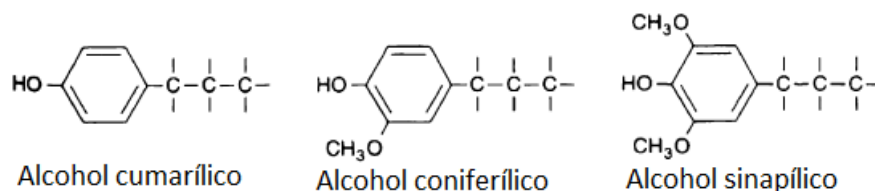


Figura 6 Estructura molecular de algunos alcoholes presentes en la lignina.

Tomada de: (Basu, 2010)

Es importante destacar que la concentración de estos polímeros varía entre los diferentes tipos de biomasa, pero cuando son los compuestos de mayor presencia en esta, se le denomina como biomasa lignocelulosa, la cual presenta buenas propiedades para la conversión termoquímica (Pérez, 2007).

- *Cenizas*: Es el componente inorgánico de la biomasa (Basu, 2010; Verdeza, 2013). Generalmente se encuentra formada por pequeñas cantidades de diferentes elementos metaloides y metálicos, como son Al, Ca, Fe, Mg, Na, K, P, Si, entre otros (Raveendran, et al., 1995). Su presencia en algunos procesos termoquímicos tiende a producir problemas físicos, debido a la formación de óxidos corrosivos.

Según Mesa & Romero (2009), el porcentaje de ceniza presente en la biomasa es un componente de presencia indeseable en los procesos de conversión termoquímica, dado que su composición mineral hace factible la formación de óxidos, carbonatos, silicatos, sulfatos y fosfatos, los cuales alteran las propiedades de los productos obtenidos y a la vez ocasionan problemas de corrosión en los equipos donde entran en contacto. Como mecanismo de mitigación para los efectos negativos de los minerales de la biomasa se han implementado baños de desmineralización en HCl o NaOH, con un secado.

1.1.2 Métodos de análisis de composición

Existen varios métodos de análisis para determinar la composición de los compuestos orgánicos, algunos son análisis experimentales definidos por procedimientos estandarizados donde se toman muestras del material y son llevadas a laboratorio para evaluar sus propiedades en condiciones controladas, y otros son métodos teóricos desarrollados a través

de la modelación de resultados determinados experimentalmente, los cuales emplean ecuaciones y correlaciones entre las propiedades de los constituyentes de la sustancia y las propiedades específica a determinar. En la mayoría de los casos los análisis teóricos tienden a arrojar resultados poco precisos, con errores de hasta el 50 %, por lo tanto, no se consideran como estudios muy precisos, dado que las condiciones de desarrollo de la modelación influyen en los resultados (Álvarez, et al., 2012).

Dado que es de utilidad conocer la composición de la biomasa por su proyección a ser usada como combustible, puede realizarse una caracterización termoquímica que brindará información acerca de las fracciones de elementos que la forman, carbono (C), hidrógeno (H), oxígeno (O), nitrógeno (N) o azufre en caso de contenerlo y de la capacidad energética que posee. Esta puede realizarse a través de tres ensayos, análisis próximo, análisis último y ensayo de poder calorífico, realizados de acuerdo a los procedimientos establecidos por sus respectivas normas.

- *Análisis Próximo:* Es un análisis que expresa la composición de la biomasa en términos de los componentes generales, como el carbono fijo (FC), el material volátil (VM), la humedad (MC) y las cenizas (A), de manera que la suma del porcentaje de estos corresponda al 100 % (Basu, 2010).

$$FC + VM + MC + A = 100 \% \quad (1)$$

Donde el carbono fijo representa el carbón sólido de la biomasa e incluye el carbón transformado en el proceso de análisis, el material volátil se refiere al vapor condensable y no condensable que libera la biomasa cuando es sometido a calor, las cenizas que son residuos y la humedad de equilibrio de la sustancia (Basu, 2010).

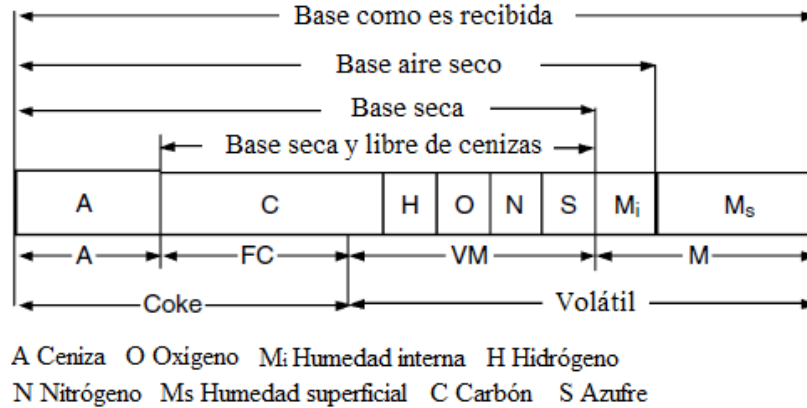
El ensayo puede ser desarrollado con base en la norma ASTM D7582 “Standard Test Methods for Proximate Analysis of Coal and Coke by Macro Thermogravimetric Analysis”, donde se establece el procedimiento adecuado para analizar y preparar las muestras de biomasa (Basu, 2010).

- *Análisis elemental:* La finalidad de este análisis es determinar la composición del combustible con base a sus elementos más básicos, exceptuando la humedad y el contenido de cenizas. Con este análisis se puede estipular los porcentajes en peso de materia, las cantidades de carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y azufre presentes, sin considerar los elementos presentes en las cenizas y en la humedad (Basu, 2010). Así se tiene que:

$$C + H + O + N + S + MC + A = 100 \% \quad (2)$$

De igual forma como en el análisis próximo, la ASTM tiene una norma que rige y controla los procedimientos empleados para realizar en análisis elemental, para ello se puede emplear la norma ASTM D3176 *Standard Practice for Ultimate Analysis of Coal and Coke*, la cual proporciona la forma para llevar a cabo el estudio. Cabe resaltar que los resultados en el análisis próximo y elemental para el contenido de humedad y el porcentaje de cenizas son equivalentes.

Una vez determinada la composición de la biomasa, los resultados de los análisis pueden ser expresados de diferentes formas, de acuerdo a las condiciones de las bases de análisis. Se resaltan cuatro bases de análisis como se muestra en la figura 7.



- Como es recibida, que corresponde a la base total.
- Aire seco, cuando se considera solo la humedad de equilibrio de la sustancia.
 - Seca, cuando la muestra está totalmente libre de humedad.
- Seca y libre de cenizas, cuando solo se tiene en cuenta los elementos básicos.

Figura 7 Composición expresada por las bases de análisis.

Tomado de: (Basu, 2010)

En este contexto, la biomasa puede ser ubicada en el diagrama C-H-O presentado por Basu (2010), donde se clasifican los combustibles según la mayor cercanía a los productos propicios a formar durante el proceso de transformación. En la figura 8 vemos cómo se comporta la biomasa al someterla a un proceso de conversión. Por ejemplo, si es con pirólisis lenta se propicia la formación de carbón, mientras que con pirólisis rápida se favorece la generación de hidrocarburos livianos, si se desplaza cerca del oxígeno indica la producción de algunos combustibles gaseosos, dióxido de carbono y vapor.

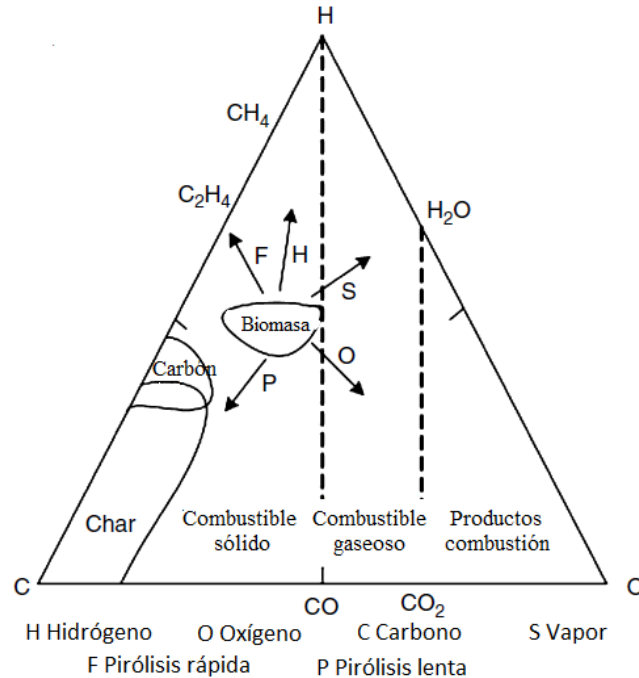


Figura 8 Diagrama C-H-O, para clasificación de combustibles.

Tomada de: (Basu, 2010)

De esto se puede resaltar que la biomasa es una sustancia con buen potencial de conversión, debido a la factibilidad que tiene para transformarse en una variedad de combustibles en diferentes estados, obtenibles a través su sometimiento a procesos específicos.

- *Poder calorífico*: Es una propiedad que indica la cantidad de energía que es capaz de liberar una unidad de masa o volumen de una sustancia cuando es quemada por completo. Se distinguen dos tipos de poderes caloríficos, el poder calorífico superior (HHV) y el poder calorífico inferior (LHV), los cuales varían dependiendo de la humedad en los productos de la combustión. La diferencia entre los valores radica en que el poder calorífico superior toma como referencia el enfriamiento de los productos hasta la temperatura inicial del proceso (25 °C), por lo tanto este incluye el calor de vaporización

que desprende el vapor al momento de realizar el cambio de estado, mientras que el poder calorífico inferior no considera esta energía, dado que durante la combustión los productos son expulsados a temperaturas muy superiores a las iniciales (Moran & Shapiro, 2006). Es por esto que el poder calorífico inferior también se le conoce como poder calorífico neto, debido a que este valor es el que realmente se aprovecha de la sustancia en los sistemas (Basu, 2010). La relación entre los poderes caloríficos puede ser descrita por la ecuación (3) presentada a continuación, donde H y M son los porcentajes de hidrógeno y humedad, respectivamente, h_g es la entalpia de formación del vapor de agua.

$$LHV = HHV - h_g \left(\frac{9H}{100} + \frac{M}{100} \right) \quad (3)$$

El HHV se puede determinar experimentalmente con una bomba calorimétrica. Para ello se hace uso de la norma ASTM D2015 denominada “Standard Test Method for Gross Calorific Value of Coal and Coke by the Adiabatic Bomb Calorimeter”, la cual especifica la metodología requerida para realizar el ensayo y obtener resultados confiables. Finalmente, por medio de la ecuación (3) se puede determinar el LHV de la biomasa.

Es de resaltar que la composición de la biomasa le otorga sus propiedades, la cual depende en gran medida de la planta de procedencia, presentando diferentes proporciones de celulosa, hemicelulosa y lignina, repercutiendo en su composición elemental. Sin embargo, en general la biomasa mantiene propiedades termoquímicas similares, dado a la aseveración de autores que afirman la poca variación de los poderes caloríficos entre los diferentes tipos de materia orgánica (Verdeza, 2013). Además de esto, algunos compuestos de la biomasa afectan significativamente su capacidad energética, como es el caso de la lignina, la cual contribuye

aumentar el poder calorífico, mientras que en el caso de las cenizas lo disminuye. Esto muestra la factibilidad de aprovechar energéticamente las biomásas lignocelulósicas (Pérez, 2007).

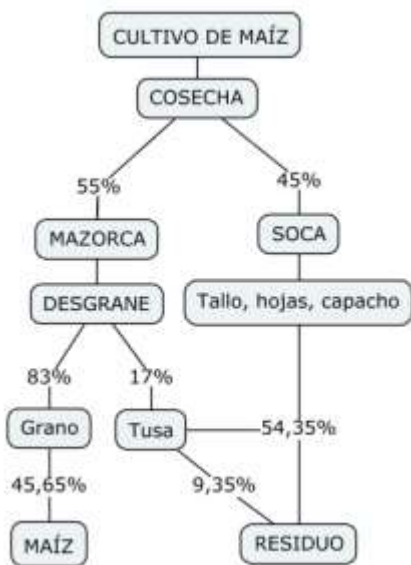
1.1.3 El Maíz

La biomasa residual como se identificó con anterioridad puede categorizarse de varias formas, en este caso se centra el estudio en la generada por el desarrollo de actividades agroindustriales, como son los desechos producidos en la cosecha y procesamiento de los cultivos. Es de interés particular hacer una pequeña revisión bibliográfica de la biomasa residual procedente del cultivo de maíz, especialmente la concerniente a la tusa.

El maíz, *Zea mays* L, es una planta cereal domesticada por el hombre perteneciente a la familia de las gramíneas, distinguible por sus características fenotípicas. En la actualidad se cultiva en gran variedad de climas y zonas geográficas continentales en todo el mundo y según Fenalce (2010), para tal año, el maíz se había convertido en el cultivo más importante entre los cereales a nivel mundial, por su producción de 795935000 toneladas, destacándose sobre el cultivo trigo y arroz por su potencial de producción. Además, es uno de los cultivos más estudiados con el objetivo de mejorar su rendimiento de producción y resistencia a agentes climáticos, biológicos y/o químicos, llegando a obtener registros experimentales de rendimientos de producción de 24 ton/ha. Es de destacar que el maíz tiene uso variado, desde la implementación como cultivo energético hasta la producción de alimentos para animales y para el hombre (Serratos, 2009; Acosta, 2009; FENALCE, 2010).

El cultivo de maíz se aprovecha casi en su totalidad, dando por obvio que la finalidad es obtener el grano, el cual tiene grandes bondades alimenticias y energéticas, también se aprovechan los residuos que se generan con las actividades de cosecha y procesamiento,

utilizándolos principalmente para la elaboración de suplementos alimenticios para animales de granja. Entre los desechos que se producen se destacan el tallo de la planta, el capacho y la tusa, los cuales representan el 54,65 % del cultivo total, correspondiendo el 9,35 % al porcentaje de tusa generado; estableciendo más relaciones, según la figura 9a, se puede determinar que una determinada cantidad de grano cosechado produce aproximadamente el 20 % de su peso de tusa (Mesa & Romero, 2009) y en la figura 9b se aprecia de forma general los productos generados en la cosecha de maíz. Además de los usos comunes, los residuos del cultivo han despertado el interés de la comunidad académica para ser usado como fuente de generación energética sosteniblemente, debido a la abundancia y a los beneficios medioambientales y energéticos que tiene debido su característica biomásica (Mesa & Romero, 2009; Basu, 2010; Buragohain, et al., 2010; Verdeza, 2013).



a)



b)

Figura 9 Distribución de los productos generados en el cultivo de maíz.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

Córdoba es un departamento de altos niveles de producción agrícola a nivel nacional, sus altos volúmenes de producción se deben a la fertilidad de la mayoría del territorio promovida por la presencia del río Sinú, por tal razón se pueden encontrar cultivos extensos en todo su territorio y durante los dos semestres del año (Secretaría de Desarrollo Económico, 2013). El maíz es una plata de gratitud aún en condiciones climáticas variables, por ello se hace posible el cultivo en las diferentes morfologías terrestres que presenta el departamento, logrando gran acogida comercial el cultivo, extendiéndose por la mayoría del territorio cordobés (Mesa & Romero, 2009). Existen dos tipos de cultivo de Maíz, el tecnificado y el tradicional, estos se diferencian en la tecnología utilizada para la siembra, riego y recolección. La generación tusa de Maíz es independiente del tipo de cultivo utilizado, depende únicamente de la producción final del grano en la relación descrita anteriormente. Para lugares con altos índices de este cultivo como Córdoba se generan grandes cantidades de residuos. La figura 10 muestra el panorama de acumulación de tusa de Maíz en la actividad de cosecha en el departamento.



Figura 10 Panorama de acumulación de tusa en los complejos productores de maíz.

Tomada de: (Mesa & Romero, 2009).

La tusa es biomasa residual producto de las actividades agrícolas, puede ser usada como combustible o materia prima para otros procesos de transformación termoquímica, por lo tanto, es necesario realizar el estudio de sus propiedades químicas y termoquímicas. Existen estudios que muestran que la tusa de maíz es un material lignocelulósico (Córdoba, et al., 2013), debido a los altos contenido de celulosas y lignina, indicando gran porcentaje de contenido fibroso, por lo tanto, presenta buen panorama para aprovechar energéticamente por su constitución química. Esta se muestra en la tabla 1, como una recopilación de los resultados de diferentes autores.

Tabla 1. Comparación de la composición química de la tusa entre distintos autores.

Autores	Componentes (%)				
	Hemicelulosa	Celulosa	Lignina	Ceniza	Extractos
(Córdoba, et al., 2013)	33,6	45-50	15,8	2,0	4
(Garrote et al, 2007)	31,1	34,3	18,8	-	-
(Raveendran, et al., 1995)	28,7	40,3	16,6	2,8	15,4

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

También se ha realizado estudios donde se analizan la composición de los residuos inaprovechables de la tusa, tal como es el caso de las cenizas. Según Mesa & Romero (2009) está formada por silicio, potasio, magnesio, fósforo, sodio, calcio y hierro, más sin embargo sus niveles de minerales son bajos en comparación con otras biomásas residuales (Raveendran, et al., 1995). En la tabla 2 se muestran las fracciones en ppm, de los elementos que compone las cenizas la tusa de maíz.

Tabla 2. Composición elemental de las cenizas de tusa de maíz.

Composición de las cenizas de tusa de maíz [ppm]						
Si	K	Mg	P	Na	Ca	Fe
9857	9366	1693	445	141	182	24

Tomada de: (Raveendran, et al., 1995).

En general, teniendo en cuenta las propiedades y el contexto de la biomasa puede verse el potencial que ostenta para ser incluida en los procesos de suministro energético, como una solución sustentable bajo el punto de vista de las siguientes perspectivas: La amplia variedad, la facilidad de almacenamiento, la seguridad de suministro, la sostenibilidad de las emisiones de gases de efecto invernadero, la disminución de riesgo de incendios forestales, la reducción total de los costos de producción de energía, la contribución a la diversificación energética y el aumento de la seguridad energética y económica por la dependencia de los precios de los combustibles convencionales, situaciones que actualmente se buscan mejorar.

1.2 GASIFICACIÓN INTEGRADA EN SISTEMAS DE GENERACIÓN DE POTENCIA

La gasificación es básicamente un proceso de producción de gas combustible a partir de materia orgánica sometida a determinadas condiciones de entorno. Es una tecnología que dió sus primeros pasos a finales el siglo XVII, cuando era usada con fines residenciales a partir del carbón (generación de calor, iluminación, etc). Posteriormente es en época de guerras donde logra desarrollarse significativamente la tecnología, debido a que los suministros de combustibles escaseaban y se necesitaba una solución rápida al problema generado por su escases, así se desarrollan estos métodos alternos de producción de combustibles para

accionar los motores de combustión interna y demás maquinarias de la época. Sin embargo, a mediados del siglo XX con la finalización de la segunda guerra mundial la tecnología es relegada y entra en desuso, debido a la abundancia de la explotación del mercado petrolero (Mesa & Romero, 2009). En sus inicios se implementaba a partir de madera y carbón logrando generar de gas pobre, también conocido como gas manufacturado.

En la actualidad, a partir del siglo XXI se centra nuevamente la atención en esta tecnología, orientándola hacia una perspectiva energética sostenible debido a la preocupación por el cambio climático como consecuencia del escalafón energético alcanzado en la actualidad, donde nuestra matriz energética esta monopolizada por los productos provenientes de combustibles fósiles, cuyo efecto contaminante en planeta es devastador. Es así como la tecnología de gasificación renace como una solución transitoria de adaptación entre las energías no renovables y renovables, debido a la versatilidad de adaptación que permite formar un puente entre las fuentes energéticas potenciales desaprovechadas actualmente, como es el caso de la biomasa residual, en especial la procedente de la agroindustria, con las tecnologías actuales de generación de energía, como son las turbinas, calderas, motores, etc., brindado el beneficio de aprovechar material en constante producción, con el adicional de controlar las emisiones de algunos gases de invernadero, debido al origen natural de la biomasa (Mesa & Romero, 2009; Basu, 2010; Verdeza, 2013).

Un sector potencial para la implementación de la tecnología son las zonas rurales que no están conectadas al sistema interconectado nacional, para empresas que desarrollan procesos agroindustriales, o en general donde se desarrollen actividades que generen residuos gasificables que puedan sostener continuamente el proceso. Con esto se posibilita la generación de energía limpia y descentralizada, permitiendo suplir las necesidades energéticas de una comunidad o brindando apoyo a los procesos productivos, aportando a la

vez valor agregado a las cadenas agrícolas desarrolladas, debido al aprovechamiento de sus residuos. En este contexto se puede considerar que la gasificación es uno de los mecanismos más prometedores para implementar en países del tercer mundo que dependen de combustibles fósiles, brindando la posibilidad de contar con una tecnología que diversifique la matriz energética para suplir la necesidad de suministro energético, permitiendo obtener también un combustible gaseoso homogéneo con propiedades termoquímicas buenas, en comparación con combustibles convencionales como el gas natural (Verdeza, 2013).

1.2.1 Proceso de gasificación

La gasificación es un proceso de conversión termoquímico en atmosfera controlada en el que materia orgánica o combustible sólido pasa a ser un combustible gaseoso, con la repercusión de una disminución del contenido energético en su estado final. En el proceso de gasificación, cualquier tipo de materia biomásica, sea fósil o primaria, se transforma en hidrocarburos ligeros, en monóxido de carbono, hidrógeno y otros gases, cuya mezcla se le conoce como gas de síntesis o “syngas”. Generalmente este gas tiene un poder calorífico inferior equivalente a la sexta parte del poder calorífico del gas natural cuando se emplea aire como agente gasificante (Verdeza, 2013).

Para llevar a cabo el proceso de gasificación es indispensable la disposición de dos sustancias, una que es el sustrato carbonoso transformar y el otro que es el ambiente propiciador de las reacciones de gasificación. El sustrato carbonoso puede ser desde la biomasa residual producida por las diferentes actividades humanas hasta antracita. El agente gasificante suele ser un gas, o mezcla de ellos, que aporta energía para iniciar las reacciones, generalmente se usa aire, vapor de agua, oxígeno u hidrógeno, los cuales influyen aumentando el poder calorífico del gas en el orden descrito (BESEL, S.A., 2007), ver tabla 3. Esto a su vez,

dependiendo de la tecnología utilizada para gasificar afecta el rendimiento del proceso de conversión, variándolo en un rango de 70 % - 80 %, donde las pérdidas de la energía contenida en el combustible se invierten en las reacciones endotérmicas, se disipa en forma de calor en los reactores, se extrae en el enfriamiento del syngas y se pierde en el filtrado, secado y lavado, o simplemente representan las irreversibilidades del proceso.

Tabla 3. Poder calorífico del gas producido de acuerdo a agente de gasificación.

Agente gasificante	Poder calorífico (MJ/Nm³)
Aire	4 – 7
Vapor de agua	10 – 18
Oxígeno	12 – 28
Hidrógeno	> 30

Tomada de: (Pérez, 2007; Basu, 2010).

Considerando la biomasa como fuente energética potencial, la gasificación es uno de los procesos más utilizados para realizar la conversión de la energía contenida a un producto de mejores prestaciones funcionales y prácticas, debido a la producción de un combustible con mejores características de almacenamiento, producción, combustión y comercialización. Siendo más efectivo darle un uso final al gas que a la biomasa. Además de esta, existen otras tecnologías de transformación de biomasa, estas se muestran en la tabla 4.

Tabla 4. Procesos termoquímicos para conversión de biomasa.

Proceso	Temperatura y presión	Producto	Poder calorífico
Pirólisis	380 – 530 °C 1 – 500 kPa	Gas de rico	5 – 10 MJ/Nm ³
		Gas pobre	10 – 20 MJ/Nm ³
		Líquido	10 – 25 MJ/kg
		Char	30 MJ/kg
Licuefacción	250 – 330 °C 10000 – 20000 kPa	Líquido	28 – 30 MJ/kg
		Carbón	30 MJ/kg
Gasificación	700 – 1200 °C 100 – 2000 kPa	Gas pobre	4 – 20 MJ/Nm ³
		Gas rico	30 MJ/Nm ³
Combustión	1200 – 1400 °C 100 kPa	Calor	–

Tomada de: (Basu, 2010)

1.2.2 Etapas de gasificación

En un proceso típico de gasificación se desarrollan zonas secuenciales donde se van desarrollando las reacciones responsables de la formación del gas. Cada una se distingue por las condiciones termoquímicas específicas en que se desarrolla el proceso, es así como se determinan cuatro zonas principales, cuyo orden depende el tipo de tecnología utilizada (BESEL, S.A., 2007; Buttori & Di Ruscio, 2013). En la tabla 5 se presentan algunas de las reacciones químicas más importantes que toman lugar un gasificador (Basu, 2010).

- *Secado*: Es la etapa cero del proceso de gasificación, su finalidad es suprimir la humedad contenida en la biomasa. Se suele dar en condiciones de presión atmosférica, en un rango de temperatura de 100 °C a 200 °C. La humedad ideal para gasificar oscila entre el 10 % y 20 %, dado que cada kilogramo de humedad en la biomasa requiere de 2260 kJ de energía para evaporarse y permitir iniciar la

conversión, es por ello que el exceso de humedad en un orden superior al 20 % es desfavorable en el rendimiento del proceso, debido a que se producen pérdidas de energía. Una vez terminada esta etapa la humedad ronda el 5 % (Basu, 2010).

- *Pirólisis*: Es un proceso de degradación térmica de la materia en ausencia de oxígeno y agente gasificante, a temperaturas que oscilan entre los 200 y 600 °C. Es un proceso endotérmico que descompone el material volátil de la biomasa para formar residuos carbonosos (char), hidrocarburos condensados y ligeros y otros gases, mediante la adición de calor autotérmicamente o alotérmicamente (Basu, 2010).
- *Gasificación/combustión*: Es una etapa de oxidación parcial que se desarrolla a temperaturas entre los 700 y 1200 °C. En esta etapa los subproductos de la pirólisis como el char, tars y los gases empiezan a reaccionar y fraccionarse en presencia del agente gasificante y calor, formando concentraciones de CO, CO₂, H₂, H₂O, CH₄, entre otros gases. Además, se libera gran cantidad de calor, el cual sirve para proporcionar la energía para el funcionamiento estable del reactor (Basu, 2010).
- *Reducción*: Posterior a la etapa de oxidación se empiezan a dar una serie de reacciones reductoras, a una temperatura entre los 800 y 1000 °C, donde se continúa descomposición de los hidrocarburos pesados en gases más simples (Basu, 2010).

En la figura 11 se muestra como varía generalmente la temperatura en un reactor típico de gasificación a medida que la biomasa va sufriendo las etapas del proceso. Se denota que

desde la zona de gasificación es donde empiezas a propiciarse las reacciones organizadas en la tabla 5.

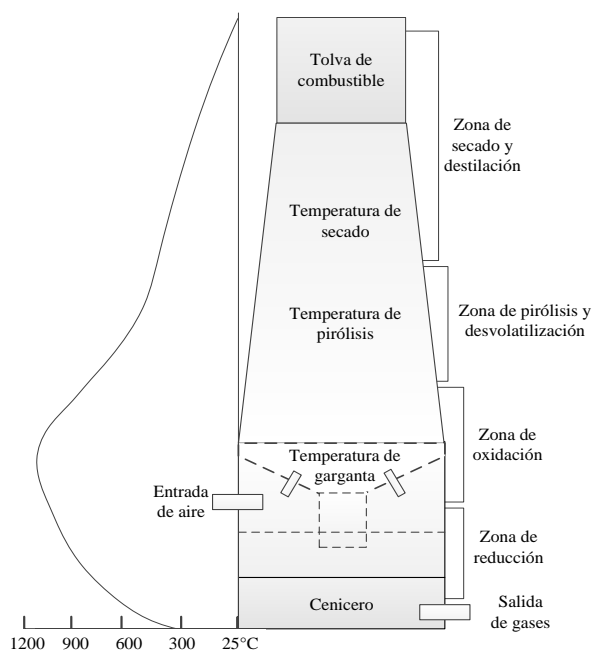


Figura 11 Estratificación de las etapas de gasificación en un reactor de corrientes paralelas. Tomada de: (Basu, 2010).

Es importante aclarar que las reacciones que se dan en la etapa de pirolisis no son muy predecibles, debido a la inestabilidad que padece la biomasa al padecer tal proceso e impredecibilidad de la dinámica del mismo, por tal motivo en la tabla 5 solo se muestra con una expresión general de las sustancias que protagonizan el proceso.

Tabla 5. Reacciones químicas desarrolladas durante el proceso de gasificación.

Tipo de reacción	Reacción	ΔH [kJ/mol]
Devolatización		
	Combustible sólido + Q → char + tars y aceites + gases	
Craqueo secundario y reformado		
	Tars + Q → char + gases	
	Tars + H_2O → CO_2H_2	

Tipo de reacción	Reacción	ΔH [kJ/mol]
Reacciones de carbono		
R4	$C + CO_2 \leftrightarrow 2CO$	+172
R5	$C + H_2O \leftrightarrow CO + H_2$	+131
R6	$C + 2H_2 \leftrightarrow CH_4$	-78
R7	$C + 0,5O_2 \rightarrow CO$	-111
Reacciones de oxidación		
R8	$C + O_2 \rightarrow CO_2$	-394
R9	$CO + 0,5O_2 \rightarrow CO_2$	-284
R10	$CH_4 + 2O_2 \leftrightarrow CO_2 + 2H_2O$	-803
R11	$H_2 + 0,5O_2 \rightarrow H_2O$	-242
Reacciones de cambio		
R12	$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$	-41,2
Reacciones de metanación		
R13	$2CO + 2H_2 \rightarrow CH_4 + CO_2$	-247
R14	$CO + 3H_2 \leftrightarrow CH_4 + H_2O$	-206
R15	$CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$	-165
Reacciones de reformado con vapor		
R16	$CH_4 + H_2O \leftrightarrow CO + 3H_2$	+206
R17	$CH_4 + 0,5O_2 \rightarrow CO + 2H_2$	-36

Tomado de: (Basu, 2010)

1.2.3 Plantas de gasificación

Las plantas de gasificación son instalaciones industriales encargadas de la transformación de un sustrato carbonoso, como puede ser la biomasa residual, carbón, etc., en combustibles, energía eléctrica o energía térmica. Para lograr alcanzar el estado de funcionamiento adecuado, la instalación debe contar con una infraestructura física específica, integrada por los equipos necesarios para realizar el proceso. Su ubicación depende esencialmente de la

cadena suministro del combustible sólido y de la red de suministro del producto, para minimizar los costos producción. En la figura 12 se muestra un diagrama esquemático de la distribución de una planta de gasificación cuya finalidad es la producción de energía eléctrica a través un motor de combustión interna.

