



UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS
VERITATE SOLA NOBIS IMPONETUR VIRILISTOGA. 1948

Facultad de Ingeniería Mecánica
Centro de Estudios Energéticos y de Tecnologías Ambientales

Trabajo de Diploma

*Título: Evaluación de alternativas de cogeneración en la
UEB Central Carlos Baliño*

Autor: Denys Sicilia Alba

Tutor: Dr.C. Manuel Alejandro Rubio Rodríguez

Santa Clara

2014

"Año 56 de La Revolución"



Pensamiento

*Muchos nacen siendo varones pero muy pocos mueren
siendo hombres.*

*Ernesto Guevara de la Serna
(1928-1963) médico argentino*

Dedicatoria

Dedico este trabajo de diploma, en especial, a mis padres por estar siempre presente cuando los necesité, brindándome su apoyo incondicional.

A mis amigos más cercanos por darme su apoyo en los buenos y malos momentos.

A todos ustedes les dedico mi primer logro.

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi tutor Manuel Rubio Rodríguez por ser uno de los protagonistas en el desarrollo de este trabajo.

A mis abuelos por apoyarme y por ayudarme a confiar en mí mismo.

A mis padres, por darme su amor y por guiarme por el mejor camino.

A mi Facultad de Ingeniería Mecánica.

A mis profesores por contribuir de una forma u otra en mi formación como ingeniero.

“A TODOS MUCHAS GRACIAS”

Resumen

El presente trabajo de diploma se realizó vinculado a la UEB Central Carlos Baliño. En el desarrollo del mismo se abordaron temas relacionados con la cogeneración. De esta se abordaron sus aspectos más significativos: concepto y beneficios, también sus inconvenientes, los elementos que lo conforman, las tecnologías empleadas para lograrla y se destacaron el uso de la cogeneración con turbinas de vapor, de gas, de ciclo combinado y además con motores de combustión interna y de biomasa con gasificación. Se abordaron los diferentes procesos implicados en la producción de azúcar y cuáles de ellos se consumía vapor. Se realizó una modelación en estado estacionario del proceso actual de producción de electricidad y calor del Central Carlos Baliño apoyado en una serie de balances de materiales y energía dando como resultado que entre los dos turbogeneradores se genera una potencia de 3,16 MW muy cercana a la realidad que es 3,0 MW, un índice de generación de 32 kWh/tonelada de caña y el índice de consumo eléctrico propio es de 30kWh/tonelada de caña, además que la potencia eléctrica consumida es de 2,95MW. Por último se evaluaron dos alternativas de cogeneración, ambas tecnológicamente iguales pero la segunda incrementando el tiempo de generación en 50 días mediante compra de biomasa adicional. Como resultado se obtuvo que en la primera su VAN (valor actual neto) de 1900000 y en la alternativa dos 4460000 y en la primera alternativa el TIR (tasa interna de retorno) de 12% y en la segunda 14% siendo la misma entonces más viable.

Abstract

This diploma work was carried linked to Carlos Baliño Central UEB. In the development of the cogeneration issues were addressed. This of boarded their most significant aspects: concept and benefits, also its drawbacks, the elements that comprise the technologies employed to achieve and use of cogeneration steam turbines, gas combined cycle is highlighted and also with internal combustion engines and biomass gasification. The different processes involved were addressed in the production of sugar and which ones consumed steam. One modeling was performed in steady state of the current process of producing electricity and heat Central Carlos Baliño was relying on a number of material balances and energy giving us the result that the two turbine generators rated at 3.16 MW very close is generated to reality is 3.0 MW, generating an index of 32 kWh / ton of cane and the rate of electricity consumption itself is 30kWh/tonelada cane, besides the consumed electric power is 2.95MW, Finally cogeneration two alternatives were evaluated, both technologically equal but increasing the time the second generation in 50 days by purchasing additional biomass. It was observed that in the first the NPV (net present value) of 1900000 and 4460000 in dos and alternative in the first alternative the IRR (internal rate of return) of 12% and 14% in the second being the same then more viable.

Índice

Introducción	1
Capítulo I: Aspectos generales de la cogeneración y la industria azucarera	4
1.1-Introducción	4
1.1.1-Concepto de cogeneración	4
1.1.2-Beneficios e inconvenientes de la cogeneración	5
1.1.3-Elementos de un sistema de cogeneración	7
1.1.4-Clasificación de los sistemas de cogeneración	8
1.1.5-Desarrollo de la cogeneración	9
1.1.6-Tecnología para la cogeneración	10
1.1.7-Cogeneración con turbinas de vapor	11
1.1.8-Cogeneración con turbinas de gas	12
1.1.9-Ciclo Combinado	13
1.2-Cogeneración con motores de combustión interna (Motores alternativos)	14
1.2.1-Cogeneración a partir de turbinas de gas con sistema de gasificación de biomasa	15
1.2.2-Cogeneración en la industria azucarera	17
1.2.3- La producción de azúcar	18
1.2.3.1-Molienda	19
1.2.3.2-Clarificación	19
1.2.3.3-Evaporadores	19
1.2.3.4-Cristalización	19
1.2.3.5-Separación	19
1.2.3.6-Refinación	20
1.3-Procesos donde están implicados consumos de vapor	20
1.3.1-Tratamiento del jugo mezclado	20
1.3.2-Colado	20
1.3.3-Alcalinización	21
1.3.4-Calentamiento	21
1.3.5-Decantación	22
1.3.6-Filtración	23
1.3.7-Evaporación	23
1.3.8-Cocción	24
1.3.9-Generación y distribución del vapor y accionamiento de Equipamientos	24
1.4-Conclusiones parciales del capítulo	25
Capítulo II: Caracterización y modelación del proceso actual de la UEB Central Carlos Baliño	27
2.1-Introducción	27
2.2-Aspectos generales del proceso de producción de calor y electricidad	27
2.3-Modelación estacionaria del proceso actual de producción de electricidad y calor	30
2.3.1-Balance de materiales y energía	30
2.3.2-Caso UEB Central Carlos Baliño	32
2.4-Inventario de consumos de vapor en el Central Carlos Baliño	36
2.4.1-Consumo de vapor en Calentadores	36
2.4.2-Consumo de vapor de la estación de Tachos	38
2.4.3-Consumo de los pre-evaporadores	38

2.4.4-Consumo de los evaporadores	39
2.4.5-Consumo de vapor de los turbo-generadores	39
2.4.6-Índice de Consumo de electricidad propio del Central	40
2.4.7-Índice de Consumo de vapor	40
2.5-Conclusiones parciales del capítulo.....	42
Capítulo III: Comparación económica de dos alternativas de cogeneración en la UEB Central Carlos Baliño.....	43
3.1- Introducción.....	43
3.2-Sistemas representativos de cogeneración con biomasa costos y desempeño	43
3.2.1- Configuraciones y desempeño de calderas de lecho fijo tipo Stocker	43
3.2.2-Análisis de alternativas de cogeneración	46
3.2.3-Análisis de sensibilidad	52
3.3-Conclusiones del capítulo	53
Conclusiones generales.....	55
Recomendaciones.....	56
Referencias bibliográficas.....	57
Anexos.....	59

Introducción

Durante las últimas décadas, la comunidad internacional ha tomado conciencia de los grandes problemas que aquejan a nuestro planeta y de la necesidad de ir hacia un desarrollo sustentable. Uno de los grandes problemas a ser resueltos es la reducción del consumo de combustibles fósiles, por un lado, debido al agotamiento inevitable de las reservas por los altos niveles de consumo, y por otro, por la necesidad de reducir las emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero que afectan el medio ambiente. Por esta razón es que en los últimos años se han buscado nuevas fuentes de energía, renovables y limpias, que ayuden a reducir el consumo de aquellos y la consiguiente emisión de gases contaminantes. Entre las fuentes renovables de energía en estudio, la más antigua, utilizada y difundida, es la energía obtenida a partir de la biomasa, sobre la que se realizan estudios de optimización de los procesos de combustión para alcanzar mayores rendimientos y eficiencias, y se estudian nuevas tecnologías, como son los procesos termoquímicos y la gasificación. Entre las plantas utilizadas para fines bioenergéticos se destacan las gramíneas como la caña de azúcar, cuya eficiencia fotosintética es de las más altas entre todos los vegetales, razón por la cual la agroindustria azucarera es considerada una gran fuente de producción de energía. Como resultado de la molienda de la caña se obtiene el bagazo, que es utilizado para autoabastecer a la industria energéticamente (potencia y calor en sistemas de cogeneración) y como derivado tradicional, el etanol, que normalmente se obtiene de las mieles finales, pero que también puede obtenerse de mezclas de jugo y miel, y de jugo de caña directamente [1].

En la actualidad, dada la potencialidad de la industria azucarera, las plantas de azúcar y derivados se están convirtiendo en productores de energía, es decir, la energía pasa a ser un producto principal y deja de contemplarse como un subproducto. En los nuevos ingenios azucareros, o en aquellos que se remodelan sobre todo desde el punto de vista energético [1].

Las mayores reservas de biomasa combustible se encuentran en los países de mayor crecimiento de las demandas energéticas del mundo y, dentro de esas reservas, la biomasa residual azucarera resulta de considerable importancia. Encontrar solución a las limitantes que tiene su utilización traería impactos positivos en dos vertientes: solucionaría, de una parte, los problemas energéticos de esos países propiciando un desarrollo sustentable y propiciaría, por otra, la diversificación competitiva de una industria en crisis [2].

La Industria Azucarera no ha permanecido ajena a los cambios que han caracterizado el entorno económico de esta década como la privatización, la desregulación, el libre comercio, la integración en bloques económicos y la desaparición del campo socialista europeo. Los cambios en el entorno de los años 90 han repercutido en la cadena del valor azucarero y están exigiendo a los industriales un aumento de las investigaciones y transferencia tecnológica, el uso de la informática, la mecanización, el aumento de las exigencias en cuanto a la organización industrial, el uso eficiente de la energía y la utilización de los residuos de la cosecha, así como la tendencia a la diversificación de la industria ampliando su espectro a la producción de alcoholes, alimentos para el ganado y energía eléctrica por cogeneración. Los cambios del entorno, en resumen, exigen un nuevo modelo de industria de la caña de azúcar que sea autofinanciable, ágil y dinámico frente a las cambiantes características con el objetivo de hacerla primero rentable y luego competitiva. Este último fenómeno ha influido fuertemente en Cuba que dejó de ser el primer exportador mundial de azúcar de caña y, que dadas las condiciones actuales, está muy lejos de recuperar esta condición. Una actitud proactiva en aras de adelantarnos a las posibles condiciones adversas que el futuro imponga a nuestra primera industria es de vital importancia buscando una diversificación que la haga competitiva con los líderes tecnológicos actuales cuyos resultados distan en buena medida de los nuestros. La industria azucarera se mantendrá en los próximos 15 años como nuestra primera fuente de ingresos pues garantiza más del 45% de los ingresos del país, es el principal cliente de los sectores más importantes de la economía y una importante fuente de trabajo [1].

La diversificación de la Industria Azucarera, a partir de la obtención de derivados de la caña de azúcar, ha sido amplia y profundamente estudiada. Resultados de estudios de factibilidad de derivados de la caña de azúcar efectuados en Cuba muestran una lista aproximada de 28 productos posibles técnica y económicamente de obtener. Ello permitiría que la afectación actual del mercado azucarero por la estabilización de la demanda y los precios de los azúcares a causa de la aparición de edulcorantes sintéticos y siropes de fluctuosa y glucosa, no incida directamente en nuestra industria que sería capaz de elaborar productos de mayor valor agregado [3].

La primera condición para la diversificación competitiva de la Industria Azucarera es su autoabastecimiento energético, ello permite la satisfacción de las demandas de electricidad y vapor de estos procesos y el aumento de los ingresos por la exportación de electricidad al Sistema Electroenergético Nacional. La producción de electricidad cogenerada se está convirtiendo en el mundo en una fuente de ingresos para toda industria de procesos y en una vía de contribuir al equilibrio ambiental. El principio básico de la cogeneración es el aprovechamiento de la energía residual resultante de todo proceso termodinámico de conversión y utilización de energía y que en procesos separados es disipada al ambiente. Las potencialidades de utilizar toda la biomasa residual

azucarera para cogeneración eficiente y generación en tiempo de no-zafra se hacen palpables al valorar que en Cuba se molían, antes del redimensionamiento de la industria azucarera como promedio 80 MMt de caña que producen 24 MMt de bagazo y 20 MMt de paja de caña equivalentes a unos 5,5 MMt de fuel oil. De mantenerse esos niveles de molida pudieran instalarse en los 156 ingenios azucareros del país una potencia total de 2 790 MW con calderas de alta presión – temperatura y turbinas de vapor de extracción – condensación (AP/TVEC) y de 4 855 MW con generadores de biomasa y turbinas de gas y ciclos combinados (GB/TGCC) que equivaldrían a 21 364 y 39 379 GWh con reducciones del consumo de vapor para el proceso hasta 380 kgv/t [1].

Problema

No se posee un estudio de oportunidad económica para el caso de una inversión en cogeneración a presiones superiores a las actuales en la UEB azucarera Carlos Baliño.

Hipótesis

Mediante modelación y datos tecnoeconómicos disponibles en la literatura es posible realizar una primera aproximación al desempeño económico de alternativas de cogeneración a alta presión en el central Carlos Baliño.

Objetivo General:

1. Evaluar mediante modelación y con datos obtenidos de la literatura diferentes alternativas de inversión y operación de una planta de cogeneración para el central Carlos Baliño.

Objetivos Específicos:

1. Realizar un estudio del estado del arte en la cogeneración en la industria en general y en particular en la azucarera con el propósito establecer la tecnología más probable para una hipotética inversión.
2. Definir modelos para los equipamientos consumidores de vapor en la industria y aplicarlos al caso del Central Carlos Baliño con el propósito de establecer la posible demanda de vapor.
3. Realizar un inventario de los consumos de vapor en el Central Carlos Baliño y establecer los equipos mayores consumidores.
4. Definir una alternativa tecnológica de cogeneración para el caso del central Carlos Baliño y modelarla.
5. Evaluar dos alternativas de cogeneración en la UEB Central Carlos Baliño tecnológicamente iguales pero una con 50 días adicionales de generación con biomasa comprada.

Capítulo I: Aspectos generales de la cogeneración y la industria azucarera

1.1-Introducción

En este capítulo se abordará temas relacionados con la cogeneración, haciendo énfasis en el concepto de la misma, sus beneficios e inconvenientes, los elementos que conforman un sistema de cogeneración y a la vez su clasificación. También se explicará el desarrollo que esta ha tenido en el mundo, las tecnologías implicadas en la cogeneración donde se argumenta el huso de las turbinas de vapor, de gas, de ciclo combinado y los motores de combustión interna y por último gasificación de biomasa y turbina de gas, así como temas acerca de la cogeneración en la industria azucarera. Finalmente este termina con la explicación de los diferentes procesos implicados en la producción del azúcar y en procesos que intervienen en esta donde se consume vapor.

