

EVALUACIÓN DE ESQUEMAS DE COGENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE BAGAZO DE CAÑA DE AZÚCAR

EVALUATION OF ENERGY COGENERATION FROM SUGAR CANE BAGASSE

Hanserth Abreu Elizundía¹, Meilyn González Cortés^{2}, Odlanier Rico Ramírez¹,
Marlén Morales Zamora² y Rubén Espinosa Pedraja²*

¹ Empresa Azucarera 5 de Septiembre. Autopista Nacional Km 209. Cienfuegos. Cuba.

² Departamento de Ingeniería Química. Facultad de Química y Farmacia. Universidad Central "Marta Abreu" de las Villas. Carretera a Camajuaní km 5 ½, Santa Clara, Villa Clara, Cuba.

Recibido: Octubre 28, 2015; Revisado: Noviembre 14, 2015; Aceptado: Diciembre 22, 2015

RESUMEN

Se simulan y evalúan cinco alternativas de cogeneración, promoviendo un aumento de las producciones de energías térmicas y eléctricas así como su correcta administración. Las tres primeras alternativas consideran el aumento de la presión de la caldera y un cambio de las turbinas de vapor las cuales serán del tipo extracción-condensación; en la cuarta se propuso un cambio de caldera para implementar una de lecho fluidizado burbujeante y finalmente en la quinta alternativa, se analiza un esquema de gasificación de biomasa. Los esquemas son analizados energética y exergéticamente. Las alternativas de cogeneración fueron simuladas en ASPEN PLUS. Los mayores excedentes de bagazo y electricidad se obtienen con el esquema de gasificación de biomasa y los peores resultados en estos parámetros se obtienen en la alternativa que opera a menores parámetros de presión y temperatura.

Palabras clave: sistemas de cogeneración, análisis exergético, industria azucarera

ABSTRACT

In this paper were simulated and evaluated five alternatives of cogeneration scheme that promote a higher production of thermal and electrical energies as well as its right management. The first three alternatives are directed to increasing the boiler pressure and a change of steam turbines which are the extraction-condensation type, and then the fourth alternative proposed a boiler change to implement a bubbling fluidized bed and finally in the fifth alternative a scheme of biomass gasification is analyzed. All scheme were analyzed energetic and exergetically. The five cogeneration alternatives were simulated in ASPEN PLUS; they showed that the largest surplus bagasse and electricity are obtained with the scheme of a biomass gasification and the worst results in these parameters were obtained in the alternative that function in low pressure and temperature parameters .

Keywords: cogeneration systems, exergetic analysis, biomass gasification, sugar industry.

1. INTRODUCCIÓN

El uso del bagazo como combustible para la cogeneración permite a las fábricas de azúcar ser autosuficientes en las necesidades de energía térmica y eléctrica, incluso con sistemas de baja eficiencia.

La nueva realidad de estas fábricas, que prevé vender excedentes de electricidad y a la vez lograr mayores excedentes de bagazo para su uso como materia prima en otras producciones, implica la necesidad de buscar un compromiso entre los factores (bagazo para obtención de otros productos, (etanol, furfural, lignina) o bagazo para la producción de electricidad.

La baja eficiencia de los sistemas de cogeneración actuales, así como el no aprovechamiento de corrientes con calidad térmica en el proceso productivo aumenta el consumo de vapor provocando un aumento en el consumo de bagazo, limitándose de esta manera los excedentes de bagazo y la producción de electricidad. (Ensinas et al., 2006) y (Ensinas et al., 2007).

En este contexto, la aplicación de herramientas de simulación, análisis energético y exergético de diferentes esquemas de cogeneración, permite determinar esquemas más eficientes con mayores ganancias en cuanto a la producción de electricidad y excedentes de bagazo. En este trabajo se propone analizar energética y exergéticamente esquemas de cogeneración de mayor eficiencia para la industria azucarera.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

Para el desarrollo del trabajo se realiza lo siguiente:

1. Identificación de las limitaciones en los esquemas de cogeneración del proceso de producción de azúcar.
2. Propuesta de alternativas de cogeneración que conduzcan a mayores excedentes de bagazo y generación de energía eléctrica.
3. Simulación y evaluación de alternativas de cogeneración.
4. Análisis exergético de las alternativas de cogeneración propuestas.