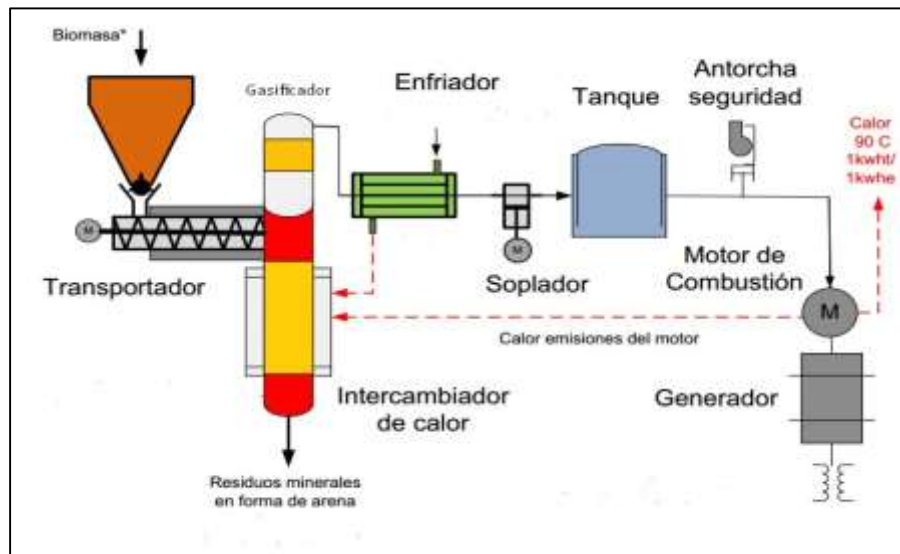


Figura 12 Distribución esquemática de una planta de gasificación para generar electricidad. Tomada de: (OpenMS S.L., 2003).

En estas instalaciones pueden delimitarse tres sistemas básicos (Durango, 2015). El primero sería el sistema de generación de syngas, luego el sistema de acondicionamiento de syngas y por último el sistema de generación de potencia, en caso que la planta esté destinada para ese fin. Cada sistema generalmente está formado por equipos que contribuyen a la finalidad del sistema (Basu, 2010).

- *Sistema de generación del syngas:* Su labor es transformar la biomasa en gas combustible. Lo forman los equipos que alimenten al reactor de biomasa y un reactor termoquímico llamado gasificador. Existen varios tipos de gasificadores caracterizados por la tecnología de gasificación que usan para realizar el proceso. El

gas producido tiene la desventaja estar sucio de alquitranes y vapor de agua, por lo tanto, requiere de acondicionamiento.

- *Sistema de acondicionamiento del syngas:* El gas producido en el gasificador se enfría por medio de un intercambiador de calor y se lava, eliminando las impurezas y la humedad en el combustible, para esto hace uso de un ciclón o soplador (SERI/SP, 1988). En caso de no usar inmediatamente el gas puede ser almacenado en un tanque.
- *Sistema de generación de potencia:* En los procesos de generación de electricidad convencional hay sistemas que pueden adaptarse a las propiedades del gas de síntesis, entre ellos están los motores de combustión interna, turbinas de gas o microturbinas y en el caso de querer producir calor se puede usar en calderas.

Sin embargo, aunque los equipos de estos sistemas son importantes dado que contribuyen a formar un producto de uso factible, se destaca entre ellos como el más importante, el reactor de gasificación, debido a que este es el equipo que propicia el proceso de conversión de la biomasa. Es aquí donde los avances tecnológicos han contribuido mejorando el proceso de gasificación, desarrollando equipos con diferentes tecnologías adaptables a los requerimientos de trabajo, que han brindado la posibilidad a la gasificación de convertirse hoy en una alternativa posible de generación.

1.2.4 Tecnologías de gasificación

Un gasificador es un reactor termoquímico en el que se descompone un combustible sólido en uno gaseoso en presencia de un agente oxidante. En la actualidad las tecnologías de

gasificación se clasifican según en el modo de contacto entre el agente gasificante y la materia a gasificar, distinguiéndose tres tipos principales, gasificadores de lecho fijo, gasificadores de lecho fluidizado y gasificadores de lecho arrastrado. Sus principales diferencias radican en las condiciones de entorno en que se realiza la conversión y en su potencial de producción. En la tabla 6 se muestra una pequeña comparación entre los diferentes tipos de gasificadores comerciales (Basu, 2010).

Tabla 6. Comparación general entre las tecnologías de gasificación.

Parámetros	Lecho		
	Fijo	Fluidizado	Arrastrado
Tamaño de partícula	< 51 mm	< 6 mm	< 0,15 mm
Temperatura del gas	450 – 650 °C	800 – 1000 °C	>1260 °C
Combustible	Carbón Biomasa	Carbón Biomasa	Cualquier carbón Inadecuado para biomasa
Requerimiento de oxidante	Bajo	Medio	Alto
Temperatura de reacción	1090 °C	800 – 1000 °C	1990 °C
Eficiencia	80 %	89 %	80 %
Aplicación	Baja potencia	Mediana potencia	Altas potencias

Tomada de: (Basu, 2010)

Cada tipo de gasificador se subdivide en otras categorías de la forma como se muestra en la figura 13. La aplicabilidad de la tecnología de gasificación también se ve influenciada la potencia de generada, en la figura 14 se muestran los rangos recomendados de aplicabilidad de las tecnologías (Basu, 2010).

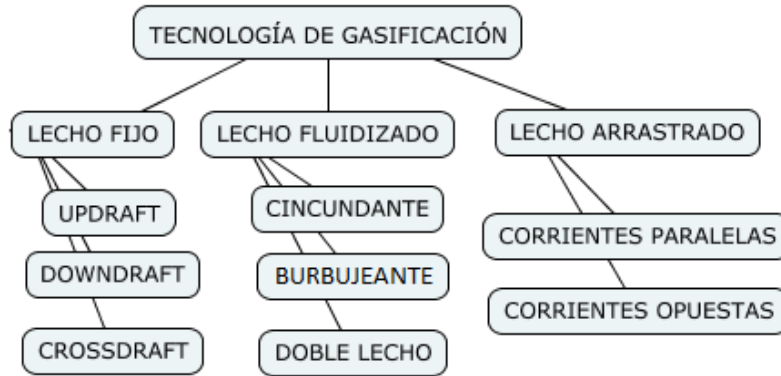


Figura 13 Clasificación de las tecnologías de gasificación.

Tomada de: (Basu, 2010)

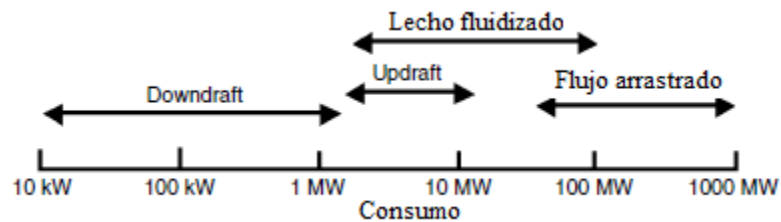


Figura 14 Rangos de aplicabilidad para los tipos de gasificadores de biomasa.

Tomada de: (Basu, 2010).

- *Gasificadores de lecho fijo*: En este tipo de gasificadores el combustible desciende dentro del reactor y se sostiene sobre una rejilla que permite la expulsión de las cenizas. El proceso se torna heterogéneo, debido a la dificultad de una distribución uniforme de temperatura, lo cual podría producir discontinuidades del flujo. Los hay

de tres tipos, updraft, downdraft y crossdraft (Basu, 2010). En la tabla 7 se presenta una pequeña comparación entre los tipos de gasificadores de lecho fijo.

Tabla 7. Características de funcionamiento de los reactores de lecho fijo.

	Updraft	Downdraft	Crossdraft
Combustible			
Humedad (%)	60 máx.	25 máx.	12 – 20
Cenizas (%)	25 máx.	6 máx.	0,5 – 1
Tamaño (%)	5 – 100	20 – 100	5 – 20
Proceso			
Temperatura del gas (°C)	200 – 400	700	1250
Alquitrán (g/Nm ³)	30 – 150	0,015 – 3	0,01 – 1
Eficiencia de conversión	0,90 – 0,95	0,85 – 0,90	0,75 – 0,90
LHV del gas (MJ/Nm ³)	5 – 6	4,5 – 5	4 – 4,5
Rango de aplicación (MW)	2 – 30	0,01 – 2	< 0,01

Tomada de: (Basu, 2010)

- *Gasificador updraft:* Es uno de los diseños más simples y antiguos. Aquí el agente gasificante viaja desde la parte inferior del gasificador hasta la superior, circulando a contracorriente con el flujo de biomasa. Este suceso ayuda a mejorar la eficiencia del sistema, debido a que el calor del gas sirve para precalentar la biomasa, dándole un uso extra a su calor. Son ideales para la quema directa del gas producido, sin limpieza y sin enfriamiento, ya sea en horno o caldera. Además, al gas se le da uso comercial en pequeñas cocinas y a mayor escala para obtener biocarburantes (Verdeza, 2013). Es un sistema eficiente y de bajo costo, con un porcentaje de conversión del carbono alrededor del 95 %, que acepta grandes tolerancias de humedad y cenizas en el

combustible y puede ser aplicado a procesos de generación de potencia de hasta 10 MW, sin embargo, una de sus desventajas es que el tiempo de estabilización es relativamente alto, alrededor de 40 a 50 minutos (Basu, 2010). En la figura 14, se ilustra el sistema de gasificación de forma esquemática, donde se aprecia la entrada del agente gasificante en la parte inferior del gasificador y la salida del syngas en la parte superior.

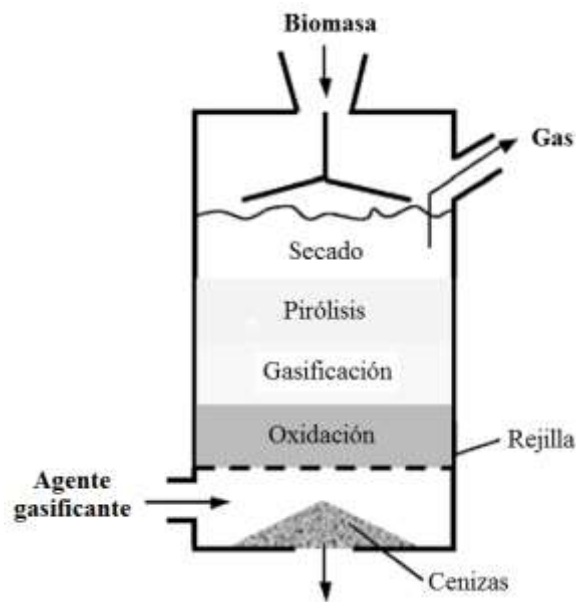


Figura 15 Esquemática del gasificador updraft.

Tomada de: (Basu, 2010).

- *Gasificador downdraft:* Es un tipo de reactor termoquímico caracterizado porque tanto el flujo de biomasa como el de agente oxidante se dan en la misma dirección, hacia abajo desde la parte superior del gasificador, es de allí donde toma su nombre de gasificador de corriente descendente y el gas producido se extrae por la parte inferior. La figura 16 es un diagrama esquemático de un gasificador downdraft, donde se ilustra la configuración general del proceso.

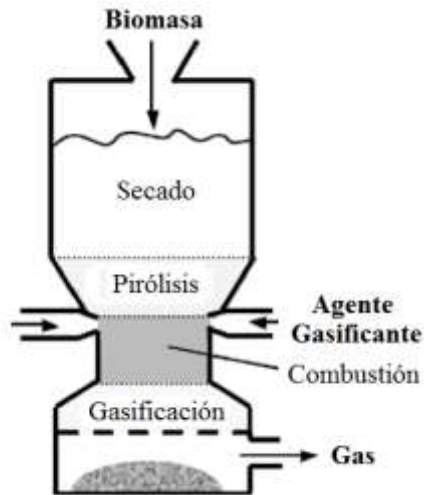


Figura 16 Esquematación de un gasificador downdraft.

Tomada de: (Basu, 2010)

Es una tecnología simple y económica, que proporciona buenos rendimientos de conversión, alrededor del 90 %, presenta buenos tiempos de estabilización de las reacciones, cerca de 25 minutos y produce un gas relativamente limpio, con bajo contenido de alquitranes. Comúnmente se usa en sistemas piloto de integración energética, debido a la escala conservadora de generación de energía, aproximadamente hasta 2 MW y a las condiciones del gas. Una de sus desventajas radica en que el gas sale a altas temperaturas, transportando una energía térmica desaprovechada que por consiguiente afecta la eficiencia del sistema (Basu, 2010).

- *Gasificadores crossdraft*: Es un tipo de gasificador donde el combustible se suministra por la parte superior del gasificador y el agente gasificante se inyecta por una serie de boquillas ubicadas a los lados del reactor, mientras que el gas producido se va extrayendo por el extremo opuesto. Una de sus características más importantes

es que presenta tiempos de estabilización de las reacciones cortos, alrededor de 5 a 10 minutos, permitiéndole responder bien a los cambios de operación cuando se integra un sistema de generación que habitualmente son unidades a pequeña escala, menor a 10 kW (Basu, 2010). Normalmente el gas producido presenta baja concentración de alquitranes, por lo que no se requiere de sistemas de limpieza especiales. El esquema general de este tipo de gasificadores se muestra en la figura 17.

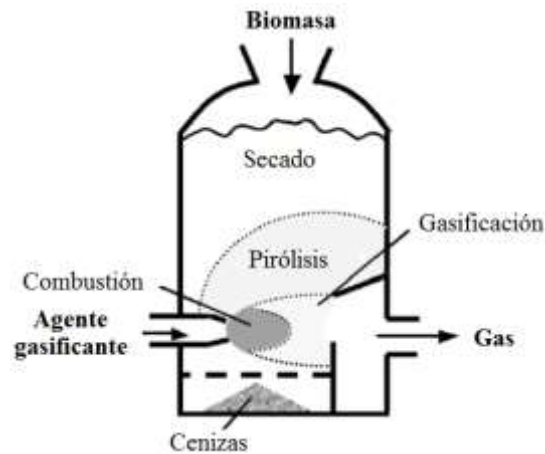


Figura 17 Esquemización de proceso de gasificación con reactor crossdraft.

Tomado de: (Basu, 2010).

- *Gasificadores de lecho fluidizado*: Esta es una tecnología implementada para generación de energía a partir de carbón o biomasa a gran escala entre 1 y 100 MW. Se caracteriza por formar de un lecho de reacción en condiciones de semisuspensión en el reactor, propiciando excelentes condiciones de mezclado del material, distribución uniforme de la temperatura, en rangos de 800 a 1000 °C, para estabilizar las reacciones y evitar la aglomeración del combustible, logrando eficiencias superiores a las tecnologías de lecho fijo (Basu, 2010).

Esta tecnología tiene un costo significativo de implementar, sin embargo, tiene gran compatibilidad con la materia biomásica, que puede ser adquirida a bajo costo. Se distinguen dos tipos principales de gasificadores de lecho fluidizado, el gasificador de lecho burbujeante y el de lecho circulante, mostrados en la figura 18 y figura 19, respectivamente. Ambos procesos se realizan de manera similar, diferenciándose en que el gasificador de lecho burbujeante limita la circulación de sólidos.

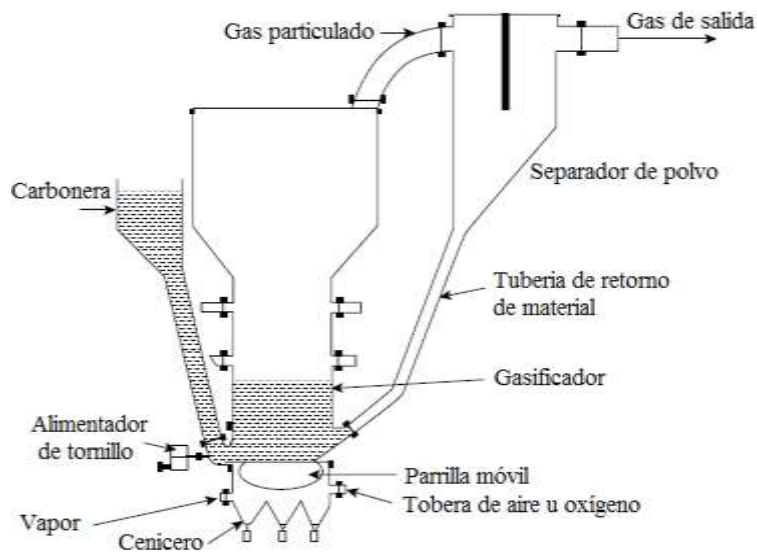


Figura 18 Dibujo esquemático de un gasificador de lecho burbujeante.

Tomado de: (Basu, 2010).

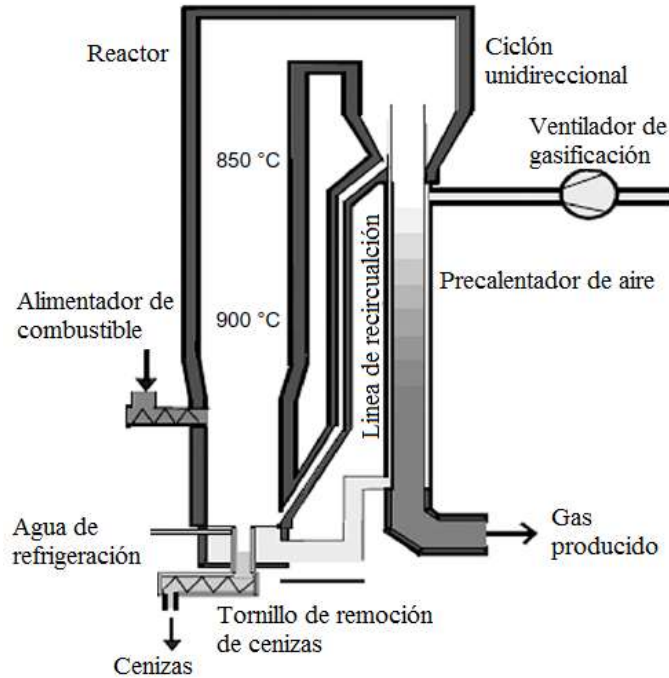


Figura 19 Representación esquemática de un gasificador de lecho circulante.

Tomado de: (Basu, 2010).

- Gasificadores del flujo arrastrado:* Son los equipos de mayor uso actual, empleado activamente en la gasificación a gran escala del carbón y algunos residuos petroleros, implementándose en potencias de generación superiores a los 100 MW. Las temperaturas de funcionamiento oscilan entre los 2500 °C Para su adecuado uso requiere granulometrías muy finas y contenidos de humedad y cenizas limitados. Por lo tanto, emplear esta tecnología con biomasa es una opción inviable debido a las propiedades de la biomasa, como su componente fibroso que no lo deja pulverizar fácilmente, los contenidos relativamente altos de humedad respecto al carbón y la corrosividad de los alquitranes que se forman, que deteriorarían el equipo rápidamente (Basu, 2010).

En resumen, para seleccionar la tecnología más adecuada de gasificación se debe tener en cuenta el tipo de combustible que se desea transformar, los flujos de energía máximos que intervienen en el proceso, la potencia producida por la planta y la aplicación energética del producto, es así como se diseñará correctamente la instalación de gasificación.

1.2.5 Sistemas de generación de potencia

En el caso que se desee integrar el proceso de gasificación a un sistema productivo energético, se debe acoplar a la red de flujo del proceso un sistema de generación de potencia, que es un mecanismo que transforma la energía del syngas en trabajo útil o potencia eléctrica. Entre los sistemas termogeneradores convencionales que se pueden adaptar a este sistema se encuentran las turbinas de gas, turbinas de vapor, ciclos con cogeneración y los motores de combustión interna (MCI) (Buttori & Di Ruscio, 2013). La integración del proceso de gasificación a estos sistemas depende del potencial de generación de la planta, debido a que cada tecnología tiene rangos de potencia específicos donde logran funcionar a plenitud y según la potencia de la planta se podrá seleccionar la más adecuada técnica, económica y ambientalmente.

En la tabla 8 se listan las principales tecnologías de generación de energía mecánica que pueden integrarse ávidamente al proceso de gasificación, considerando las ventajas y desventajas que conlleva su uso y los rangos de potencia para los cuales pueden ser implementadas.

Tabla 8. Comparación entre las tecnologías de generación de electricidad.

Tecnología	Ventajas	Desventajas	Rangos de operación
Turbina a Gas	Energía térmica de alta calidad No requiere de fluido especia de trabajo	Requiere suministro de gas a alta presión Baja eficiencia Altos costos Efectos contaminante	500 kW a 500 MW
Microturbina	Pocas partes móviles Tamaño compacto y peso liviano. Bajas emisiones No requiere enriamiento	Altos costos Baja eficiencia Limitada a aplicaciones de cogeneración con baja temperatura	30 kW a 250 kW
MCI/MEP ¹	Buenas eficiencias energéticas Arranque rápido Bajos costos de inversión Fácil operación Bajas emisiones	Altos costos de mantenimiento Restringida a aplicaciones de cogeneración de baja temperatura Requiere enfriamiento aprovechable. Altos niveles de ruido	< 5MW
MCI/MEC ²			(1200 RPM) <4 MW
			(102-514 RPM) 4 - 75 MW
Turbina a Vapor	Utiliza cualquier tipo de combustible Calor aprovechable de calidad diferente Larga vida útil y confiabilidad	Baja eficiencia Arranque lento Altos costos Instalaciones complejas Emisiones	50 kW a 250 MW

¹ Motor de encendido provocado

² Motor de encendido por compresión

Tomada de: (Fonseca, 2003; Perdomo, 2012).

De esta información se puede observar que una de las mejores opciones para generar energía eléctrica a mediana y baja potencia es implementando los motores de combustión interna, sea por encendido provocado o por compresión, y según Fonseca (2003) este es un sistemas

que presenta los menores costos de inversión inicial por kWe instalado, alrededor de 1200 euros por kWe.

Motor de combustión interna: Los motores de combustión interna son dispositivos que transforman la energía química contenida en una sustancia líquida o gaseosa en energía mecánica o eléctrica, a través de su oxidación completa. Se puede implementar en instalaciones con potencias de generación de pocos kW hasta varios MW. El gas producido en el proceso de gasificación no tiene propiedades energéticas cercanas a la del gas natural o gasolina, es por ello que los motores deben adaptarse a las condiciones necesarias para aprovechar al máximo la energía contenida en el syngas. Es así como se ha identificado que la variación de la relación de compresión es uno de los factores que mayor influencia tiene, de manera que entre mayor sea más eficiente es el proceso de combustión.

De este tipo de máquinas térmicas se distinguen dos clases de dispositivos, identificados por el mecanismo de ignición de la mezcla del combustible con aire. Es así como se determinan las categorías de motor de combustión interna de encendido provocado (MEP) y motor de combustión interna de encendido por compresión (MEC), donde su principal combustible es gasolina y gas para los MEP y diésel para los MEP. Sin embargo, con el desarrollo del motor diésel a gas se tiene un dispositivo que maneja altas relaciones de compresión, que funciona con combustibles gaseosos como podría ser el gas de gasificación.

Los motores diésel a gas funcionan de manera similar a los motores de aceite pesado convencionales. Inicialmente absorben aire del ambiente y lo comprimen, en el preciso momento antes que se dé la inflamación se inyecta el combustible gaseoso a alta presión y con la ayuda del combustible líquido se da la ignición. Sin embargo, esto no es muy práctico

debido a la necesidad de manejar dos flujos de combustibles, por ello se desarrollaron también los motores de gas de encendido por chispa y alta compresión.

Los motores de encendido por chispa y de alta compresión son un tipo de máquinas combinan las características de los motores MEP y MEC. Manejan altas relaciones de compresión en el mismo orden que los motores diésel convencionales y emplean una chispa inducida para generar la ignición de una mezcla de combustible con aire. Inicialmente una mezcla de aire combustible se comprime hasta llegar al punto muerto superior, posteriormente una chispa genera un frente de llama que produce la reacción total de la mezcla. Esta tecnología se desarrolla para combustibles gaseosos de bajo poder calorífico, debido a que aún cuando se manejaban altos regímenes de compresión no se producía la detonación de la mezcla, por lo tanto la chispa era el perfecto inductor de la reacción. En este sentido, hoy en día se presenta el medio perfecto para aprovechar eficientemente el syngas, cuyo contenido energético es inferior al de los combustibles convencionales (Fonseca, 2003).

1.3 TERMOECONOMÍA

Es una disciplina que se encarga de analizar los sistemas que involucran transformación de energía desde una perspectiva congruente entre termodinámica y economía, esto se logra al asociar el concepto de costo con una propiedad termodinámica. Mediante la implementación de esta ciencia se puede orientar los diseños de sistemas hacia una perspectiva de ahorro energético, mediante la concepción de procesos industriales donde sea sobresaliente la gestión de administración de la energía. En su trabajo de grado para maestría, Bosch (2007), cita párrafo de la tesis de Cesar Torres, denominada Exergoeconomía simbólica, donde dice que “el objeto de la termoeconomía es sentar las bases teóricas para una ciencia de ahorro de

energía, buscando criterios generales que permitan evaluar la eficiencia de sus procesos y el costo de sus productos, en sistemas de consumo intensivo de energía”.

El término termoeconomía fue introducido por Evans y Tribus en 1962, en una serie de trabajos desarrollados en los inicios de la década del 60 enfocados al análisis de sistemas energéticos, donde se concibe como una disciplina orientada al estudio de la conexión entre la termodinámica y la economía con la eficiencia de los sistemas productivos (Torres & Valero, 2000). Adicional a esto, la termoeconomía tiene una repercusión directa sobre un factor medio ambiental de gran importancia en la actualidad, como es la contaminación. Es bien sabido que entre menos eficiente sean los procesos, estos requieren mayor consumo de recursos para alcanzar un determinado nivel de producción, generando a su vez mayores índices de residuos y afecciones ambientales, es así como esta disciplina contribuye con la posibilidad alcanzar procesos más eficientes, no solo desde el punto de vista de ahorro, sino con la minimización de los impactos negativos que ocasionan la mayoría de los procesos energéticos sobre el entorno (Meyer, et al., 2009).

Por medio de los análisis que se plantean, se puede determinar el proceso de formación del costo de los productos respecto al costo de los recursos, según la energía requerida para concebirlos a medida que va siendo transformada por los procesos. Con esto se hace factible identificar las etapas de un sistema o subsistema donde están presentes flujos de energía que presentan pérdidas, por irreversibilidades o por las condiciones de operación definidas, que en términos generales tiene un valor económico, y con esta información tomar decisiones que conlleven a estrategias encaminadas a la ciencia del ahorro. Es así como la termoeconomía se intercede como una alternativa a implementar para aumentar la competitividad de los procesos industriales (Silva, 2015).

Comúnmente se puede hacer dos tipos de análisis termoeconómicos a un sistema de cualquier índole, en especial a los energéticos, donde se asocian los costos de los recursos y procesos a las eficiencias energéticas y exergéticas del sistema. Cuando el estudio se analiza según la incidencia de la segunda ley de la termodinámica, la teoría se denomina exergoeconomía.

1.3.1 Exergoeconomía

La termodinámica es una ciencia amplia, capacitada para estudiar los estados de la energía y su transformación. Se sabe que un estado de la materia tiene asociado una serie de propiedades que están relaciones entre ellas, las cuales determinan la cantidad de energía que tiene respecto a un ambiente de referencia, esto en términos generales determina la capacidad que tiene el sistema para ser usado como actor de cambios. Entre las propiedades extensivas más relevantes de análisis se destaca la exergía, entropía e irreversibilidad, estudiados por la segunda ley de la termodinámica.

La teoría general de sistemas permite lograr análisis combinados entre distintas disciplinas que poseen tramas comunes (Torres, 1991). Es así como se puede hacer el análisis combinado entre dos conceptos diferentes, como es el caso de la energía y el costo económico, los cuales se encuentran relacionados indiscutiblemente.

La exergía es una de las propiedades termodinámicas más importantes a tener en cuenta en el análisis de sistemas energéticos, es en esencia el indicador más real de la porción de energía disponible y aprovechable de la cantidad de energía específica que contiene una línea de trabajo. Esta propiedad es un indicador del valor que puede tener la energía por su potencial para realizar una acción y a su vez muestra cómo el potencial desperdiciado en las irreversibilidades y en las ineficiencias que sufre un flujo de energía al padecer un proceso, también tiene un valor, que se pierde. Por tales atributos, la exergía es una de las propiedades

termodinámicas más adecuadas para integrar al concepto de costo y producir indicadores de análisis óptimos para tomar decisiones sobre la administración energética del sistema en observación. Con esto se busca alcanzar procesos donde la “energía disponible” sea aprovechada en su totalidad, de manera que se maximice su utilidad, minimizando la cantidad de energía que se va como anergía.

Según Uche (2000), el termino exergoeconomía es adoptado para hacer referencia a los análisis termoeconómicos basados en los análisis de exergía, la cual según los expertos en esta materia es la propiedad termodinámica más adecuada para asociarla al costo, debido a que tiene en cuenta el concepto de disponibilidad de la energía y las irreversibilidades padecen los flujos energéticos al sufrir los procesos.

Se pueden realizar dos tipos de análisis exergoeconómicos, uno denominado análisis funcional, el cual se basa en el desarrollo de una función general de costo del sistema por medio de un modelo matemático que relaciona varias variables o funciones y sus interacciones que son consideradas y afectan los procesos considerablemente. Una de las ventajas del análisis funcional es que permite subdividir el sistema en cuestión en procesos ficticios que integran el sistema real y estudiarlo de forma independiente por los procesos. El otro, es un modelo de análisis estructural basado en la construcción de una matriz de costo mediante la implementación de modelos matriciales. Para el desarrollo de ambos modelos hay un concepto muy importante que contribuye a la estructuración del modelo que describe el sistema, el costo exergético.