1.1.1-Concepto de cogeneración

Se entiende por cogeneración a la:

I-Producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas [4, 5].

II-Producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate [4, 5].

III-Producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate [4, 5].

El término cogeneración es ampliamente utilizado y aceptado para describir tanto el concepto de producción combinada de potencia y calor como para los equipos o sistemas utilizados para producir potencia y calor de esta manera [4].

A diferencia de un sistema convencional que produce electricidad o energía térmica, la cogeneración consiste en la producción simultánea o secuencial de energía mecánica y térmica a partir de una misma fuente de energía [4].

En otras palabras, los sistemas de cogeneración convierten la energía contenida en el combustible en 2 tipos de energías utilizables por la industria:

- 1.- Energía mecánica y/o eléctrica.
- 2.- Energía térmica, vapor útil o gases calientes para proceso.

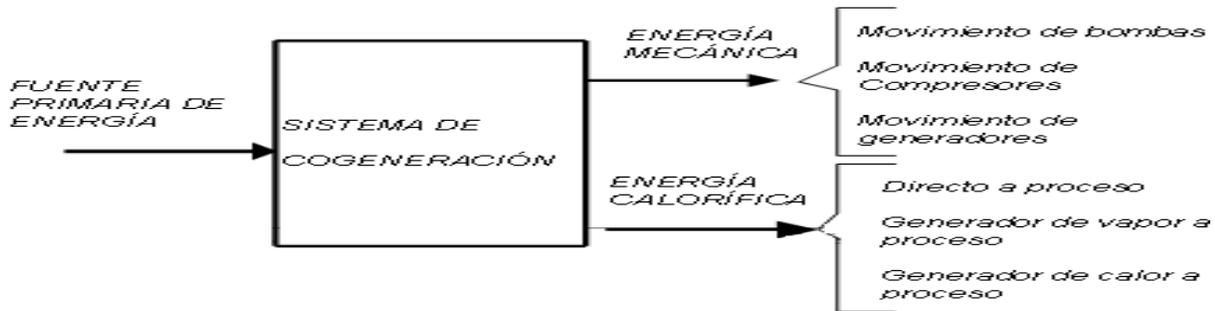


Figura 1.1- Esquema general de cogeneración

La cogeneración moderna es un sistema tecnológico que incorpora diferentes principios, entre ellos la competitividad y la disminución de emisiones contaminantes; los cuales están contemplados en las políticas de globalización económica regional, así como la política internacional orientada a lograr un desarrollo sustentable [4].

El propósito principal de la cogeneración es lograr un mejor aprovechamiento de los combustibles primarios, razón por la cual se considera en los programas de ahorro de energía como una alternativa fundamental [4].

1.1.2-Beneficios e inconvenientes de la cogeneración

En los sistemas de cogeneración la energía empleada para generar la energía eléctrica y térmica es mucho menor a la utilizada en los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica y térmica por separado, es decir, que de un 100% de energía contenida en el combustible, en una termoeléctrica convencional sólo 33% se convierte en energía eléctrica, el resto, como ya se mencionó, se pierde a través del condensador, los gases de escape, las pérdidas mecánicas y las pérdidas eléctricas por transformación y transmisión. En los sistemas de cogeneración se llega a aprovechar hasta un 84 % de la energía contenida en el combustible para la generación de energía eléctrica y calor al proceso (25-30% eléctrico y 59-54% térmico). Lo anterior se puede observar en los diagramas que se muestran en la figura 1.2 [5].

Este proceso permite que el combustible que se agregue a un proceso, para generar energía eléctrica por cogeneración, sea mucho menor que el usado en las plantas convencionales de generación de energía eléctrica para la misma generación.

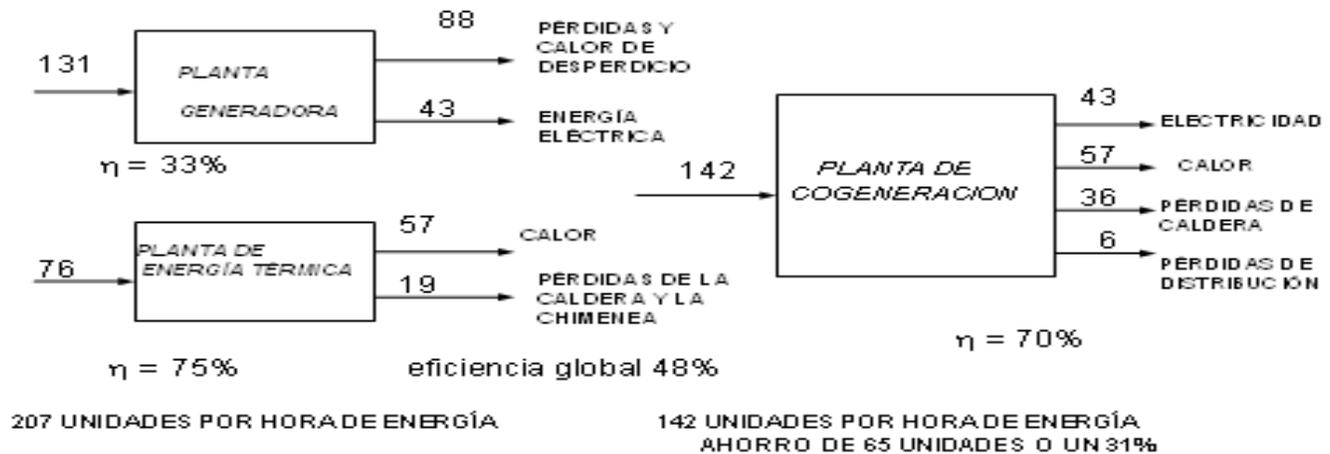


Figura 1.2- Cogeneración contra sistema convencional [4]

En términos generales, los beneficios potenciales de la cogeneración industrial son ampliamente reconocidos. Estos se pueden enfocar de diferente manera, desde el punto de vista de los intereses nacionales incluyen entre otros [4]:

- **Ahorros de energía primaria.** Incrementando la capacidad de cogeneración en la industria, puede ayudar a reducir el consumo de combustibles que actualmente se usan en las plantas de generación de potencia. Se estima que con la instalación de una capacidad de 4,200 kW_e, en un período de 10 años, se podría lograr un ahorro acumulado, equivalente a 325 millones de barriles de petróleo crudo [4].
- **Incremento de la eficiencia de distribución.** Las pérdidas por transformación y distribución disminuyen al tener a los sistemas generadores ubicados en los centros de consumo. Con la misma base anterior se estiman ahorros de 1.3 TWh anuales [4].
- **Difiere inversiones requeridas en ampliar la capacidad instalada en el país.** Con los sistemas de cogeneración industrial se disminuye el crecimiento de la demanda, por lo que el crecimiento de la oferta se puede realizar más lentamente, lo que implica disminuir la velocidad de construcción de nuevas plantas generadoras [4].
- **Reduce emisiones globales.** Al disminuir globalmente el uso de energía primaria, produce que las emisiones derivadas de la combustión de combustibles fósiles disminuyan, con el consiguiente beneficio [4].

Desde el punto de vista de los intereses de la industria se tienen los siguientes beneficios:

- **Reducción de los costos de energía.** Al utilizar el calor para la generación de potencia, los costos de la compra de energía eléctrica disminuyen considerablemente. Se ha estimado que la reducción en la facturación energética total puede alcanzar hasta un 50% [4].
- **Más confiabilidad en el suministro de energía.** Generando su propia energía, en su propia planta, le da más confiabilidad y autosuficiencia a su suministro de energía. Un sistema de cogeneración conectado en paralelo con la red eléctrica como respaldo garantiza la continuidad en el suministro de energía eléctrica [4].
- **Mejora en la calidad de la energía suministrada.** Se puede corregir inmediatamente cualquier desviación, fuera de lo normal, del voltaje o la frecuencia [4].

A pesar de las grandes y muchas ventajas que tiene la utilización de la cogeneración, existen una serie de inconvenientes que se necesitan tomar en consideración antes de decidir la realización de un proyecto en específico. Los principales de estos son [4]:

- Los sistemas de cogeneración requieren de una inversión substancial, que muchas compañías no están en disposición de erogar por tratarse de un proyecto que no incrementa su capacidad de producción, aunque sea altamente favorable [4].
- Los sistemas de cogeneración pueden llegar a ser complejos en su diseño, instalación y operación, por lo que requieren la utilización de empresas o personas bien capacitadas en esta área [4].
- En algunos proyectos su economía puede ser muy sensible a los costos de energía eléctrica y de los combustibles, los cuales son impredecibles, aunque la tendencia normal es hacia la alza, por lo menos en el mediano plazo. Para los proyectos que son altamente dependientes de la venta de excedentes a la red, deben de buscar contratos a largo plazo con precios de compra que mantengan la rentabilidad del proyecto [4].

1.1.3-Elementos de un sistema de cogeneración

Los principales elementos constituyentes de un sistema genérico de cogeneración son [6]:

- Elemento motor primario
- Elemento de recuperación de calor de desperdicio
- Sistema de transmisión de energía

- Sistemas auxiliares (bombas, compresores, alternador, etc.)
- Sistema de control

El componente más importante es el motor primario, el cual convierte la energía del combustible en la energía que suministra la flecha. Los dispositivos de conversión más ampliamente utilizados son las turbinas de vapor, las turbinas de gas y los motores de combustión interna, o alternativos [6].

Existe una gran variedad de equipos para la recuperación del calor de desperdicio, por lo que la selección adecuada de éste dependerá del uso que se le necesite dar. Estos pueden ir, desde sistemas de baja presión de distribución de vapor a la salida de las extracciones de las turbinas, hasta calderas de recuperación para extraer la energía de los gases producidos en una turbina de gas [6].

Los sistemas de control son necesarios para la automatización del motor primario, la operación segura del sistema de recuperación de calor y en general para la operación eficiente del sistema [6].

1.1.4-Clasificación de los sistemas de cogeneración

Los sistemas de cogeneración pueden clasificarse de acuerdo con el orden de producción de electricidad y energía térmica en [4]:

Sistemas superiores (Topping Cycles).

Sistemas inferiores (Bottoming Cycles)

Los sistemas superiores de cogeneración, que son los más frecuentes, son aquellos en los que una fuente de energía primaria (como el gas natural, diesel, carbón u otro combustible similar) se utiliza directamente para la generación de energía eléctrica en el primer escalón. A partir de la energía química del combustible se produce un fluido caliente que se destina para generar la energía mecánica y la energía térmica resultante, el denominado calor residual como vapor o gases calientes, es suministrada a los procesos industriales ya sea para secado, cocimiento o calentamiento, que constituyen el segundo escalón. Este tipo de sistemas se utiliza principalmente en la industria textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, entre otras, donde sus requerimientos de calor son moderados o bajos con temperaturas de 250 ° C a 600 ° C [4].

En los sistemas inferiores la energía primaria se utiliza directamente para satisfacer los requerimientos térmicos del proceso del primer escalón y la energía térmica residual o de desecho, se

usará para la generación de energía eléctrica en el segundo escalón. Los ciclos inferiores están asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas como el cemento, la siderúrgica, vidriera y química. En tales procesos resultan calores residuales del orden de 900 ° C que pueden ser utilizados para la producción de vapor y electricidad [4].

Existe una gran variedad de equipos y tecnologías que pueden ser considerados para una aplicación específica de cogeneración. Cada tecnología tiene sus características propias, que deben ser consideradas en el contexto de los requerimientos específicos del lugar. [4]

Otra clasificación generalmente empleada para los sistemas de cogeneración, es la que se basa en el tipo de motor primario empleado para generar la energía eléctrica, con la cual se tiene [4]:

- Cogeneración con turbina de vapor.
- Cogeneración con turbina de gas.
- Cogeneración con ciclo combinado.
- Cogeneración con motor recíprocante.

En la figura 1.3 se muestran los arreglos de los sistemas de cogeneración antes mencionados.

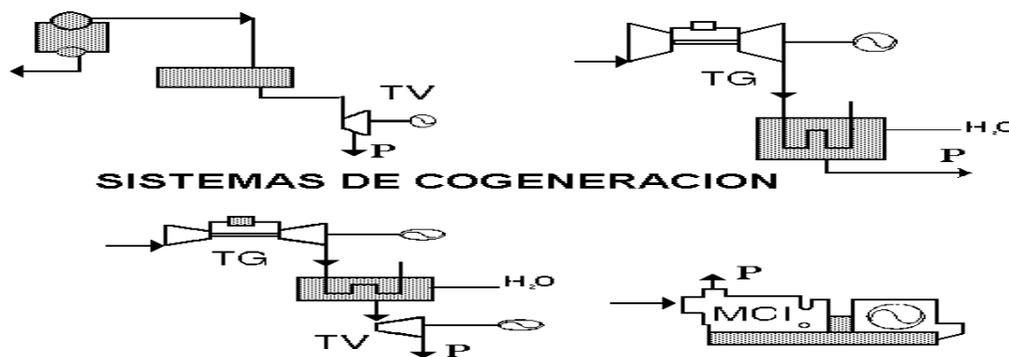


Figura 1.3-Esquemas de cogeneración [4]

1.1.5-Desarrollo de la cogeneración

El concepto de cogeneración no es nuevo, ya algunas plantas industriales lo han usado desde principio de siglo, inclusive en nuestro país. Ante las ventajas evidentes de los sistemas de cogeneración nos preguntamos sobre el por qué hasta ahora se inicia su aplicación y también su divulgación. Por un lado, el bajo costo de los combustibles y el crecimiento de las redes de distribución hicieron que las compañías suministradoras bajaran sus precios y aumentaran su

confiabilidad, con lo cual la cogeneración en la gran mayoría de los casos dejó de ser un negocio rentable, y por el otro no hubo un desarrollo tecnológico al parejo de las plantas industriales [6].

Los mismos factores de costo que desalentaron su crecimiento son los que actualmente están haciendo que se impulse su uso, dentro del esquema de los programas de ahorro de energía. Esto también ha impulsado un alto desarrollo tecnológico permitiendo que se tengan sistemas más eficientes [6].

Se debe enfatizar que la cogeneración recibe el impulso técnico más importante en los años ochenta; éste consiste básicamente en la aplicación de las turbinas aeroderivadas en la generación de energía eléctrica, es decir, se toman las turbinas utilizadas en la aviación comercial y con pequeñas modificaciones se adaptan a tierra y se acoplan a generadores eléctricos que las transforman, por primera vez, en grupos turbogeneradores industriales [6].

Al mismo tiempo se desarrollan nuevos materiales de alta resistencia mecánica para la fabricación de alabes de turbinas y se emplean materiales cerámicos de alta resistencia térmica en la construcción de cámaras de combustión. También se logran rendimientos en las turbinas de gas de hasta 35 %, (contra 15 y 20% obtenido en los años sesenta) y se mejoran los ciclos termodinámicos tradicionales [6].