5. Evaluación de la factibilidad económica de los esquemas de cogeneración evaluados.

Atendiendo a que los sistemas actuales de cogeneración en la industria azucarera cubana, están constituidos por calderas que generan vapor a baja presión y temperatura, y que las turbinas de vapor de contrapresión también presentan limitaciones que no favorecen la obtención de mayores excedentes de electricidad, se propone realizar un estudio para la evaluación de sistemas de cogeneración de mayor eficiencia. Para ello se deciden evaluar 5 alternativas, en las 4 primeras alternativas se evalúan esquemas de cogeneración que emplean turbinas de vapor, que como es conocido son sistemas que trabajan bajo el principio termodinámico del ciclo Rankine, y el bagazo es quemado en calderas para la producción de vapor. El vapor producido es conducido a una turbina de vapor, donde se expande y da lugar a la producción de energía mecánica la cual es empleada para mover un generador eléctrico. El vapor agotado a la salida de la turbina, es usado como fuente de energía térmica en el proceso industrial. Las turbinas usadas en este ciclo pueden ser de tipo contrapresión y extracción-condensación. En los ciclos con turbinas a contrapresión el vapor es enviado directamente al proceso, evitando el uso de un condensador. En ese caso el proceso determina la cantidad de vapor producido en la caldera. Este sistema es el más empleado en la industria azucarera cubana, debido a su rango de eficiencia, inversión de capital relativamente moderado y a su configuración simple, aunque una de sus debilidades es la poca flexibilidad en el diseño y operación. En los ciclos que emplean turbinas de extracción-condensación es posible extraer una parte del vapor antes de que ocurra la expansión completa en el casco de la turbina, para alimentar las necesidades de calor del proceso, haciendo más flexible la relación calor-potencia. En ese caso la producción de vapor está limitada por la disponibilidad de bagazo. En la alternativa 5 se trata de un esquema de gasificación de biomasa. La gasificación de biomasa es un proceso térmico que permite la conversión del bagazo en un combustible gaseoso, mediante un proceso de oxidación parcial.

En los últimos años se han propuesto esquemas teóricos de gasificación de biomasa aplicada al sector azucarero, (Torres y Larson, 1995); (Torres y Larson, 2002); Reyes (2002) y Zanzi (2007); con el objetivo de incorporar tecnologías de avanzada para generar una mayor cantidad unitaria de energía eléctrica (sistemas de producción de electricidad en ciclos combinados gas-vapor y el empleo de la gasificación del bagazo y los RAC con el objetivo de suministrarlos a una turbina de gas para la generación de electricidad).

Con la introducción de la tecnología de Gasificación de Biomasa-Turbina de Gas-Ciclo Combinado (BIG-GT-CC), las soluciones de cogeneración de electricidad, a largo plazo, pueden cambiar significativamente, aunque en la actualidad se encuentran en fase de desarrollo es de esperar que en el futuro inmediato se encuentren disponibles comercialmente, (Faaij et al., 1997). (Valdés y col., 1997), plantean que con esta tecnología se debe lograr índices de cogeneración del orden de los 220 kW-h/TCM en época de zafra y fuera de zafra 400 kW-h/t RAC. Por otro lado, otros autores tales como Ensinas (2008), refieren que la aplicación de este ciclo requiere disminuir el consumo de vapor en el proceso de los 500 a 290 kgv/TCM lo que permitiría producir hasta 250 kW-h/TCM y 700 kW-h/t RAC en el período fuera de zafra.

Estos sistemas presentan problemas tecnológicos por resolver, como es la alimentación del bagazo a un sistema de gasificación a presión y la limpieza total de los gases para evitar la destrucción de los álabes de la turbina por arrastre de partículas sólidas en suspensión. Sin embargo, presentan como alternativas futuras atractivas el uso eficiente de la biomasa cañera como combustible renovable, indican aumentos en la producción de energía eléctrica entre 5 y 40 veces en comparación con los esquemas típicos actuales donde se emplean turbinas de contrapresión, lo que se traduce en menores costos de inversión por kW-h instalado entre las tecnologías que se comercializan actualmente en el mundo. (Valdés et al., 1997).