1.3.2 Costo exergético y costo exergoeconómico

El costo exergético es una de las variables más representativas de análisis, esta representa la cantidad de unidades de exergía de entrada (B_{in}) necesarias para obtener una cantidad

determinada de exergía de salida (B_{out}) en un proceso termodinámico, y este se determina mediante la ecuación (4), mostrada a continuación (Torres & Valero, 2000).

$$k_i = \frac{B_{in}}{B_{out}} \quad (4)$$

Para el proceso de asignación del costo exergético es necesario tener en cuenta las siguientes reglas (Torres & Valero, 2000).

- En ausencia de asignaciones externas, el costo exergético unitario es uno.
- El costo del producto de cada componente del sistema es igual a la suma del costo exergético de los flujos que constituyen el recurso, de dicho componente.
- Si el producto de una componente está formado por varios flujos de la misma calidad termodinámica, todos ellos tienen el mismo costo exergético unitario.
- El costo exergético de los flujos de salida al sistema que representen un residuo final deberán tener costo unitario igual a cero excepto en el caso de que se requiera de trabajo para su remoción.

El costo exergoeconómico en cambio indica la cantidad de recursos monetarios que son necesarios para obtener en la línea de salida del proceso una exergía determinada, este costo se determina por medio de la siguiente ecuación (Torres, 1991; Torres & Valero, 2000):

$$COE_{i+1} = k_{i+1} * COE_i + \frac{Z_j * \tau}{B_{i+1}} \quad (5)$$

Donde Z_j representa el costo del equipo en el que se da la transformación energética del flujo i al flujo $i+1$, el cual es calculado mediante la teoría económica de escala, tomando como base los costos y los tamaños de una planta de referencia obtenida de la literatura, relacionados mediante la siguiente ecuación (IIASA, 2005).

$$\frac{Z_A}{Z_B} = \left(\frac{\text{Tamaño}_A}{\text{Tamaño}_B} \right)^R \quad (6)$$

Y τ representa un factor de distribución en el tiempo debido a la amortización calculado mediante la siguiente ecuación.

$$\tau = \frac{\gamma * \mathcal{E}}{3600 * N} \quad (7)$$

Donde \mathcal{E} representa el factor de amortización combinada de construcción y operación de la planta para lo cual se debe tener en cuenta el tiempo de construcción (m) y el tiempo de vida (n) de la planta de generación como se ve en la siguiente ecuación.

$$\mathcal{E} = \frac{(1+i_c)^{\frac{m}{2}} * (1+i_o)^n * i_o}{(1+i_o)^n - 1} \quad (8)$$

1.3.3 Optimización termoeconómica

Como se viene exponiendo con anterioridad, la termoeconomía centra su atención en el ahorro, para ello da como prioridad alcanzar determinados parámetros de diseño y funcionamiento de un sistema, donde los costos de instalación y el consumo de recursos sean lo mínimo posible, este el objeto de la optimización termoeconómica (Torres, 1991).

En la década del 70 se forjan las primeras bases matemáticas que sostienen esta metodología, mediante un procedimiento de denominado método autónomo, el cual propone el empleo de los multiplicadores de LaGrange para realizar la optimización del sistema. Sin embargo, es en la década los 80's, donde Frangopoulos y von Spakovsky en sus tesis doctorales formalizan y generalizan la metodología, concibiendo la teoría de análisis termoeconómico funcional (ATF) para optimizar cualquier sistema térmico, desde la gestación del diseño hasta el mantenimiento en operación (Torres, 1991; Torres & Valero, 2000).

Como alternativa y métodos de apoyo para realizar los análisis exergoeconómicos se cuenta softwares simuladores de procesos energéticos, donde se estructuran las relaciones entre los procesos de un sistema y por medio de un modelo matemático, el software se permite tener conocimiento del comportamiento esperado de los componentes de un sistema, así como las repercusiones cuando está sujeto a perturbaciones, brindando la posibilidad de contar con criterios preliminares de decisión. Existen varios softwares de modelamiento y optimización de procesos de plantas, como AspenOne, SmartPlant o Ansys CFX, pero en la actualidad el paquete de software más usado es el desarrollado por AspenTech, denominado AspenOne, el cual cuenta con los simuladores Aspen Hysys y Aspen Plus, ambos con la capacidad de modelar los sistemas descritos (Torres, 1991; Perdomo, 2012; Durango, 2015; Trapa & Sheth, 2015).

1.4 SUAVIZAMIENTO EXPONENCIAL SIMPLE

Es un modelo estadístico que permite determinar un pronóstico a partir de una serie de datos distribuidos en la serie de tiempo. Para aplicar el método y obtener resultados válidos se requiere datos con patrones aleatorios que presenten una tendencia con pendiente casi nula, así se logrará eliminar el impacto de los elementos históricos irregulares y realizar una estimación del pronóstico.

El método se basa en calcular un promedio ponderado de los datos actuales y la estimación de la media del proceso, usando como ponderaciones o pesos un factor α , empleado como un mecanismo de autocorrección que busca ajustar los pronósticos en la dirección opuesta a las desviaciones, y un factor $(1 - \alpha)$ donde $0 \leq \alpha \leq 1$. El estimador se denota $S(T)$ y se calcula por medio de la ecuación 9.

$$S(T) = \alpha d(T) + (1-\alpha)S(T - 1) \quad (9)$$

Al igual que otros métodos de estimación, el pronóstico se calcula por medio de la ecuación 10.

$$F(T + k) = S(T) \quad (10)$$

Para la aplicación del método inicialmente se asigna a $S(1)$ el valor de $d(1)$ y posteriormente se realiza la estimación por medio de la aplicación de la ecuación 9. Se debe escoger un valor de α de tal manera que se minimice el error cuadrático medio (ECM), el cual se definió como criterio de optimización.

Este método tiene gran aplicabilidad para modelar la información histórica de diferentes sectores productivos y realizar pronósticos, es con base a esto que se ha implementado como medio para estimar los valores esperados de producción agrícola, a partir de registros históricos de producción. Durango (2015), en su investigación denominada, análisis termoeconómico de gasificación integrada a motores de combustión interna, empleando cascarilla de arroz en el departamento de Córdoba, desarrolló un pronóstico de la producción de cascarilla de arroz en el departamento hasta el año 2020, para ello se basó en los datos actualizados presentados por el Instituto Colombiano para el desarrollo rural, seccional Córdoba, sobre la producción histórica del grano en el departamento, donde estimó un promedio de producción anual de 14674,6 ton/año.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

2.1 DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE TUSA DE MAÍZ EN EL DEPARTAMENTO DE CÓRDOBA

2.1.1 Pronóstico de la generación de tusa de maíz en el departamento.

Teniendo en cuenta la producción de Maíz en el departamento consignada en las estadísticas que maneja Fenalce sobre producción del grano, en toneladas anuales, entre los años 2003 y 2013, se realizó un pronóstico de la disponibilidad futura de tusa en el departamento teniendo en cuenta que la generación de tusa representa aproximadamente el 20 % en peso de la cantidad de grano producido (Mesa & Romero, 2009), permitiendo esto determinar el potencial de generación de la misma como residuo de la agroindustria. El modelo utilizado para el pronóstico fue suavizamiento exponencial simple, el cual es aplicable debido a que la distribución de producción en el tiempo presenta una pendiente casi nula. Este pronóstico se realizó a través del software de modelamiento de datos Statgraphics centurion XVI, definiendo la minimización del error cuadrático medio como criterio de optimización.

2.1.2 Determinación de los principales municipios productores de maíz

Los principales municipios productores de Maíz en el departamento se determinaron con base en la producción sectorizada de los 30 municipios del departamento, información que ostenta la secretaria de desarrollo económico departamental a través de las evaluaciones agropecuarias anuales. Los datos utilizados son los de más reciente validación por la entidad, pertenecientes al año 2013, permitiendo conocer la distribución de generación de tusa de Maíz en el departamento (Secretaría de Desarrollo Económico, 2013). El método que se utilizó para determinar los principales municipios productores de Maíz en el departamento

consistió en calcular una media aritmética con las producciones de cada municipio y se consideraron como principales productores a los municipios cuya producción superaba dicho promedio. Posteriormente se determinó la fracción correspondiente del pronóstico a cada municipio, según su producción y la producción total del departamento para el año 2013, logrando la normalización los datos con base en el pronóstico.

2.2 CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y TERMOQUÍMICA DE LA TUSA DE MAÍZ

Realizando una minuciosa revisión de la literatura sobre la cual se cimienta teóricamente el proceso de gasificación se identificaron ciertas características fundamentales que tienen que estar presentes en el material consumible de dicho proceso. La decisión de gasificar biomasa ya está justificada al inicio del desarrollo de este proyecto, sin embargo se recuerda que uno de los principales aspectos que determinó su uso fue la abundancia que presenta esta en la región como consecuencia de las actividades agrícolas llevadas a cabo.

2.2.1 Recolección y preparación de muestras

La biomasa seleccionada para los ensayos correspondió a Maíz amarillo proporcionado por pequeños agricultores del departamento de Córdoba. Además, se consideró que las propiedades termoquímicas encontradas no presentan variación significativa entre las diferentes variedades de maíz (Mesa & Romero, 2009), por ende, estas se extrapolaron a las distintas variedades de maíz cultivadas en la región y así se obtuvo un valor representativo para totalidad de tusa de maíz generada.

En su estado natural, como residuo de la producción de maíz a granel, la tusa presenta condiciones físicas desfavorables para realizar los análisis planteados, como es el tamaño, por tal razón la biomasa se somete a un pre-procesamiento. Inicialmente cuando se recibió la biomasa se expuso a un proceso de secado natural expuesta al sol, una vez pasado un día en tales condiciones se trituró para reducir el tamaño de partícula. La trituración se realizó en las instalaciones de la Universidad Pontificia Bolivariana, sede Montería, usando la trituradora mostrada en la figura 20. Así se obtuvo tusa triturada con un tamaño de partícula inferior a 5 mm y consiguientemente la biomasa se expuso nuevamente al sol durante 6 horas para disminuir la humedad total de las muestras, buscando alcanzar la humedad de equilibrio de la sustancia. Finalmente se recolectó y almacenó herméticamente, aislándola del contacto directo con el ambiente y posibles agentes contaminantes. Una vez preparada la materia se envió al Centro integrado de materiales y manufactura de la Fundación Universidad del Norte para realizar la caracterización.



Figura 20 Máquina trituradora. Proceso de trituración de biomasa.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

2.2.2 Realización de análisis próximo y elemental a la biomasa

La determinación de la composición de la biomasa se realizó por medio de los análisis próximo y elemental, donde se cuantificaron las proporciones de los elementos que la conforman, el porcentaje de humedad, carbón fijo, materiales volátiles y cenizas, con el fin de establecer las proporciones de los elementos que influyen en las reacciones desarrolladas durante el proceso de gasificación.

- **Análisis próximo**

El análisis próximo se desarrolló bajo el marco de la norma ASTM D7582 *Standard Test Methods for Proximate Analysis of Coal and Coke by Macro Thermogravimetric Analysis* (ASTM D7582, 2012), que define el procedimiento realizado para determinar los porcentajes de humedad total, material volátil, carbono fijo y cenizas que contiene la muestra de análisis. Según la norma, en el análisis termogravimétrico una muestra con un tamaño de partícula de 250 μm se somete a condiciones controladas en función de la temperatura o el tiempo o ambas, realizando mediciones a medida que la muestra va perdiendo masa mientras se desarrolla el ensayo, a través del analizador macro termogravimétrico.

- **Análisis elemental**

El análisis elemental se realizó bajo la norma ASTM D3176 *Standard Practice for Ultimate Analysis of Coal and Coke* (ASTM D3176, 2009), la cual define el procedimiento empleado para determinar las cantidades porcentuales de los elementos químicos presentes en la muestra de biomasa analizada en base seca. El procedimiento se realiza sobre una muestra pulverizada a un tamaño de partícula de 250 μm .

2.2.3 Determinación del poder calorífico de la tusa de maíz

Para la evaluación del poder calorífico de la biomasa hizo uso un test en una bomba calorimétrica bajo la norma ASTM D2015 *Standard Test Method for Gross Calorific Value of Coal and Coke by the Adiabatic Bomb Calorimeter* (ASTM D2015, 2000), que define los procedimientos necesarios para obtener los resultados representativos. Mediante el ensayo se determinó el poder calorífico superior de la tusa y por medio de la ecuación 3 se calculó su poder calorífico inferior. Para realizar el ensayo la muestra debió ser pulverizada a un tamaño de partícula de 250 μm .

2.3 SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

La simulación del sistema de generación de potencia por medio de gasificación con vapor integrada a MCI se realizó en el software Aspen HYSYS v.8.0, en el cual se construyó un modelo de simulación estacionaria integrado por los procesos que realizan los elementos que realizan el proceso real en el sistema. El modelamiento del comportamiento de los elementos se fue llevado a cabo por medio de las operaciones unitarias definidas en el software. Para la simulación del proceso en el software se tomaron las siguientes consideraciones, determinadas con base a la literatura (SERI/SP, 1988):

- Las reacciones químicas involucradas en el modelo alcanzan el equilibrio químico. En la tabla 9 se muestran las reacciones asumidas en el proceso de gasificación.
- La ceniza está formada solo por Calcio.
- Las propiedades de los flujos de materia son calculadas por medio de las ecuaciones de estado de Peng-Robinson.
- La cámara de combustión del motor se asume adiabática.

- Las condiciones del ambiente de referencia son $T_0=25^\circ\text{C}$ y $P_0=1\text{ atm}$.
- Las variables que intervienen en el proceso se muestran en la tabla 10, donde a su vez se presentan las condiciones iniciales de dichas en la simulación.

Tabla 9. Reacciones asumidas en el proceso de gasificación.

Proceso	Reacción	N°
Pirolisis	$C_{0,924}H_{1,402}O_{0,836}N_{0,012} \rightarrow CO$ $+CO_2+N_2+O_2+CH_4+H_2O+cenizas$	R18
Reacciones homogéneas	$CH_4+H_2O \rightarrow CO_2+H_2$	R19
	$CO+3H_2 \rightarrow CH_4+H_2O$	R20

Tabla 10. Parámetros iniciales de simulación.

Variable	Valor	Unidades
Temperatura de gasificación.	1000	$^\circ\text{C}$
Presión de gasificación.	100	kPa
Relación vapor-biomasa.	0,22	N.A
Temperatura de enfriamiento.	60	$^\circ\text{C}$
Relación de compresión.	20	N.A
Relación aire-syngas	12	N.A

Para el desarrollo de la simulación en Aspen HYSYS se ingresaron inicialmente todos los componentes que interactúan en el sistema de integración energética y el paquete termodinámico de ecuaciones de estado, en cuanto a los componentes del sistema se consideran los componentes que se muestran en la tabla 11. Además, con las características determinadas experimentalmente de la biomasa se creó un nuevo componente sólido con el nombre tusa de maíz, fijando que el porcentaje de cenizas estaba constituido solamente por calcio. Esto se hace debido a que este elemento es el único presente en la base de

componentes del simulador de los cuales constituyen realmente las cenizas y dada la consideración que su presencia no afecta el desarrollo del proceso, ya que es la fracción inorgánica de la biomasa (Basu, 2010).

Tabla 11. Componentes utilizados en la simulación del sistema.

Sustancia	Símbolo
Metano	CH ₄
Etano	C ₂ H ₆
Nitrógeno	N ₂
Dióxido de carbono	CO ₂
Monóxido de carbono	CO
Agua	H ₂ O
Hidrógeno	H ₂
Oxígeno	O ₂
Calcio	Ca
Tusa de maíz*	C _x H _y O _z N _w

*componente creado en el simulador

Después de ingresados los componentes es necesario seleccionar el paquete termodinámico para la predicción de las propiedades termodinámicas de los mismos. Debido a que la mayoría de sustancias que interactúan en la simulación son gases o hidrocarburos, se seleccionó el paquete termodinámico de Peng-Robinson, que es un modelo que considera interacciones reales entre las sustancias con buenos resultados (aspen tech, 2009; Muñoz & Posada, 2010).

En el modelo construido se formaron 5 subsistemas de análisis, definidos propiamente bajo el criterio que los procesos que lo integran son llevados a cabo por un elemento en la realidad. Así los subsistemas fueron: Generación de vapor, gasificación, enfriamiento, limpieza y generación de potencia.

2.3.1 Simulación del subsistema de generación de vapor

La caldera de generación de vapor se simuló mediante un calentador que aprovecha parte del calor extraído en el proceso de enfriamiento del syngas, transfiriéndoselo al agua para modificar su estado. Al inicio del proceso el agua ingresa al subsistema en condiciones ambientales de referencia y sale como vapor sobrecalentado a una temperatura de 400 °C y una presión de 101,325 kPa, considerando el proceso isobárico.

2.3.2 Simulación del subsistema de gasificación

El gasificador en el modelo es simulado mediante dos reactores, un reactor de Gibbs, que simula el proceso de pirólisis y un reactor de equilibrio que simula el reformado con vapor (Trapa & Sheth, 2015).

Al reactor de Gibbs ingresa la biomasa en condiciones ambientales con el flujo que se determinó en el pronóstico y mediante la adición de calor es fraccionada hasta formar gases y ceniza. El proceso se da a temperaturas entre 400 y 500 °C (Basu, 2010). En el reactor se da la reacción R18 y este determina la composición más probable de los productos cuando la reacción alcanza el equilibrio químico al minimizar la energía libre de Gibbs en las condiciones de presión y temperatura dadas (Nikooa & Mahinpey, 2008). Por tal razón este reactor es adecuado para simular la pirólisis, debido a que no se conoce la cinética y estequiometría de reacción, ya que estas dependen específicamente del tipo de biomasa utilizada.

En el reactor de equilibrio acontecen las reacciones R19 y R20, las cuales se dan a temperaturas entre 750 y 1150 °C (Basu, 2010). Este reactor requiere que se ingresen las reacciones que ocurren y que se especifique su constante de equilibrio. En la tabla 11 muestran las constantes de equilibrio que se ingresaron al simulador para cada reacción.

Tabla 12. Constante de equilibrio de las reacciones homogéneas.

N°	Reacción	Constante de equilibrio
2	R19	$Ln(K_{eq}) = -12,11 + \frac{5319}{T} + 1,012 * Ln(T) + (1,144 \times 10^{-4}) * T$ (11)
3	R20	$Ln(K_{eq}) = -20,55 - \frac{2,29 \times 10^4}{T} + 7,195 * Ln(T) + (2,95 \times 10^{-3}) * T$ (12)

Tomada de: (Allesina, et al., 2015).

Para evaluar el modelamiento del proceso se seleccionaron 3 variables resultantes del proceso, que fueron el poder calorífico del syngas y las eficiencias de primera y segunda ley, determinadas por las ecuaciones presentadas de la tabla 13. Estas se seleccionaron debido a la intención de validar y determinar qué tan preciso es el modelo simulado al ser comparado con los resultados obtenidos por estudios realizados experimentalmente tomados de la literatura (Encinar, et al., 2002).

Para determinar el poder calorífico se hace uso de la ecuación 13, la cual calcula un promedio ponderado de los poderes caloríficos de los gases que componen el syngas según su fracción másica. Para la eficiencia de primera ley se calcula por medio de la ecuación 14, que emplea cantidad de energía que contiene el gas producido y la compara con la energía de los flujos másicos al inicio del proceso. Por último, la eficiencia de segunda ley se deduce a través de ecuación 15, que toma como referencia la exergía total contenida en el gas producido respecto a la exergía total de los flujos de entrada.

Tabla 13. Ecuaciones para determinar las variables de salida en el proceso de gasificación.

Variable	Ecuación
Poder calorífico del syngas.	$LHV_{syngas} = \sum x_i * LHV_i$ (13)
Eficiencia de primera ley.	$\eta_1 = \frac{\dot{m}_{syngas} * LHV_{syngas}}{\dot{m}_{tusa} * LHV_{tusa} + \dot{m}_{vapor} * h_{vapor}}$ (14)
Eficiencia de segunda ley.	$\eta_2 = \frac{\dot{m}_{syngas} * b_{syngas}}{\dot{m}_{tusa} * b_{tusa} + \dot{m}_{vapor} * b_{vapor}}$ (15)

Para las ecuaciones de la tabla 13 se tiene que: x_i , representa la fracción de los componentes del syngas en [% p/p]; LHV , representa el poder calorífico inferior para su respectiva sustancia en [kJ/kg]; \dot{m} , corresponde al flujo másico de cada sustancia en [kg/s]; b , denota la exergía cada sustancia en [kJ/kg] y h , representa la entalpia del vapor en [kJ/kg].

2.3.3 Simulación del subsistema de limpieza y enfriamiento del syngas

El syngas producido en el gasificador sale arrastrando el vapor de agua residual de la reacción y el material particulado desprendido durante la degradación, y circula con una temperatura muy alta. En este estado el syngas es inadecuado para ingresar al motor debido a la posibilidad de generar obstrucciones y mal funcionamiento de los componentes del sistema, por tal razón el gas requirió ser acondicionado mediante un proceso de enfriamiento y limpieza para entrar en servicio. Así, primero se simuló el enfriamiento del syngas mediante un intercambiador de calor que extraía el calor del gas para disminuir su temperatura hasta un valor inferior o igual a 100 °C; parte de este calor extraído se empleó en el sistema de generación de vapor. Secuentemente se simuló el proceso de limpieza del syngas por medio de un separador de fases de donde salen dos flujos, uno que corresponde al gas acondicionado y el otro a los condensados, como el agua, generados en el proceso de enfriamiento.

2.3.4 Simulación del subsistema de generación de potencia (MCI)

El syngas acondicionado ingresó a la unidad de generación de potencia, correspondiente a un motor de combustión interna (MCI) que funciona bajo el ciclo diésel. En esta etapa no se simuló el motor en funcionamiento como tal, sino el ciclo termodinámico modelado mediante los elementos que realizan los procesos que lo integran.

El modelo de este subsistema se construyó con cuatro elementos. Primero se utilizó un compresor donde se daba la admisión de aire y se simulaba el proceso de compresión, en una relación de 20, equivalente en el motor a la carrera de ascenso del pistón. Seguido se llevaba a cabo la mezcla del comburente comprimido con el syngas en una relación de 12, realizado por medio de un mezclador, esta mezcla entraba a un reactor de Gibbs que simulaba la combustión a presión constante, haciendo la equivalencia a la cámara de combustión. Por último el flujo se hacía circular por una turbina donde se extraía en trabajo, que simulaba el proceso de expansión correspondiente a la carrera de descenso del pistón en el motor, donde a la vez se expulsaban los gases de combustión.

En el modelo utilizado se supuso que la cámara de combustión era adiabática y las eficiencias isentrópicas de la turbina y el compresor se adaptaron a los parámetros de operación real de los motores de la serie Jenbacher tipo 4 (General Electric, 2012), por lo tanto la potencia que entregó el subsistema es equivalente a la que produciría el motor real.

De la simulación del motor se calculó la potencia producida y las eficiencias de primera y segunda ley mediante las ecuaciones de la tabla 14. Para de la potencia neta generada por el motor se empleó la ecuación 16, esta hace uso de una diferencia entre la potencia que genera la turbina (W_{in}) y la que consume el compresor (W_{out}). Por otro lado, la eficiencia de primera ley se determinó empleando la ecuación 17, que evalúa el trabajo que se produce (W_n)

respecto a la energía que puede aportar el syngas. Finalmente se determinó la eficiencia exergética del motor a través de la ecuación 18, que establece una relación entre la potencia neta que produce y el contenido total de exergía que contiene el syngas.

Tabla 14. Variables de salida del sistema de generación de potencia.

Variable	Ecuación
Potencia neta generada	$W_n = W_{out} - W_{in}$ (16)
Eficiencia de primera ley	$\eta_1 = \frac{W_n}{\dot{m}_{syngas} * LHV_{syngas}}$ (17)
Eficiencia de segunda ley	$\eta_2 = \frac{W_n}{\dot{m}_{syngas} * b_{syngas}}$ (18)

2.3.5 Validación del modelo de gasificación

Como se sabe, los modelos son una descripción aproximada de los procesos concebidos físicamente, donde se idealizan conceptos de la realidad y se consideran que se comportan de acuerdo a leyes de la naturaleza, por tal razón los resultados que se obtienen de un modelamiento llevan inmersos un porcentaje de incertidumbre. Dado esto se recurre a la validación del subsistema utilizando resultados determinados por estudios experimentales de gasificación de biomásas (Encinar, et al., 2002; Muñoz & Posada, 2010; Klose, et al., 2011; Sattara, et al., 2014), donde se evalúan ciertas características energéticas que pueden ser comparadas con resultados determinados por el modelo construido, como el poder calorífico del gas, y así determinar la exactitud de su predicción.

Debido a la ausencia de estudios de gasificación de tusa de Maíz con vapor se procedió a validar el modelo usando otras biomásas. Para ello se ingresó la composición elemental de la biomasa al simulador y se simuló el proceso en las condiciones en que se realizaba el

estudio. Así se comparó el poder calorífico superior (HHV) del syngas que se obtenía de la simulación del modelo con el valor determinado en el estudio experimental, cuantificándose el porcentaje en que diferían ambos resultados. En la tabla 15 se muestran las biomásas empleadas para la validación del modelo de gasificación.

Tabla 15. Características termoquímicas de las biomásas validación del modelo.

Biomasa	C	H	N	S	A	O	HHV(MJ/kg)	Referencia
Pellet de madera	0,716	0,0462	0,0054	0,0022	0,0264	0,2038	28,8	(Sattara, et al., 2014)
Colza	0,603	0,04	0,042	0,001	0,042	0,272	24	(Sattara, et al., 2014)
Lodos	0,03	0,0419	0,0183	0,0088	0,355	0,276	11	(Sattara, et al., 2014)
Miscanthus	0,622	0,0437	0,008	0,0028	0,103	0,2205	24,7	(Sattara, et al., 2014)
Cardo	0,467	0,048	0,007	0,001	0,084	0,477	18,2	(Encinar, et al., 2002)
Cascarilla de café	0,503	0,053	0,006	0	N.E.	0,438	18,7	(Klose, et al., 2011)
Pino	0,516	4,9	0,9	0	N.E.	0,426	20,19	(Muñoz & Posada, 2010)
Cascara de Almendra	0,4665	0,0555	0	0	N.E.	0,3874	18,35	(Muñoz & Posada, 2010)
Legumbres	0,433	0,0562	0,0061	0	N.E.	0,5235	N.E.	(Muñoz & Posada, 2010)
Cascarilla de Arroz	0,444	0,0707	0,0004	0	N.E.	0,4445	N.E.	(Muñoz & Posada, 2010)

2.3.6 Validación del modelo del motor de combustión interna

El modelo del MCI se validó respecto a los parámetros de funcionamiento obtenidos del catálogo del motor Jenbacher Tipo 4, el cual está diseñado para funcionar con gas de gasificación, seleccionando la eficiencia térmica del motor como variable de comparación. Para ello se ajustó la eficiencia isentrópica de la turbina y el compresor de tal forma que en condiciones normales de funcionamiento la eficiencia obtenida en el modelo coincidiera con la

establecida en el catálogo. En este sentido la eficiencia isentrópica es una medida de la conservación del calor en el cilindro del motor, por tanto al considerar que las pérdidas en el motor son por calor, por la energía de los gases de escape y las pérdidas mecánicas, se introdujo un factor real de pérdidas. En la figura 21 se muestran los parámetros del motor.

Jenbacher Tipo 4	J412	J416	J420
Salida Eléctrica (kW)	850	1137	1426
Consumo (kW)	2066	2754	3443
NOx	500	500	500
Eficiencia Térmica	47.1%	47.1%	47.1%
Eficiencia Eléctrica	41.1%	41.3%	41.4%
Eficiencia Total	88.2%	88.4%	88.6%

Figura 21 Parámetros de operación del motor Jenbacher Tipo 4.

Tomada de: **(General Electric, 2012)**.

Con el valor de la eficiencia ya definido se procedió a determinar iterativamente el valor de la eficiencia isentrópica acorde a este valor, es decir, introducir un valor tras otro hasta alcanzar el valor de la eficiencia del motor real.

2.3.7 Cálculo de las exergías de cada línea de flujo

Usando la herramienta de spreadsheet del simulador Aspen HYSYS que permite el ingreso de ecuaciones matemáticas, se calcularon las exergías totales de cada línea de flujo como la adición de la exergía química y física, teniendo como base las condiciones del estado de referencia. Por medio de la ecuación 19 fue calculada la exergía física atribuida a un flujo y

en la tabla 16 se muestran las ecuaciones que empleadas para el cálculo de la exergía química con base al método propuesto por Morris et al. (1986).

$$b^{ph} = (h - h_0) - T_0(s - s_0) \quad (19)$$

Tabla 16. Ecuaciones para el cálculo de la exergía.

Línea de flujo	Ecuación
Biomasa	$b_{biomasa}^{ch} = \varphi * LHV_{biomasa}$ (20)
	$\varphi = \frac{1,0414+0,0177(\frac{H}{C})-0,3328(\frac{O}{C})[1+0,0537(\frac{H}{C})]}{1-0,04321(\frac{O}{C})}$ (21)
Syngas y gases de escape	$b_{sustancia}^{ch} = \sum_i x_i b_{i0}^{ch} + \bar{R}T_0 \sum_i x_i \ln(x_i)$ (22)

En las ecuaciones anteriores b_{i0}^{ch} representa la exergía química del componente i en el estado de referencia la cual se ilustra en la tabla 17 para cada componente. Se debe tener en cuenta que los componentes que se encuentran en el ambiente no poseen exergía química (Gómez, et al., 1990).

Tabla 17. Exergía química de los componentes en el estado de referencia.

Componente	$b_{i0}^{ch} [kJ/kmol]$
N_2	668
O_2	3970
$H_2O(g)$	9500
CO	275100
CO_2	19870
H_2	236100
CH_4	831650
C_2H_6	1504360

Tomada de: (Morris & Szargut, 1986).