Es importante resaltar el desarrollo de las calderas de recuperación con presiones múltiples, así como el inicio de la tecnología de gasificación de combustibles, el desarrollo de la fabricación de sistemas de cogeneración tipo paquete y la introducción de la aplicación del ciclo combinado, esto, sin olvidar que en todos los desarrollos se incluye el uso de tecnologías limpias, es decir, con reducidas emisiones contaminantes a la atmósfera [6].

Es necesario recordar las máquinas alternativas de combustión interna, conocidas como MCI, cuyo desarrollo en paralelo a las turbinas de gas se ha venido aplicando cada día más en los procesos de cogeneración, sobre todo gracias a que la creciente necesidad del transporte marítimo ha permitido la disponibilidad de motores altamente eficientes, alcanzando rendimientos térmico/eléctricos del orden del 40% [6].

1.1.6-Tecnología para la cogeneración

En la tabla siguiente se muestra las Tecnologías para la cogeneración [7].

Como se puede apreciar en la tabla 1.1 se muestran las tecnologías empleadas para la cogeneración las cuales se logran a partir del uso de turbinas de vapor de gas y de ciclo combinado, también de motores de combustión interna y por último biomasa con gasificación y turbina de gas

Tabla 1.1- Tecnologías para la cogeneración [7].

Tecnología para la cogeneración
Turbinas de vapor.
Turbinas de gas.
Ciclo combinado.
Motores de Combustión Interna.
Gasificación de biomasa y turbina de gas.

1.1.7-Cogeneración con turbinas de vapor

En este sistema la energía mecánica se produce por la turbina mediante la expansión del vapor de alta presión, generado en una caldera convencional. Bajo este sistema la generación de energía eléctrica por unidad de combustible es menor que en la turbina de gas (generalmente del orden de 15%), aunque la eficiencia global del sistema es más alta (del 85 al 90%) que en la turbina de gas ya que produce energía térmica del orden del 75% [4, 8].

Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos: a contrapresión, a extracción y a condensación [4, 8].

En las turbinas de contrapresión su principal característica es que el vapor, cuando sale de la turbina se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como la torre de enfriamiento (fig.1.4) [4, 8]

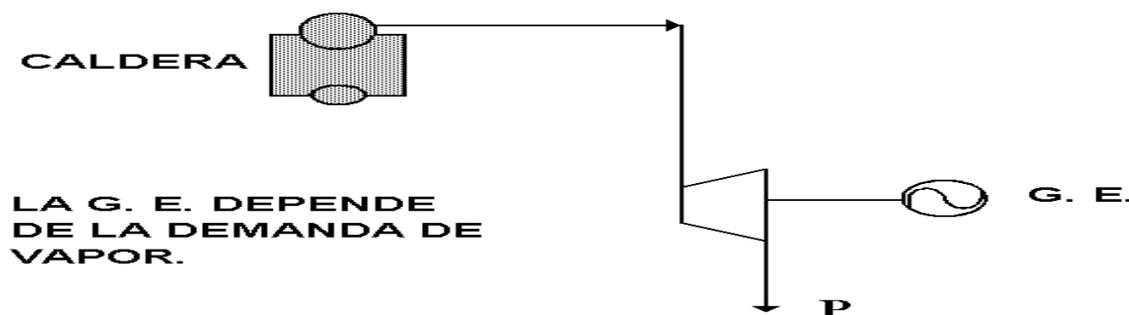


Figura 1.4- Esquema con turbina de vapor a contrapresión [4].

En la turbina de extracción/condensación, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida al condensador, obteniendo así, vapor a proceso a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida del condensador (fig 1.5) [4, 8].

En las turbinas de condensación, la salida de vapor expandido en la turbina pasa al condensador a una presión, normalmente, inferior a la presión atmosférica [4, 8].

Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 4 a 1 o mayor [4, 8].



Figura 1.5- Esquema con turbina de extracción condensación [4].

Tiene entre sus principales ventajas y desventajas las siguientes:

Ventajas

- Capacidades de 500 KW hasta 100 000 KW o más.
- Eficiencia global del sistema alta. (90%).
- Alta seguridad de operación.
- Vida útil larga (25 años).

Desventajas

- Altos costos de inversión.
- Tiempo de arranque muy lento
- Baja relación de energía eléctrica/energía térmica (15%)

1.1.8-Cogeneración con turbinas de gas

En este sistema el combustible es quemado en una cámara de combustión, de la cual los gases generados son introducidos a la turbina, para convertirse en energía mecánica, la que podrá ser transformada en energía eléctrica usando un alternador. Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650°C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar

directamente a los procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15% al 16%, y debido a su alta temperatura suelen ser empleados a su vez, para producir otro fluido caliente como vapor, aire, o agua (fig. 6) [4, 8].

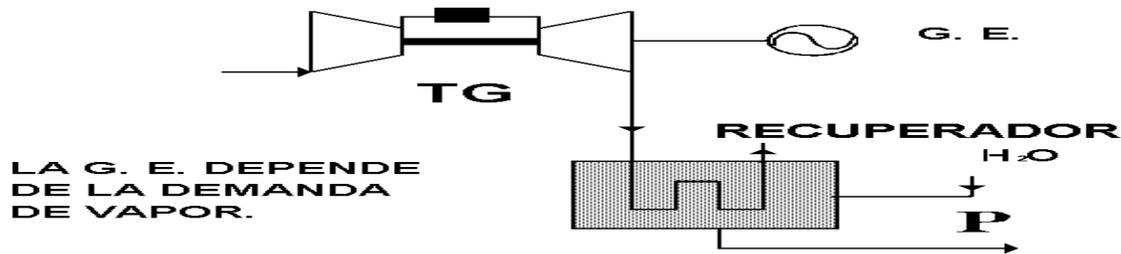


Figura 1.6-Turbina de gas [4].

La cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica, presentando las ventajas y desventajas siguientes [6]

Tabla 1.2-Ventajas y desventajas de la cogeneración con turbina de gas [4, 6]

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Amplia gama de capacidades, desde 500 kW hasta 265 MW. • Altas eficiencias de conversión de energía térmica. • Eficiencias de conversión a energía eléctrica del 27%. • Alcanza eficiencias globales arriba del 80%. • Alta seguridad de operación. • Bajo costo relativo de inversión. • Tiempo corto de arranque. • Requiere de poco espacio. 	<ul style="list-style-type: none"> • Baja eficiencia en carga parcial • Vida útil relativamente baja • Limitantes en cuanto al combustible usado

1.1.9-Ciclo Combinado.

A este sistema se le caracteriza porque emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. En este sistema los gases producidos en la combustión de la turbina de gas, se emplean para producir vapor a alta presión a través de una caldera de recuperación, para posteriormente alimentar a la turbina de vapor, sea de contrapresión o extracción-condensación y producir por segunda vez energía eléctrica, utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las extracciones directamente en los procesos (fig 1.7) [4, 6].

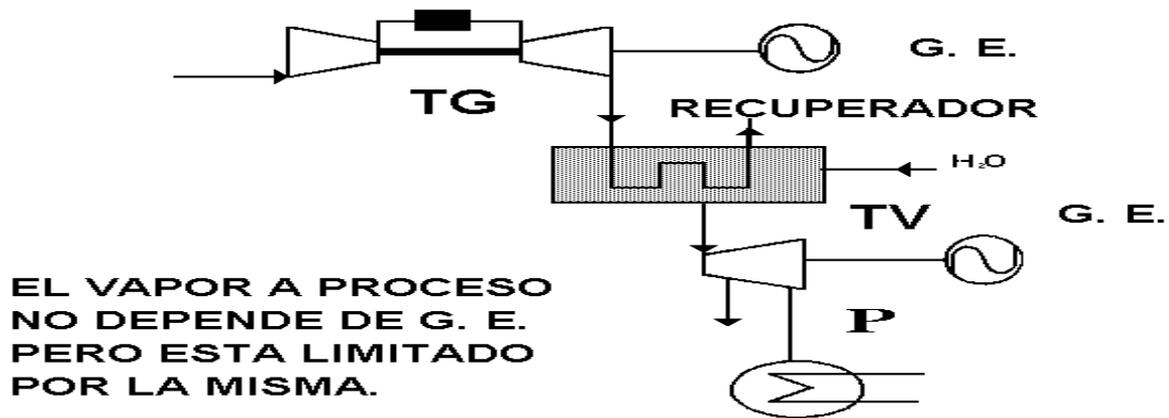


Figura 1.7-Esquema con turbina de gas y de vapor [4]

El ciclo combinado se aplica en procesos donde la razón potencial/calor es alta. Sus principales ventajas y desventajas son [4, 6]:

Ventajas.

- ◆ Alta producción de electricidad.
- ◆ Elevada eficiencia térmica.
- ◆ Operación flexible.

Desventajas.

- ◆ Limitantes en cuanto al empleo de combustibles.
- ◆ Alto costo de inversión.

1.2-Cogeneración con motores de combustión interna (Motores alternativos).

Este sistema arroja la mayor generación eléctrica por unidad de combustible consumido, alrededor del 34% al 40%, aunque los gases residuales son a baja temperatura 200° a 250°C. Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, la eficiencia de cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas. Con los gases residuales, se puede producir vapor de baja presión (alrededor de 10 a 15 kg/cm²) o agua caliente de 80° C a 100° C [4, 6].

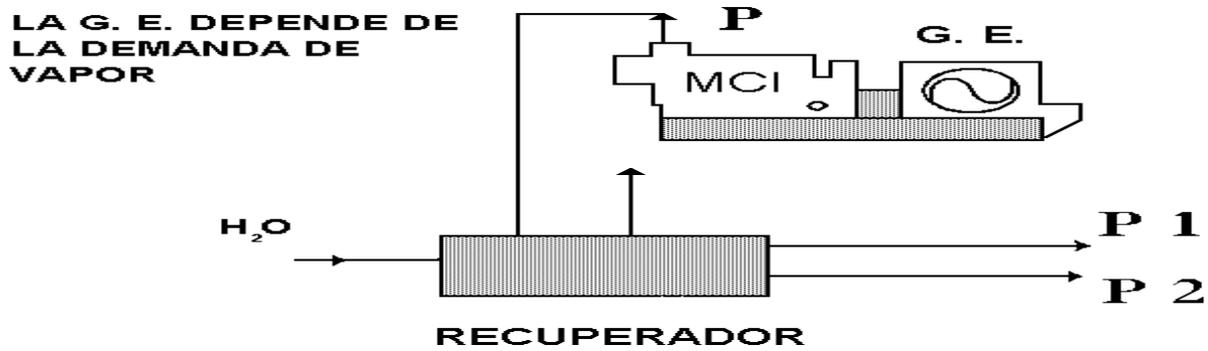


Figura 1.8-Esquema con MCI [4]

Entre las principales ventajas y desventajas de los sistemas de cogeneración a base de Motor Alternativo son [7]:

Ventajas.

- ◆ Alta eficiencia de producción de energía eléctrica (hasta 40%).
- ◆ Eficiencia global del sistema del orden del 70%.
- ◆ Bajo costo de inversión.
- ◆ Vida útil larga (25 años).
- ◆ Capacidades desde 15 kW a mayores de 20,000 kW.
- ◆ Alta eficiencia a baja carga.
- ◆ Consumo medio de agua de enfriamiento.

Requiere de poco espacio para su instalación.

Desventajas.

- ◆ Altos costos de mantenimiento.
- ◆ Baja temperatura de la energía térmica producida.
- ◆ Dispersidad de la energía térmica recuperable (gases, agua, aceite).

1.2.1-Cogeneración a partir de turbinas de gas con sistema de gasificación de biomasa.

La gasificación es un proceso térmico que permite la conversión de un combustible sólido, tal como el bagazo, en un combustible gaseoso, mediante un proceso de oxidación parcial. El proceso inicia con una etapa de secado del bagazo, en donde se retira la mayor parte de humedad, la cual causa problemas de aglomeración que disminuyen la eficiencia del proceso. A continuación se lleva a cabo una descomposición térmica (pirolisis), en la que el calor descompone el sólido original en una

mezcla de sólido, líquido, gas. Al sólido originado, comúnmente se le denomina char y, a los líquidos, debido a la presencia de alquitranes y vapores condensables, tar. Luego tiene lugar una reacción de oxidación o combustión, en la cual un agente oxidante (aire, oxígeno) se ve implicado en un conjunto de reacciones de oxidación, las cuales pueden ser homogéneas o heterogéneas, fundamentalmente exotérmicas, mediante las que se genera la energía térmica necesaria para que el proceso se mantenga. Inmediatamente ocurre la gasificación o reducción, en donde las reacciones sólido-gas o en fase gaseosa convierten el sólido remanente en gas. Se trata básicamente de reacciones endotérmicas, en donde algunas de estas reacciones tienen lugar en muy poca extensión (reacciones de reformado y/o hidrogenación) [7].

El gas resultante del proceso de gasificación, es sometido a un proceso de limpieza en donde son retirados gases nocivos (H_2S), partículas y alquitranes que pueden ser perjudiciales para los equipos que se encuentran corrientes abajo. El gas limpio, es entonces utilizado como combustible en la cámara de combustión de las turbinas de gas, las cuales, a su vez, están acopladas a un generador para la producción de electricidad. Como agente oxidante se emplea el vapor de agua, oxígeno o el aire. El gas resultante contiene monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), Hidrogeno (H_2), metano (CH_4), agua y pequeñas cantidades de hidrocarburos de bajo peso molecular como el etano. Cuando se usa el aire como agente oxidante el gas producido posee un bajo poder calórico que oscila entre 4 y 7 MJ/m^3 ; en cambio, cuando se usa el oxígeno como agente oxidante, el gas producido podría tener un poder calórico entre 10 y 18 MJ/m^3 [2]. Sin embargo, por razones técnico-económicas la tecnología más usada es aquella que emplea el aire como agente oxidante [7].