2.1 Alternativas de cogeneración evaluadas

2.1.1. Caso base

El caso base se refiere al esquema típico que se encuentra instalado en las fábricas de azúcar cubanas, ciclo de vapor con turbina de contrapresión, calderas bagaceras de baja eficiencia energética (62%), que generan vapor a 20 atm de presión y temperatura 320 °C. El proceso es el que determina la cantidad de vapor a ser producida por la caldera ya que no se cuenta con un sistema de condensación. Este esquema es factible de operar en temporada de zafra cuando el proceso está en operación.

2.1.2. Primera alternativa

Se planteó una modificación al caso base, se consideran unidades modernas de generación de vapor que operan a 43 atm y mayor eficiencia (85%). Se cambiaron los turbogeneradores de contrapresión por uno de extracción – condensación, que pudo operar a la nueva presión de 43 atm y temperatura 406°C. El condensador ofrece mayor flexibilidad, siendo posible operar durante todo el año. Con el bagazo disponible, se genera el vapor demandado por el proceso tecnológico y con el exceso se genera electricidad. La presión de condensación es de 0,085 atm.

2.1.3. Segunda alternativa

Similar a la alternativa 1 pero se incrementó la presión de generación de la caldera a 65 atm y temperatura 460 °C, manteniendo las condiciones de consumo de vapor en la fábrica.

2.1.4. Tercera alternativa

Similar a la alternativa 1 pero se incrementó la presión de generación de la caldera a 85 atm y temperatura 520 °C, manteniendo las condiciones de consumo de vapor en la fábrica.

2.1.5. Cuarta alternativa.

Se propuso un aumento de la capacidad del central hasta 10000 t/d. El área de generación estaría compuesta por una caldera de lecho fluidizado burbujeante con una capacidad de producción de vapor de 220 t/h a una presión de 67 atm y temperatura de 540 °C.

2.1.6. Quinta alternativa.

Se mantiene la capacidad de la fábrica en 10000 t/d y se remodela el proceso con un esquema que emplea la gasificación de biomasa. El mismo permite incorporar al esquema térmico del central las turbinas de gas, (Ensinas et al., 2007); Chanampa (2010) y (Almazán et al., 2012).

El sistema de gasificación de biomasa está compuesto por un secador de bagazo; el bagazo después de la molienda tiene aproximadamente un 50% de humedad, la cual debe ser reducida hasta 15-25% para su entrada al gasificador. En el gasificador de biomasa el proceso se divide en las siguientes etapas: secado completo del bagazo, pirolisis, oxidación y reducción; donde se logra un combustible gaseoso con cenizas y partículas sólidas que deben ser eliminadas en la etapa de limpieza de los gases.

En el sistema de gasificación se produce el gas que es empleado como combustible en una turbina de gas. El combustible gaseoso ingresa a la cámara de combustión, donde se mezcla con aire para ser quemado a una determinada presión. El gas y el aire son comprimidos para alcanzar la misma presión a la entrada de la cámara de combustión. Los productos de la combustión ingresan a la turbina de gas para generar potencia eléctrica mientras se expanden hasta la presión de salida.

Los gases de escape de la turbina de gas son usados para la generación de vapor en un generador de vapor por recuperación de calor (HRSG, por sus siglas en inglés), que opera a 2,5 atm de presión.

La demanda de calor del secadero de bagazo se satisface por los gases de escape del HRSG a una temperatura en la entrada de 200 °C, tal como se propone en (Consonni y Larson, 1996) y Chanampa (2010).

La otra parte del sistema le corresponde al ciclo de vapor, el orden de los procesos y dispositivos es similar al ciclo típico instalado en las plantas azucareras con turbinas de vapor, con la diferencia de que la caldera es reemplazada por el HRSG, que se constituye en el dispositivo que une los sistemas de gas y vapor.