2.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

2.4.1 Cálculo de los costos exergéticos

Con las exergías de cada línea de flujo se calculó el costo exergético unitario de cada una mediante la ecuación 4. Se debe tener en cuenta que para las líneas de entrada la teoría exergoeconómica indica que se le asigna un costo exergético unitario de uno y a los residuos del proceso se le asigna un costo exergético de cero (Torres & Valero, 2000).

2.4.2 Estimación del costo de los equipos

Los equipos básicos que hacen parte del sistema de integración energética son: La caldera, el gasificador, el intercambiador de calor para enfriar, el limpiador de syngas, el motor de combustión interna y los equipos de pretratamiento. El costo de cada equipo se estimó mediante la teoría económica de escala, que plantea que el costo de un equipo es proporcional a una potencia de su capacidad como plantea la ecuación 6. La selección de los costos de la planta de referencia y los factores de escala para los equipos de gasificación de biomasa se encuentran en un informe del año 2005 del instituto Austriaco IIASA (IIASA, 2005). Debido a la antigüedad del informe fue necesaria la actualización de los costos a valores actuales, teniendo en cuenta la variación del precio del Euro según la inflación de cada año.

2.4.3 Selección del lugar de ubicación de la planta y costos de transporte

Teniendo en cuenta los niveles de producción para los principales municipios productores y las coordenadas en el sistema universal transversal mercator (UTM) en la zona 18P para el departamento de Córdoba, se calculó con base en el modelo de analogía de centro de masa la ubicación recomendada para la planta. El modelo calcula un promedio en peso para casa

eje coordinado, determinándose una ubicación adecuada según la cantidad de biomasa que se generaba en cada municipio, que garantizara mayor cercanía hacia los municipios con mayor generación.

Con base a la ubicación de la planta y la distancia por carretera a los principales municipios productores se procedió a calcular los costos de transporte, utilizando el costo unitario por unidad de masa y por unidad de distancia a transportar de $556,78 \frac{COP}{Ton km}$, obtenido como resultado parcial del proyecto “DESARROLLO DE INTEGRACIÓN TECNOLÓGICA DE RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES EN SISTEMAS PRODUCTIVOS AGRÍCOLAS Y AGROINDUSTRIALES MONTERÍA, CÓRDOBA, CARIBE”, con código BPIN 2012000100026, del sistema general de regalías, que actualmente (noviembre del 2015) se ejecuta en la Universidad Pontificia Bolivariana, seccional Montería.

2.4.4 Determinación los costos de materia prima

Las materias necesarias en sistema de integración son agua y tusa de Maíz. El costo del agua se consideró equivalente al precio de comercialización de la empresa Proactiva para Montería (ver figura B1 en el anexo B) y el costo de biomasa se estableció por medio de referencias bibliográficas de investigaciones hechas en la región, según la investigación realizada por Cavadia, et al. (2015). El costo de la biomasa se actualizó a valores actuales en pesos colombianos usando como valor del dólar 3050 COP, consultado el día 23 de noviembre de 2015 en los indicadores económicos. En la tabla 18 se muestran los precios de la materia prima consumida en el sistema.

Tabla 18. Precio de las materias primas que consume el sistema.

Materia prima	Costo unitario	Unidades	Referencia
Tusa de Maíz	6100	COP/GJ	(Cavadia, et al., 2015)
Agua	1334	COP/m ³	(Proactiva, 2015)

2.4.5 Cálculo de los costos exergoeconómicos de cada línea de flujo

Realizando un balance de costo exergético en equipo se calculó el costo exergoeconómico de cada línea de flujo, teniendo en cuenta los costos de los equipos, los costos de operación y mantenimiento, los costos exergéticos de cada línea de flujo y los costos de materia prima. Los costos exergoeconómicos fueron calculados con la ecuación 5, con un factor de distribución temporal determinado con los datos que se muestran en la tabla 19.

Tabla 19. Parámetros involucrados en el cálculo de los costos exergoeconómicos.

Variable	Significado	Valor
γ	Factor de mantenimiento del equipo está entre el 2 % ($\gamma=1,02$) y el 6 % ($\gamma = 1,06$).	1,04
N	Número de horas de operación anuales.	7000 h
m	Años de construcción de la planta.	1 año
n	Años de operación de la planta.	20 años
i_c	Tasa de interés en la construcción de la planta	10 %
i_o	Tasa de interés en la operación de la planta	10 %

2.4.6 Evaluación económica del sistema con base a la tasa interna de retorno

Se determinó la TIR que generaba el sistema de integración energética para los 20 años de operación de la planta, teniendo en cuenta su inversión inicial y las ganancias anuales del sistema cuando la energía producida se comercializaba a 389,69 COP/kWh (Electricaribe S.A. E.S.P, 2015), que correspondía al precio de comercialización de la empresa que presta

el servicio eléctrico en la región. Como se muestra en la figura A2 del anexo A (Electricaribe S.A. E.S.P, 2015). Y para evaluar si el sistema tenía posibilidades de implementación se comparó la TIR generada con el valor máximo de depreciación para las energías renovables fijado por la ley No 1715 del 13 de mayo de 2014 (Gobierno Nacional, 2014).

2.5 OPTIMIZACIÓN EXERGOECONÓMICA DEL SISTEMA DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

La optimización exergoeconómica funcional parte de las funciones del costo exergoeconómico de los productos que dependen de las variables de entrada del sistema y se optimizó por medio del modelo de multiplicadores de LaGrange. En nuestro caso, el simulador utiliza para el modelamiento funciones matemáticas complejas y puede considerar un gran número de las variables de entrada para calcular las propiedades termodinámicas. Así se calculó una ecuación de regresión aproximada que dependa de las variables de entrada y sus combinaciones que tenían mayor significancia, que luego se optimizó haciendo uso del software Statgraphics.

2.5.1 Análisis de sensibilidad de las variables

El análisis de sensibilidad del sistema se realizó con el software Aspen HYSYS, estableciendo dos tipos de variables, las variables de entrada y las variables de salida. Esto se hizo con la finalidad de conocer el comportamiento de las variables de salida ante las variaciones inducidas a las variables de entrada del sistema, para identificar los rangos donde las variables de salida tomaron sus valores óptimos, según su objeto, como se describe en la tabla 20. Como variables de entrada se definió la temperatura y presión de gasificación, relación vapor-biomasa, relación de compresión, relación aire-syngas y temperatura de

enfriamiento del syngas, para las cuales se definió un rango de operación determinado según la revisión de la literatura, seleccionándose donde los valores de los estudios alcanzaban mejores resultados.

Tabla 20. Rango y paso de análisis de las variables de entrada y objetivo de las variables de salida.

Variables de entrada	Rango	Paso	Variables de salida	Objeto
Temperatura de gasificación (°C)	750 – 1150	5	Poder calorífico del gas	Max
Presión de gasificación (kPa)	100 – 2000	20	Potencia neta generada	Max
Relación vapor-biomasa	0 – 3	0,03	Eficiencias de gasificación	Max
Relación de compresión	10 – 21	0,2	Eficiencias del MCI	Max
Relación aire-syngas	10 – 20	0,1	Eficiencias del sistema	Max
Temperatura de enfriamiento (°C)	30 – 200	0,5	Costo exergoeconómico	Min

*Max: Maximizar * Min: Minimizar

2.5.2 Optimización a través de la superficie de respuesta

Una vez identificados intervalos de las variables de entrada donde el costo exergoeconómico y la eficiencia exergética del sistema se minimizaba y maximizaba respectivamente, se realizó un análisis de sensibilidad con nuevos rangos en el software aspen HYSYS. En la tabla 21 se muestran los nuevos rangos considerados y las variables consideradas en el análisis. La relación aire – syngas no se tomó en cuenta en el análisis porque se identificó que a medida cuando era mayor a 7 no se presentaban gases inquemados en los gases de postcombustión.

Tabla 21. Rangos de variación para el análisis de sensibilidad del costo exergoeconómico y la eficiencia exergética del sistema.

Variables de entrada	Mínimo	Máximo	Unidades
Temperatura de gasificación	1000,0	1150,0	° C
Presión de gasificación	100,0	700,0	kPa
Relación vapor-biomasa	0,03	0,1	-
Relación de compresión	15,0	21,0	-
Temperatura de enfriamiento	60,0	100,0	° C

Los datos generados por el análisis de sensibilidad se exportaron a Statgraphics XVI, donde se modelaron como un diseño experimental de cinco factores para las dos variables de respuesta, definiendo que se deseaba minimizar el costo y maximizar la eficiencia. La nube de datos formada por el costo y la eficiencia, con las dependencias de las variables de la tabla 21, se aproximó a través de una regresión cubica, desarrollando una correlación entre respuestas y factores con sus combinaciones de mayor influencia, para las dos variables. Posteriormente se realizó la optimización multirespuesta a través del método de función de deseabilidad, estableciendo una dependencia lineal entre el costo exergoeconómico y la eficiencia exergética del sistema, con igual importancia de las variables que las afectan. La relación lineal entre el costo y la eficiencia se puede deducir claramente al analizar la ecuación 5, donde el costo exergoeconómico es linealmente dependiente al costo exergético, que a su vez es inverso a la eficiencia exergética, lo que respaldó las definiciones de la optimización (Torres & Valero, 2000; Gutiérrez & de la Vara, 2008; StatPoint Technologies, Inc., 2010).

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 PRODUCCIÓN DE TUSA DE MAÍZ EN CÓRDOBA

Actualmente de cultivo de Maíz en el departamento se realiza de manera tecnificada y tradicional, estas prácticas se diferencian en el grado de tecnologización con que se realizan las actividades de siembra, riego y cosecha. Aunque los rendimientos de producción por hectáreas son diferentes para las distintas prácticas, la generación de tusa en general equivale al 20 % de cantidad en masa de grano producido (Mesa & Romero, 2009).

3.1.1 Pronostico de generación de tusa de maíz en córdoba

En los últimos años, entre 2003 y 2013, la producción de Maíz en el departamento de Córdoba se mantenido en un rango de valores fijos, alrededor de 200000 ton, con picos notables de producción en los años 2004 y 2013. A continuación, la tabla 22 muestra los datos obtenidos de Fenalce sobre la producción de Maíz en el departamento de Córdoba para los años entre 2003 y 2013.

Tabla 22. Producción de maíz en el departamento de Córdoba entre los años 2003 y 2013.

Año	dT (ton)
2003	212987
2004	264687
2005	235082
2006	221354
2007	199821
2008	204005
2009	219657
2010	200342
2011	193769
2012	217536
2013	252504

Tomado de: (Fenalce, 2015)

Con los datos de la tabla anterior se analizó la línea de tendencia promedio, donde se observó que la misma presentaba una pendiente de 1249 ton/año. Esta pendiente es muy pequeña comparada con los datos de producción, los cuales muestran algunas fluctuaciones pronunciadas alrededor de la línea. El gráfico 1 muestra las variaciones de la producción de Maíz en el departamento alrededor de la línea de tendencia.

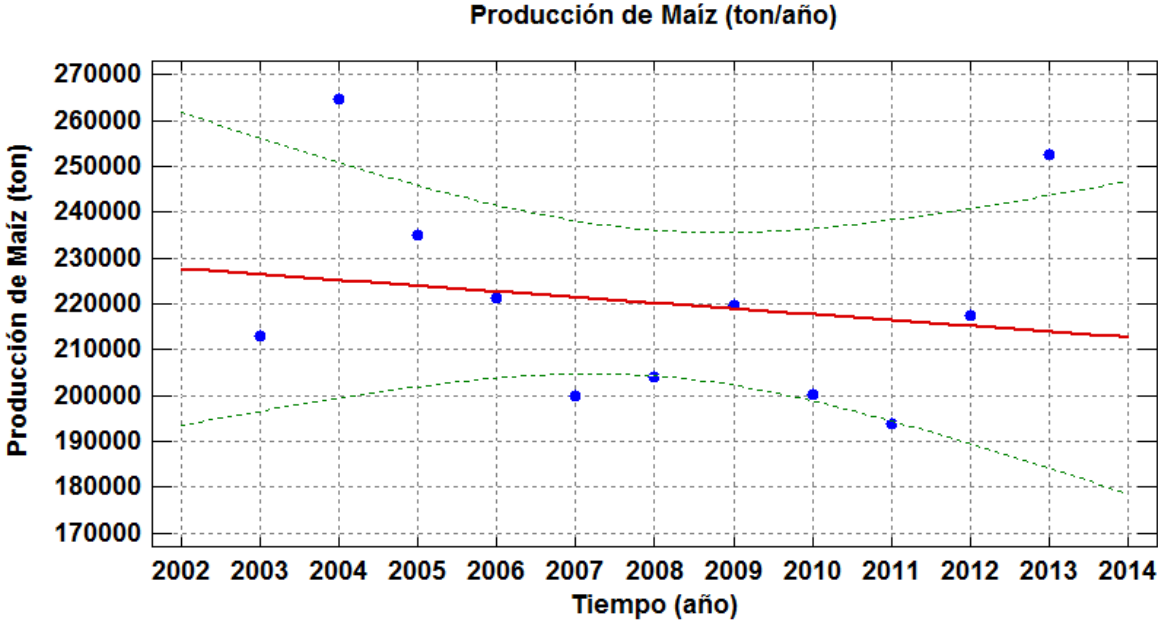


Gráfico 1 Línea de tendencia de la producción de Maíz por años.

Tomada de: elaboración propia, 2015

El gráfico anterior muestra que la producción de Maíz en el departamento de Córdoba presentó fluctuaciones en periodo de tiempo, pero estas se dieron alrededor de una línea de tendencia casi constante, y esto hace que el modelo de suavizamiento exponencial simple fuera aplicable, donde se pretende minimizar el impacto de los elementos irregulares históricos, como los datos de 2004 y 2013. La implementación de este método fue favorecedor, debido a que se consideró intrínsecamente el impacto de los cambios

ambientales de los últimos años, los cuales tienen influencia en las cosechas en la actualidad (Cavadía, et al., 2013), por lo tanto los datos más recientes presentan mayor importancia.

El método de estimación de la producción de Maíz se realizó para los datos de la tabla 22, y definiendo la minimización del error cuadrático medio de los datos como criterio de optimización, arrojó un valor de α de 0,1516. El gráfico 2 muestra el pronóstico de la producción de arroz en el departamento por medio del método descrito anteriormente.

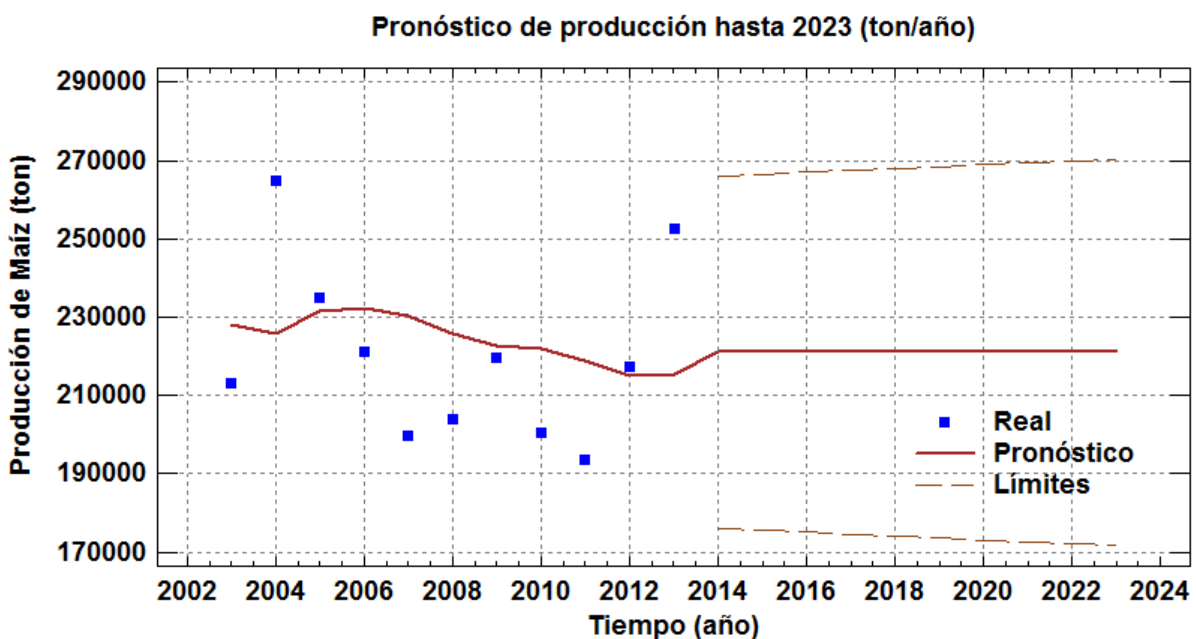


Gráfico 2 Pronóstico de la producción de Maíz en el departamento de Córdoba.

Tomada de: elaboración propia, 2015

Al aplicar el modelo de suavizamiento exponencial simple se estimó que el valor pronosticado para la producción de Maíz a granel en el departamento de Córdoba para el periodo 2013 – 2023 será aproximadamente de 221017 ton/año. Sabiendo que esto produce un 20 % de su masa en tusa, esta producción ocasionaría una generación de 44203400 kg por año del residuo. Así al considerar el número de horas del año se determinó que el flujo másico de biomasa que entraría al sistema equivaldría a 4867,89 kg/h.

El pronóstico de la disponibilidad de tusa de Maíz en el departamento para el periodo de 10 años, sirvió como base para determinar el posible potencial de generación y el flujo máximo de biomasa que podría entrar al sistema de integración energética.

3.1.2 Municipios productores maíz en córdoba

Con la información censada de la producción del cultivo en las evaluaciones agropecuarias para el año 2013 se construyó la tabla 23, que muestra la producción de maíz por municipio, organizados de mayor a menor (Secretaría de Desarrollo Económico, 2013).

Tabla 23. Producción municipal de Maíz en Córdoba para el año 2013.

Municipio	Producción anual [ton]	Municipio	Producción anual [ton]
Ciénaga De Oro	36526	Los Córdoba	2760,5
Montería	36060	Planeta Rica	2226,6
Chinú	35500	Puerto Libertador	2200
Cereté	33260	Pueblo Nuevo	2044
Valencia	28293	San Antero	1426
Montelíbano	18290	Moñitos	1270,8
San Pelayo	17775	Tuchín	1243,4
Cotorra	16940	Buenavista	1050
Lorica	12230	Purísima	940
Chimá	11559,5	Momil	761
San Carlos	10038	San Bernardo Del Viento	644
Tierra Alta	8150	Puerto Escondido	500
Canalete	5096,9	La Apartada	342,9
Sahagún	4480	Ayapel	300
San Andrés De Sotavento	3424	San José De Uré	253

Tomada de: (Secretaría de Desarrollo Económico, 2013)

Esta información muestra que Ciénaga de Oro fue el municipio de mayor producción de maíz para el año 2013, superando las 36000 toneladas de grano cosechado. Además se aprecia que no hay una distribución uniforme de la producción de maíz en todo el territorio, demostrable en más del 83 % de la producción se concentra en 10 municipios y en los 20 restantes solamente se produce cerca de 16 % del total cosechado para este periodo de tiempo.

En el gráfico 3 se muestra la relación de las masas de producción entre los municipios, brindando la capacidad de identificar cuáles son las más importantes cadenas de suministro. Así se determinó que los principales municipios productores de tusa son Ciénaga de Oro, Montería, Chinú, Cereté, Valencia, Montelíbano, San Pelayo, Cotorra, Lorica, Chimá y San Carlos, cuya producción anual de grano de Maíz supera el promedio aritmético de la producción general en el departamento, que está alrededor de las 9852 toneladas. Por lo tanto en estos municipios se concentra más del 83 % del residuo total.

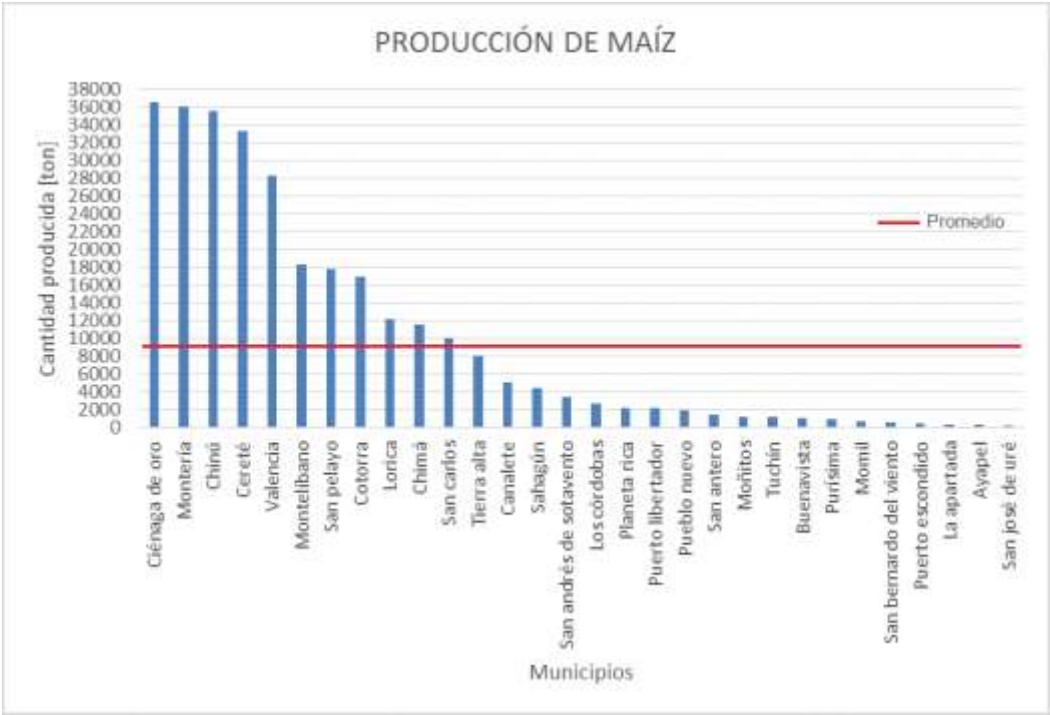


Gráfico 3 Comparación de la producción municipal de maíz en Córdoba para el año 2013.

Tomada de: elaboración propia, 2015

3.2 VALORACIÓN QUÍMICA Y TERMOQUÍMICA DE LA TUSA DE MAÍZ

3.2.1 Análisis próximo

Los resultados del análisis se muestran organizados en la tabla 24. En ella se muestran los componentes generales de la biomasa expresados en porcentaje de peso, acompañados por la metodología estándar que emplea la norma ASTM D7582-12 para determinarlo.

Tabla 24. Resultados de análisis próximo de la biomasa.

Constitución	Estándar	% p/p
Humedad relativa	ASTM D3173	10,52
Carbono fijo	ASTM D3172	16,54
Material volátil	ISO 562	65,23
Cenizas	ASTM D3174	7,71

Al analizar los resultados presentados en la tabla 22, calculados en base de aire seca, se pudo apreciar que la biomasa tiene buenas propiedades para ser aprovechada energéticamente, debido a que más del 80 % de su composición porcentual está constituida por materiales volátiles y carbono fijo, indispensables en el proceso de gasificación. Además, se apreció la conveniencia que presenta la tusa para gasificar debido al bajo contenido de humedad interna del 10,52 %, cercano al porcentaje referente para algunos combustibles sólidos. En el caso de las cenizas se observó un porcentaje relativamente alto, cerca del 7,7 %, indicando cierta desfavorabilidad de la tusa para ser sometida a gasificación, debido a la posibilidad de producir problemas de corrosión en la infraestructura de conversión por la acción de algunos óxidos generados (Mesa & Romero, 2009). Sin embargo, este porcentaje puede ser disminuido considerablemente si a la biomasa se le aplica un baño de desmineralización, ya

sea en ácido clorhídrico o hidróxido de sodio, secándola posteriormente para retirar la humedad adquirida (Raveendran, et al., 1995).

3.2.2 Análisis elemental

La tusa, por ser materia orgánica residual de los desechos agrícolas es de estructura vegetal, por lo tanto, muestra una formación básica exenta de azufre, lo cual es característica a favorable debido a la certeza de que no se emitirán gases contaminantes SO_x durante el proceso de conversión, contribuyendo a la generación de energía con menos efectos negativos en comparación con otras tecnologías convencionales. Los resultados completos del análisis se presentan organizados en la tabla 25.

Tabla 25. Composición elemental de la tusa de maíz en base seca, de acuerdo al análisis elemental.

Composición [% p/p]					% HR
C	H	N	O	A	
39,3	4,97	0,6	47,42	7,71	10,52

Al analizar los porcentajes de los elementos que constituyen la tusa de maíz en base de análisis seca, se pudo destacar la presencia de bajas proporciones de nitrógeno, un elemento indeseable por su efecto contaminante. También se evidencia la presencia de una mayor cantidad porcentual de oxígeno respecto a los demás elementos, seguido por el carbono y el hidrógeno.

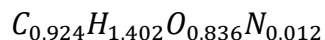
Al realizar el análisis del porcentaje de los elementos respecto al peso molecular de la biomasa aportado por este ensayo, los pesos moleculares de los elementos que la forman y sus fracciones porcentuales, se pudo calcular la fórmula molecular de la biomasa, teniendo

en cuenta que $M_{biomasa} = 28,2053 \text{ kg/kmol}$. Esto se hizo de la forma descrita en la tabla 26.

Tabla 26. Cálculo de la fórmula molecular de la biomasa $C_xH_yO_zN_n$.

Elemento	Artificio			Fracción	
	$(1/M_E) \times (\% p/p) \times M_{bio}$				
	M_E [g/mol]	% p/p	M_{bio} [g/mol]		
C	12	0,393	28,2053	X	0,924
H	1	0,0497		Y	1,1402
O	16	0,4742		Z	0,836
N	14	0,006		N	0,012

Así tenemos que la fórmula molecular resultante de la biomasa de tusa de maíz determinada por el anterior procedimiento es:



3.2.3 Ensayo de poder calorífico

En la tabla 27 se presentan los poderes caloríficos superior e inferior de la tusa de maíz, determinados experimental y teóricamente.

Tabla 27. Poder calorífico superior de la tusa de maíz.

Poder calorífico		
Superior (HHV)	14368,993	[kJ/kg]
Inferior (LHV)	13534,269	[kJ/kg]

En relación al poder calorífico de la biomasa residual de tusa de Maíz, vemos que esta contiene aproximadamente el 53,2 % de la energía que contiene el carbón mineral extraído

en la costa atlántica de Colombia, cuyo poder calorífico está en el orden de 27,02 MJ/kg. Sin embargo la biomasa de tusa presenta la ventaja respecto al carbón que no produce SO_x y se produce en abundancia como residuo no aprovechado eficientemente, en contraste la explotación minera y energética del carbón presenta un costo ambiental catastrófico, debido a la modificación inexorable del entorno donde se da su explotación, además de esto también presenta costos de explotación elevados, si se incluye la problemática que ocasiona (UPME, 2012; UPME, 2015).

Así vemos que la tusa presenta buenas características termoquímicas en general que la hace competitiva ante otras biomasa para implementarse en los procesos productivos como recurso energético y ante el carbón presenta la ventaja de propiciar menos efectos negativos contaminantes durante los procesos pre y postcombustión. En la tabla 28 se muestra una comparación entre las características termoquímicas de la tusa con otras biomazas de la región y con los diferentes tipos de carbón. De esta información se destacó que el poder calorífico de la tusa equivale al 77 % del HHV de la turba e incluso otras biomazas, como el cuesco de palma, tienen uno mayor. Esto demostró como las biomazas residuales se manifiestan como una alternativa real y eficiente de generación de energía, viable desde el punto de vista técnico.

Tabla 28. Comparación de termoquímica de la tusa con otros combustibles sólidos.

Sustancia	Composición (%p/p)				HHV (kJ/kg)	Referencia
	C	H	N	O		
Tusa	39,30	4,97	0,60	47,42	14368	-
Antracita	93,50	2,81	0,97	2,72	32560	1
Concha de coco	39,95	4,27	0,70	50,53	14762	3
Hulla	84,20	6,56	1,52	8,69	32100	1
Cascarilla de arroz	39,85	6,09	0,47	33,35	15275	2

Sustancia	Composición (%p/p)				HHV (kJ/kg)	Referencia
	C	H	N	O		
Lignito	72,90	5,24	1,31	20,50	27200	1
Bagazo de algodón	39,30	4,70	1,21	49,35	16167	3
Turba	45,44	6,28	1,72	36,56	18663	1
Cuesco de palma	50,70	6,30	0,70	37,60	21149	4

(Carta, et al., 2009)¹, (Verdeza, 2013)⁴, (Arango, et al., 2015)³, (Durango, 2015)²

Ahora, ya con los resultados de la caracterización química y termoquímica de la tusa organizados, se seleccionó la información requerida para modelar el proceso de gasificación, de manera que la simulación del sistema sea lo más similar a las condiciones reales. En la tabla 29 se resumen las propiedades de la biomasa que influyen directamente en los resultados de la simulación del proceso de conversión.

Tabla 29. Propiedades de la biomasa que intervienen en el proceso de gasificación.

Componentes [% p/p]				% HR	HHV (kJ/kg)
C	H	O	N		
39,3	4,97	47,42	0,6	10,52	14368,993

De esto se resalta positivamente la cantidad moderada de carbono elemental contenida, así como el bajo porcentaje de humedad y más bajo aún de nitrógeno. Por otra parte, el alto contenido de oxígeno, mayor al porcentaje de carbono, no es beneficioso en la reacción rédox dada la posibilidad de darse una combustión completa. Sin embargo, en general se considera que la tusa de maíz es una biomasa de buenas propiedades energéticas aprovechables para gasificar.

3.3 SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

El modelo completo del sistema de integración energética se muestra en la figura 22, donde se detallan los subsistemas en que fue dividido para realizar los análisis. En el modelo las líneas de color azul representan los flujos de materia, las de color marrón los flujos de energía y las de color verde representan la relación entre dos flujos de materia. En la tabla 30 que se muestran los subsistemas que conforman el sistema de integración energética, así como los elementos u operaciones que los integran.

Tabla 30. Subsistemas simulados en el sistema de integración energética.