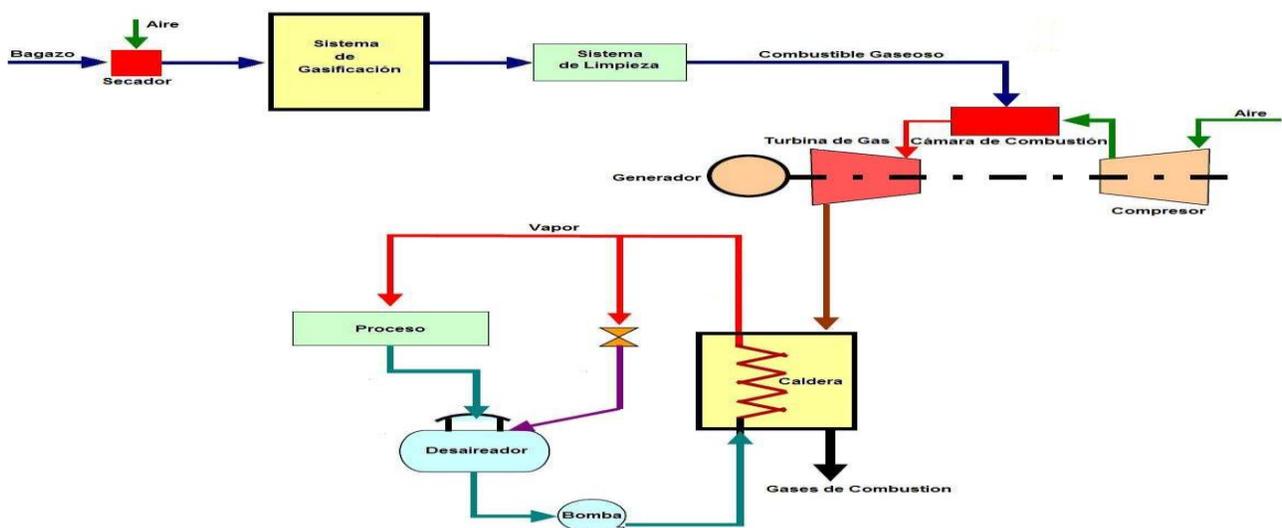


Figura 1.9-Esquema de cogeneración con gasificación [4]

La corriente de gases de combustión a la salida de la turbina es utilizada para la producción de vapor en el sistema de recuperación de calor, el cual consiste de intercambiadores de calor que aprovechan la energía contenida en los gases de combustión para producir y suministrar energía térmica en forma de vapor, a los procesos industriales. Los sistemas de cogeneración que usan turbinas de gas se basan en el ciclo termodinámico de Bryton. En la figura 9 se indica el sistema de cogeneración con turbina de gas y sistema de gasificación. Comparado con los sistemas de cogeneración a partir de turbinas de vapor, los sistemas de cogeneración a partir de turbinas de gas son ideales para procesos industriales donde la demanda de potencia eléctrica es alta y constante. En estos sistemas existe un mayor aprovechamiento de la energía proporcionada por el bagazo [7].

1.2.2-Cogeneración en la industria azucarera.

Oportunidades de generación de electricidad en el sector de azúcar y alcohol [9]

-Existe en Brasil 320 fábricas de azúcar y alcohol que procesan 357,50 millones de toneladas de caña por año, generando 94,4 millones de toneladas de bagazo [9].

-El potencial de generación de electricidad excedente en el sector del azúcar y alcohol utilizando ciclos a vapor con altos parámetros es de 3,85 GW (aprovechando el 40% de la paja existente). Otros estudios mencionan un rango entre 6,0-8,0 GW [9].

-En el año 2012 fueron disponibilizados para el sistema eléctrico 619 MW [9].

Indicadores de eficiencia energética de un central azucarero.

Cvapor- Consumo específico de vapor en el proceso, expresado en kg de vapor consumidos en el proceso de fabricación por cada tonelada de caña molida (kg/Tc). Otra forma de expresar el consumo de vapor es como “por ciento de vapor en caña [9].

Ig.exc.- Índice específico de generación de electricidad excedente, expresado en kWh de electricidad excedente (no es considerado el consumo propio del central) por tonelada de caña molida (kW/Tc) [9].

Ig.v-Índice de generación de vapor –representa los kilogramos de vapor generados en caldera por cada kilogramo de bagazo como combustible (kg de vapor/kg de bagazo) [9].

Datos interesantes:

-Central azucarero típico -550 kg/Tc, 20 kWh/Tc de electricidad.

-Fábricas modernas -350Kgv/Tc y 50 kWh/Tc (50TWh elect. Excedente en el mundo) .

- Centrales de Hawai-60 kWh/Tc (valor medio), algunos 100 kWh/Tc o más.

Tecnología de Cogeneración en la industria de azúcar y alcohol.

-Ciclo a vapor con turbina de contrapresión (convencional y más difundida).

-Ciclo de vapor con turbina de condensación- extracción con altos parámetros de vapor de (40-80 bar,) (tecnología comercial, moderna y eficiente).

-Ciclo combinado con gasificación del bagazo y ciclo combinado con TG e TV (tecnología avanzada en etapa de demostración).

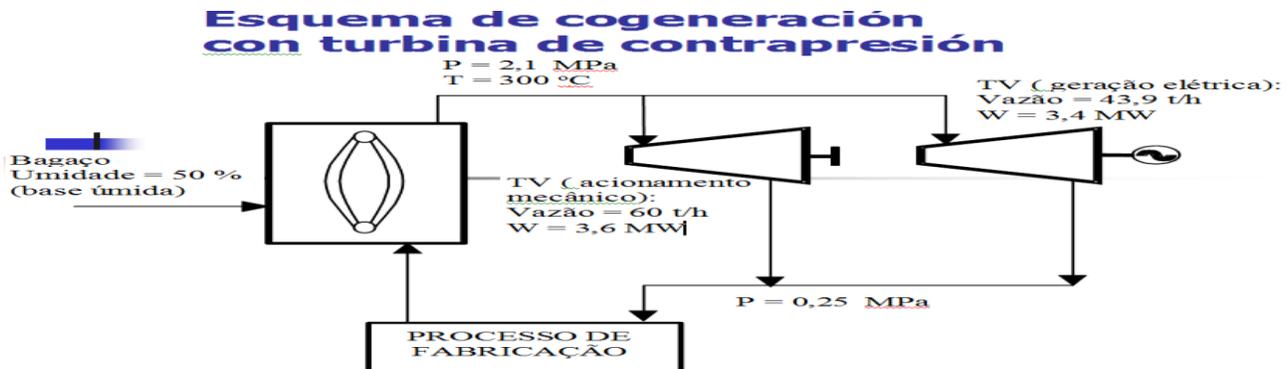


Figura 1.10-Esquema de cogeneración con turbina de contrapresión

Esquema de cogeneración con turbina de condensación con extracciones

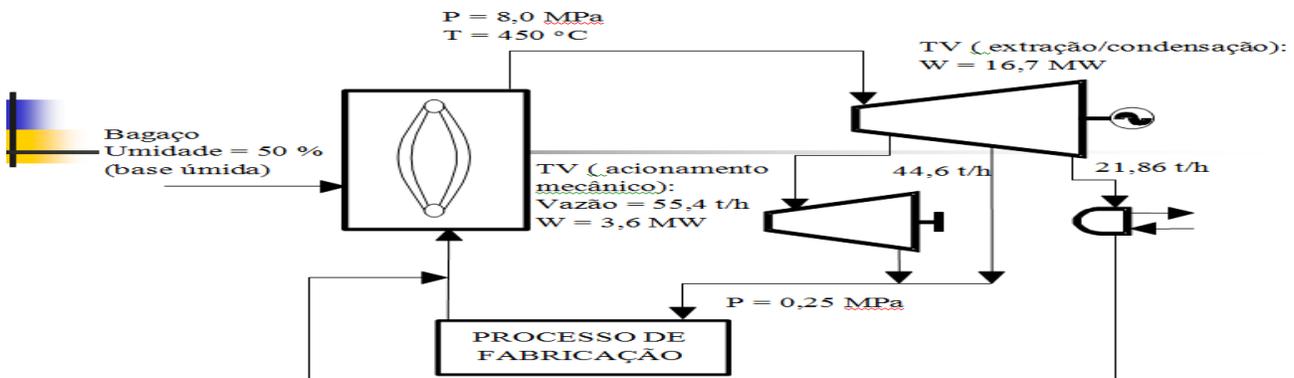


Figura 1.11-Esquema de cogeneración con turbina de condensación con extracciones

1.2.3- La producción de azúcar

La caña se produce en el campo y de donde se extrae el azúcar en la fábrica. La sacarosa se forma en los tallos de la caña de azúcar. Esta es una gramínea tropical gigante que madura alrededor de 12 meses. Al recibir la caña en el central se toma una muestra para analizar y determinar su contenido

de azúcar. Luego la caña es pesada y descargada en el patio de caña para molerla donde pasa por los siguientes procesos [10, 11]:

1.2.3.1-Molienda

La caña es desmenuzada con cuchillas rotatorias y una desfibradora antes de molerla para facilitar la extracción del jugo que se hace pasándola en serie, entre los filtros, o mazas de seis molinos. Se utiliza agua en contracorriente para ayudar a la extracción que llega a 94 o 95% del azúcar contenida en la caña. El remanente queda en el bagazo residual que es utilizado como combustible en las calderas, así como materia prima para la fabricación de tableros de bagazo [10, 11].

1.2.3.2-Clarificación

La clarificación consiste en calentar el jugo y decantarlo. La decantación se lleva a cabo en dos grandes clarificadores en los cuales las impurezas, en forma de barro, van al fondo y el jugo clarificado se extrae por la parte superior [10, 11].

El barro o cachaza, contiene todavía azúcar y requiere ser pasada por filtros rotativos al vacío de los cuales se recuperan una cantidad de jugo, que retorna al proceso y se retira una torta de cachaza que es devuelta al campo [10, 11].

1.2.3.3-Evaporadores

El jugo claro, pasa a los evaporadores en los cuales se elimina alrededor del 80% del agua contenida en el jugo, que con esta operación se convierte en meladura. Los evaporadores trabajan en múltiples efectos, que el vapor producido por la evaporación de agua en el primer efecto es utilizado para calentar el segundo y así, sucesivamente, hasta llegar al quinto efecto que entrega sus vapores al condensador. El condensador es enfriado por agua en recirculación desde el tanque de enfriamiento [10, 11].

1.2.3.4-Cristalización

La meladura pasa a los tachos donde continúa la evaporación de agua, lo que ocasiona la cristalización del azúcar. Es decir que, al seguir eliminando agua, llega un momento en el cual la azúcar disuelta en la meladura se deposita en forma de cristales de sacarosa. Los tachos trabajan con vacío para efectuar la evaporación a baja temperatura y evitar así la caramelización del azúcar [10, 11].

1.2.3.5-Separación

En los tachos se obtiene una masa, denominada masa cocida, que es mezcla de cristales de azúcar y miel. La separación se hace por centrifugación en las maquinas destinadas a esa labor. De las

centrifugas sale azúcar cruda y miel. La miel se retorna a los tachos para dos etapas adicionales de cristalización que termina con los cocimientos, o melaza. El azúcar de tercera se utiliza como pie para la cristalización del segundo cocimiento y el azúcar de segunda para el cocimiento de primera [12].

1.2.3.6-Refinación

El azúcar de primera es re disuelta con agua; luego es aireado en un recipiente a presión y pasa a las clarificadoras donde las impurezas flotan y el licor clarificado es extraído por la parte inferior [12].

El licor clarificado es pasado por los filtros de lecho profundo donde se eliminan el resto de las impurezas, y de allí el filtrado es entregado a los tachos de refino. Igual que en los tachos de crudo en estos tachos se elimina agua y se obtiene azúcar refinada cristalizada. La miel es retornada al conocimiento de crudo para mezclarse con la meladura y la azúcar húmeda de las centrifugas pasa a los secadores y de allí al envase [12].

También existen otros procesos implicados en la fabricación del azúcar donde se pueden apreciar el consumo de vapor [12].

1.3-Procesos donde están implicados consumos de vapor

En el proceso de fabricación del azúcar están implicados una serie de procesos donde se consumen vapor estos están dados en el [12]:

1.3.1-Tratamiento del jugo mezclado

El jugo destinado a producir azúcar es bombeado a la torre o columna de sulfatación en contracorriente con SO₂. Las condiciones de contacto con el SO₂ deben ser tales que al final el pH del caldo debe estar entre 3,8 y 4,3. En seguida se hace la alcalinización con lechada de cal, debiendo elevar el pH a 6,8 y 7,2, calentándose enseguida a una temperatura entre 100 y 105 °C, para efectuarse la separación del precipitado por decantación. Después de la decantación, el caldo sigue para el proceso de evaporación mientras que el lodo es decantado y filtrado [12].

1.3.2-Colado

En este proceso el jugo mezclado comienza a ser purificado por remoción, a través del colado de los materiales en suspensión como arena, tierra, pedazos de gramínea, bagazo etc. La cantidad de bagacillo presentes en el caldo varía considerablemente dependiendo del grado de preparación de la caña, del asentamiento del bagacillo, de la variedad de caña y de otros factores.

La presencia del bagacillo durante la clarificación es indeseable, pues puede ocurrir la solubilización de la celulosa durante la alcalinización, liberando un producto de color amarillo, la sacaretina, que interfiere en la calidad del azúcar [12].

1.3.3-Alcalinización

El proceso de alcalinización, también conocido como defecado consiste en agregar al jugo mezclado la lechada de cal, en forma continua o intermitente, hasta que el pH del jugo, después de la sulfatación es de 3,8 a 4,3 alcance valores en torno de 6,8 a 7,2 para la obtención de azúcar blanca. La cal utilizada en la alcalinización del medio debe pasar por una hidratación, o sea, transformada en una suspensión de lechada de cal Ca(OH)_2 [9, 10].

La reacción más importante del hidróxido de calcio es con el fósforo, formando el fosfato de calcio, que es insoluble en el jugo y se precipita. La remoción de ese elemento es del orden de 80 a 90% cuando el pH llega alcanzar 7,5. Los otros 10 a 20% permanecen en el jugo clarificado en forma de compuestos inorgánicos [9, 10].

Otra reacción importante es entre el anhídrido sulfuroso y la cal, dando origen a una sal poco soluble en medio neutral y alcalina, o sulfito de calcio. La no-neutralización del ácido sulfuroso (formando por la hidratación del SO_2) por la cal producirá bisulfito, que en la fase posterior de concentración podrá así descomponer, dando origen a sulfito de calcio, que irá a incrustar los aparatos [9, 10].

De un lado, la finalidad de la lechada de cal es precipitar las impurezas, la determinación y el control de su cantidad debe ser la más correcta posible, pues con leche en exceso los azúcares reductores son descompuestos, formando productos oscuros que dificultan la decantación, la filtración y la cristalización. Por otro lado, la falta de lechada de cal hace que el caldo permanezca turbio, además, hay pérdidas de sacarosa por inversión [9, 10].

1.3.4-Calentamiento

La operación de calentamiento consiste en la elevación de temperatura del jugo hasta valores en torno de 100 a 105 °C evitando remover albúminas e impurezas coloidales, induciendo su separación por floculación y precipitación en los decantadores. La temperatura límite de 105 °C es adoptada pues cuando sobrepasa, existe la posibilidad de que las ceras presentes en el caldo emulsificador tornen difícil su separación [9, 10].

El vapor utilizado en esa operación es proveniente de las siguientes fuentes: escape de las turbinas, vapor vegetal originado en el pré- evaporador o en el conjunto de evaporadores [8, 12].

Los calentadores pueden ser divididos en primarios y secundarios. Generalmente en los calentadores primarios el jugo sulfodefecado es pre-cocido alrededor de 82 a 93⁰C con vapor proveniente del segundo y tercer efectos de evaporación. En los calentadores secundarios, la temperatura alcanzada se queda en torno a 105⁰C, con vapor proveniente del pre- evaporador o de lo escape de turbinas [8, 12].

Con el jugo pasando por los calentadores, parte de las impurezas es depositada, formando incrustaciones como silicatos, sulfitos fosfatados y brizna de carrizo. Esto reduce la eficiencia de operación, requiriendo limpieza periódica de las superficies de calentamiento.