El sistema de cogeneración con ciclo combinado y gasificación presenta grandes mejoras respecto a un sistema simple en cuanto a la generación de electricidad excedente por tonelada de caña que pueden lograr, pero presentan dificultades para su implementación dadas principalmente por el insuficiente desarrollo de las tecnologías de gasificación y la limpieza del gas resultante, así como el alto costo de los equipos que componen el esquema, (Guerra y col., 2005); Ensinas (2008) y (Almazán et al., 2012).

En el esquema simulado en este trabajo, se considera que el gasificador trabaja a una temperatura de 1000°C y una presión de 2000 kPa, (Ensinas et al., 2007).

Se alimenta bagazo con un 15% de humedad y la composición del gas de combustión en la turbina de gas después del sistema de limpieza presenta la composición que se refleja en la tabla 1 y que fue presentada por (Ensinas et al., 2007).

Tabla 1. Composición del gas después del sistema de limpieza asumida para la alternativa 5

<i>Composición del gas</i>	<i>Fracción (% volumen)</i>
Aire	0,5
CO	21,7
CO ₂	11,4

CH ₄	2,9
C ₂ H ₄	1,0
H ₂	16,3
H ₂ O	3,2
N ₂	43,0

La simulación se realizó con ayuda del software ASPEN PLUS. Las reacciones de combustión consideradas para la simulación fueron las referidas en el trabajo de Morales (2012). También se consultó para la simulación el trabajo de (Zheng y Furimsky, 2003).

Para la estimación de las propiedades termodinámicas se escogió el paquete VANL-RK de la base de datos del ASPEN PLUS.

Para los cálculos exergéticos se determina la exergía física de todas las corrientes involucradas en el sistema y en el caso del bagazo se determina también la exergía química, de acuerdo a lo reportado por Chanampa (2010) y (Mendoza y col., 2012).

Tabla 2. Parámetros generales adoptados para la simulación de los esquemas de cogeneración

<i>Parámetro</i>	<i>Alternativas</i>				
	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
Caña molida, (t/d)	3680	3680	3680	10000	10000
Bagazo producido por tonelada de caña molida, (kg/TCM)	308	308	308	308	308
Demanda de vapor por tonelada de caña molida, (kg/TCM)	495	495	495	495	495
Demanda de energía eléctrica por tonelada de caña molida, (kW/TCM)	32	32	32	32	32
Presión de vapor demandada por el proceso, (atm)	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Temperatura del vapor demandada por el proceso, (°C)	130	130	130	130	130
Presión del vapor generado en la caldera, (atm)	43	65	85	67	65
Temperatura del vapor generado en la caldera, (°C)	406	460	20	540	460
Valor calórico neto inferior para el bagazo, (kJ/kg)	7634	7634	7634	7634	7634
Eficiencia isoentrópica de la turbina de vapor, (%)	88	88	88	88	88
Eficiencia isoentrópica de las bombas de vapor, (%)	75	75	75	75	75
Eficiencia del generador eléctrico, (%)	95	95	95	95	95

Para la simulación de la alternativa 5 que emplea la gasificación de biomasa se tomaron como base los parámetros reportados en (Ensinas et al., 2007) y (Acevedo, 2009), tabla 3.

Tabla 3. Parámetros generales adoptados para la simulación de la alternativa 5 (gasificación de biomasa)

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
Producción de gas (kg/kg de bagazo seco) ^a	2,3
Temperatura del reactor de gasificación, °C	1000
Presión del reactor de gasificación, (atm)	25
Consumo eléctrico del secador de bagazo (kJ/kg de bagazo) ^b	20-35
Rango de flujo másico de combustible a la cámara de combustión, (kg/s)	35-45
Eficiencia isoentrópica de la turbina de gas, (%)	92
Eficiencia isoentrópica del compresor de aire, (%)	90

^a Ref. Corsonni y Larson, 2004.

^b El bagazo es secado desde 50% hasta 15% de humedad, (Faaj, 1997).