N°	Subsistema	Elementos
1	Caldera para producción de vapor	Calentador
2	Gasificador	Reactor de Gibbs y reactor de equilibrio
3	Enfriador de syngas	Enfriador
4	Limpiador de gases	Separador de fases
5	Motor de combustión interna	Válvula de expansión, compresor, mezclador, reactor de Gibbs y turbina

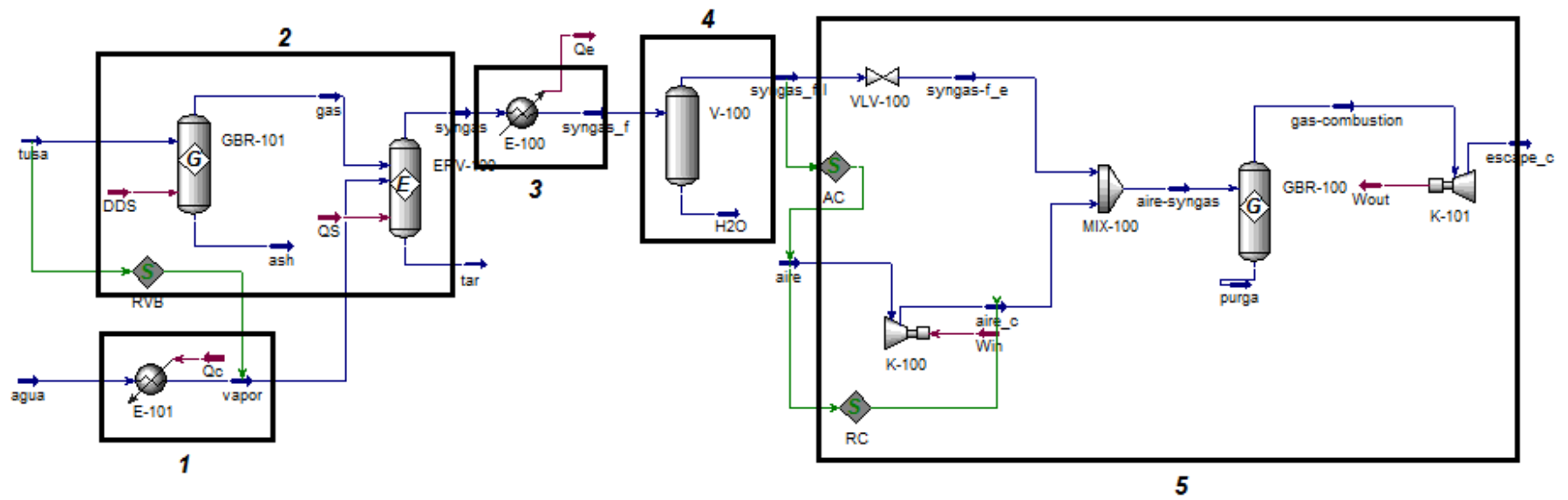


Figura 22 Modelo completo de planta de gasificación integrada a MCI en HYSYS.

3.3.1 Simulación del subsistema de gasificación

La figura 23 ilustra el modelo del subsistema de gasificación que se obtuvo. Este se construyó con un reactor GBR-101 donde entra la biomasa para ser degradada térmicamente en ausencia de oxígeno, luego los productos entran al reactor ERV-100 donde ocurre el reformado con vapor y las reacciones de gasificación, saliendo el syngas. Para controlar la relación entre el flujo de vapor y biomasa se usó el operador set RVB.

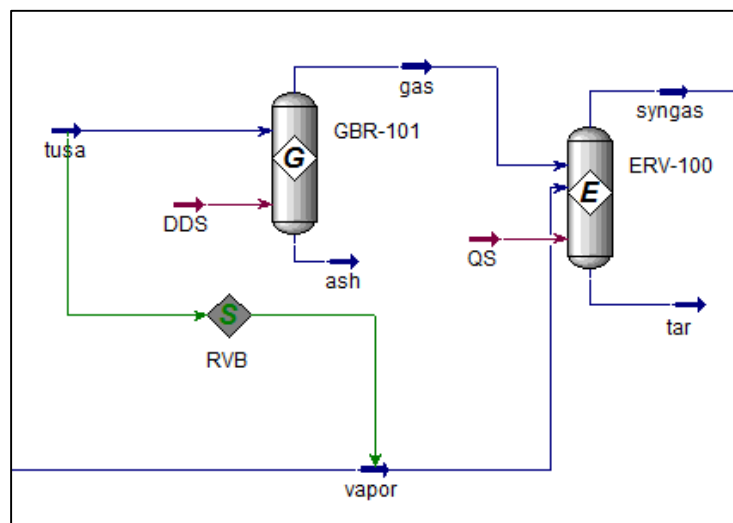


Figura 23 Descripción de los elementos usados en la simulación del subsistema de gasificación.

Tomado de: Elaboración propia, 2015.

El syngas producido está formado mayormente por monóxido de carbono y una pequeña fracción de hidrógeno, que son los gases deseables. Sin embargo, también contiene otros compuestos cuya presencia no es apetecida. En la tabla 31 se presentan las fracciones de los gases que componen el syngas.

Tabla 31. Composición del syngas producido.

Componente	Fracción másica x
<i>CO</i>	0,6064
<i>H₂O</i>	0,1546
<i>CO₂</i>	0,1818
<i>N₂</i>	0,0047
<i>H₂</i>	0,0524

Con la composición del gas mostrada anteriormente se calculó el poder calorífico del gas y las eficiencias de primera y segunda ley del proceso. Se destaca que el valor del poder calorífico se encuentra en el rango equivalente cuando el proceso usa vapor como agente gasificante, respaldando los resultados del proceso. En la tabla 32 se presentan los resultados de las variables de salida determinadas con el software según las propiedades de los flujos.

Tabla 32. Variables de salida del proceso de gasificación.

Variable de salida
$LHV_{syngas} = 12,41 \text{ MJ/kg}$
$\eta_1 = 77,15 \%$
$\eta_2 = 81,2 \%$

3.3.2 Simulación del subsistema de generación de potencia (MCI)

El modelo simulado del MCI Jenbacher tipo 4 se muestra en la figura 24. Este se construyó con el operado K-100 donde entra el aire y se comprime según la relación del set RC, luego el aire se mezcla con el operador MIX-100 en la relación del set AC. Esta mezcla

entra al reactor GBR-100, de donde salen los gases de combustión que circulan por el operador K-101 donde se da la extracción del trabajo.

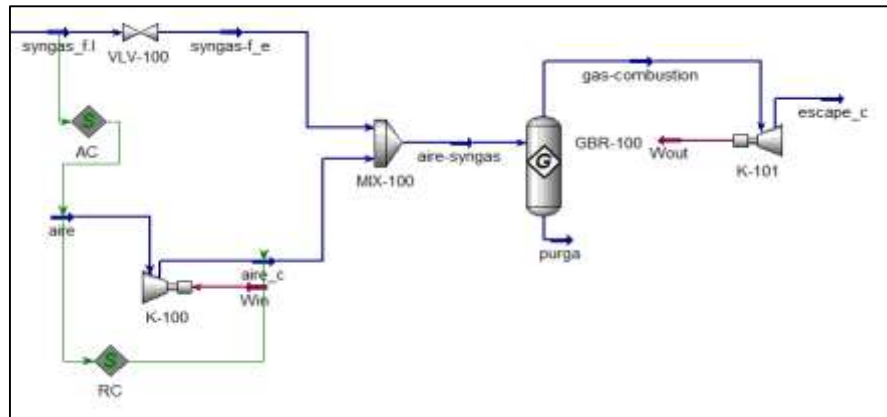


Figura 24 Simulación del motor de combustión interna.

Tomado de: Elaboración propia, 2015.

En la simulación del motor se calculó la potencia producida y la eficiencia de primera y segunda ley mediante las ecuaciones de la tabla 14. La potencia generada por el MCI es un valor muy importante, debido a que representa el potencial energético de la biomasa como energía útil luego de sufrir los procesos de transformación y la capacidad de generación de la planta. En la tabla 33 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 33. Resultados obtenidos en el sistema de generación de potencia.

Variable	Resultado
Potencia neta generada	10,1 MW
Eficiencia de primera ley	47,19 %
Eficiencia de segunda ley	48,7 %

Ahora teniendo en cuenta todo el sistema, planteado en la figura 22, con las condiciones iniciales de simulación y el flujo de materia, se determinó que el sistema de integración

energética tiene una capacidad calculada de generación de 10,1 MW, funcionando con una eficiencia exergética del 44,2 %.

3.3.3 Validación del modelo de gasificación

La validación realizada mediante simulación del proceso de gasificación de otras biomásas bajo las condiciones de los estudios se muestra en la tabla 34, donde se comparó el poder calorífico del gas obtenido en la simulación con el obtenido experimentalmente.

Tabla 34. Comparación entre el poder calorífico del proceso simulado y experimental.

Biomasa	HHV Simulado (MJ/kg)	HHV Experimental (MJ/kg)	Error	Estudio referente
Pellet de madera	18,45	18,30	0,82 %	(Sattara, et al., 2014)
Cardo	17,50	16,50	6,06 %	(Encinar, et al., 2002)
Legumbres	17,98	16,82	6,90 %	(Muñoz & Posada, 2010)
Pino	17,43	16,13	8,06 %	(Muñoz & Posada, 2010)
Cascarilla de café	13,14	12,11	8,51 %	(Klose, et al., 2011)
Lodos residuales	8,30	9,10	8,79 %	(Sattara, et al., 2014)
Miscanthus	21,67	24,024	9,80 %	(Sattara, et al., 2014)
Cascarilla de Arroz	15,26	17,27	11,64 %	(Muñoz & Posada, 2010)
Cascara de almendra	16,61	18,86	11,93 %	(Muñoz & Posada, 2010)
Colza	16,20	18,81	13,88 %	(Sattara, et al., 2014)
Error promedio			8,64 %	
Desviación estándar del error			3,65 %	

A continuación, el gráfico 4 ilustra la comparación entre los valores experimentales y los obtenidos mediante la simulación. De este se identificó un comportamiento inesgado al hacer la comparación de los resultados, dado que no todos los valores de la simulación superaban el valor experimental de referencia y no todos estaban por debajo del mismo,

presentando cierta tendencia de aleatoriedad en la alternación de los resultados. Por lo tanto el método que se implementó para la validación tiene soporte estadístico.

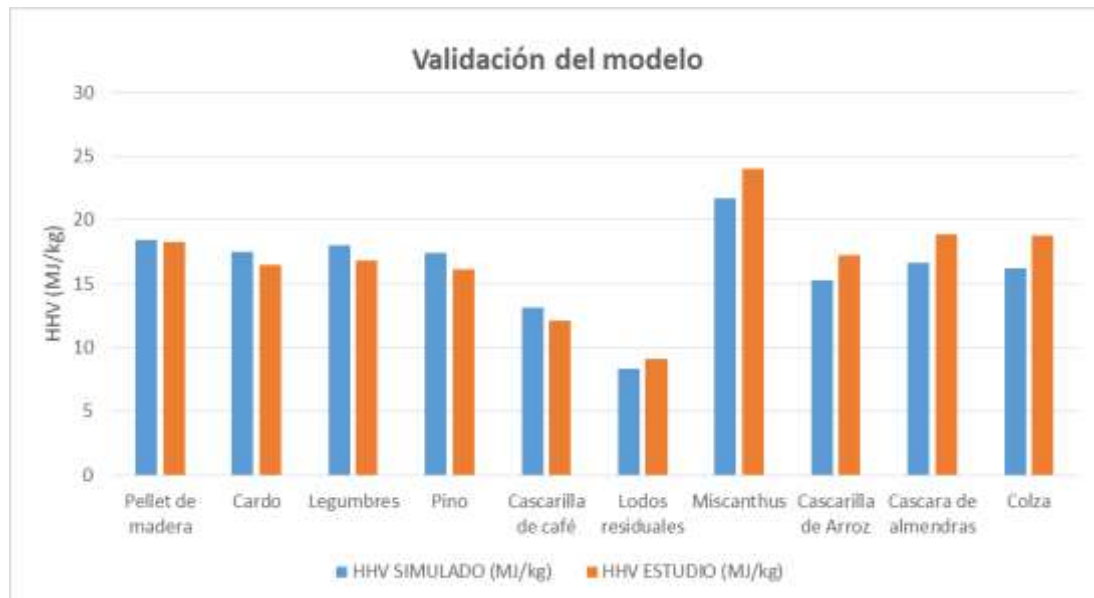


Gráfico 4 Comparación de los poderes caloríficos del syngas.

Tomado de: Elaboración propia, 2015.

Analizar los resultados anteriores se encontró un error máximo del 13,88 % obtenido con la Colza y un error mínimo de 0,82 % obtenido con pellets de madera. Sin embargo, en términos generales se determinó que el modelo presenta un error promedio de 8,64 %, el cual es un valor admisible del error en un modelo teniendo en cuenta que en la mayoría de mediciones experimentales se induce un error de mayor grado que este. Además, la desviación estándar del error fue de 3,65 %, lo que indica que los diferentes errores calculados no se encuentran tan alejados del promedio calculado. Así se puede concluir que el modelo utilizado para simular el proceso de gasificación arroja resultados cercanos a los valores reales para cualquier biomasa, por tanto se espera que los resultados obtenidos para la tusa de Maíz estén próximos a los valores que podrían obtenerse experimentalmente.

3.3.4 Validación del subsistema de generación de potencia MCI

Con el valor de la eficiencia térmica del motor de 47,1 % definido de la figura 21, se determinó iterativamente el valor de la eficiencia isentrópica acorde a este valor. En la tabla 35 se muestran los resultados del proceso iterativo.

Tabla 35. Cálculo de la eficiencia isentrópica del proceso de expansión y compresión del motor.

Eficiencia isentrópica	Eficiencia del modelo
70,0 %	16,1 %
75,0 %	22,4 %
80,0 %	28,4 %
85,0 %	34,1 %
90,0 %	39,5 %
95,0 %	44,7 %
97,4 %	47,1 %
99,0 %	48,7 %

A partir la tabla 35 se construyó el gráfico 5, donde se ilustra el comportamiento de la eficiencia térmica del motor Jenbacher tipo 4 respecto a la eficiencia isentrópica de la turbina y el compresor. Así se encontró que el valor adecuado para la eficiencia isentrópica de la turbina y el compresor que hacía que el modelo de simulación del motor coincidiera con la realidad era de 97,4 %.

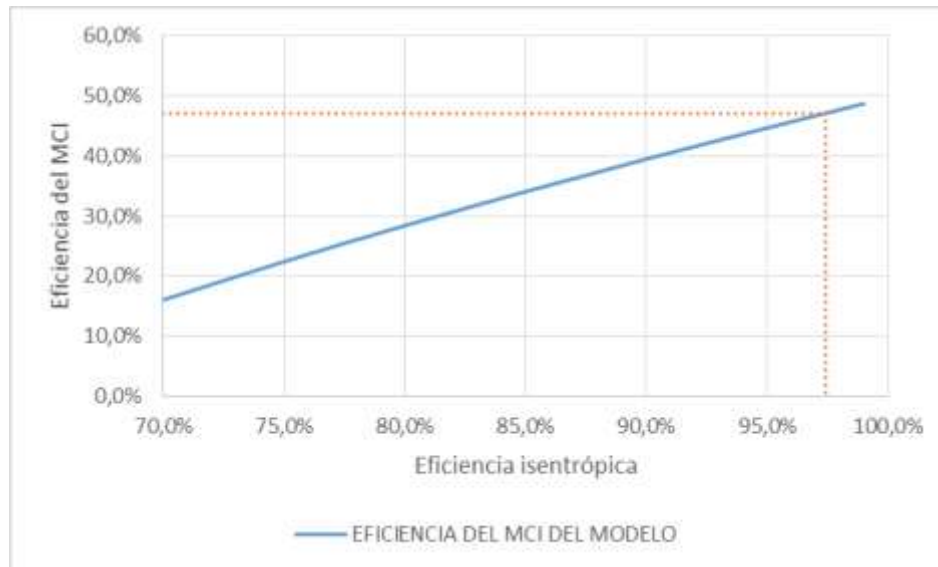


Gráfico 5 Comportamiento de la eficiencia isentrópica respecto a la eficiencia térmica del motor.

Tomado de: Elaboración propia, 2015.

Una vez determinado el valor de la eficiencia isentrópica y ajustada al modelo se encontró que la eficiencia del motor simulado se desviaba del valor consignado en el catálogo, obteniéndose un error respecto a este de aproximadamente el 2 %. Sin embargo este error puede ser admisible en este caso, dado que es un error muy pequeño que presenta poca influencia en los resultados.

3.3.5 Cálculo de las exergías

Las exergías totales de cada una de las líneas de flujo de materia que hacen parte del sistema se presentan en la tabla 36. De esta se resalta como se transformó la energía útil de la tusa de maíz a medida que sufría los procesos que cambiaban su estado, con la tendencia a disminuir su calidad a medida que más procesos padecía, hasta el punto que la exergía del syngas fue un 22,54 % menor que la de la tusa. Así se demostró que entre más procesos sufre un flujo, la irreversibilidad del macroproceso tiende a ser mayor.

También se observó que los gases de escape tenían una cantidad considerable de exergía debido a la alta temperatura y dado que los principales residuos de combustión son vapor de agua y dióxido de carbono, se consideran atractivos para integrar a un proceso de cogeneración donde se aprovechen para aumentar la eficiencia del sistema.

Tabla 36. Exergía de cada línea de flujo.

Línea de flujo	Exergía total B [kW]
Tusa de Maíz	22446,38
Vapor de agua	531,22
Syngas	17435,88
Syngas frio	17405,44
Syngas limpio	17386,14
Gases de escape	4491,21

3.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

3.4.1 Cálculo de los costos exergéticos

En la tabla 37 se muestran los costos exergéticos de cada una de las línea de flujo y energía provenientes de los equipos. Se destaca que el costo exergético de la energía que se produjo fue 7 veces mayor que el de los recursos que entraban al sistema. También se apreció que los mayores cambios del costo exergético se dieron en el subsistema de generación de potencia y en el de gasificación, por lo tanto puede decirse que son los equipos críticos del subsistema.

Tabla 37. Costos exergéticos del sistema.

Línea de flujo o energía	Costo exergético [kW/kW]
Agua	1
Tusa de maíz	1
Vapor	1,982
Syngas	3,143
Syngas frío	3,445
Syngas limpio	3,445
Potencia neta	7,007

Además de la tabla 37 se dedujo que en el equipo de limpieza de syngas no se repercutía significativamente desde el punto de vista termodinámico en el proceso, ya que su costo exergético fue el mismo que el del syngas frío.

3.4.2 Costo de los equipos del sistema de integración energética

La teoría económica de escala permitió calcular los costos de cada uno de los equipos del sistema de integración energética. A continuación, en la tabla 38 se indican los costos de estos equipos y los factores de escala seleccionados.

Tabla 38. Costo de los equipos del sistema de integración energética.

Equipo	Factor de escala	Costo equipo (MCOP)
Caldera	0,65	8241,420
Gasificador	0,7	2078,028
Intercambiador	0,6	3656,573
Limpiador de syngas	0,688	4181,063
Motor de combustión	0,7	3120,335
Equipos de pretratamiento	0,79	5747,858
Costo de inversión incluyendo O&M (MCOP)		27025,277
Costo total de inversión (MCOP)		25985,843

Teniendo en cuenta el costo de todos los equipos se determinó que el costo inicial de inversión del sistema era de 25985,843 MCOP con un factor de operación y mantenimiento de 1,04. Este costo representa el gasto económico inicial para formar la cadena productiva de la planta.

3.4.3 Ubicación de la planta y costos de transporte

Con la analogía de centro de masa, teniendo en cuenta la producción y las coordenadas UTM de los municipios presentados en la tabla 39, se calculó una ubicación recomendada que garantizó mayor cercanía de la instalación a las zonas de mayor producción de residuo.

Tabla 39. Producción y coordenadas de los principales municipios productores de Maíz.

Municipio	Producción (ton)	Latitud (x)	Longitud (y)
Ciénaga de Oro	36526	431683,136171088	981555,745181380
Montería	36060	403367,971682385	967434,454911060
Chinú	35500	455460,281078196	1007663,835133380
Cereté	33260	413179,307764683	982649,040749394
Valencia	28293	373570,640353906	912868,121674714
Montelíbano	18290	454020,918800939	881756,619472477
San Pelayo	17775	412328,681425794	981174,146590604
Cotorra	16940	413118,535221470	999287,159275686
Lorica	12230	410627,546755238	1021227,013114260
Chimá	11559,5	430997,729608857	1011427,305326190
San Carlos	10038	423173,152541254	972496,846794722

Así, con los datos de la tabla 39 se calculó las coordenadas recomendadas de la planta que se muestran en la tabla 40. Esta ubicación está exenta de otros factores que podrían influir en la decisión, como costo de terreno, redes de distribución, estado de vías, decisiones

políticas o que solamente se quiera aprovechar el residuo de una zona específica, solo se consideró en términos generales la cantidad hipotética que se podría trasladar.

Tabla 40. Ubicación recomendada para la planta de generación.

Coordenadas UTM		Municipio
Latitud	Longitud	San Carlos
419840,1902	972659,6903	

La figura 25 muestra el posible lugar de ubicación geográfica en el departamento que se calculó para la planta, donde se destacó la cercanía a municipios como Montería y Cereté, que son los principales asentamiento humanos del departamento.

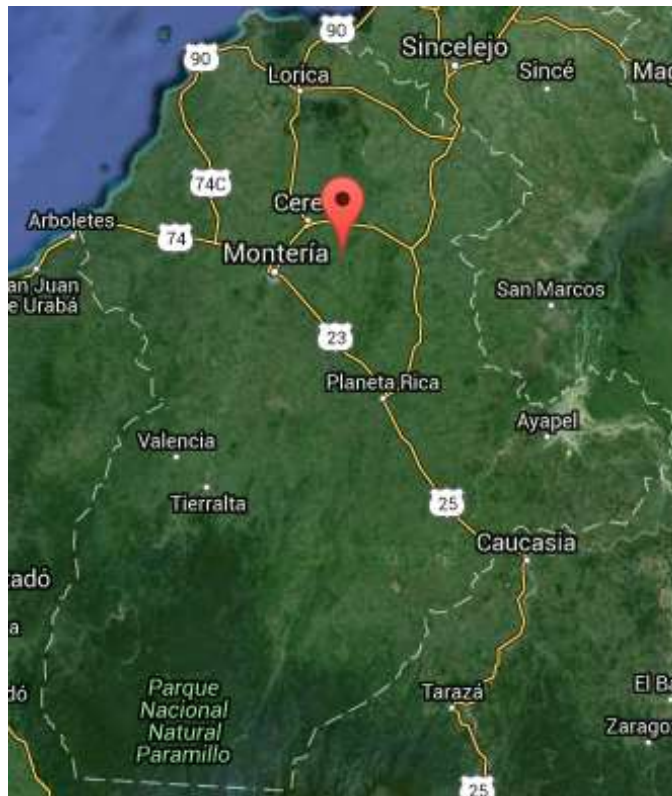


Figura 25 Lugar de ubicación recomendado para la planta.

Tomado de: Google Maps, 2015.

Una vez se determinó el lugar propenso de ubicación de la planta y definido los principales municipios productores, se calcularon los costos de transporte totales teniendo en cuenta que la tonelada transportada por kilómetro recorrido tenía un precio de 556,78 COP. En la tabla 41 se presenta la distancia por carretera del municipio a la instalación, las cantidades normalizadas con base al pronóstico de residuo transportar y el costo correspondiente.

Tabla 41. Costo de transporte de tusa de Maíz.

Municipio	Producción normalizada [ton/año]	Distancia a la planta [km]	Costo de transporte [MCOP/año]
Ciénaga de Oro	6073,060	29,9	101,1026181
Montería	5995,580	36,1	120,509705
Chinú	5902,471	83,5	274,4125235
Cereté	5530,033	17,5	53,883
Valencia	4704,186	124,0	324,780
Montelíbano	3041,019	149,0	252,284
San Pelayo	2955,392	28,5	46,897
Cotorra	2816,559	42,0	65,865
Lorica	2033,443	60,6	68,610
Chimá	1921,961	63,2	67,631
San Carlos	1668,986	0,0	0
Costo total de transporte			1375,974

De esta información se identificó que los mayores costos de transporte se tenían para los municipios de Valencia, Chinú y Montelíbano, debido a que eran los municipios más lejanos de la instalación, así que si se desean minimizar los costos de transporte podría considerarse en excluir estas fuentes. Las distancias que se determinaron correspondían principalmente a vías primarias, así que en términos generales están en buen estado. En la

figura 26 se muestra las rutas consideradas desde los municipios tenidos en cuenta hasta el posible lugar de ubicación de la planta.



Figura 26 Rutas para el transporte de biomasa.

Tomado de: Elaboración propia, 2015.

3.4.4 Costos de materia prima, de operación y mantenimiento

Los costos de las materias primas en el sistema de integración energética se muestran en la tabla 42, estos se determinaron para el tiempo de operación del sistema.

Tabla 42. Costo anual de la materia prima consumida por el sistema.

Materia prima	Costo (MCOP)
Tusa de Maíz	2986,72
Agua	10

Se calculó que el costo de operación y mantenimientos para el sistema fue de 1039,434 MCOP, que correspondiente al 4 % de la inversión inicial. Este valor, al igual que el costo de transporte y el costo de materia prima constituyeron los costos anuales en los que incurría el sistema.

3.4.5 Cálculo de los costos exergoeconómicos

Al realizar el balance de costos se calculó el costo exergoeconómico de cada una de los flujos de materia y energía que interactúan en cada uno de los subsistemas, estos se presentan en la tabla 43.

Tabla 43. Costos exergoeconómicos de los flujos del sistema.

Línea de flujo o energía	Costo exergoeconómico	Unidades
Agua	0,39684121	COP/s
Vapor	6,96E-02	COP/kJ
Tusa	9,91E-03	COP/kJ
Syngas	1,22E-02	COP/kJ
Syngas frio	1,40E-02	COP/kJ
Syngas limpio	1,50E-02	COP/kJ
Qe	0	COP/kJ
Qc	0	COP/kJ
Wn	3,20E-02	COP/kJ

En la tabla anterior se notó que el costo de generación sería de 3,2E-2 COP/kJ, lo que equivale a 115,02 COP/kWh. Este valor es muy importante porque está denotando el costo de generación de energía del sistema. Así se apreció que el costo exergoeconómico de la energía producida fue un 69 % mayor que costo de la tusa y un 53,12 % mayor que el costo del syngas usado.

3.4.6 Evaluación por medio de la tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno se calculó para el periodo de vida útil de la planta, correspondiente a 20 años. En la tabla 44 se muestran los costos iniciales y anuales del sistema, que se contrastan con la ganancia anual que se prevé que genere mientras esté en operación, suponiendo la comercialización de la energía a un precio de venta de 389,69 COP/kWh (Electricaribe S.A. E.S.P, 2015), tal como se muestra en la figura A2 del anexo A.

Tabla 44. Panorama económico del sistema.

Costos (MCOP)		Vida útil (años)
Inversión inicial	25985,843	20
Costo anual	10547,32	
Ganancia anual	17195,246	

Con los datos mostrados en la tabla anterior se calculó la tasa interna de retorno, obteniéndose:

$$TIR = 65,75 \%$$

Se aprecia que la TIR es mucho mayor al valor máximo de depreciación para energías renovables del 20 % fijado en la ley No 1715 del 13 mayo de 2014, donde se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. Así al realizar la comparación de la TIR con el índice de depreciación se identificó que el sistema se puede considerar viable desde el punto de vista económico y técnico. Sin embargo la implementación de una planta para generación comercial en la región por medio de estas tecnologías debe estar respaldada por estudios que abarquen los aspectos involucrados con mayor veracidad desde el punto de vista económico, dado que con este

estudio se determinaron costos tipo 3, que tienen una incertidumbre de alrededor del 15 %, debido a que los cálculos fueron realizados con base al estructuramiento de la ingeniería básica y no de ingeniería de detalle.

3.5 OPTIMIZACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

3.5.1 Análisis de sensibilidad de variables

Las gráficas mostradas a continuación, construidas con los datos del análisis de sensibilidad expresan el comportamiento de las variables de salida que se buscan optimizar en el sistema, sobre las cuales se definió la capacidad de la planta y mejores parámetros de funcionamiento. El costo exergoeconómico y la eficiencia exergética del sistema fueron las variables más significantes de análisis, dado que con base a estas se determinó los parámetros de funcionamiento más adecuados desde el punto de vista termodinámico, económico y ambiental.

3.5.2 Impacto de las variables que influyen en el proceso de gasificación sobre la composición del syngas

La composición de syngas depende en gran medida de las condiciones en que se realiza el proceso, y un factor influyente es la relación de vapor - biomasa. En el gráfico 6 se muestra que el syngas obtenido está formado por una mezcla de gases, H_2 , CH_4 , C_2H_6 , CO , CO_2 y $H_2O_{(g)}$, y entre estas sustancias las que son aprovechables para un proceso de combustión son el H_2 , CH_4 , C_2H_6 y CO , por lo tanto, son las sustancias deseadas.