1.3.5-Decantación

En este proceso el jugo revuelto, después el tratamiento químico y térmico, es puesto en reposo para que haya remoción de las impurezas tanto por floculación cuanto por sedimentación. Los principales objetivos a ser alcanzados en la decantación son [8, 12]:

- Precipitación y coagulación de los coloides lo más completa posible;
- Alta velocidad de asentamiento;
- Mínimo volumen de borra;
- Borrás densas;
- Producción de jugo lo más clarificado posible.

La precipitación incompleta puede ocurrir debido a un pequeño tamaño de partículas y la capa coloidal protectora, o debido a la densidad de algunas partículas semejantes a las del líquido. La precipitación lenta puede ser atribuida a altas viscosidades del jugo, a la excesiva área superficial de partículas, o aún a la pequeña diferencia de densidades entre precipitado y líquido [8, 12].

El tiempo de retención del jugo a la alta temperatura (105⁰C) tiene un grande efecto sobre el mismo, y sus componentes. Mucho tiempo largo podrá destruir los azúcares reductores y causar inversión de la sacarosa, con consecuente reducción en la recuperación de azúcar y en su calidad. Ése de retención en el clarificador debe ser lo menor posible siendo aconsejable de 2,5 a 3 horas [8, 12].

1.3.6-Filtración

La masa decantada sufre tratamiento y es llevado a la filtración donde en este proceso el jugo es separado del precipitado. Cuando se utiliza filtro rotativo al vacío, el jugo extraído regresa a la fase de alcalinización [8, 12].

Como la masa separada en el clarificador se encuentra en forma de un líquido arcilloso, no puede ser sometido directamente a filtración siendo necesario agregar bagacillo que servirá como elemento filtrante, aumentando la porosidad de la torta. Además como la perforación de pantalla filtrante es muy grande para retener los copos, hay también la necesidad de auxiliarse de la filtración [8, 12].

1.3.7-Evaporación

La evaporación constituye la primera etapa de concentración del jugo mezclado proveniente del tratamiento de secado [9, 10].

En función del grado de imbibición impuesto en la extracción del jugo, este llega a evaporación con concentración entre 14 y 17 °Brix. En estas condiciones, la remoción de grandes parcelas de agua del jugo mezclado presenta como objetivo principal de esta fase [9, 10].

La evaporación comprende la concentración del jugo hasta la obtención de una solución cerca de 60 a 70 °Brix, sin presentar cualquier señal de sacarosa cristalizada. Por la evaporación de agua es posible obtener jarabes de hasta 75 °Brix, concentración que podría acelerar los procesos de fabricación de azúcar [9, 10].

De manera general, el sistema está compuesto por 5 efectos, donde el primero, denominado pre-evaporador, tiene el doble del área de la de los 4 siguientes. Parte de los efectos opera con presión por debajo de la atmosférica, mantenida por condensadores barométricos [9, 10].

En lo que respecta a los límites de temperatura posible para el jugo en la evaporación, el límite superior está establecido por la caramelización de la azúcar en el jugo (120/130 °C) y el límite inferior por la calidad del vacío logrado en el último efecto (50/60 °C) [9, 10].

1.3.8-Cocción

En este proceso el jarabe proveniente de la evaporación, con composición en torno de 60% de sacarosa, 7% de impurezas y 33% de agua, posee viscosidades tan elevadas que no puede ser más concentrado en evaporadores comunes [9, 10].

La solución para este problema se ha utilizado tachos a vacío, denominados tachos que operan por batimiento y permiten alcanzar mayores concentraciones de jarabe, que conjuntamente con los cristales formados pasa a ser denominada masa cocida [9, 10].

La masa lograda de la cocción del jarabe proveniente de la evaporación y denominada masa de primera, o licor-madre logrado de la centrifugación, es denominada miel de primera o miel pobre y, la parte sólida, azúcar de primera [9, 10].

La miel pobre o de primera aún contiene alta concentración de azúcar posible de ser cristalizada. Por esa razón es utilizado en la cocción de una segunda masa, denominada masa de segunda cuyo licor-madre, logrado de la centrifugación, es denominada miel de segunda y la parte sólida, azúcar de segunda [9, 10].

1.3.9-Generación y distribución del vapor y accionamiento de Equipamientos

El combustible básico utilizado es el bagazo del procesamiento de caña de azúcar que representó por muchos años un residuo a ser desechado, tratándose los generadores de vapor como, prácticamente, incineradores de bagazo. Mientras, en la partida de las unidades productoras y en aquellas con balance térmico precario utilizando la leña en complementación al mismo [9, 13].

En este ciclo, el bagazo proveniente del secado de extracción, con humedad media en torno del 50% alimenta el conjunto de calderas. En general, las calderas más utilizadas son del tipo hornilla herradura, y las más recientes del tipo de parrilla basculante y parrilla inclinada. La presión de generación de vapor es predominantemente en torno a 18kg/cm^2 , en el caso de fábrica con destilerías anexas, y en torno a 20 kg/cm^2 en el caso de destilerías autónomas [9, 13].

Ese vapor primario es empleado para 2 fines: accionamiento de equipos y generación de energía eléctrica. El primero es hecho por turbinas a vapor, predominantemente de simple estado y de contrapresión, que también son empleadas en los conjuntos turbogeneradores. Los equipos turbo-

accionados son en general, los picadores, desfibradores, ternos de molienda y bomba de alimentación de agua de calderas. La energía eléctrica consumida es, en su mayoría autogenerada y la restante adquirida de la red convencional, siendo la relación entre estas dependientes del balance energético de cada unidad [9, 13].

El vapor de contrapresión proveniente de las turbinas, a media a presión, es de $1,5 \text{ kg/cm}^2$ (efectivo), es utilizado en el proceso productivo propiamente dicho. En la eventualidad de falta de vapor de escape, existe una línea de vapor con válvula reductora de presión, que permite el suministro de vapor directamente de las calderas para el colector de vapor secundario [9, 13].

El condensado libre de impurezas es regresado al conjunto de calderas, y la parte contaminada es usada para fines de calentamiento, como por ejemplo, agua de lavado, imbibición, o, utilizada directamente en el lavado de filtros y otros equipos [9, 13].

1.4-Conclusiones parciales del capítulo

- El sistema de suministro de energía a la población y los sectores empresariales, actualmente basado preponderantemente en la utilización de combustibles fósiles no es sustentable y debe ser reformulado lo antes posible. La cogeneración de electricidad y calor representa una opción para hacer un uso más racional de los combustibles disponibles, demorar el agotamiento de los fósiles y ahorrar los renovables.
- La cogeneración es una alternativa que estará presente obligatoriamente en la conversión energética en el futuro ya que no solo representa una alternativa más eficiente tecnológica, sino que es una alternativa intrínsecamente distribuida, permitiéndole autonomía energética a los usuarios y posibilitando el aprovechamiento de recursos localmente disponibles.
- La aplicación correcta de cada sistema de cogeneración dependerá principalmente de la relación de energía térmica/eléctrica, del tiempo de operación anual, de los procesos y la variación de la demanda eléctrica, entre otras.
- Los sistemas de cogeneración se pueden diseñar para abastecer la totalidad de la demanda térmica, o la demanda eléctrica, o una combinación de las anteriores, con la posibilidad de exportar los excedentes a la red o a otras empresas asociadas.
- En el proceso de producción de azúcar están implicados procesos donde se consumen vapor como son el proceso de tratamiento del jugo mezclado, la cocción, el colado, alcalinización, calentamiento, decantación, evaporación y la filtración.
- De los procesos antes mencionados los equipos que consumen vapor de escape de la turbina son el calentador rectificador y el de jugo clarificado, los pre-evaporadores y los dos primeros

vasos del múltiple efecto y equipos que consumen vapor vegetal de los pre-evaporadores como son los tachos y el calentador primario, además del consumo de vapor directo de la caldera como son los turbogeneradores.

Capítulo II: Caracterización y modelación del proceso actual de la UEB Central Carlos Baliño

2.1-Introducción

El Central Carlos Baliño está constituido por nueve áreas, la de recepción y manipulación y preparación de la caña (tiene los menores equipos de trabajo), planta moledora, purificación, evaporación, cristalización, centrifugación, peso y embalaje, generación de vapor, planta eléctrica e instrumentación. Sus producciones actuales consisten en azúcar ecológica y convencional, miel ecológica, cachaza, electricidad, bagazo. Capacidad de molienda del central: 2358 ton/día y 98,5 ton/h al 100%. El período de zafra por lo general es desde el mes de diciembre hasta el mes de abril, una vez concluida esta se pasa al mantenimiento y reparación de todo el equipamiento del central en cada uno de sus áreas, luego la aplicación de la Norma Técnica-43 que consiste en la prueba y puesta en marcha de todo el equipamiento, hasta llegar a la etapa de arrancada de la zafra. El sistema de cogeneración está constituido por una caldera de vapor de tecnología alemana instalada en el año 2010 de 60 Ton/h de 19 metros aproximadamente, constituye la segunda caldera más grande de Cuba que a la vez es el corazón del central trabaja con biomasa, su índice de generación es de 2,2 tonelada de vapor/ tonelada de bagazo, el calor producido es enviado a la planta eléctrica constituida por dos turbogeneradores también de tecnología alemana de 1500 kW cada uno que sumados son 3,0 MW que generan a su vez la corriente que consume el ingenio y puede entregar al SEN. El sistema debe generar 26 kWh por cada tonelada de caña que se procesa, el mismo debe entregar al SEN 2.8 kWh por cada tonelada procesada [14].

2.2-Aspectos generales del proceso de producción de calor y electricidad

Generador de Vapor.

La esencia en el funcionamiento de un generador de vapor o caldera consiste en disponer la superficie total de absorción de calor de una manera tal, que se extraiga el calor máximo obtenible del combustible y de los productos de la combustión. Al mismo tiempo aparece el problema económico de obtener la máxima eficiencia al coste mínimo posible. Para una economía máxima cada parte componente y cada proceso deben estar en correcta proporción en relación con los demás elementos y procesos, incluye lo siguiente [14]:

1. Caldera.

2. Horno.
3. Equipo para quemar el combustible.
4. Separador de vapor.
5. Agua de alimentación.
6. Sistema de purga.
7. Suministro de aire para la combustión.
8. Cimentaciones y soportes.
9. Refractarios.
10. Precalentamiento de aire y agua.
11. Accesorios de caldera.

Planta Eléctrica.

Es la instalación compuesta por turbogeneradores de vapor, paneles de fuerza, control, mando, protección y señalización donde se genera la electricidad consumida por los equipos del ingenio y en muchos casos por los consumidores del Sistema Electro energético Nacional (SEN) [14].

Los turbogeneradores de mayor uso en nuestra industria son de contrapresión, los cuales trabajan con una presión de escape según las necesidades del proceso tecnológico [14].

También se instalan turbogeneradores de extracción - condensación, cuya extracción se utiliza para satisfacer las necesidades de vapor del proceso. Estos turbogeneradores pueden en tiempo inactivo continuar generando electricidad condensando todo el vapor [14].

La cantidad y potencia de los turbogeneradores está en dependencia en primer lugar, del balance energético del ingenio, el que estará influenciado en gran medida por la capacidad de molienda del ingenio, los parámetros de trabajo del vapor y el grado de electrificación que tenga, especialmente el tándem [14].

Entre las áreas del central azucarero, ésta es una de las de mayor complejidad e incidencia en el resultado final del trabajo, y junto con la planta de generación de vapor forman el bloque energético de esta industria [14].

El funcionamiento deficiente de cualquiera de estas áreas repercute negativamente en la actividad de las restantes. Sin electricidad no pueden trabajar ninguna de ellas. Esta dependencia de la planta

eléctrica tiene una tendencia creciente, pues cada día se va a una electrificación mayor de los ingenios [14].

Es oportuno señalar que debido entre otras causas, a la poca disponibilidad de recursos energéticos con que cuenta el país, el Gobierno ha insistido en la necesidad que la Industria pase a ser, además de productora de azúcar, productora de la electricidad que consume, e incluso haga aportes de ésta, al Sistema Electro-energético Nacional (SEN), tomando en cuenta que la cogeneración eléctrica es muy eficiente y se hace en base al bagazo como combustible, que es una fuente renovable [14].

Es por ello imprescindible dar la atención requerida para lograr la operación óptima desde el punto de vista técnico y económico. La conjugación correcta entre estos dos aspectos implica elevar la eficiencia y garantiza los resultados para los cuales se han concebido dichas instalaciones [14].

Memoria descriptiva de la caldera instalada en el Central Carlos Baliño.

Descripción del equipo

La caldera típica de 60 t/h es una caldera de 2 domos, horno de parrilla basculante y modulo de eficiencia [14].

El horno está completamente apantallado con tubos con diámetro 76x4 mm, las pantallas laterales están formadas por tubos rectos y por colectores arriba y abajo, la mezcla vapor – agua es extraída de colectores superiores a través de los tubos evacuadores y descarga en el domo superior.

Para una mejor combustión y para disminuir el arrastre de partículas sólidas se han instalado bloques de toberas en la pantalla del horno [14].

El aire es inyectado al horno por 4 niveles de tobera (dos en la pantalla y dos en la pantalla frontal), por debajo de la parrilla y por el lanzador neumático [14].

El 60% del aire se inyecta bajo la parrilla y el 40% sobre esta. El aire se inyecta caliente y frío [14].

En la pantalla frontal se han instalado 5 lanzadores neumático que esparcen el bagazo sobre toda la parrilla. Debajo de la parrilla se han dispuesto tolvas para recibir la ceniza cuando se limpia los módulos de parrilla [14].

El sobrecalentador: de vapor es de tubo de diámetro 44.5 x 3 de acero 15xM este se han instalado después del festón y se ha previsto el acceso para su instalación y mantenimiento. En el colector de vapor se han instalado los nicles necesarios para la instalación de termómetros, manómetros, válvulas de seguridad y tomas para la instrumentación [14].

El haz caldera: es de tubos de diámetro 51 x 3. En este se ha dispuesto un diafragma vertical lo que garantiza que los gases tengan un recorrido adecuado, el haz se ha dividido para su cálculo térmico en cuatro partes, 2 con bañado transversal y dos con bañado longitudinal. Los tubos del haz se fijan mediante mandrilado a los domos superior e inferior [14].

Domo superior: se fabrica de acero 20K según la antigua norma GOST ó SA515 grado 70 según la norma ASME. El diámetro interior de este es 1500mm dentro de este se han dispuesto el equipamiento necesario como ciclones verticales y separadores de placas onduladas. En este domo se han dispuesto nicles para la instalación de los indicadores de nivel, manómetros, termómetros, válvulas de seguridad y para la instrumentación. También a lo largo de este interiormente se ha dispuesto el colector repartidor de agua de alimentación.

La superficie recuperativa: esta compuesta por dos bloques de economizador y un calentador de aire [14].