La exergía de los flujos de vapor y los gases fueron determinadas siguiendo los procedimientos descritos en Huang (1996) y (Szargut et al., 1988). La exergía del bagazo fue evaluada a través del procedimiento de Sosa-Arno y Nebra, (Sosa-Arno y Nebra, 2005), también fueron empleadas correlaciones expuestas en (Mendoza y col., 2012).

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

De los balances y análisis realizados se obtienen los resultados que se reflejan en las tablas 4 y 5.

Tabla 4. Resultados de las alternativas evaluadas

<i>Parámetro</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
Consumo de bagazo por tonelada de caña molida (kg de bagazo/TCM)	360	360	360	249	249
Producción de energía eléctrica por tonelada de caña molida (kWh/TCM)	92,2	106	115,16	80,23	147,52
Eficiencia del ciclo (%)	62,5	65	80,3	87,4	92,3

En la tabla 5, se muestra un resumen de los cálculos exergéticos realizados en cada una de las alternativas evaluadas.

De acuerdo a los datos arrojados por la simulación, la alternativa 1, presión de 43 atm en la caldera y turbogenerador de contrapresión por uno de extracción-condensación, aporta una generación de energía eléctrica de 14133,168 kWh de la cual se entregan al Sistema Electroenergético Nacional (SEN) 9 226,5 kWh.

En la alternativa 2, presión de la caldera a 65 atm se producen 16250,8 kWh de energía eléctrica de la cual se entregan al SEN 11344,14 kWh. En la alternativa 3, el aumento

de la presión de la caldera a 85 atm, trajo consigo una producción de electricidad de 17654,36 kWh de la misma 12747,7 kWh se entregan al SEN.

Tabla 5. Resumen del rendimiento exergético en cada alternativa

<i>Variantes</i>	<i>Caso base (20 atm, TCP)</i>	<i>Alternativa 1 (43 atm, TEC)</i>	<i>Alternativa 2 (65 atm, TEC)</i>
Pérdidas, kW	221 020,587	121 020,688	118 919,823
η (exerg) (%)	24,1	18,6	20
<i>Variantes</i>	<i>Alternativa 3 (85 atm, TEC)</i>	<i>Alternativa 4 (67 atm, TEC)</i>	<i>Alternativa 5 (Gasificación)</i>
Pérdidas, kW	117 527,402	220 833,288	190 558,315
η (exerg) (%)	20,9	21,2	33

En la alternativa 4 se realizó un cambio de caldera del tipo de lecho fluidizado burbujeante con una capacidad de 220 t/h, con ello se obtiene una producción de energía eléctrica de 33 424,14 kWh, con una entrega al SEN de 28 517,48 kWh.

Por último la alternativa 5 que incluye la gasificación de biomasa genera una producción de electricidad de 61 460,09 kWh, con una venta al SEN de 56 553,42 kWh. De estos datos se puede resumir que en lo que a venta de electricidad se refiere la alternativa 5 sería la mejor ya que es la que más aporta.

Del análisis exergético se tiene que las eficiencias exergéticas disminuyen en las alternativas 1, 2, 3, 4 con valores de 18,6%; 20%; 20,9% y 21,2% respectivamente en relación al caso base exceptuando el caso de la alternativa 5 que significa un 33%, esto se debe a que se aprovecha al máximo el bagazo con respecto al caso base, el cual tiene una eficiencia exergética de 24,1%.

3.1. Análisis de factibilidad económica

La evaluación económica se realizó en el evaluador de procesos ASPEN ICARUS PROCESS EVALUATOR (ASPEN PLUS, 2003), que permite realizar diseños específicos, detallados, análisis de inversión y cronogramas, a partir de la información obtenida de la simulación del proceso. Este evaluador posee una interfaz con el paquete ASPEN PLUS (ASPEN PLUS, 2003) que permitió transferir los resultados de la simulación en la cual se trabajó. En las tablas 6 y 7 se muestran algunos parámetros asumidos para la evaluación económica y los indicadores económicos estimados respectivamente.