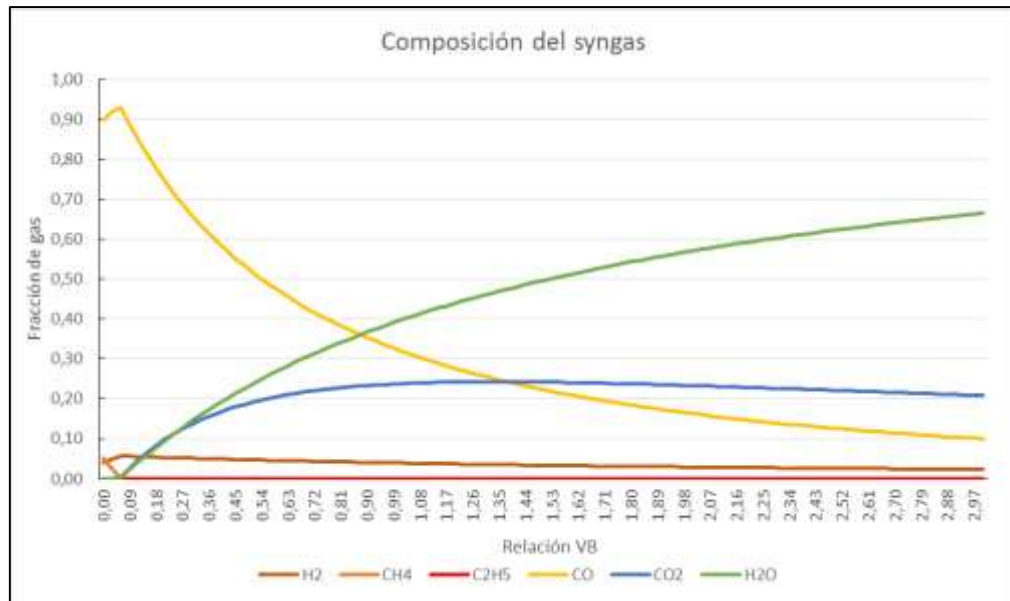


Gráfico 6 Composición del syngas como función de la relación vapor-biomasa.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

Al analizar el comportamiento de las concentraciones de los compuestos representados en la gráfica se aprecia que mientras aumenta la relación de vapor-biomasa la concentración de estos gases deseables tiende a disminuir y aumentan las concentraciones de CO₂ y H₂O, que no son favorables en el syngas, por lo tanto, se concluye que cuando la relación entre 0,05 y 0,09 las concentraciones de H₂ y CO son mayores, brindándole al syngas mejores propiedades energéticas, como el caso del poder calorífico.

En el gráfico 7 se muestra cómo evolucionan los componentes del syngas a medida que cambia la temperatura de gasificación. De esto es destacable que a medida que la temperatura de gasificación aumenta las concentraciones de H₂ y CO se mantienen, mientras que los porcentajes de vapor de H₂O y CO₂ disminuyen, manifestándose como un beneficio en las propiedades energéticas del gas, que en mayor proporción está formado por CO. Con la finalidad de observar mejor los efectos de la temperatura de gasificación

sobre la composición del gas se implementó una escala logarítmica en el eje de las ordenadas del gráfico, para facilitar su interpretación.

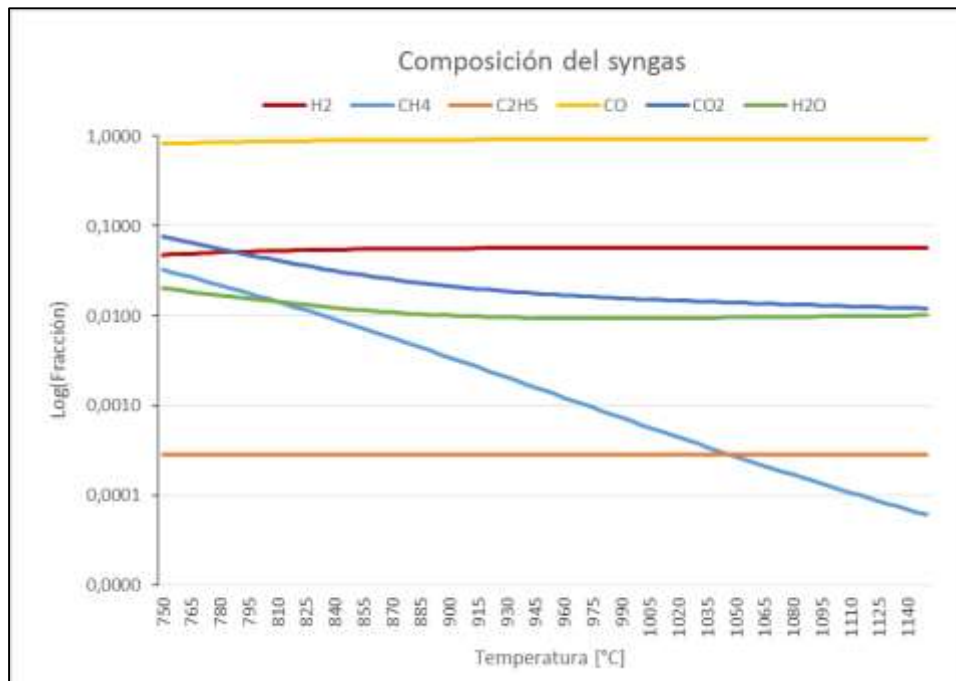


Gráfico 7 Composición del syngas en función temperatura de gasificación.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

Basándonos en la información expresada por las gráficas de composición del gas vemos estas expresan que en general el syngas está formado principalmente por fracciones de CO y H₂, con presencia de menores cantidades de CH₄ y C₂H₅, así como bajos niveles de CO₂ y H₂O, los cuales sin embargo tienden a aumentar a determinadas condiciones.

La presión de gasificación afecta homogéneamente la composición del gas de tal manera que a medida que esta aumenta las proporciones de los gases que forman el syngas tienden a homogenizarse, manteniéndose concentraciones estables de CO y H₂. En el gráfico 8 se muestra cómo evolucionan los componentes del syngas a medida que aumenta la temperatura de gasificación y se identifica que a 100 kPa la presencia de CO₂ y H₂O es la

mínima, por lo tanto puede ser un buen punto de operación. Tal como sucedió en el gráfico 7 se implementó una escala logarítmica en el eje ordenado para mejorar la interpretación.

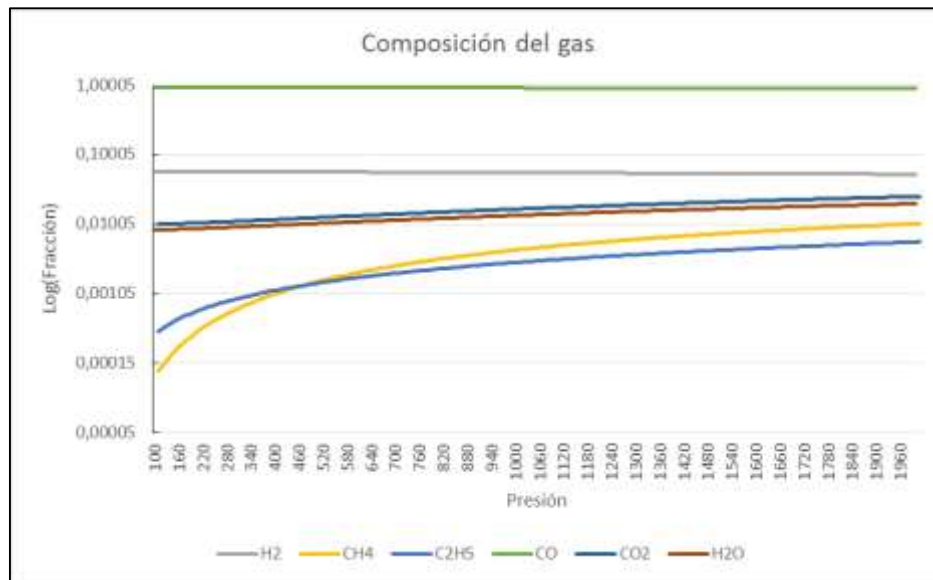


Gráfico 8 Composición del syngas en función de la presión de gasificación.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

3.5.3 Comportamiento del costo exergoeconómico respecto a las variables de entrada del sistema.

El costo exergoeconómico es el resultado más importante que surge del análisis de los subsistemas, en este caso se analiza su comportamiento ante las variables de entrada. Tal como se muestra en las gráficas de la 9 a la 15, en general se aprecia que el costo exergoeconómico aumenta y disminuye ante las variaciones de las variables de entrada, sin embargo el valor presenta la tendencia a oscilar entre los valores de 114 y 255 COP/kWh, en algunos casos. Con estos análisis se identificó cuáles fueron los valores de las variables donde el costo exergoeconómico toma el valor mínimo.

A continuación, en el gráfico 9 se muestra el impacto de la relación vapor biomasa sobre el costo exergoeconómico de generación de potencia, donde se aprecia que el valor mínimo del costo está cercano a 114 COP/kWh y se encuentra para relaciones cercanas a 0,07. No obstante, para relaciones mayores el costo se incrementa moderadamente.

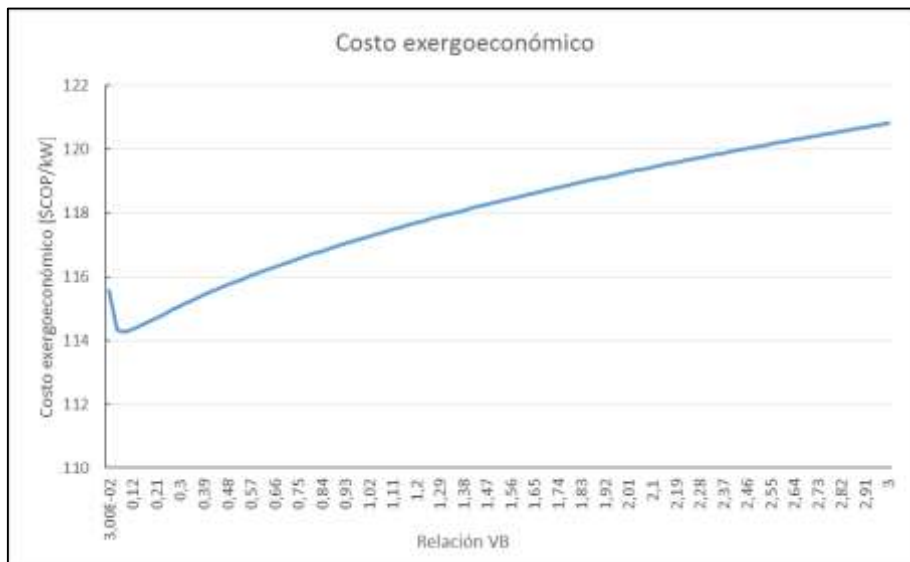


Gráfico 9 Costo exergoeconómico en función de la relación vapor-biomasa.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

En el gráfico 10 mostrado a continuación se aprecia el comportamiento del costo exergoeconómico respecto a la temperatura de gasificación, donde se ve como disminuye a medida que la temperatura de gasificación aumenta, aunque presenta poca variación. Este fenómeno es beneficioso dado que en las reacciones de gasificación se libera calor, el cual se aprovecha autóctonamente para disminuir el costo de generación.

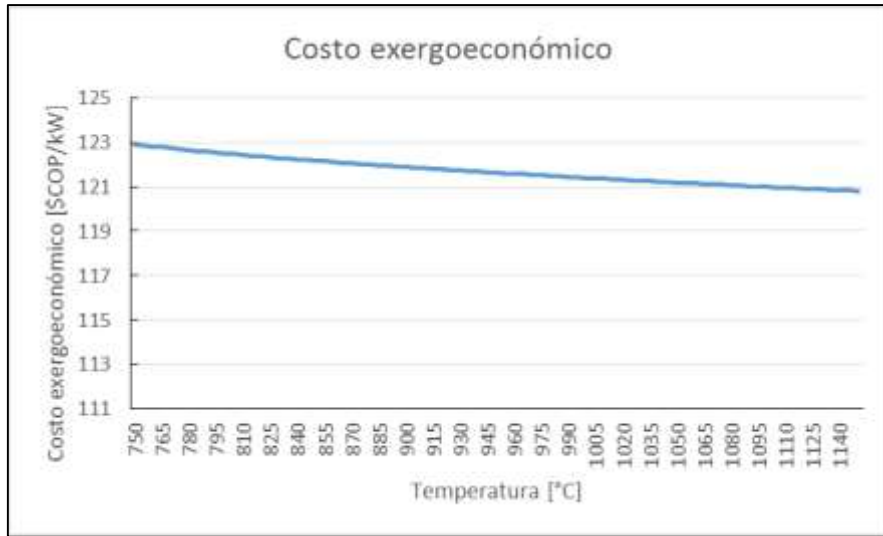


Gráfico 10 Costo exergoeconómico respecto a la temperatura de gasificación.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

La presión de gasificación influye moderadamente sobre el costo hasta presiones de gasificación de 500 kPa, cuando toma valores superiores este se estabiliza, tomando valores mínimos cercanos 121 COP/kWh, tal como se aprecia en el gráfico 11.

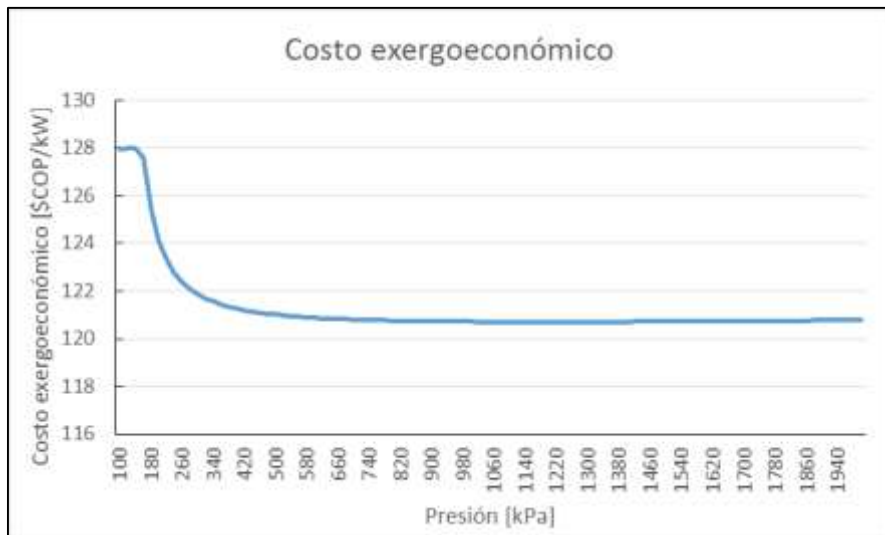


Gráfico 11 Costo exergoeconómico respecto a la presión de gasificación.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

El comportamiento del costo exergoeconómico respecto a la relación aire – syngas es significativo para relaciones menores a 2,6. En el gráfico 12 se aprecia que cuando el flujo de aire y syngas eran iguales el costo se incrementaba drásticamente el 100 % de los del costo para relaciones mayores a 5:1. Es importante aclarar que esta variable empieza a influenciar el sistema desde subsistema del MCI.

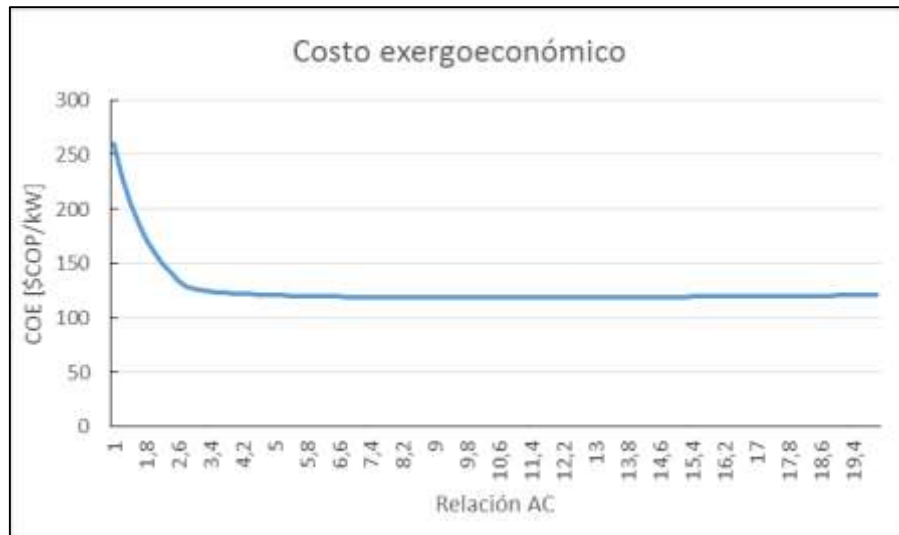


Gráfico 12 Costo exergoeconómico en función de la relación aire – syngas.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

Además, buscando que el sistema de integración energética fuese amigable ambientalmente, para el caso de la relación aire - syngas se estudió la fracción de CO y H₂ residual en los gases de escape. Así se garantizó una relación que alcanzara una combustión completa, sin fracciones de combustibles inquemados. En el gráfico 13 se identificó que cuando la relación tomaba un valor superior a 8 se alcanzaba la estequiometría en la reacción, sin fracciones de CO y H₂ en los gases. Por tal razón y para ser conservadores se fijó una relación de 10, donde se alcanzaba un nivel mínimo de emisiones y el menor costo exergoeconómico.

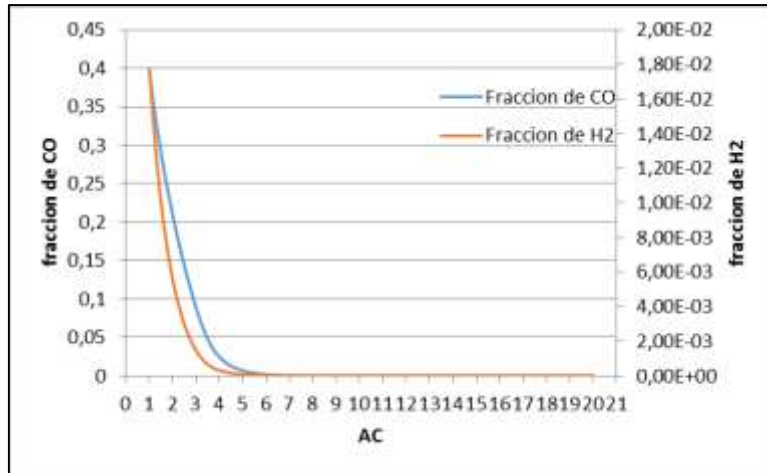


Gráfico 13 Fracción de CO y H₂ en los gases de combustión.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

Para el caso de la relación de compresión se observó que el costo exergoeconómico aumentó a medida que la relación de compresión era baja y cuando la relación aumentaba el costo se minimizaba, llegando al mínimo cuando la relación de compresión era de 21:1. El gráfico 14 muestra las influencias de la relación de compresión sobre el costo exergoeconómico de sistema.

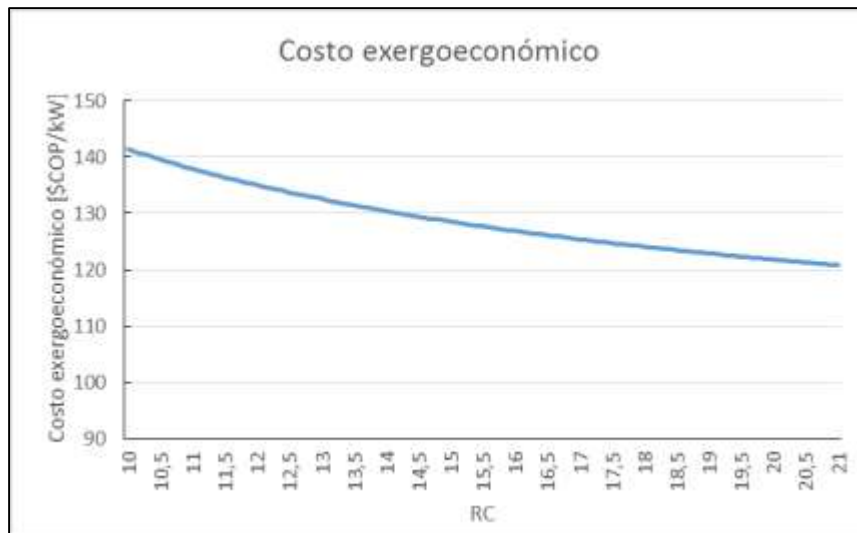


Gráfico 14 Costo exergoeconómico en función de la relación de compresión.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

El gráfico 15 se presenta el comportamiento del costo exergoeconómico respecto a la temperatura de enfriamiento. De este se dedujo que la temperatura de enfriamiento se comporta recíprocamente al costo, debido a que cuando esta aumenta el costo disminuye, sin embargo, el efecto en general de su variación no es muy considerable, dado que en todo el rango solo cambia 1 COP/kW. Este comportamiento es peculiar, ya que el costo disminuye cuando la densidad del gas es menor.

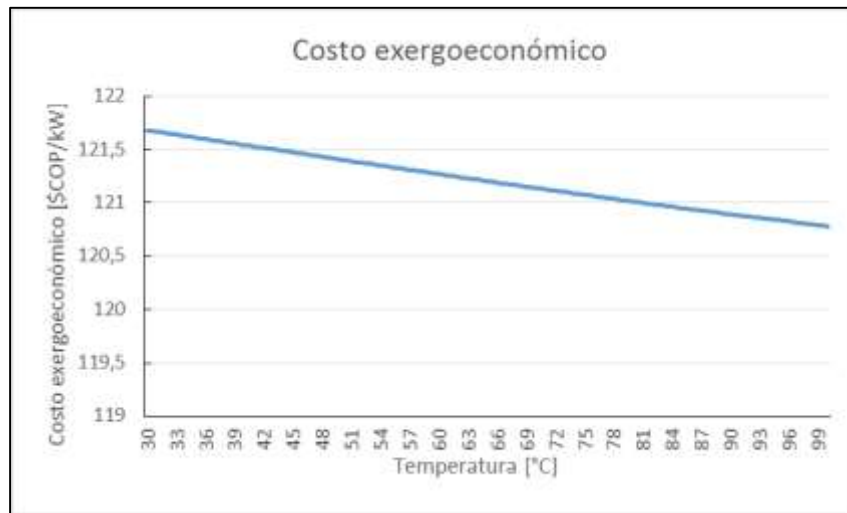


Gráfico 15 Costo exergoeconómico en función de la temperatura de enfriamiento.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

3.5.4 Comportamiento de la eficiencia exergética del sistema respecto a las variables de entrada

En las gráficas mostradas a continuación, desde la gráfica 15 hasta la 20, se ilustra la forma como se comportan las eficiencias del sistema en función de las variables de entrada.

Según el gráfico 16, la relación de vapor – biomasa afecta determinadamente la eficiencia del sistema, y tal como en el caso del costo exergoeconómico, las mejores eficiencias se encuentran para relaciones cercanas a 0,07, y a partir de este valor la eficiencia del sistema presenta la tendencia a decaer. Por tal razón se presume que en esta condición las

reacciones se desarrollan estequiométricamente, consumiéndose los reactivos en sus mayores proporciones.

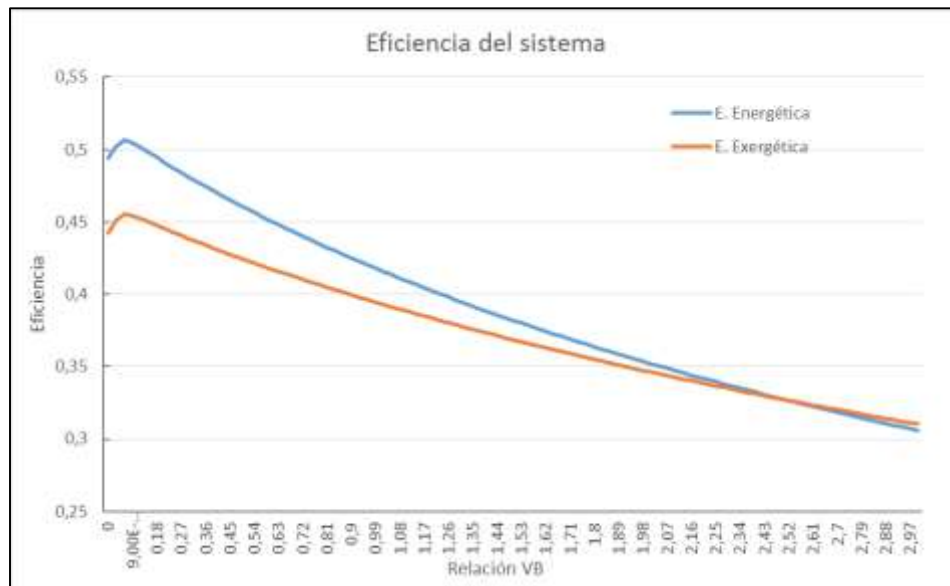


Gráfico 16 Eficiencias del sistema en función de la relación vapor-biomasa.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

La temperatura de gasificación tiene un efecto positivo en las eficiencias del sistema, a medida que esta aumenta las eficiencias también lo hacen, comportándose de manera similar con un dominio de la eficiencia exergética. En la gráfica 17 se aprecia el comportamiento, a mayor temperatura mayor eficiencia del sistema.

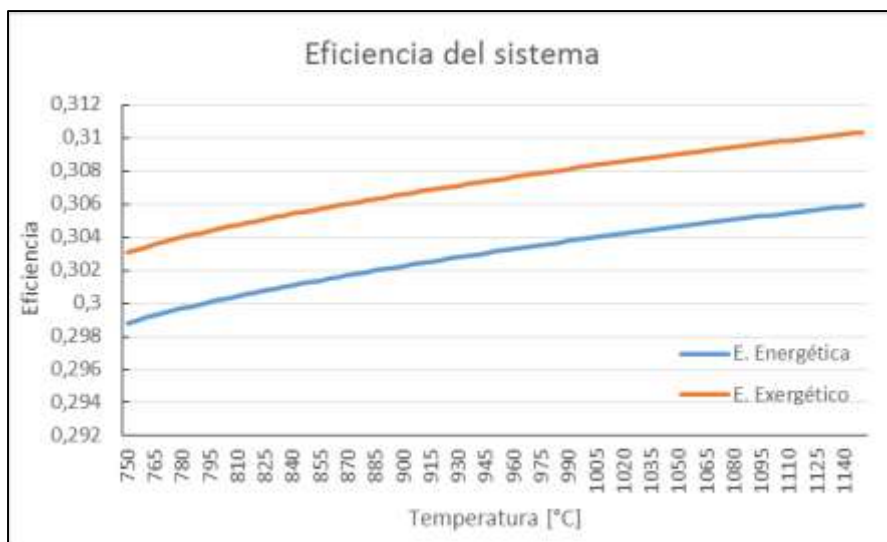


Gráfico 17 Eficiencias en función de la temperatura de gasificación.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

El gráfico 18 muestra el comportamiento de las eficiencias del sistema respecto a la presión de gasificación. En esta se resalta como las eficiencias cambian su tendencia a medida que aumenta la presión de gasificación, logrando un máximo valor entre los 200 kPa y 420 kPa, además observa que la eficiencia exergética se mantiene mayor que la energética, pero al superar presiones de 1160 kPa las tendencias cambian. Sin embargo, a pesar de este comportamiento se notó que las eficiencias no presentan una variación muy significativa a medida que cambia la presión de gasificación, ya que la variación máxima fue de 3 %.

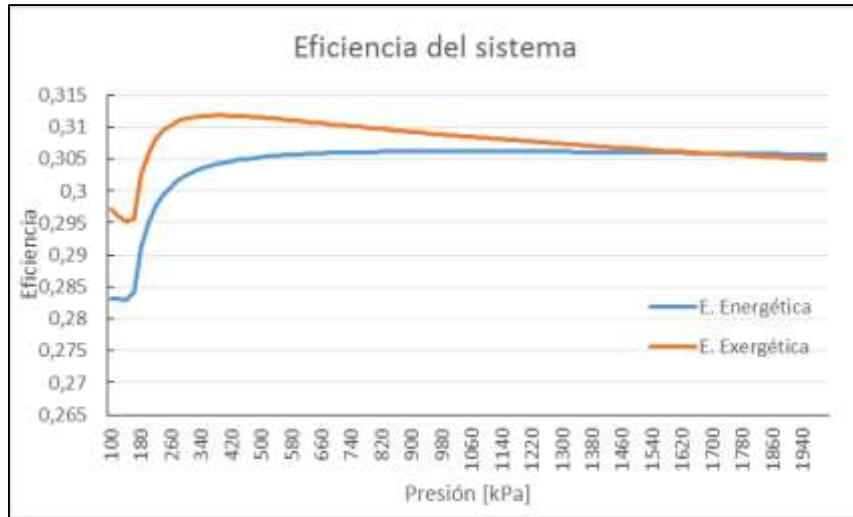


Gráfico 18 Eficiencias de gasificación en función de la presión de gasificación.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

La relación aire – combustible es proporcional a las eficiencias del sistema hasta que alcanza valores cercanos a 5:1, y en adelante busca la tendencia a estabilizarse. En el gráfico 19 se ilustra el comportamiento de las eficiencias del sistema respecto a la relación aire-syngas.

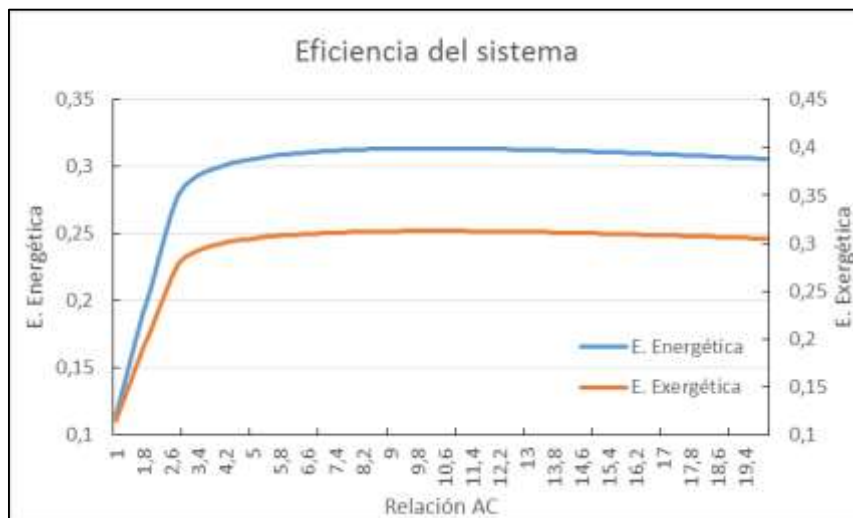


Gráfico 19 Eficiencias del sistema en función de la relación aire – syngas.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

La relación de compresión es un parámetro importante, como se describió anteriormente, los motores de combustión mejoran a medida que aumenta. De forma semejante ocurre con las eficiencias del sistema según el gráfico 20, donde se aprecia que el aumento de esta variable se traduce en un aumento de ambas eficiencias, alcanzando sus máximos para relaciones de 21:1.