Los economizadores: son fabricados con tubos de diámetro 32 x 3 de acero 20 y tiene una superficie de 405 y 567m² [14]

El calentador de aire: es fabricado con tubo de diámetro 51 x 2, tienen una superficie de transferencia de 1638.4 m² este es el flujo combinado para aumentar la vida útil del mismo [14].

2.3-Modelación estacionaria del proceso actual de producción de electricidad y calor

2.3.1-Balance de materiales y energía

-Balance de fibra en caña [15].

$$M_c * X_{fc} = M_b * X_{fb} \quad (1)$$

$$X_{fb} = 1 - X_{hb} - X_{db} \quad (2)$$

$M_c \rightarrow$ Flujo de caña en T/h.

X_{fc} → Fracción de fibra en caña en Ton de fibra/Ton de caña.

M_b → Flujo másico de bagazo en Ton de bagazo/h

X_{fb} → Fracción de fibra en bagazo en Ton de fibra/Ton de bagazo.

X_{hb} → Humedad del bagazo en Ton de agua/Ton de bagazo.

X_{db} → Fracción de sólido total disueltos en el bagazo en Ton sol/Ton de bagazo

-Balance de bagazo [15].

$$M_b = M_{bc} + M_{bA} \quad (3)$$

$$M_{bA} = M_b * X_{ac} \quad (4)$$

M_b → Flujo másico de bagazo en Ton de bagazo/h.

M_{bc} → Flujo másico de bagazo alimentado a la caldera T/h.

M_{bA} → Flujo másico de bagazo almacenado en T/h.

X_{ac} → Fracción de bagazo almacenado en Ton de bagazo almacenado/Ton de bagazo.

-Balance del Generador de Vapor [15].

$$M_{bc} * X_{fb} + LVH * \eta_{GV} * 1000 = M_{vHp} * (h_{vhp} - h_{aa}) \quad (5)$$

LVH → Calor específico de combustión interior de la fibra seca MJ/kg de fibra.

η_{GV} → Rendimiento del generador de vapor.

M_{vHp} → Flujo másico de vapor de alta presión en Ton de vapor/h.

h_{vhp} → Entalpía del vapor de alta presión en kJ/kg.

h_{aa} → Entalpía del agua de alimentación en kJ/kg.

-Balance de la Turbina [15].

$$P_{eb} = \frac{(M_{vlp} * (h_{vhp} - h_{ve}) + M_{ves} * (h_{vhp} - h_{ves})) * \eta_{turb} * \eta_{em}}{3600} \quad (6)$$

P_{eb} → Potencia eléctrica generada en MW.

M_{vlp} → Masa de vapor de baja presión en Ton/h.

h_{ve} → Entalpía de vapor de baja presión en kJ/kg.

M_{ves} → Masa del vapor de escape en Ton/h.

h_{ves} → Entalpía del vapor de escape en kJ/kg.

η_{turb} → Rendimiento de la turbina.

η_{em} → Rendimiento electromecánico.

-Balance eléctrico [15].

$$P_{eb} = P_{ee} + P_{ec} \quad (7)$$

$$P_{ec} = X_{ec} * M_c / 1000 \quad (8)$$

P_{ee} → Potencia exportada a la red en MW.

P_{ec} → Potencia eléctrica consumida en el Central en MW.

X_{ec} → Índice de consume eléctrico propio.

M_c → Masa de caña.

2.3.2-Caso UEB Central Carlos Baliño

Para la modelación de los flujos estacionario del proceso actual de producción de electricidad y calor en la UEB Central Azucarero Carlos Baliño ejecutada en el software Excel, se realizó una recopilación de datos de los flujos implicados tanto en el balance de materiales como en el balance de energía [16].

Los datos investigados consisten en:

- Datos de la caña

Tabla 2.1- Datos de la caña

Caña para Molida	
M_c	98.25 t _{caña} /h
X_{dc}	0.1714 t _{solid} /t _{caña}
X_{sc}	0.127 t _{saca} /t _{caña}
X_{fc}	0.151 t _{fibra} /t _{caña}
P_{EC}	0.480 tv/tc

En la tabla 2.1 se muestran los datos correspondientes a la caña donde cada flujo de materiales viene especificado en el balance de fibra de caña que se encuentra en el epígrafe 2.3.1.

- Datos del bagazo que viene de la preparación y molida

Tabla 2.2- Datos del bagazo que viene de la preparación y molida

Bagazo	
M_b	34 t _{bagazo} /h
X_{sb}	0.0191 t _{saca} /t _{bagazo}
X_{db}	0.061 t _{solid} /t _{bagazo}
X_{fb}	0.439 t _{fibra} /t _{bagazo}
X_{hb}	0.5 t _{agua} /t _{bagazo}

En la tabla 2.2 se muestran los datos del bagazo que proviene de la preparación de molida cuyos materiales están explicados tanto en el balance de fibra en caña como en el balance de bagazo que se encuentran en el epígrafe 2.3.1.

- Datos del bagazo que va para la caldera

Tabla 2.3- Datos del bagazo que va para la caldera

Bagazo	
M_{bc}	19 t _{bagazo} /h
X_{ab}	0.0195 t _{saca} /t _{bagazo}
X_{fb}	0.487 t _{fibra} /t _{bagazo}
X_{hb}	0.4935 t _{agua} /t _{bagazo}
LHV	16.8 MJ/kg _{fibra}

En la tabla 2.3 se muestran los datos del bagazo que va para la caldera cuyos materiales están declarados en el balance de fibra en caña, y balance del generador de vapor que se encuentran en el epígrafe 2.3.1.

- Datos del bagazo que va para almacenamiento

Tabla 2.4-Datos del bagazo que va para almacenamiento

Bagazo	
M_b	15.21 t_{bagazo}/h
P_{AL}	0.45 $t_{\text{bag.alm}}/t_{\text{bag.prod}}$

En la tabla 2.4 se pueden apreciar los datos pertenecientes al bagazo que va para almacenamiento cuyos materiales están explicados en el balance de bagazo que se encuentran en el epígrafe 2.3.1.

- Vapor que participan en el proceso

Tabla 2.5-Datos del vapor que participa en el proceso

Vapor BP p/ Proceso	
M_{VLP}	52 t_{VIP}/h
p	2 bar
T	320 °C

En la tabla 2.5 se puede ver los parámetros implicados en el vapor que participa en el proceso como es la temperatura y la presión.

- Caldera
 - Vapor de alta presión que sale de la caldera

Tabla 2.6- Datos del vapor de alta presión que sale de la caldera

Vapor HP	
M_{vhp}	51.6 t_v/h
p	17.58 bar
T	310 °C
h_{vhp}	3049 kJ/kg
η_{GV}	0.90

En la tabla 2.6 se puede observar los datos del vapor de alta presión que sale de la caldera donde el valor de la entalpía de vapor de alta presión, el rendimiento del generador de vapor y el flujo másico de vapor de alta presión aparecen en el balance de la turbina que se encuentra en el epígrafe 2.3.1.

- Grupo turbogenerador
 - Electricidad Bruta

Tabla 2.7- Datos de electricidad bruta

Electricidad Bruta	
P_{eb}	3.16 MW
η_{turb}	0.75
η_{em}	0.9

En la tabla 2.7 se puede apreciar los datos de electricidad bruta donde se puede ver que entre los dos turbogeneradores generan una potencia de 3.16 MW aunque se pasan un poco comparado a la realidad que es de 3.0 MW y para lograr esta semejanza se tuvo que estimar un valor aproximado del rendimiento del turbogenerador de un 0.75 y una eficiencia electromecánica de 0.90 logrando un índice de generación de 32 kWh/Tonelada de caña.

- Electricidad para el consumo propio

Tabla 2.8 -Datos de la electricidad para el consumo propio

Electricidad p/Proceso	
P_{ec}	2.95 MW
X_{EC}	30 kWh/t _c

En la tabla 2.8 se puede observar los datos referidos a la electricidad para el consumo propio donde el índice de consumo eléctrico propio es de 30kWh/Tonelada de caña y la potencia eléctrica consumida es de 2.95MW.

- Electricidad Exportada

Tabla 2.9-Datos de la electricidad exportada

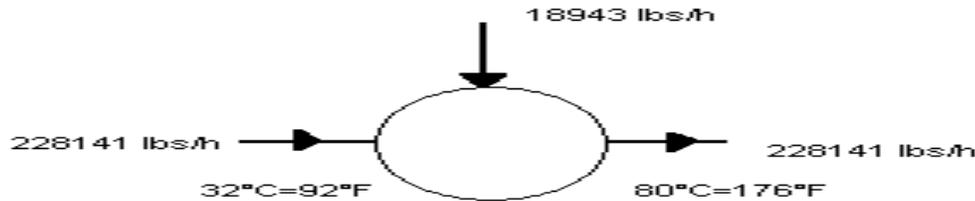
Electricidad Exportada	
P_{ee}	0.21 MW
X_{ep}	2 kWh/tc

En la tabla 2.9 se puede observar los datos referidos a la electricidad exportada donde el índice eléctrico exportado es de 2 kWh/tonelada de caña y la potencia eléctrica exportada es de 0.21 MW.

2.4-Inventario de consumos de vapor en el Central Carlos Baliño

2.4.1-Consumo de vapor en Calentadores.

Calentadores Primarios [14]



$$R = 1,16(16\% \text{ de recirculación})$$

A=956 Btu/lbs (vapor de los "pre" 7 psig)

$$\phi = 1,05$$

$$M = 228141 \text{ lbs} / h (\text{caña molida por horas})$$

CP=0,9

$$\Delta t = 176^\circ\text{F} - 92^\circ\text{F} = 84^\circ\text{F}$$

$$G = R \cdot 196674 \text{ lbs} / h$$

$$G = 1.16 \cdot 196674 \text{ lbs} / h = 228141 \text{ lbs} / h$$

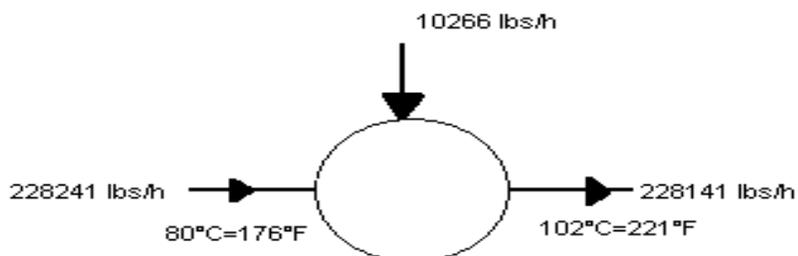
$$Q = \frac{\phi \cdot M \cdot CP \cdot \Delta t}{A}$$

$$Q = \frac{1,05 \cdot 228141 \cdot 0,9 \cdot 84}{956}$$

$$Q = 18943 \text{ lbs} / h = 8,61 T / h$$

El consumo de vapor de los calentadores primarios es de 8,61 T/h.

-Calentadores Rectificadores [14]



$$M = 228141 \text{ lbs} / h (\text{caña molida por horas})$$

$$\phi = 1,05$$

$$CP=0,9$$

$$\Delta t = 221^{\circ}\text{F} - 176^{\circ}\text{F} = 45^{\circ}\text{F}$$

$$\lambda = 945 \text{ Btu/lbs (vapor de escape } \sim 15 \text{ psig)}$$

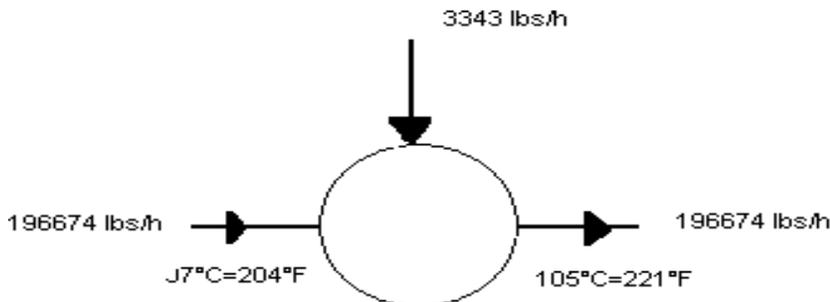
$$Q = \frac{\phi \cdot M \cdot CP \cdot \Delta t}{\lambda}$$

$$Q = \frac{1,05 \cdot 221841 \cdot 0,9 \cdot 45}{945}$$

$$Q = 10266 \text{ lbs/h} = 4,66 \text{ T/h}$$

El consumo de vapor de los calentadores rectificadores es de 4,66 T/h.

-Calentadores de jugo clarificado [14].



$$M = 196674 \text{ lbs/h (caña molida por horas)}$$

$$\lambda = 945 \text{ Btu/lbs (vapor de escape } \sim 15 \text{ psig)}$$

$$\Delta t = 221^{\circ}\text{F} - 204^{\circ}\text{F} = 17^{\circ}\text{F}$$

$$CP=0,9$$

$$\phi = 1.05$$

$$Q = \frac{\phi \cdot M \cdot CP \cdot \Delta t}{\lambda}$$

$$Q = \frac{1,05 \cdot 196674 \cdot 0,9 \cdot 17}{945}$$

$$Q = 3343 \text{ lbs/h} = 1,52 \text{ T/h}$$

El consumo de vapor de los calentadores de jugo clarificado es de 1,52 T/h.

2.4.2-Consumo de vapor de la estación de Tachos [14]

$K=0,19$ (por utilizarse un sistema de tres masas y doble semilla)

M =caña molida por horas 216104 lbs/h

$$QTachos = K \cdot M$$

$$QTachos = 0,19 \cdot 216104$$

$$QTachos = 41059 \text{ lbs/h} = 18,66 \text{ T/h}$$

El consumo de vapor de la estación de tachos es de 18,66 T/h.

2.4.3-Consumo de los pre-evaporadores [14]

Evaporación de los pre-evaporadores = $Q_{\text{calentadores primarios}} + QTachos$

Evaporación de los pre-evaporadores = 18943lbs/h + 41059lbs/h = 60002lbs/h = 27,3T/h

Vapor recalentamiento (221°F a 231°F)

$$\Delta t = 231^\circ\text{F} - 221^\circ\text{F} = 10^\circ\text{F}$$

Jugo que entra en los pre-evaporadores=196674lbs/h

$\lambda = 945$ Btu/lbs(vapor de escape ~ 15 psig)

$CP=0,9$

$$Q = \frac{M \cdot CP \cdot \Delta t}{\lambda}$$

$$Q = \frac{196674 \cdot 0,9 \cdot 10}{945}$$

$$Q = 1873 \text{ lbs} / h = 0,85T / h$$

$$Q_t = 60002 \text{ lbs/h} + 1873 \text{ lbs/h} = 61875 \text{ lbs/h} = 28,12 \text{ T/h}$$

El consumo de vapor de los pre-evaporadores es de 28,12 T/h.