Tabla 6. Parámetros de Inversión y de costos de operación empleados en la evaluación económica

<i>Parámetros de Inversión</i>	
<i>Descripción del período</i>	<i>Año</i>
Tasa de impuesto (%período)	15
Tasa de interés/tasa de retorno (%período)	20
Vida económica del proyecto	20
Método de depreciación	lineal

Parámetros de Costos de Operación	
Capital de trabajo (% período)	5
Suministros de operación (% período)	25
Costos para laboratorio (% período)	15
Cargos operativos (% período)	25
Gastos generales (% período)	50
Gastos administrativos (% período)	8

En la descripción de período es posible decidir cuantas semanas lo conforman, para la evaluación se asumieron 16 semanas que son las correspondientes a cuatro meses, período promedio que comprende la etapa de zafra en Cuba. El número de períodos para realizar la evaluación fue de 20 años y la tasa de interés se tomó de 15%, la tasa deseada de retorno fue de 20% debido a que este valor fue el recomendado por el programa por la ubicación de la planta en Centro América.

El método de depreciación escogido fue lineal que indica que el proyecto se depreciará de forma pareja durante los 20 períodos de duración.

El capital de trabajo corresponde al porcentaje del capital total que se suministrará por período para operar la instalación, hasta que se obtengan las ganancias necesarias para cubrir los costos del período. Incluye activos actuales como dinero en efectivo, cuentas por cobrar e inventarios. Cuando la instalación comienza a generar ingresos estos gastos son cubiertos por la venta de productos, este se tomó como el 5 % del costo total de proyecto por período.

Los costos de operación de laboratorio se usan para realizar análisis del producto en cada período, los gastos generales se utilizan para cubrir los costos de la operación y de mantenimiento.

Los gastos administrativos incluyen los salarios administrativos, distribución del producto, costo de ventas entre otros, y se especifica como un porcentaje del subtotal de los costos operativos.

Se especifica que en las alternativas 4 y 5 se consideraron los costos que implican el aumento de capacidad de la fábrica a 10 000 t/d.

Tabla 7. Indicadores económicos de la evaluación de alternativas de cogeneración

<i>Esquema</i>	<i>Costo total de inversión (USD)</i>	<i>Costo de operación (USD/año)</i>	<i>IRR (%)</i>	<i>POP (año)</i>	<i>VAN (USD)</i>
Alternativa 1 (43 atm-TEC)	1 383 151,51	21 228 090,92	25,45	6,05	60 062 375,07
Alternativa 2 (65 atm-TEC)	1 893 710,73	31 343 660,65	27,04	6,53	87 536 388,14
Alternativa 3 (85 atm-TEC)	1 893 710,73	31 258 343,53	27,60	6,37	94 506 114,42
Alternativa 4 (67 atm-TEC)	2 853 964,87	50 716 378,64	27,84	7,18	199 469 611,81
Alternativa 5	2 865 097,96	59 988 621,03	28,35	7,86	133 096 467,87

(Gasificación)					
----------------	--	--	--	--	--

Como se observa en la tabla 8, el VAN aumenta con cada alternativa analizada, esto se debe a que en cada una se fueron introduciendo mejoras que aumentan los costos de inversión, pero a la vez se producen mayores ingresos por la venta de electricidad.

La variante que emplea la gasificación de biomasa en las condiciones evaluadas resulta factible pero se hace importante resaltar que esta es técnicamente posible si se logran reducir los consumos de vapor en el proceso tecnológico a 230-290 kg de vapor/ TCM (Morris et al., 2002); (Ensinas et al., 2007); Ensinas (2008); (Dias et al., 2009) y (Dias et al., 2012); para lo cual se hace necesario un estudio de integración energética.

Un aspecto que se debe hacer notar es el hecho de que el período de recuperación de la inversión en todas las alternativas resultó mayor de 6 años, valor que excede el límite recomendado que es de 5 años. No obstante, en la literatura se han revisado varios trabajos que abordan este tema, tal es el caso de Benítez (2000) y (Guerra y col., 2005), donde se explica que los tiempos de recuperación de la inversión en este tipo de plantas están alrededor de los 8 años.