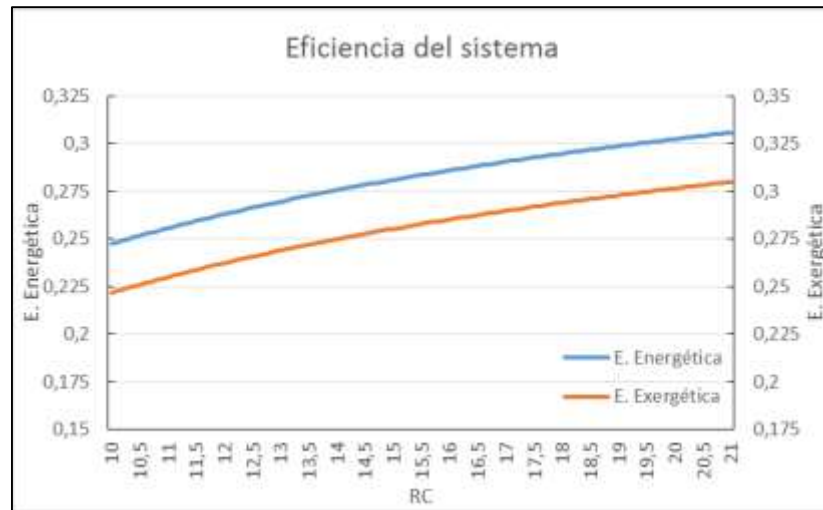


Gráfico 20 Eficiencias del sistema en función de la relación de compresión.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

La temperatura de enfriamiento del syngas influye proporcionalmente sobre el comportamiento de las eficiencias, alcanzando a tomar los valores más óptimos cuando la temperatura se acerca a 100 ° C. Del gráfico 21 se apreció un comportamiento particular, puesto que las eficiencias aumentaban a aumentar la temperatura, y esto repercute en la densidad del fluido, produciendo que menor cantidad de gas entre al motor.

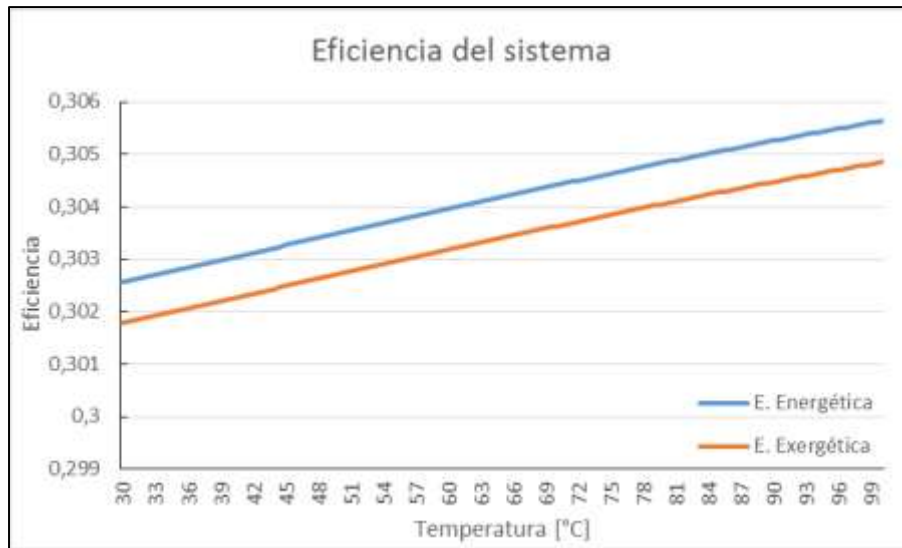


Gráfico 21 Eficiencia del sistema en función de la temperatura de enfriamiento.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

Adicional la descripción realizada a las gráficas se resalta un comportamiento destacable entre estas, pues se nota como el comportamiento de la eficiencia exergética y el costo exergoeconómico es similar, sino que se realiza de manera inversa. Esta afirmación se soporta al analizar las gráficas y al tomar en cuenta los referentes teóricos donde se expone se expone que el costo exergoeconómico es inverso a la eficiencia exergética.

3.5.5 Comportamiento de la potencia neta generada por el sistema respecto a las variables de entrada

La importancia de la potencia neta que genera el sistema radica en el hecho que esta indica la capacidad de producción de la planta cuando el sistema alcanza valores óptimos de funcionamiento, brindando la posibilidad de determinar la productividad del sistema y calcular los indicadores económicos que definirán la competitividad de la instalación en el mercado, por tal razón es importante determinar un valor apropiado.

En el gráfico 22, se observa el comportamiento de la potencia neta respecto a la relación vapor-biomasa. En esta se aprecia un pico de potencia cuando la relación vapor-biomasa es cercana a 0,07, que corresponde a la máxima potencia generada, la cual empieza a disminuir a medida que la relación aumenta.



Gráfico 22 Potencia neta en función de la relación vapor-biomasa.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

El gráfico 23, muestra las incidencias de la temperatura de gasificación respecto a la potencia de salida del sistema, donde es evidente la relación positiva que existe entre ambas variables, a medida que se incrementa la temperatura del proceso, la potencia presenta la tendencia de aumentar.

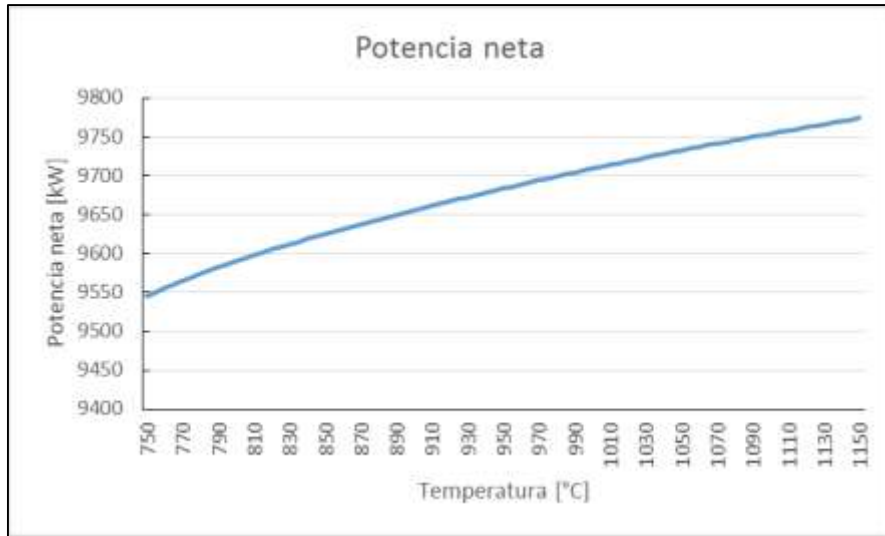


Gráfico 23 Potencia neta en función de la temperatura de gasificación.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

A continuación, en el gráfico 24 se muestra el impacto de la presión sobre la potencia de salida del sistema. Aquí se ve que la presión solo influye a presiones bajas, pero a partir de 500 kPa la potencia se estabiliza y se hace independiente del efecto de la presión.

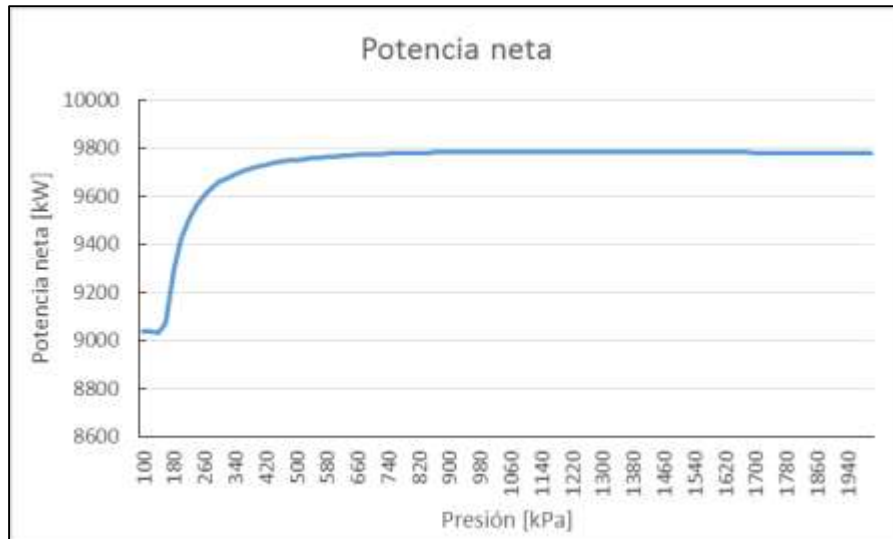


Gráfico 24 Potencia neta en función de la presión de gasificación.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

La potencia neta entregada por el sistema también está influenciada por la relación de la mezcla aire y syngas, la cual basándose en el comportamiento del gráfico 25, a partir de relaciones 5:1 se alcanza la combustión estequiométrica, mostrando que el mejor valor se alcanza en relaciones cercanas a 10, que fue principal razón por la que la potencia se estabilizó.

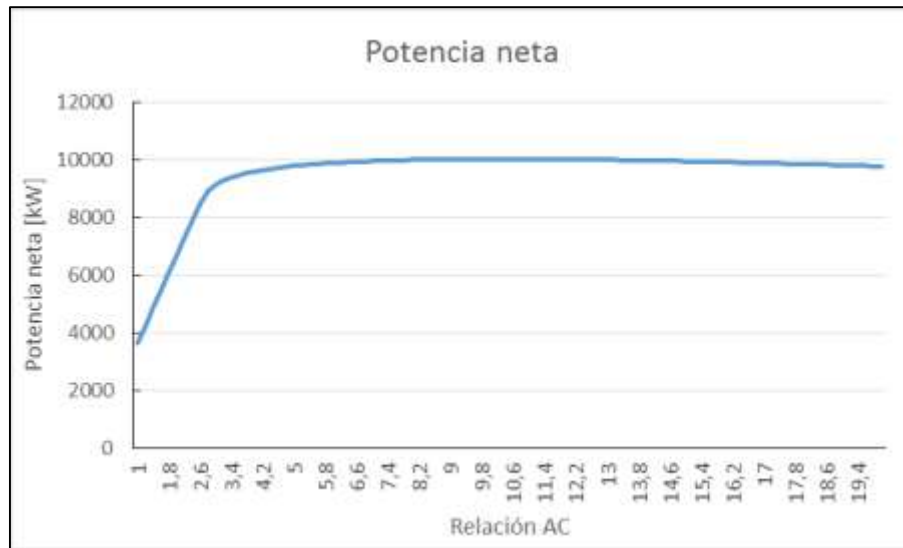


Gráfico 25 Potencia neta en función de la relación aire – combustible.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

La relación de compresión afecta la potencia crecientemente, a medida que esta aumenta la potencia entregada por el sistema tiende a aumentar progresivamente, tal como lo indica los principios de funcionamiento de los motores, los cuales pueden mejorar su potencia con relaciones de compresión más elevadas. El gráfico 26 muestra el comportamiento de la potencia generada al variar la relación de compresión del motor alcanzando casi los 10 MW cuando la RC es de 21.

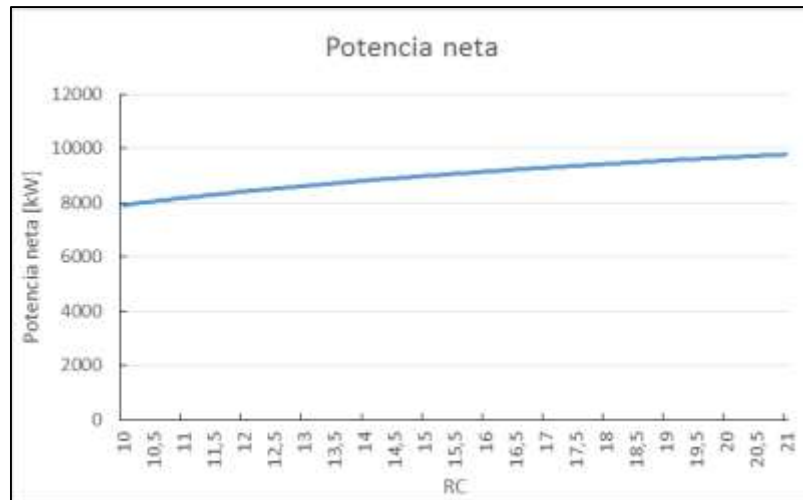


Gráfico 26 Potencia neta en función de la relación de compresión.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

La temperatura de enfriamiento tiene un impacto leve sobre la potencia generada por el sistema. Tal como se muestra en el gráfico 27, en el rango de la temperatura de enfriamiento del syngas la potencia varía menos de 100 kW, mostrando además que para temperaturas cercanas a 100 ° C se obtienen los mejores indicadores, similar a las anteriores gráficas.

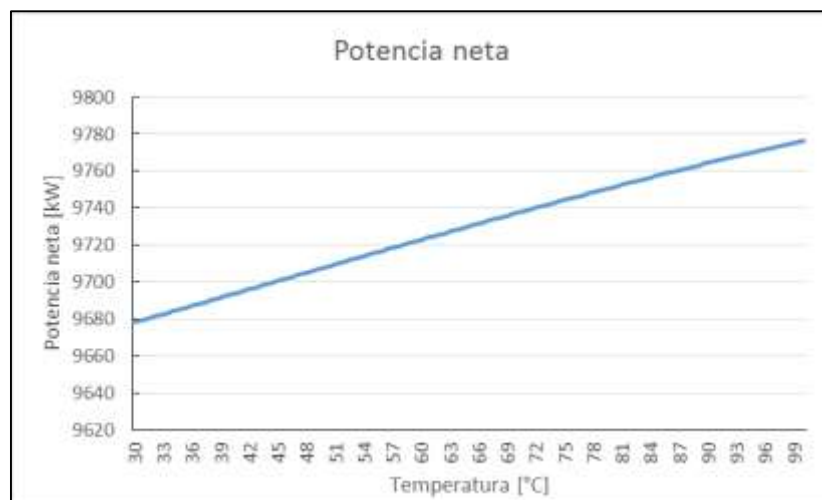


Gráfico 27 Potencia neta en función de la temperatura de enfriamiento del syngas.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

El análisis de estas gráficas sirvió como medio para fijar los rangos del análisis de sensibilidad realizado con el fin de aplicar la optimización multiobjetivo del sistema. Esta información se presentó en la tabla 21.

3.5.6 Optimización del sistema de integración energética por medio de la metodología de superficie de respuesta (RSM)

La optimización del sistema de integración energética en el software Statgraphics se arrojó los siguientes resultados. Una optimización independiente del costo y la eficiencia y una optimización con los efectos combinados.

En el gráfico 28 presenta la superficie de respuesta que se modeló para el costo exergoeconómico del sistema. De la información que comunica el gráfico se identificó que las zonas rojas representa la región donde el costo toma los valores mínimos.

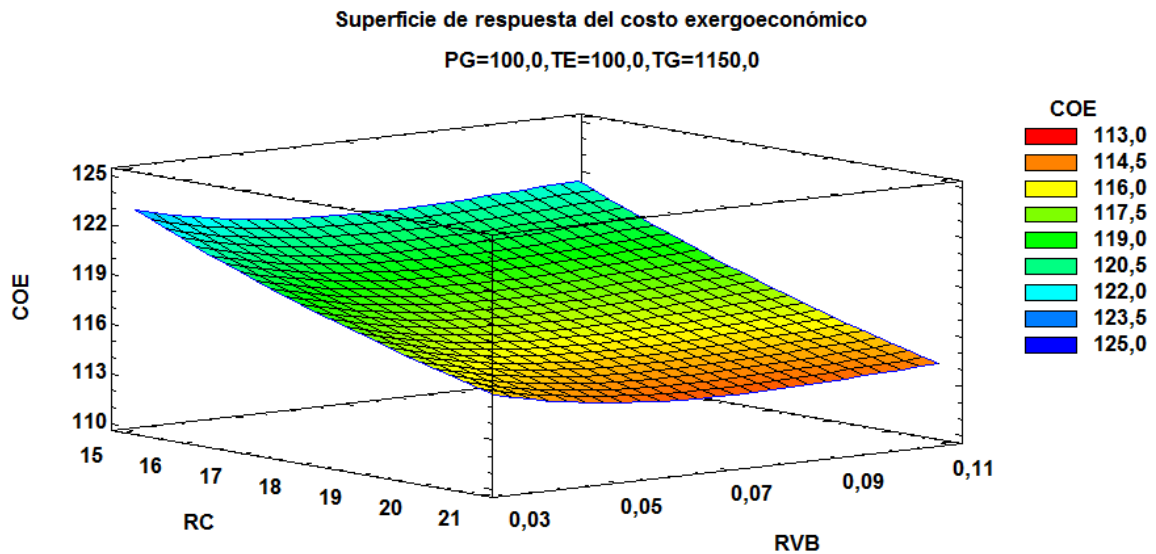


Gráfico 28 Superficie de respuesta para el costo exergoeconómico.

Tomado de: Elaboración propia, 2015.

Del análisis se obtuvo el gráfico 29, donde se muestran los efectos de las variables de entrada sobre el costo exergoeconómico. Así se dedujo que la variable de mayor influencia sobre el costo exergoeconómico del sistema es la relación de compresión, la cual afecta directamente el subsistema de generación de potencia, que es un equipo crítico de la cadena de producción, esto llevó a determinar definitivamente que es muy conveniente que la relación de compresión sea tan alta como es posible. También se destacó el comportamiento de la relación de vapor – biomasa, la cual provoca un comportamiento cambiante del costo exergoeconómico y una pequeña tendencia de estabilización. En cuestión de las otras variables, si bien influyen en el costo, su condicionalidad no está marcada ávidamente.

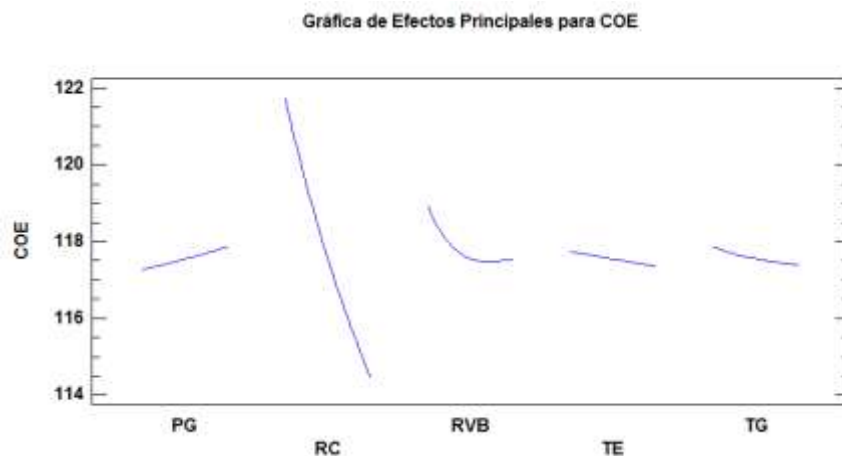


Gráfico 29 Influencia de las variables de entrada sobre el costo exergoeconómico.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

En el gráfico 30 se muestra la superficie de respuesta generada para la optimización de la eficiencia exergética del sistema. Análogo al gráfico 29, las regiones rojas representan los puntos de operación del sistema donde la eficiencia se maximizaba, que se puede identificar aproximadamente a la mitad del eje de RVB y a mayor RC. En las condiciones

de la presentación se identificó que la eficiencia del sistema cambiaba aproximadamente 6 % en los intervalos de las variables.

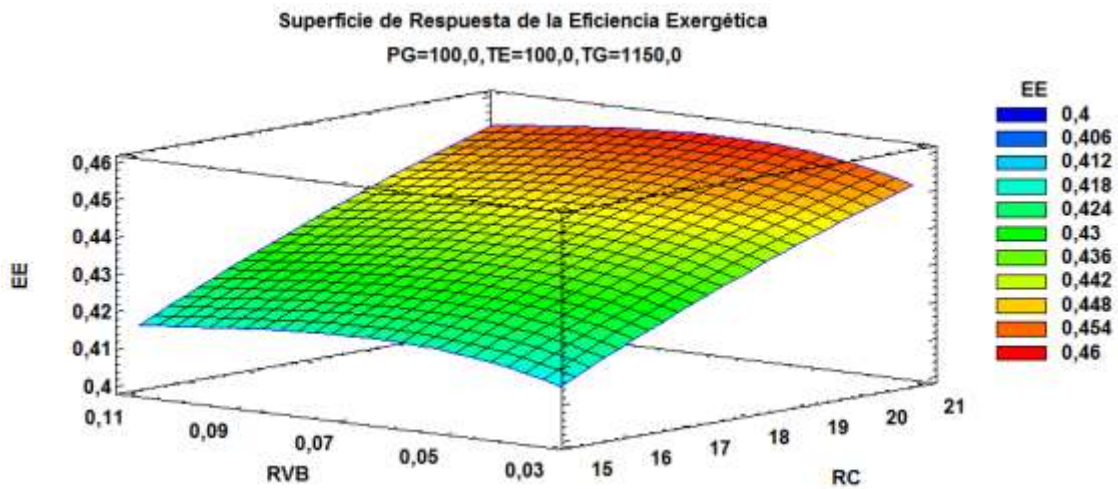


Gráfico 30 Superficie de respuesta para la eficiencia exergética.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

Al igual que para el costo exergoeconómico se notó que las variables de mayor influencia sobre la eficiencia exergética son la relación de compresión y la relación vapor – biomasa, tal como se aprecia del gráfico 31. De esto se destaca el comportamiento de la biomasa, que muestra un máximo en los puntos intermedios del rango de análisis. Para las otras variables se apreció que no impartían cambios bruscos sobre la eficiencia a medida que se modificaban.

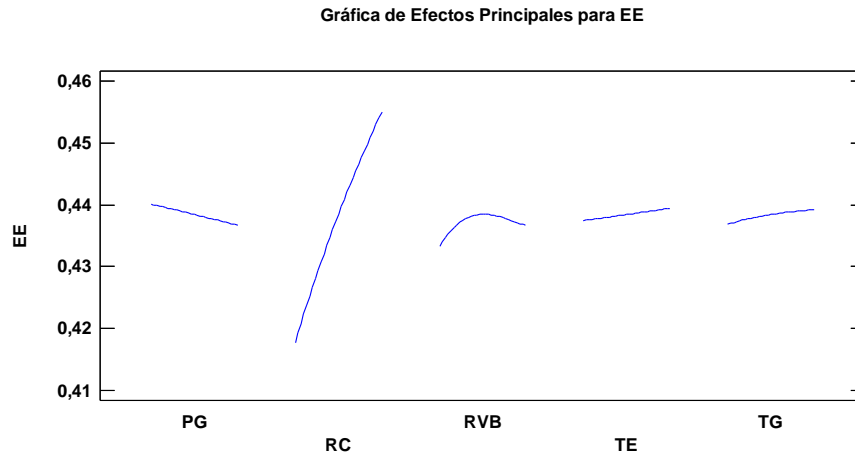


Gráfico 31 Influencia de las variables de entrada sobre la eficiencia exergética.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

Finalmente analizando conjuntamente el costo exergoeconómico y la eficiencia exergética en términos de las variables de entrada, se construyó la superficie de respuesta para la función de deseabilidad que se muestra en el gráfico 32, donde se contrasta con la relación de compresión y la relación vapor – biomasa, ya que fueron identificadas como las que más variaciones impartían sobre variables de respuesta que se estaban analizando. Dado que la función de deseabilidad se consideró de comportamiento lineal con respuestas de igual importancia, el modelo construido fue de exponente unitario con pesos iguales, esto pudo asumirse debido a la dependencia entre el costo exergoeconómico con la eficiencia exergética del sistema, tal como se muestra en la ecuación 5, sabiendo que el costo exergético es el inverso de la eficiencia exergética.

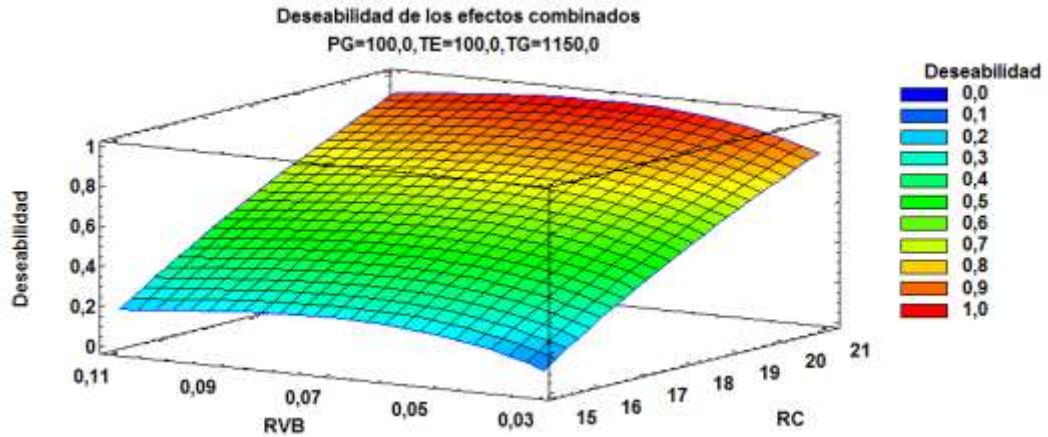


Gráfico 32 Superficie de respuesta de la función de deseabilidad.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

El gráfico 33 presentado a continuación ilustra los contornos de la función de deseabilidad respecto a la temperatura de gasificación y la relación vapor-biomasa donde la función alcanza los valores máximos. De esto se evidencia que la región de mejor deseabilidad se encuentra entre relaciones de vapor-biomasa de 0,06 y 0,08, en un rango de temperatura coincidente con los límites del gráfico, evidenciando la tendencia leve de esta a alcanzar mejores condiciones a mayor temperatura.

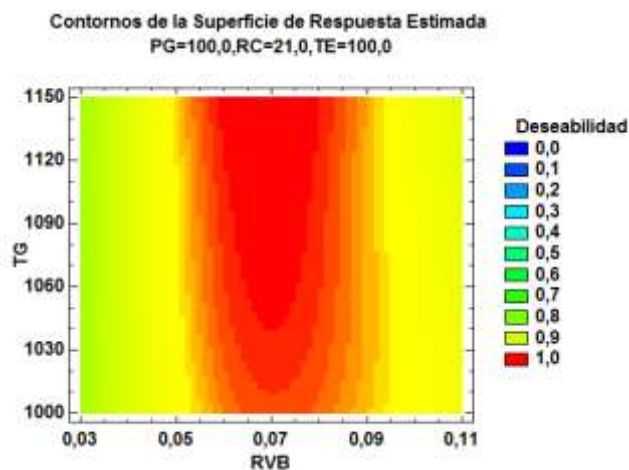


Gráfico 33 Contornos de la superficie de respuesta respecto a la relación de vapor-biomasa y la temperatura de gasificación.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

En el gráfico 34 se aprecia que los mejores valores de la función de deseabilidad toman lugar para valores de relación vapor-biomasa de 0,06 a 0,07 y relación de compresión de 20 a 21.

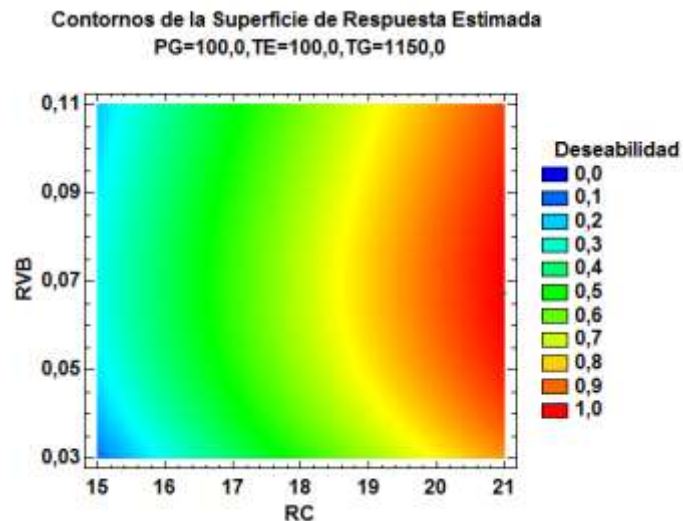


Gráfico 34 Contornos de la superficie de nivel respecto a la relación vapor-biomasa y relación de compresión.

Tomado de: Elaboración propia, 2015.

En estos rangos descritos se encuentra el estado de las variables de entrada que maximizan la deseabilidad, el cual se considera como su estado óptimo, debido a que con tales valores el costo exergoeconómico y la eficiencia exergética alcanzaron las metas propuestas. La tabla 45 presenta los estados de las variables de entrada donde las variables de salida se optimizan.

Tabla 45. Valores óptimos de las variables de entrada del sistema energético.

Factor	Bajo	Alto	Óptimo	Unidades
PG	100,0	700,0	100,0	kPa
RC	15,0	21,0	20,9995	-
RVB	0,03	0,1	0,0672437	-
TE	60,0	100,0	100,0	° C
TG	1000,0	1150,0	1147,41	° C

La tabla 46 muestra el valor óptimo de respuesta para el costo exergoeconómico y la eficiencia exergética en función de los estados óptimos de las variables de entrada calculadas con la metodología RSM, con una deseabilidad de 0,99705.

Tabla 46. Costo óptimo de producción y eficiencia del proceso.

Respuesta	Óptimo	Unidades
Costo exergoeconómico	113,92	COP/kWh
Eficiencia exergética	0,458042	-

Además se calculó que en el estado en cuestión la instalación alcanzaba una capacidad de generación de 10,55 MW, con un costo de inversión inicial de 25985,842 MCOP. Con estos valores y un análisis económico se obtuvo una TIR del 68,71 %, que es 2,96 % mayor a la determinada anteriormente y superior a lo que establece la ley N° 1715 del 2014. Así se puede considerar que la implementación del sistema de integración energética puede ser viable económicamente, además de técnicamente.

También es importante analizar como varía el costo de generación al experimentar la variación de la capacidad de la planta. Fijando las condiciones del sistema en el estado óptimo las variaciones solo dependen del flujo másico de entrada. A continuación, en el gráfico 35 se observa la variación del costo de generación respecto al tamaño de la planta.