2.4.4-Consumo de los evaporadores [14]

Jugo que sale de los pre-evaporadores

$$196674 \text{ lbs/h} - 60002 \text{ lbs/h} = 136672 \text{ lbs/h}$$

$$196674 \cdot 15 = 136672 \cdot \text{Brix}$$

$$\text{Brix} = \frac{196674 \cdot 15}{136672} = 21,58^\circ B$$

-Jugo que entra al múltiple efecto: 136672 lbs/h a 21.58°B

-Cantidad de meladura: $136672 \cdot 21.58^\circ B = M \cdot 65^\circ B$

$$M = \frac{136672 \cdot 21,58}{65^\circ B} = 45375 \text{ lbs} / h = 20,6T / h$$

-Agua evaporada (x): $136672 - 45375 = 91297 \text{ lbs/h}$

El múltiple efecto no tiene extracciones de vapor

Por lo que:

$$Q_{EV} = \text{Consumo del evaporador}$$

n = número de vasos

X = agua total evaporada

$$\therefore Q_{EV} = \frac{X}{n} = \frac{91297}{4} = 22824 \text{ lbs} / h = 10,37T / h$$

Cada evaporador consumo una cantidad de 10,37 T/h de vapor.

2.4.5-Consumo de vapor de los turbo-generadores [14]

-Consumo específico de vapor: 27,80 lbs/h-kW.

-Carga eléctrica demandada por el ingenio 1300 kW.

-Cogeneración~200 kW.

-Carga eléctrica total: 1500 kW.

$$27,80 \frac{\text{lbs}}{\text{h} - \text{Kw}} \cdot 1500 \text{ kW} = 41700 \text{ lbs} / \text{h} = 18,95 \text{ T} / \text{h}$$

Consumo de vapor directo=41700lbs/h=18,95 Tn/h

Vapor de escape entregado=40866 lbs/h=18,57 Tn/h .

2.4.6-Índice de Consumo de electricidad propio del Central [14]

Según los datos adquiridos en el Central Carlos Baliño el índice de consumo propio de dicho Central es de:-28 kWh/Tc procesada.

2.4.7-Índice de Consumo de vapor [14]

Vapor de escape:

-El consumo de vapor de los pre-evaporadores (28,12 T/h)

-El consumo de vapor de los dos primeros vasos del múltiple efecto (evaporadores) (20,74 T/h)

-El consumo de vapor del calentador rectificador. (4,66 T/h)

-El consumo de vapor del calentador de jugo clarificado. (1,52 T/h)

$$\text{Flujo másico de vapor} = \dot{m}_v \Gamma_{v/h} = 55,04 \text{ T/h}$$

$$\text{Masa de caña molida} = \dot{m}_c \Gamma_{c/h} = 98,5 \text{ T}_c/\text{h}$$

$$\dot{m}_v \Gamma_{v/h} = 28,12 \text{ T}_v/\text{h} + 20,74 \text{ T}_v/\text{h} + 4,66 \text{ T}_v/\text{h} + 1,52 \text{ T}_v/\text{h} = 55,04 \text{ T}_v/\text{h}$$

$$\text{Índice de consumo de vapor} = \frac{\dot{m}_v \Gamma_{v/h}}{\dot{m}_c \Gamma_{c/h}}$$

$$\text{Índice de consumo de vapor} = \frac{55,04 \text{ T}_v/\text{h}}{98,5 \text{ T}_c/\text{h}}$$

$$\text{Indice de consumo de vapor} = 0,56T_v / T_c$$

Tabla 2.10-Equipos que consumen vapor de escape

Equipos consumidores	Consumo de vapor (T/h)	% Acumulado	%
Pre-evaporadores	28.12	51.09	51.09
Los 2 primeros vasos del múltiple efecto	20.74	88.77	37.68
Calentador Rectificador	4.66	97.24	8.47
Calentador de Jugo clarificado	1.52	100.00	2.76
Σ Total	55.04		

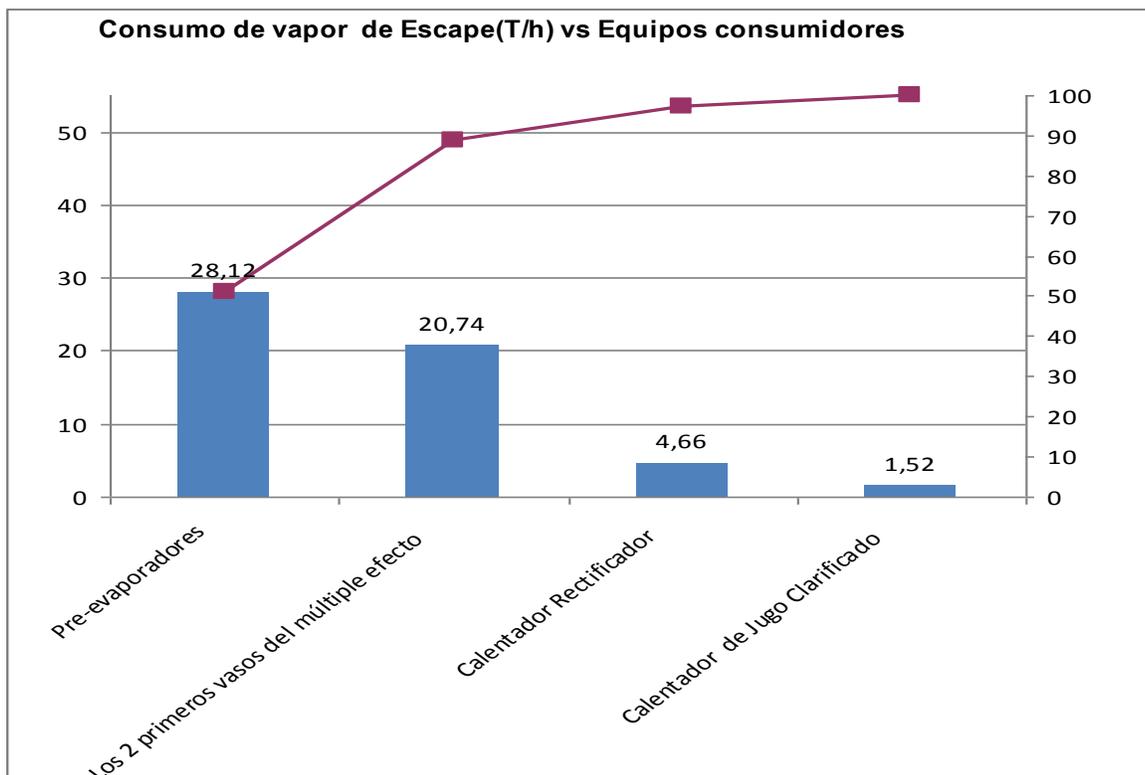


Figura: 2.1- Consumo de vapor de escape contra Equipos consumidores.

2.5-Conclusiones parciales del capítulo

- Las tablas empleadas en la modelación del Excel brindan diversos resultados de gran interés que están dados en que entre los dos turbogeneradores generan una potencia de 3,16 MW que comparado con la realidad que es 3,0 MW es un poco más alto se pudo lograr cierta semejanza aproximando el rendimiento del turbogenerador a un 0,75 y una eficiencia electromecánica de 0,90 logrando un índice de generación de 32 kWh/Tonelada de caña.
- El índice de consumo eléctrico propio es de 30 kWh/tonelada de caña y la potencia eléctrica consumida es de 2,95 MW.
- El índice eléctrico exportado es de 2 kWh/tonelada de caña y la potencia eléctrica exportada es de 0,21 MW.
- La herramienta de Pareto utilizada permite definir que los equipos que más consumen vapor de escape son los pre-evaporadores, y los dos primeros vasos del múltiple, siendo los mismos consumos de vapor de escape de la turbina.
- Los cálculos realizados dan a conocer que el consumo vapor del calentador primario es de 8,61 T/h, el del calentador rectificador es de 4,66 T/h y el del calentador de jugo clarificado es de 1,52 T/h.
- El consumo de vapor de la estación de tachos es de 18,66 T/h, el de los pre-evaporadores es de 28,3 T/h y el de los evaporadores es de 10,37 T/h y por ultimo el consumo de vapor de los turbogeneradores es de 18,95 T/h.
- El índice de consumo de vapor del central que incluye el flujo másico de vapor de los equipos consumidores de vapor de escape y la masa de caña molida es de $0,56T_v / T_c$.

Capítulo III: Comparación económica de dos alternativas de cogeneración en la UEB Central Carlos Baliño

3.1- Introducción

En el siguiente capítulo se abordan temas relacionados con las configuraciones y desempeños de las calderas de lecho fijo tipo Stoker, donde se emplean una serie de tablas donde se explican el sistema de generación de potencias en calderas que se alimentan de biomasa, el costo del capital estimado y a su vez los requisitos de entrada y salida, también se observan los sistemas de potencia de alimentación de calderas de biomasa no combustible O&M y su costo estimado. Por último se realiza la comparación económica de dos alternativas de cogeneración en la UEB Central Carlos Baliño utilizando en ambos casos la misma tecnología de 5,2MPa y una temperatura 400°C empleando una turbina de contrapresión de 4MW y otra de condensación 6MW diferenciándose en que en la primera alternativa se realiza en una zafra que dura primeramente 150 días y 130 días de post generación con biomasa de bagazo y en el caso de la segunda alternativa se le agregan otros 50 días de post generación con biomasa comprada.

3.2-Sistemas representativos de cogeneración con biomasa costos y desempeño

3.2.1- Configuraciones y desempeño de calderas de lecho fijo tipo Stocker

Las calderas fogonero de lecho fijo representan una opción utilizada para una cogeneración de biomasa de combustión directa. Los requisitos de las salidas de energía para los tres tamaños de sistemas de calderas fogonero (100-900 toneladas / día) como se muestran en la Tabla 3.1, la misma proporciona requerimientos de materias primas de biomasa, sus características, la eficiencia de conversión de la biomasa de la caldera, las condiciones de salida de vapor de esta, y la alimentación de vapor de los procesos de salida. Las distribuciones de poder y de vapor van desde turbinas de vapor de contrapresión, hasta varias distribuciones de turbinas de extracción, Para este análisis, todo el vapor de proceso para los sistemas de cogeneración se supone que se requiere a 150 psig (saturado), excepto por la pequeña de 100 toneladas/día que suministra 15 psig saturada de vapor para procesar [17].

Tabla 3.1-Sistema de generación de potencia en caldera de alimentación por biomasa, requisitos de entrada y salida [17].

	Ton/Día (Como se recibe)		
Recipiente de biomasa	100	600	900
Características del combustible de biomasa			
Contenido de energía (seca) (Btu/lb)	8,500	8,500	8,500
Contenido de polvo (%)	50	30	30
Contenido de energía (cuando se recibe) (Btu/lb)	4,250	5,950	5,950
Conversión de biomasa			
Eficiencia de la caldera (cero polvo) (%)	77	77	77
Eficiencia de la caldera (polvo ajustado)(%)	63	71	71
Entrada de calor ala caldera (MMBtu/hr)	35.4	297.5	446.3
Calentamiento del vapor (MMBtu/hr)	22.5	212.0	318.0
Factor de capacidad de la planta	0.9	0.9	0.9
Condiciones de vapor de la caldera			
Salida de presión de la caldera (psig)	275	750	750
Salida de temperatura de la caldera (°F)	494	750	750
Corriente nominal de vapor (lb/hr)	20,000	165,000	250,000
Opciones de turbinas de vapor			
CHP—Turbina de Contrapresión			
Salida de electricidad (MW)	0.5	5.6	8.4
Condiciones del proceso de vapor (psig [saturado])	15	150	150
Proceso de corriente de vapor (lb/hr)	19,400	173,000	260,000
CHP eficiencia(%)	62.9	70.5	70.5
CHP—Turbina de Extracción			
Condiciones del proceso de vapor (psig [saturado])	N/A	150	150
Salida de electricidad (MW) (150,000 lb/hr vapor)	N/A	6.9	14.7
Salida de electricidad (MW) (100,000 lb/hr vapor)	N/A	9.8	17.5
Salida de electricidad (MW) (50,000 lb/hr vapor)	N/A	12.6	20.4
Turbina de Condensación			
Salida de electricidad (MW)	N/A	15.5	23.3
Eficiencia eléctrica (%)		17.8	17.8

Tabla 3.2- Sistema de generación por alimentación de caldera de biomasa y costo del Capital estimado [17].

<i>Costo del Capital instalado</i>	Ton/Día (como se recibe)		
	100	600	900
Campo de preparación de la biomasa	\$2,639,660	\$5,430,000	\$7,110,000
Alimentación de la caldera	\$1,991,000	\$18,000,000	\$23,250,000
CHP-Turbina de vapor de Contrapresión			
BP Capacidad de vapor de la turbina (MW)	0.5	5.6	8.4
BP Costo de la turbina de vapor	\$425,000	\$2,500,000	\$3,250,000
Costo total del capital en la turbina de contrapresión	\$4,630,660	\$25,930,000	\$33,610,000
Costo \$/kW—CHP/dela turbina de contrapresión	\$9,260	\$4,630	\$4,000
Turbina de Condensación de vapor			
Capacidad de la turbine de vapor de Condensación (MW)	N/A	15.5	23.3
Costo de la turbina de vapor de condensación	N/A	\$5,425,000	\$7,575,000
Costo total del capital de la turbine de condensación	N/A	\$28,855,000	\$37,935,000
Costo \$/KW- de la turbine de condensación	N/A	\$1,860	\$1,630

El mayor componente de los costos de capital para los dos sistemas más grandes de la propia caldera y sus equipos que lo componen desde el 60 al 70 por ciento del costo total de la planta asociada. Para la planta de 100 toneladas / día, los costos de preparación de biomasa son mucho más altos en una base debido a las altas economías de escala para la preparación de los costos del capital. Las plantas de 600 y 900 toneladas / día tienen costos de capital de 1,860 dólares / kW y \$ 1,630 / kW, respectivamente, para una turbina de condensación (sólo para la alimentación del sistema), y \$ 4,630 / kW y \$ 4,000 / kW para un sistema de cogeneración con una turbina de contrapresión. Los costos por unidad \$ / kW para la planta de 100 toneladas / día son mucho más altos (más de \$ 9,000 / kW), ya que esta pequeña planta de cogeneración de contrapresión genera una pequeña cantidad de energía en relación a su salida de vapor del proceso [17].

Tabla 3.3-Sistema de potencia de alimentación de la caldera de biomasa no combustible O&M, costo estimado [17].

Costo de los componentes O&M	Ton/Día (como se recibe)		
	100	600	900
Campo de preparación O&M	\$400,000	\$320,000	\$320,000
Sección de la caldera O&M	\$160,000	\$1,095,000	\$1,110,000
Turbina de vapor O&M	\$15,000	\$177,000	\$265,000
Total O&M	\$575,000	\$1,592,000	\$1,695,000
No combustible O&M (\$/kWh)/(de la turbina de contrapresión)	\$0.146	\$0.036	\$0.026
No combustible O&M (\$/kW) (de la turbina de condensación)	N/A	\$0.013	\$0.009

En la tabla 3.3 Los costos laborales son basados en la asunción de 15 personas a tiempo completo para las dos plantas más grandes (un director, tres trabajadores de mantenimiento, ocho empleados de turno, y cuatro trabajadores de preparación de campo) y seis operarios a tiempo completo para la 100 toneladas / día [17].