4. CONCLUSIONES

1. El balance energético realizado al proceso de producción de azúcar arrojó que en este proceso se consumen 2120 t/d de vapor, que significan 480 kg de vapor/TCM.
2. El análisis exergético del caso base permitió estimar que este proceso tiene pérdidas de 112 323,91 kW y una eficiencia exergética de 24,18%, encontrándose las mayores pérdidas en el subsistema de generación de vapor.
3. La evaluación de alternativas de cogeneración arrojó que los mayores excedentes de bagazo y electricidad se obtienen con el esquema de gasificación de biomasa con una generación eléctrica de 59 893,53 kW y los peores resultados en estos parámetros se obtienen en la alternativa 1.
4. El análisis exergético de las alternativas evaluadas demostró que las pérdidas en estos esquemas se encuentran en valores de 112 323,91 kW hasta 220 833,29 kW y el rendimiento exergético de 18,6 hasta 33 %.
5. Económicamente la alternativa más factible es la número cuatro, presenta un menor costo de inversión y genera un mayor VAN.
6. La alternativa 5 que considera la gasificación de biomasa es factible económicamente, pero la inversión se encarece sobre todo por la etapa de limpieza de los gases generados; la factibilidad de esta alternativa puede lograrse si se reduce la demanda de vapor del proceso de fabricación de azúcar.

REFERENCIAS

Acevedo, J.C., Simulación de unidades de cogeneración de energía a partir de bagazo de caña de azúcar., Trabajo presentado en opción al título de Ingeniero Químico, Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería Química, Colombia, 2009.

- Almazán, O., Torres, A., Silva, E., Apuntes para una estrategia en el desarrollo de la energética azucarera., *Revista Anales de la Academia de Ciencias de Cuba*, Vol. 2, No.2, 2012, pp. 1-14.
- ASPEN PLUS, Aspen Simulation Engine., Aspen Technology, Inc, Aspen Plus 12.1 User Guide, Cambridge, USA, June 2003.
- Benítez, A., Método termoeconómico aplicado a nuevas soluciones energéticas para la industria azucarera., Tesis presentada en opción al grado científico de Doctor en Ciencias Técnicas, Centro de Estudios de Combustión y Energía, Universidad de Matanzas “Camilo Cienfuegos”, Cuba, 2000.
- Chanampa, N.C., Análisis energético de un sistema de cogeneración con ciclo combinado y gasificación para la industria azucarera., Tesis presentada para optar el Título de Ingeniero Mecánico Eléctrico, Universidad de Piura, Perú, 2010.
- Consonni, S., Larson, E.D., Biomass-gasifier/aeroderivative Gas turbine combined cycles: part B – performance calculations and economic assessment., *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power* Vol. 118, No. 3, 1996, pp. 516-525.
- Dias, M.O.S., Ensinas A.V., Nebra S.A., Maciel-Filho, R., Rossell, C.E. V., Wolf Maciel, M.R., Production of bioethanol and other bio-based materials from sugarcane bagasse: integration to conventional bioethanol production process., *Chemical Engineering Research and Design*, Vol. 87, No. 9, 2009, pp. 206 -216.
- Dias, M.O.S., Junqueira, T.L., Cavalett, O., Cunha, M.P., Jesus, C.D.F., Rossell C.E.V., Rubens, M.F., Bonomi, A., Integrated versus stand-alone second-generation ethanol production from sugarcane bagasse and trash., *Bioresource Technology*, Vol. 103, No. 1, 2012, pp. 152- 161
- Ensinas, A.V., Thermal integration and thermoeconomic optimization applied to industrial process of sugar and ethanol from sugarcane., Ph.D. thesis, University of Campinas, Brazil, 2008, [in Portuguese].
- Ensinas, A.V., Nebra, S.A., Lozano, M.A., Serra, L.M., Analysis of cogeneration systems in sugar cane factories - alternatives of steam and combined cycle power plants., *Proceedings of ECOS 2006*, Aghia Pelagia, Crete, Greece July 12-14, 2006, pp. 1177-1184.
- Ensinas, A.V., Nebra, S.A., Lozano, M.A., Serra, L.M., Analysis of process steam demand reduction and electricity generation in sugar and ethanol production from sugarcane., *Energy Conversion and Management*, Vol.48, No. 11, 2007, pp. 2978-2987.
- Faaij, A., Van Ree, R., Ealdheim, L., Olsson, E., Oudhuis, A., Van Wijk, A, Daey-Ouwens, C., Turkenburg, W., Gasification of Biomass Wastes and Residues for Electricity Production., *Biomass Bioenergy*, Vol.12, No.6, 1997, pp. 387–407.
- Guerra, S.G., Vázquez, R., Rodríguez, M.A., Simulación de una planta de cogeneración de ciclo combinado usando ASPEN., *Ingeniería Química*, No. 421, 2005, pp.106-119.
- Huang, F.F., Performance assessment parameters of a cogeneration system., In: *Ecos'96*, Efficiency, costs, optimization simulation and environmental aspects of energy systems, Stockholm, 25–27 June, 1996, pp. 225–2299.
- Mendoza, J., Bula, A., Gómez, R., Corredor, L., Análisis exergetico de la gasificación de biomasa., *Información tecnológica*, Vol. 23, No. 5, 2012, pp.85-96.