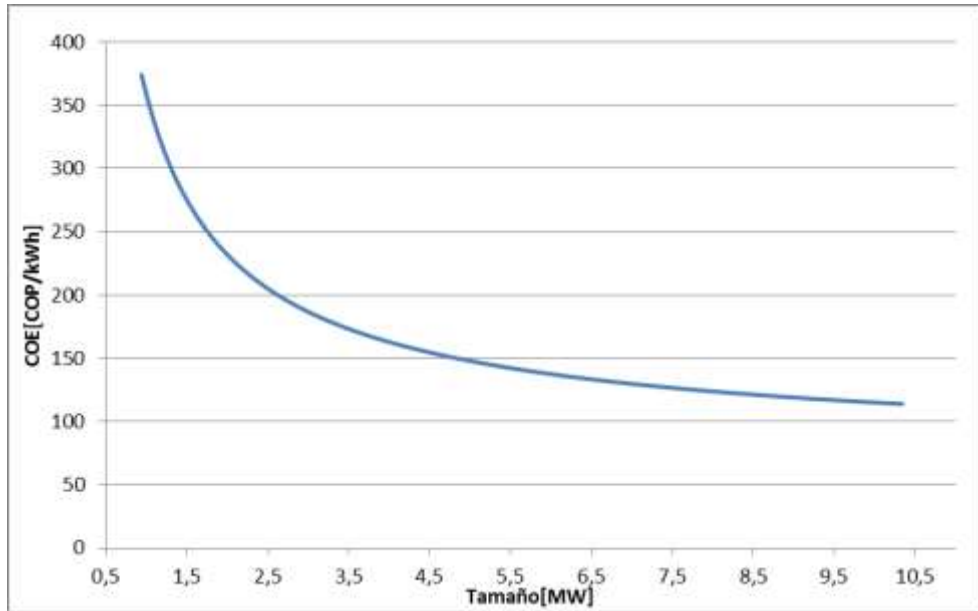


Gráfico 35 Costo exergoeconómico en función de la potencia del sistema.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

En el estado óptimo fijado, el tamaño de la planta se fue influenciado por el flujo másico de biomasa de entrada, este comportamiento es importante de analizar debido a que en la realidad no va a ingresar al sistema toda la biomasa que se genera en el departamento, sino un porcentaje de esta. Por tal razón se puede determinar hasta qué tamaño del sistema se considera viable económicamente su implementación, al comparar su TIR con el interés máximo de depreciación fijado de acuerdo a la ley de energías renovables. Los resultados de la comparación se muestran en el gráfico 36.

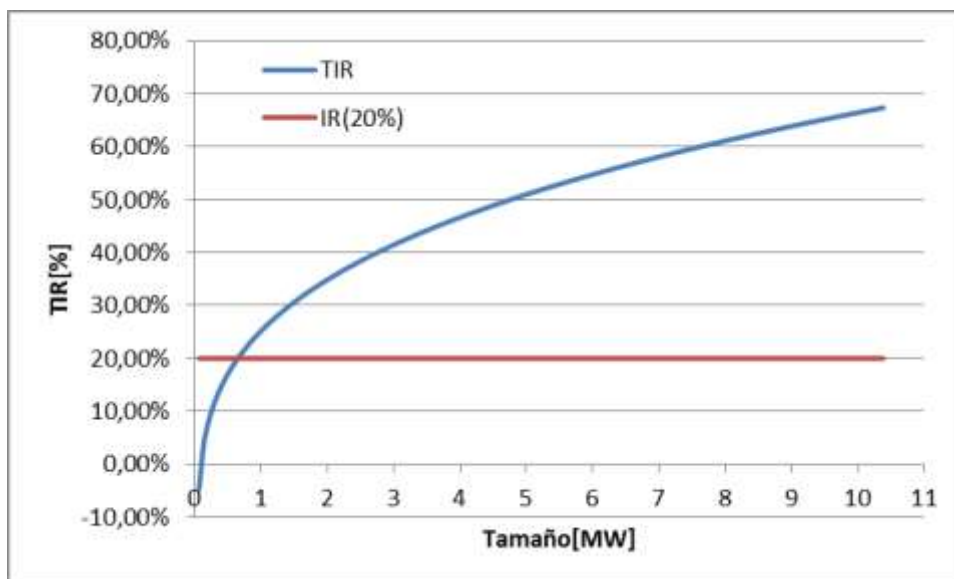


Gráfico 36 Tasa interna de retorno en función de la potencia neta del sistema.

Tomada de: Elaboración propia, 2015.

En el gráfico anterior se notó que se puede considerar viable la implementación de la planta de generación para los tamaños en los cuales la TIR superó al IR, lo cual se logró con un tamaño mínimo de 770 kW. Esta capacidad de la planta se obtuvo con un flujo másico cercano a 360 kg/h, equivalente a 7,4 % de la cantidad de tusa de maíz generada en el departamento de acuerdo con el valor pronosticado.

4. CONCLUSIONES

El modelo de suavizamiento exponencial simple permitió establecer la disponibilidad futura de tusa de Maíz en el departamento de Córdoba hasta el año de 2023, obteniendo un valor de 42642,7 ton/año, lo que indica que la cantidad de esta biomasa residual representa un recurso con alto potencial energético que puede ser aprovechado por medio de un sistema de gasificación de biomasa.

La caracterización termoquímica de las muestras preparadas determinó que la tusa de maíz posee una humedad de equilibrio o humedad interna de 10,5 % y un contenido de material transformable mayor al 80 %, lo cual categoriza la tusa maíz como un buen material para gasificar. Elementalmente está formada en un 39,3 % de Carbono, 4,97 % de Hidrógeno, 0,6 % de Nitrógeno y 47,42 % de Oxígeno, respecto a una matriz de análisis en base seca, dando como fórmula molecular $C_{0,924}H_{1,402}O_{0,836}N_{0,012}$. Además en el ensayo de poder calorífico se determinó que la tusa tiene un poder calorífico superior de 14368,993 kJ/kg y por medio de correlaciones formuladas teóricamente se calculó que el poder calorífico inferior es de 13534,269 kJ/kg.

La simulación estacionaria del sistema de integración energética en Aspen HYSYS arrojó valores entre los rangos establecidos por la literatura, obteniéndose un tamaño de planta de 10,1 MW y una eficiencia exergética del proceso de 44,2 %. La validación mediante el estudio comparativo entre las propiedades energéticas del syngas producido por el modelo construido respecto a estudios experimentales produjo errores del 8,64 % con una incertidumbre del 3,65 %. Esto se considera como errores pequeños, debido a que en la ejecución de las metodologías experimentales se incurren en errores mayores cuando se

realizan mediciones, por tales razones se considera que el modelo es determinístico y extrapolable a condiciones reales.

En el análisis económico del sistema se obtuvo un costo de generación inicial de 115,02 COP/kWh, el cual es mucho menor al precio de comercialización de 389,69 COP/kWh consultado, además se determinó que el lugar adecuado para ubicar la planta es San Carlos – Córdoba, y con esta se calculó los costos de transporte de materia prima. Posteriormente se calcularon las anualidades a 20 años, con lo que se obtuvo una TIR de 65,75 %, el cual está por encima del valor de referencia fijado en la ley N° 1715 de 2014, donde se regula la integración de energías renovables no convencionales a la matriz energética nacional. La optimización multiobjetivo del sistema simulado se realizó con el software estadístico Statgraphics, con la información aportada por los análisis de sensibilidad del costo exergoeconómico y la eficiencia exergética del sistema respecto a las condiciones de funcionamiento. Así se determinó que el costo exergoeconómico óptimo es de 113,92 COP/kWh, con una eficiencia exergética de 0,458042, que se logra cuando las variables de operación del sistema toman los siguientes valores: Relación vapor – biomasa 0,0672437, temperatura de gasificación de 1147,41 °C, presión de gasificación de 100 kPa, relación aire – syngas de 10, temperatura de enfriamiento de 100 °C y relación de compresión de 20,9995. Así se obtuvo una instalación una potencia de 10,55 MW y un costo de inversión de 2598,842 MCOP. Por consiguiente al realizar un nuevo análisis económico se determina una nueva TIR, de 68,71 %, que es un 2,96 % superior a la calculada con el sistema sin optimizar.

Basándose en el comportamiento de la TIR respecto al tamaño de la planta y con base al valor máximo de depreciación establecido por la ley de 20 %, se pudo establecer que el sistema podría considerarse es viable desde una capacidad instalada de generación de 770

kW, generada solo con el 7,4 % de la totalidad de tusa producida en el departamento. Sin embargo, debido a la naturaleza de los costos determinados en el estudio este valor no es totalmente exacto, dado que el modelo presenta una incertidumbre económica mínima del 15 %. Por lo tanto para determinar la viabilidad real se requiere de estudios más específicos donde se aborden vorazmente los aspectos que enmarcan el entorno donde va a concebirse el sistema. Con este estudio solo se determinó que el recurso tiene gran potencia y un buen panorama económico para explotarse.

En términos generales se destacó la funcionalidad del método exergoeconómico para estimar el panorama, respaldado por las ciencias, de la viabilidad de implementación de un sistema de integración energética de carácter renovable, de tal manera que con base en este método se hace posible estimar el costo real del producto de la planta en función de los recursos invertidos, tanto económicos como energético, de tal manera que se pueda tener un indicador estimado de las ganancias adquiridas por la operación del sistema y así poder determinar el contexto económico que lo sostendrá, garantizando la adecuada administración y transformación de la energía.

5. RECOMENDACIONES

- Evaluar otros tipos de biomasa y combinaciones entre ellas con el fin de obtener un gas con mejores propiedades.
- Analizar el efecto de combinar la biomasa con carbón en pequeñas proporciones buscando un gas con mejores características.
- Evaluar los efectos de la densificación de la biomasa sobre el proceso de gasificación.
- Estudiar la recirculación del vapor de agua que sale en los gases de escape del motor.
- Seleccionar y dimensionar los elementos reales de la planta de gasificación incluyendo tuberías, líneas eléctricas, entre otros aspectos tenidos en cuenta por la ingeniería de detalle, para determinar un costo más preciso del sistema.
- Implementar otros métodos estadísticos para dar una posible ubicación del sistema de integración energética teniendo en cuenta aspectos específicos, como red de distribución, producción de biomasa focalizada o integridad física de las vías de acceso.
- Determinar el impacto ambiental de la planta de generación de energía respecto a las tecnologías de generación convencionales.

6. BIBLIOGRAFÍA

- Acosta, R., 2009.** El cultivo del maíz, su origen y clasificación. El maíz en Cuba. Cultivos tropicales, 30(2), pp. 113-120.
- Allesina, G., Pedrazzi, S., Guidetti, L. & P, T., 2015.** Modeling of coupling gasification and anaerobic digestion processes. Elsevier, Biomass and Bioenergy, I(81), pp. 444-451.
- Álvarez, A., Pizarro, C. & Folgeras, M., 2012.** Caracterización química de biomasa y su relación con el poder calorífico, Universidad de Oviedo: Asturias.
- Arango, J. y otros, 2015.** A method to determinate the power potential generation from biomass gasification, Proceedings of the ASME 2015 International Mechanical Engineering Congress & exposition: Houston, EEUU.
- aspentech, 2009.** Aspen HYSYS: Manual básico, Fundación UNEFM: Falcón.
- ASTM D2015.** Standard test method for gross calorific value of solid fuel by the adiabatic bomb calorimeter, ASTM international: Washington DC, EEUU (2000).
- ASTM D7176.** Standard Practice for Ultimate Analysis of Coal and Coke, ASTM International: West Conshohocken. EEUU (2009).
- ASTM D7582.** Standard test methods for proximate analysis of coal and coke by macro thermogravimetric analysis, ASTM International: West Conshohocken. EEUU (2012).
- Basu, P., 2010.** Biomass gasification and pyrolysis. Practical design and theory. Academic prees publications, Elsevier Inc: Burlington, EEUU.
- BESEL, S.A., 2007.** Biomasa. Gasificación, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE): Madrid.
- Bosch, J., 2007.** Modelo termoeconómico de una central térmica de ciclo combiando, Tesis Magister en Sistemas Térmicos: Universidad Pontificia Bolivariana, Sede Medellín.
- Buragohain, B., Pinakeswar, M. & Moholkar, V. S., 2010.** Biomass gasification for decentralized power generation. The Indian perspective. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14(1), p. 73–92.
- Buttori, D. & Di Ruscio, N. J., 2013.** Estudio de prefactibilidad para la generación de energía eléctrica por gasificación de biomasa, Proyecto final: Universidad Tecnológica Nacional, Rosario.

- Carta, J., Calero, R., Colmenal, A. & Castro, M., 2009.** Centrales de energías renovables. Generación eléctrica con energías renovables. Pearson Educación, S.A.: Madrid.
- Cavadía, C., León, J. & Rodríguez, R., 2013.** Evaluación termoeconómica de generación de potencia GICC y MCI usando cascarilla de arroz del Departamento de Córdoba, Tesis Ingeniero Mecánico: Universidad Pontificia Bolivariana, Sede Montería.
- Cavadia, C. y otros, 2015.** Thermo-economic evaluation of a gasification system coupled to an internal combustion engineE, Proceedings of the ASME 2015 International Mechanical Engineering Congress & Exposition: Houston, EEUU.
- CCA, 2014.** La quema de residuos agrícolas. Fuente de dioxinas, Comisión para la Cooperación Ambiental: Montreal, Canada, 6 pp.
- Córdoba, J. y otros, 2013.** Caracterización y valoración química del olote: Degradación hidotérmica bajo condiciones subcríticas. Revista Latinoamericana de Química, 41(3), pp. 171-184.
- del Val Gento, V. & Giraldo, G. A., 2009.** Planta de cogeneración mediante gasificación biomasa residual, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales: Valladolid.
- Durango, J., 2015.** Análisis termoeconómico de gasificación integrada a motores de combustión interna, empleando cascarilla de arroz en el departemanto de Córdoba, Tesis Magister en Ingeniería con énfasis en energías alternativas: Universidad Libre, Bogotá D.C.
- Electricaribe S.A. E.S.P, 2015.** Contrato de prestacion del servicio. Electrificadora del caribe S.A. E.S.P: Montería.
- Encinar, J., González, J. & González, J., 2002.** Steam gasification of Cynara cardunculus L. influence of variables. Elsevier, Fuel processing technology, 75(1), pp. 27-43.
- FENALCE, 2010.** El cultivo del maíz, historia e importancia. El cerealista, I(1), pp. 10-19.
- Fenalce, 2015.** agronet. [En línea], Available at: www.agronet.gov.co, [Último acceso: 1 Junio 2015].

Fonseca, N., 2003. Estado del arte del uso del gas de gasificación termoquímica de biomasa (gg) en motores de combustión interna, Ciemat: Universidad de Los Andes, Bogotá DC.

General Electric, 2012. General Electric. Power generation. [En línea], Available at: <https://powergen.gepower.com/products/reciprocating-engines/jenbacher-type-4.html#spec>, [Último acceso: 1 Octubre 2015].

Gobierno Nacional, 2014. Ley No 1715 por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, Congreso de Colombia: Bogotá DC, República de Colombia.

Gómez, J., Monleon, M. & Ribes, A., 1990. Termodinámica. Analisis exergetico. Primera ed. Reverté: Barcelona.

Gutiérrez, H. & de la Vara, R., 2008. Análisis y diseño de experimentos. Segunda ed. McGraw-Hill/Interamericana Editores, S.A: México DF.

IEA, 2010. Energy Technology Perspectives. Scenarios and strategies to 2050, IEA Publications: Paris, Francia.

IIASA, 2005. Economies of scale in biomass gasification systems, International institute for applied systems analysis: Laxenburg, Austria.

Klose, W., Rincón, S. & Gómez, A., 2011. Gasificación de biomasa residual de procesamiento agroindustrial. Gasificación de carbonizados, Deutsche Nationalbibliothek: Kassel.

Mesa, J. & Romero, L., 2009. Análisis del potencial de la conversión termoquímica de biomasa residual agrícola en el departamento de Córdoba con miras a la obtención de biocombustibles, Tesis Ingeniero Mecánico: Universidad Pontificia Bolivariana, Sede Montería.

Meyer, L., Castillo, R., Buchgeister & Tsatsaronis, G., 2009. Application of exergoeconomic and exergoenvironmental analysis to an SOFC system with an allothermal biomass gasifier. Int. J. of Thermodynamics, 12(4), pp. 177-186.

Moran, M. J. & Shapiro, H. N., 2006. Fundamentals of Engineering Thermodynamics. Quinta ed. Wiley: West Sussex, England.

Morris, D. & Szargut, J., 1986. Standard chemical exergy of some elements of the planet Earth. Energy, 11(8), pp. 733-755.

- Muñoz, J. & Posada, A., 2010.** Simulación de la producción de hidrógeno y metanol a partir de la gasificación de cascarilla de arroz con vapor. *Dyna*, 78(165), pp. 122-131.
- Nikooa, M. B. & Mahinpey, N., 2008.** Simulation of biomass gasification in fluidized bed reactor using ASPEN PLUS. *Biomass and Bioenergy*, 32(12), pp. 1245-1254.
- OpenMS S.L., 2003.** Plantas catalíticas de biomasa para generación eléctrica y térmica, Open Media Solution S.L.: Castellón.
- Perdomo, R., 2012.** Evaluación termoeconómica de un sistema de gasificación de cascarilla de arroz integrado a ciclo combinado para la generación de energía eléctrica en el sector agroindustrial del departamento de Córdoba, Tesis Magister en Ingeniería Mecánica: Universidad Pontificia Bolivariana, Sede medellín.
- Pérez, J. F., 2007.** Modelado unidimensional del proceso de gasificación de biomasa lignocelulósica en lechos empacados en equicorriente. Validación experimental con gacificadores invertidos., Tesis Doctoral: Universidad de Valladolid, Valladolid.
- Proactiva, a. d. m. S., 2015.** Contrato de prestacion del servicio. Proactiva S.A: Montería.
- Raveendran, Ganesh, A. & Khilar, K. C., 1995.** Influence of mineral matter on biomass pyrolysis characteristics. *Fuel*, 74(12), pp. 1812-1822.
- Sattara, A., Leekea, G., Hornungb, A. & Wooda, J., 2014.** Steam gasification of rapeseed, wood, sewage sludge and miscanthus biochars for the production of a hydrogen-rich syngas. Elsevier, *Biomass & Bioenergy*, Volumen 69, p. 276–286.
- Secretaría de Desarrollo Económico, 2013.** Evaluaciones agropecuarias municipales. Gobernación de Córdoba: Montería.
- SERI/SP, 1988.** Handbook of Biomass Downdraft Gasifier Engine Systems, Solar Energy Research Institute: Colorado.
- Serratos, J., 2009.** El origen y la diversidad del maíz en el continente americano, Editorial Review, GreenPeace: Ciudad de México.
- Silva, J., 2015.** La termoeconomía como alternativa para mejorar la competitividad industrial, Tesis Magister en Administración: Universidad Nacional de Colombia, Bogotá DC.
- StatPoint Technologies, Inc., 2010.** StatGraphics. Centurion XVI User Manual, StatPoint Technologies: EEUU.

Torres, C., 1991. Exergoeconomía simbólica. Metodología para el análisis termoeconómico de sistemas energéticos, Tesis Doctoral: Universidad de Zaragoza, Zaragoza.

Torres, C. & Valero, A., 2000. Curso de doctorado. Termoeconomía, Departamento de Ingeniería Mecánica: Universidad de Zaragoza, Zaragoza.

Trapa, T. K. & Sheth, P. N., 2015. Biomass gasification model of downdraft gasifier: A state of the art review. Renewable and sustainable energy reviews, 50(2015), pp. 583-593.

Uche, F., 2000. Análisis termoeconómico y simulación de una planta combinada de producción de agua y energía, Tesis Doctor en Optimización Energética: Universidad de Zaragoza, Zaragoza.

UPME, 2012. Cadena del carbón, Unidad de planeación minero energética: Ministerio de minas y energía, Colombia.

UPME, 2015. Resolución 595, Unidad de planeación minero energética: Ministerio de minas y energía, República de Colombia.

Verdeza, A., 2013. Caracterización del proceso de gasificación en lecho fijo para residuos agroindustriales de la región, Tesis Magister en Ingeniería Mecánica: Fundación Universidad del Norte, Barranquilla.

World Energy Council, 2013. Recursos energéticos globales. Encuesta 2013. Resumen, World Energy Council: Londres.

ANEXOS

ANEXO A

Tarifas de comercialización de energía eléctrica y agua en el sector público

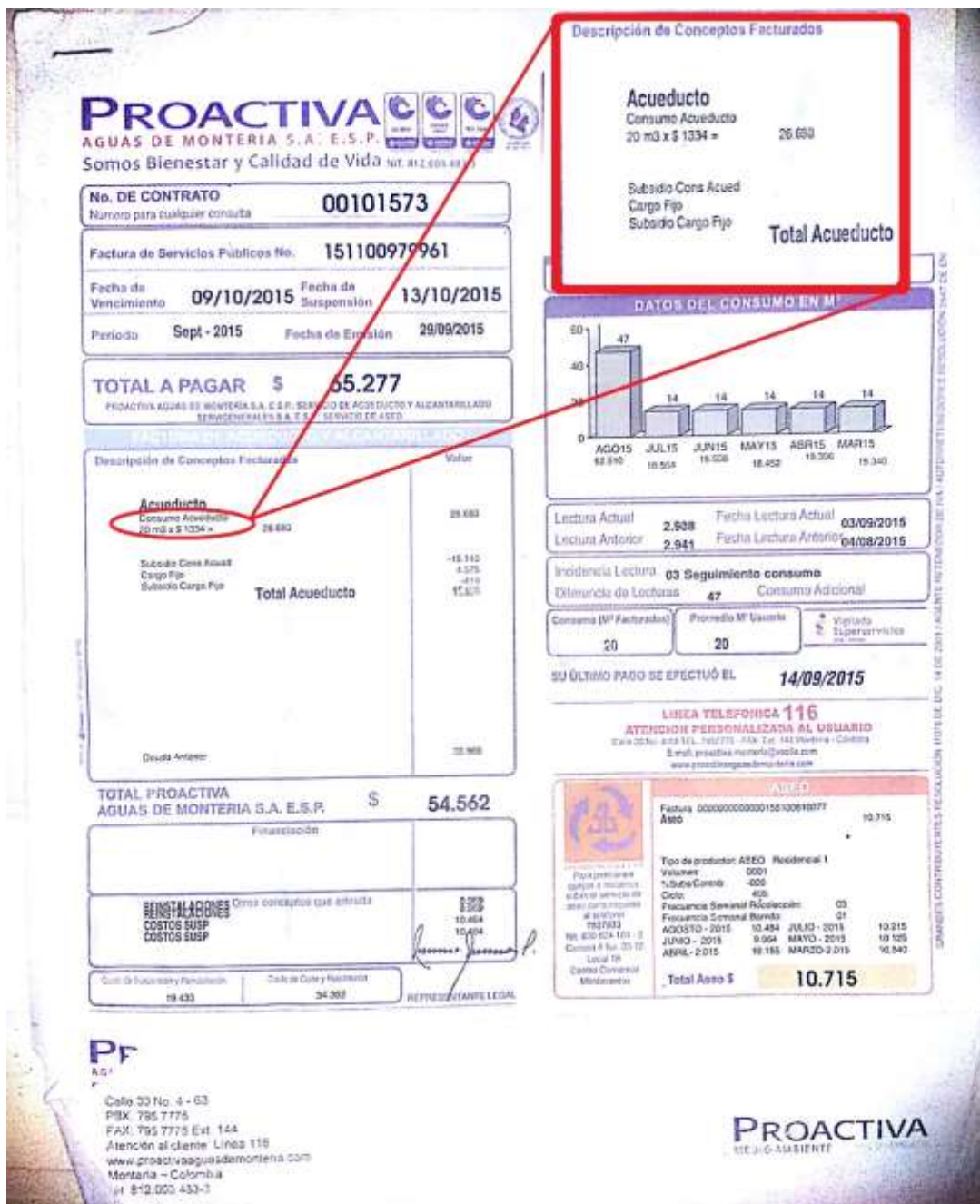


Figura A 1 Tarifa de comercialización de agua potable en Montería.

Tomada de: Proactiva, 2015.

Tarifa de Energía
Código de Normalización:

G: 156,98
T: 22,87
PR: 30,42

D: 112,47
R: 10,49
C: 56,47

CU: 389,69

Tarifa de Energía	RANGO	TARIFA EN \$	CONSUMO kWh	VALOR EN \$
G: 156,98	Consumo 0 173	389,69	173	67.416,37
T: 22,87	1749999999999	389,69	12	4.676,28
PR: 30,42	Subsidio 0 173	229,00	173	-39.755,40
D: 112,47				
R: 10,49				
C: 56,47				
CU: 389,69			TOTAL:	32.337

Calidad del Servicio: Circuito / Transformador: **MONTERIA 6**

UITT: 20,84 Código: 10918972 CIRC(KWh): 2050,23
Grupo: 1 CMpS(KWh): 1073,27

CONSUMO ULTIMOS 6 MESES (kWh)

El no pago oportuno de la factura, dará lugar a la suspensión del servicio a partir de la fecha indicada en esta. Contra esta decisión procede el recurso de reposición ante la empresa y en subsidio el de apelación ante la SSPD, dentro de los cinco días siguientes al recibo de esta factura. En caso de padecer una situación de vulnerabilidad que pueda afectar sus derechos fundamentales con ocasión de la suspensión deberá acreditarla antes de la fecha de suspensión.

IMPRESO POR SACDI COLIMBIA S.A. TEL: 05 2674458

USE ESTE NÚMERO PARA CONSULTAS NIC: 4487415	
ID DE COBROS: 4487415172-78	
DATOS DE FACTURA No: 41101510030650	
FECHA DE EMISIÓN: 08/10/2015	SUSPENSIÓN DESDE: 17/10/2015
PAGO OPORTUNO HASTA: 16/10/2015	
FACTURAS POR PAGAR	FINANCIACIONES PENDINGES
CANTIDAD: 0	CANTIDAD: 1
MONTO: 0	MONTO: 69.542
ASA POR MORA: 2,08	ELECTRIPUNTOS: 50000
LTIMO PAGO: 33.110	FECHA ÚLTIMO PAGO: 14/09/2015
VALOR: 31.700	
DETALLE:	
Consumo	72.092,65
Subsidio	-39.755,40
Aproximación a decenas	-3,25
Compensación por calidad de servicio	-2.374,00
Cuota Acuerdo Energía	1.738,00
Aproximación a decenas	2,00
Impuesto Alumbrado Público	4.850,59
Redondeo Facturaciones Ante	-1,16
Aproximación a decenas	,37
TOTAL A PAGAR MES	36.550

CLIENTE: **CALVO HERNANDEZ MARINA**

FACTURA No: **41101510030650**

PERIODO FACTURAR: **08/10/2015-08/10/2015**

ID DE COBROS: **4487415172-78**

NIC: **4487415**

FECHA PAGO OPORTUNO: **16/10/2015**

TOTAL A PAGAR MES: **36.550**

FORMAS DE PAGO: EFECTIVO Y CHEQUE

FAVOR NO COLOCAR SELLOS SOBRE EL CÓDIGO DE BARRAS CONSPÓNASE A FIDEICOMISO ELECTRICARIBE RECAUDOS

Figura A 2 Tarifa de comercialización de energía eléctrica en Montería.

Tomado de: Electricaribe, 2015.

ANEXO B

Modelo cúbico de la superficie de respuesta

La tabla B1 muestra los coeficientes calculados del modelo cubico evaluado para costo exergoeconómico y eficiencia exergética. Las combinaciones que tienen coeficientes más grandes son lo que presentan mayor influencia en el desarrollo del proceso.

Tabla B 1. Coeficientes del modelo de regresión utilizado.

	<i>Eficiencia exergética</i>	<i>Costo exergoeconómico</i>
<i>Coficiente</i>	<i>Estimado</i>	<i>Estimado</i>
constante	-0,11598	253,671
A:PG	-0,000258628	0,056495
B:RC	0,0217675	-6,92847
C:RVB	0,131655	-95,6728
D:TE	0,00000895088	-0,0136431
E:TG	0,000893645	-0,196332
AA	-1,03516E-8	0,00000289071
AB	-7,62443E-7	-0,000128042
AC	-0,000175734	0,0265237
AD	-7,06273E-9	-5,64786E-7
AE	4,65481E-7	-0,0000971148
BB	-0,000733965	0,241311
BC	0,00712529	1,66482
BD	0,00000153397	0,000340474
BE	0,00000250777	0,00043473
CC	-3,44374	1003,71
CD	0,000134573	-0,0144037
CE	0,00049178	-0,0805477
DD	2,82321E-9	-1,47221E-7
DE	2,59739E-8	0,00000125548
EE	-8,76567E-7	0,000183366
AAA	0,0	-5,21283E-10
AAB	0,0	0,0
AAC	0,0	0,0
AAD	0,0	0,0
AAE	0,0	0,0
ABB	2,6263E-9	5,45833E-7

<i>Coficiente</i>	<i>Eficiencia exergética</i>	<i>Costo exergoeconómico</i>
	<i>Estimado</i>	<i>Estimado</i>
ACC	0,00232276	-0,447954
ADD	0,0	1,10404E-10
AEE	-2,02336E-10	4,05853E-8
BBB	0,0000095908	-0,0032924
BBC	0,0	0,0
BBD	0,0	0,0
BBE	0,0	0,0
BCC	-0,0408193	-6,80167
BDD	0,0	-2,36855E-8
BEE	-1,05461E-9	-1,74986E-7
CCC	35,0238	-7023,99
CCD	0,0	0,0
CCE	0,0	0,0
CDD	-5,66305E-9	0,0000046001
CEE	1,38015E-7	-0,0000313525
DDD	0,0	-1,30207E-9
DDE	0,0	0,0
DEE	0,0	-6,77076E-10
EEE	2,7788E-10	-5,58102E-8
ABC	-0,0000215255	-0,0116128
ABD	-2,53404E-8	-0,00000620695
ABE	-6,0133E-9	-0,00000149565
ACD	-0,000496153	-0,0178697
ACE	-0,00590689	1,13995
ADE	0,0	-2,37925E-10
BCD	-0,000516601	-0,0293556
BCE	-0,00592891	1,12818
BDE	-3,1884E-8	-0,00000779089
CDE	-0,00640296	1,12206