- Morales, M., Estrategia para la reconversión de una industria integrada de azúcar y derivados para la producción de etanol y coproductos a partir de bagazo., Tesis presentada en opción al Grado Científico de Doctor en Ciencias Técnicas, Especialidad Ingeniería Química en la Universidad Central Marta Abreu de Las Villas, Cuba, 2012.
- Morris, M., Waldheim, L., Linero, FAB., Lamônica, HM., Increased power generation from sugarcane biomass – the results of a technical and economic evaluation of the benefits of using advanced gasification technology in a typical Brazilian sugar mill., *International Sugar Journal*, Vol. 104, No.1242, 2002, pp. 243-267.
- Reyes, J. L., Uso de la biomasa cañera como alternativa para el incremento de la eficiencia energética y la reducción de la contaminación ambiental., Centro de Estudios de Termoenergética Azucarera (CEETA), Universidad Central Marta Abreu de Las Villas, 2002.
- Sosa-Arno, J.H., Nebra, S.A., Exergy of sugarcane bagasse., In: Proceedings of 14th European biomass conference & exhibition. Biomass for energy, industry and climate protection, Paris, 17–21 October, 2005, pp. 17-21.
- Szargut, J., Morris, D.R., Steward, F.R., Exergy analysis of thermal Chemical and metallurgical processes., New York: Hemisphere Publishing Corporation, 1988.
- Torres, J. y Larson, E.D., Estimaciones sobre la producción de electricidad en los ingenios cubanos., *Investigación Económica*, No. 2. Abril-Junio, 1995, Disponible en:
<http://www.uh.cu/centros/ceec/Sitio800/paginas/Publicaciones/Biblioteca/por%20auros/R02%20Torres.pdf>
- Torres, J. y Llanes, J., Biomasa cañera, energía y medio ambiente., Estudios elaborados por el Equipo de Mitigación de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Cuba, durante el bienio 2001-2002, 2002, Disponible en:
<http://www.uh.cu/centros/ceec/Sitio800/paginas/Publicaciones/Biblioteca>
- Valdés, A., López, P. y Isac, J.L. et al., Combustibles y energías renovables a partir de la biomasa azucarera., Reunión regional sobre biomasa para la producción de energía y alimentos, La Habana, Cuba. Noviembre, 1997, Disponible en: <http://www.fao.org>
- Zanzi, R., Las energías renovables en Cuba., Investigador de la Kungliga Tekniska Högskolan, Estocolmo, Noviembre, 2007, Disponible en:
<http://www.liberacion.press.se/anteriores/071116/notas/molinos.htm> - 27k
- Zheng, L., y Furimsky, E., ASPEN simulation of cogeneration plants., *Energy Conversion and Management*, Vol. 44, No. 11, 2003, pp. 1845–1851.