3.2.2-Análisis de alternativas de cogeneración

En el siguiente epígrafe se realiza el análisis de dos alternativas de cogeneración empleando en ambas la misma tecnología con una presión de 5,2 MPa y una temperatura de 400 °C utilizando una turbina de contrapresión de 4 MW y una turbina de condensación de 6 MW. Se calcula una serie de datos como se muestran las tablas siguientes, donde se puede observar que la cantidad de bagazo equivalente para la turbina de contrapresión es de 10 T/h y para la turbina de condensación es de 11,5 T/h los cuales suman un total de 22,4T/h utilizado y almacenándose un total de 11,5 T/h de bagazo el cual será utilizado post zafra para la generación con la turbina de condensación. A partir de estos datos se tiene diariamente un total de 540 toneladas/día como se muestra en la ecuación 3.1 sacando como conclusión que de las tecnologías descritas anteriormente, la más se acerca es la de 600 T/día empleadas desde la tabla 3.1 hasta la tabla 3.3 [18, 19]. Serán por lo tanto los datos económicos y de desempeño técnico los que se utilizarán para el estudio de oportunidad que a continuación se presenta.

Ecuación 3.1

$$22,4T / h \cdot 24h = 540T / día$$

Alternativa 1

- Turbina de Contrapresión de 4 MW y Turbina de Condensación de 6 MW

- Para una presión de 5,2 MPa y una temperatura de 400°C.

Tabla 3.4- Datos técnicos

Flujo de Caña	t/h	98
Índice de producción de bagazo		0,347
Bagazo disponible	t/h	34
Demanda de vapor BP (0,2 MPa)	t/h	24,5
Rendimiento isentrópico de la turbina		0,75
Electricidad producida TCP	MW	3,5
Eficiencia de la caldera		0,8
Bagazo equivalente para TCP	t/h	10,9
Bagazo a turbina de condensación	t/h	11,5
Bagazo de acumulación	t/h	11,5
Vapor de la turbina de condensación	t/h	25,8
Electricidad producida TCD	MW	5,7

En la tabla 3.4 están calculados una serie de parámetros vinculados a la alternativa de cogeneración empleada donde se puede apreciar el flujo de caña y el índice de producción calculadas en la modelación del Excel empleado en el capítulo dos, donde juegan un papel importante pues su multiplicación da el resultado del bagazo disponible, la demanda de vapor está dada en el flujo de caña multiplicado por 0,25, el rendimiento de la turbina tiene un valor medio de 0,75, la electricidad producida por la turbina de contrapresión es de 3,5 MW que está dado en la demanda de vapor multiplicado por la división de 517 entre 3600, ahora el bagazo equivalente para la turbina de contrapresión o sea el bagazo empleado en la quema es de 10,9 y en la de condensación es de 11,5 en el primer caso está dado por el cálculo de la demanda de vapor multiplicado por la división de 3660 entre la eficiencia de la caldera entre 8400 y en el de la turbina de condensación su valor parte del bagazo disponible menos el bagazo empleado en esta dividido entre dos, también se encuentra y el bagazo de acumulación esta dado en el bagazo que pertenece a la turbina de condensación, y por último el vapor de la turbina de condensación esta dado en la demanda de vapor entre la multiplicación del bagazo equivalente de la turbina de contrapresión por el bagazo de la turbina de condensación y la electricidad producida por la misma da un valor de 5,7 ya que se multiplica el valor de vapor de esta por la división de 800 entre 3600.

Tabla 3.5-Datos de la electricidad producida en zafra con las dos turbinas

Días de zafra		150
Días de post generación		130
Aprovechamiento de la norma		0,95
Electricidad producida en zafra TCP +TCond	MWh	31669
Electricidad en post zafra solo con Tcond.	MWh	17913

En la tabla 3.5 se puede apreciar que la zafra dura 150 días y después hay una serie de 130 días de generación con bagazo acumulado durante la zafra, la electricidad producida en la etapa de zafra con la turbina de contrapresión y la turbina de condensación está dada en la multiplicación de 24 por los días que dura la zafra por la suma de la electricidad producida por las turbina de contrapresión y la electricidad producida por la turbina de condensación por el aprovechamiento de la norma, y la electricidad en post zafra solo de la turbina de condensación se puede obtener a partir de la multiplicación de los días de post generación por 24 por la electricidad producida por la turbina de condensación.

Tabla 3.6-Costos económicos

Costo de la caldera 540 t bagazo/día	\$	23000000
Índice por MW TCP	\$/kW	446
Costo de la turbina de CP	\$	1784000
Índice por MW TCD	\$/kW	350
Costo de la turbina de condensación	\$	2100000
Costo total de la inversión	\$	26884000
Costo por depreciación anual (20 años)	\$/año	1344200
Costo OyM fijo (2% de la inversión)	\$/año	537680
Índice de costo OyM variable TCP	\$/kWh	0,036
Índice de costo OyM variable TCd	\$/kWh	0,01
Costo total de OyM variable	\$/año	921336
Precio del Bagazo	\$/t	43
Costo del combustible	\$/año	5000922
Costo total al año	\$/año	7804138
Costo unitario	\$/MWh	157
Precio de venta de la electricidad	\$/MWh	200
Precio de venta del vapor	\$/t	17
Ingresos al año	\$/año	11340938
Tasa de descuento		0,1
Tasa de impuesto		0,35

En la tabla 3.6 se aprecia el costo de la caldera de 540 T bagazo/día y el índice por MW de la turbina de contrapresión y su costo que esta dado en la multiplicación del índice de la misma por 4 MW por 1000, muy similar a lo calculado para el costo de la turbina de condensación que parte de la multiplicación del índice por MW de esta por 6MW por 1000, aparece también el costo total de la inversión que no es más que la suma de del costo de la caldera mas el índice de la turbina de contrapresión por 4MW por 1000 mas la multiplicación del índice de la turbina de condensación por 6 MW y por 1000. También se encuentra calculado el costos por depreciación anual (20 años) que parte del costo de la inversión entre esos 20 años, el costo de operación y mantenimiento fijo no es más que el costo de la inversión multiplicado por 0,02, el costo total de operación y mantenimiento variables es la multiplicación simultanea del índice de costo de operación y mantenimiento variable de

la turbina de contrapresión por días de la zafra, por el aprovechamiento de la norma, por 24, por la electricidad producida por la turbina de contrapresión, por el índice de costo de operación y mantenimiento variable de la turbina de condensación, por los días de la zafra, por el aprovechamiento de la norma, por 24 de nuevo en conjunto con la electricidad producida por la turbina de condensación, por los días de post generación, por 24 y por la producción de electricidad de la turbina de condensación y todo eso al final multiplicado por 1000.

El precio del bagazo es de 43 dólares la tonelada partiendo de [15] la cual se calculó partiendo que la tonelada de caña estaba a \$11. EL costo del combustible está dado en la multiplicación del flujo de la caña por los días de la zafra y por 24, además del aprovechamiento de la norma y todo eso por el índice de producción de bagazo y por ultimo por el precio del bagazo. Se encuentra también el costo total al año que no es más que la suma del costo por depreciación más los costos de operación y mantenimiento fijo, más los costos totales de operación y mantenimiento variable todo eso sumado por ultimo al costo del combustible. En esta tabla también se calcula el costo unitario que es la división del costo total al año entre la suma de la electricidad en post zafra solo con la turbina de condensación y la electricidad producida en zafra con la turbina de contrapresión y la turbina de condensación, el precio del vapor es de \$17 la tonelada y parte también de [15].

Tabla 3.7- Resultados del VAN y el TIR

VAN	1900000
TIR	12%

Por último en la tabla 3.7 se puede observar el VAN es de 1900000 que está calculado desde el año cero hasta el año 10 y un valor del TIR del 12% pues este representa la tasa máxima bajo la cual se puede pedir prestado para el proyecto sin que el VAN sea negativo.



Figura 3.1- Representación del flujo de caja al descontado

Nota: En la figura 3.1 se puede observar que en la representación del flujo de caja al descontado el periodo de recuperación de la inversión se recupera a partir del año ocho.

Alternativa 2

- Turbina de contrapresión de 4 MW
- Turbina de condensación de 6 MW
- Para una presión de 5,2 MPa y una temperatura de 400°C.

Tabla 3.8-Datos técnicos

Flujo de Caña	t/h	98
Índice de producción de bagazo		0,347
Bagazo disponible	t/h	34
Demanda de vapor BP (0,2 MPa)	t/h	24,5
Rendimiento isentrópico de la turbina		0,75
Electricidad producida TCP	MW	3,5
Eficiencia de la caldera		0,8
Bagazo equivalente para TCP	t/h	10,9
Bagazo a turbina de condensación	t/h	11,5
Bagazo de acumulación	t/h	11,5
Vapor a turbina de condensación	t/h	25,8
Electricidad producida TCD	MW	5,7

La explicación de la Tabla 3.8 es igual a lo explicado en la tabla 3.4 pues hasta aquí los cálculos son iguales para cada uno de los aspectos abordados en la misma.

Tabla 3.9- Datos de la electricidad producida en zafra con bagazo y otro tipo de biomasa

Días de zafra		150
Días de post generación con otros		130
Días de post generación con bagazo		50
Aprovechamiento de la norma		0,95
Electricidad producida en zafra	MWh/año	31669
Electricidad en post cogeneración con bagazo	MWh/año	17913
Electricidad en post cogeneración con otros	MWh/año	6890

En la tabla 3.9 se empiezan a observar algunas diferencias con respecto a los datos obtenidos en la alternativa uno ya que a pesar de que tiene la misma cantidad de días de la zafra e igual días de post generación se observa que se incluyen otros 50 días de post generación con biomasa comprada. La electricidad producida en post cogeneración con bagazo se calcula a partir de la multiplicación de los días de post generación con otro tipo de biomasa por 24 por la electricidad producida por la turbina de condensación. La electricidad producida en post cogeneración con otro tipo de biomasa se basa en el cálculo de la multiplicación de los días de post generación con bagazo por 24 por la electricidad producida por la turbina de condensación.

Tabla 3.10-Costos económicos

Costo de la caldera 600 T bagazo/día	\$	23000000
Costo por MW TCP	\$/kW	446
Costo por MW TCD	\$/kW	350
Costo total de la inversión	\$	26884000
Costo por depreciación anual (20 años)	\$/año	1344200
Costo OyM fijo (2%)	\$/año	537680
Índice de costo OyM variable TCP	\$/kWh	0,036
Índice de costo OyM variable TCD	\$/kWh	0,01
Costo total de OyM variable	\$/año	1154211
Costo biomasa alternativa	\$/MWh	80
Precio del Bagazo	\$/t	43
Costo del combustible	\$/año	5552106
Costo total al año	\$/año	8588197
Costo unitario	\$/MWh	152
Precio de venta de la electricidad	\$/MWh	200
Precio de venta del vapor	\$/t	17
Ingresos al año	\$/año	12718897
Tasa de descuento		0,1
Tasa de impuesto		0,35

En la tabla 3.10 se puede observar otras diferencias comparados con los datos pertenecientes a la alternativa uno ya una caldera es de 600 toneladas de bagazo/día y en la otra es de 540 toneladas de bagazo/día los diferentes costos de los demás componentes también son diferentes ya que el caso de la 3.10 son mayores, aparece también un nuevo costo que es el de la biomasa alternativa y en cuanto a los ingresos al año en esta alternativa dos es mayor y por último la tasa de descuento y la tasa de impuesto es igual a la calculada en la alternativa uno.

Tabla 3.11-Flujo de caja

VAN	4460000
TIR	14%

En la Tabla 3.11 se puede observar el VAN es de 4400000 que está calculado desde el año cero hasta el año 10 y el TIR es de un 14%.

En la alternativa dos el tiempo de recuperación de la inversión empieza a partir del año siete y su VAN y el TIR son mayores con respecto a la alternativa uno y por lo tanto la misma es más viable que la antes mencionada.

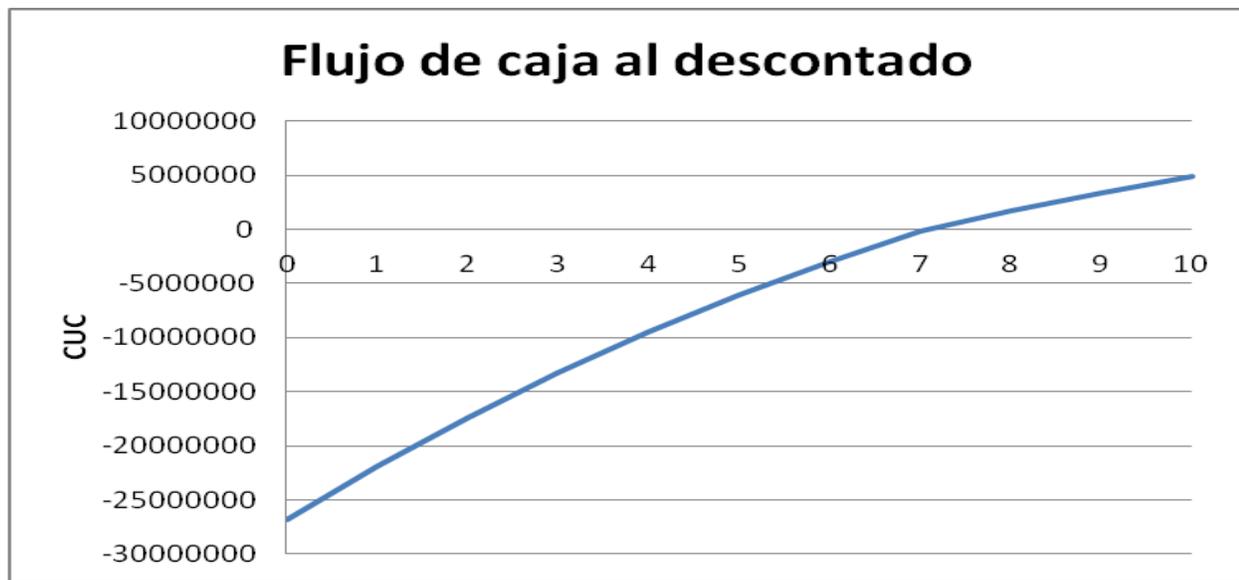


Figura 3.2- Representación del flujo de caja al descontado

Nota: En la figura 3.2 se puede observar que el periodo de recuperación de la inversión se recupera a partir del año siete.

3.2.3-Análisis de sensibilidad

En este epígrafe se realiza un análisis de sensibilidad pues en el anterior a este se planteó que el precio del bagazo era \$43 la tonelada partiendo como referencia de la [15] en la cual se calculó así partiendo que la tonelada de caña estaba a \$11, según [18, 19] se pudo investigar que el precio real de la tonelada de bagazo oscila entre diez y 50 dólares la tonelada por lo que se calculó de nuevo el

flujo de caja variando el costo de la tonelada de bagazo para cinco tipos de precios de diez en diez como se muestra en la figura 3.3 [18, 19]

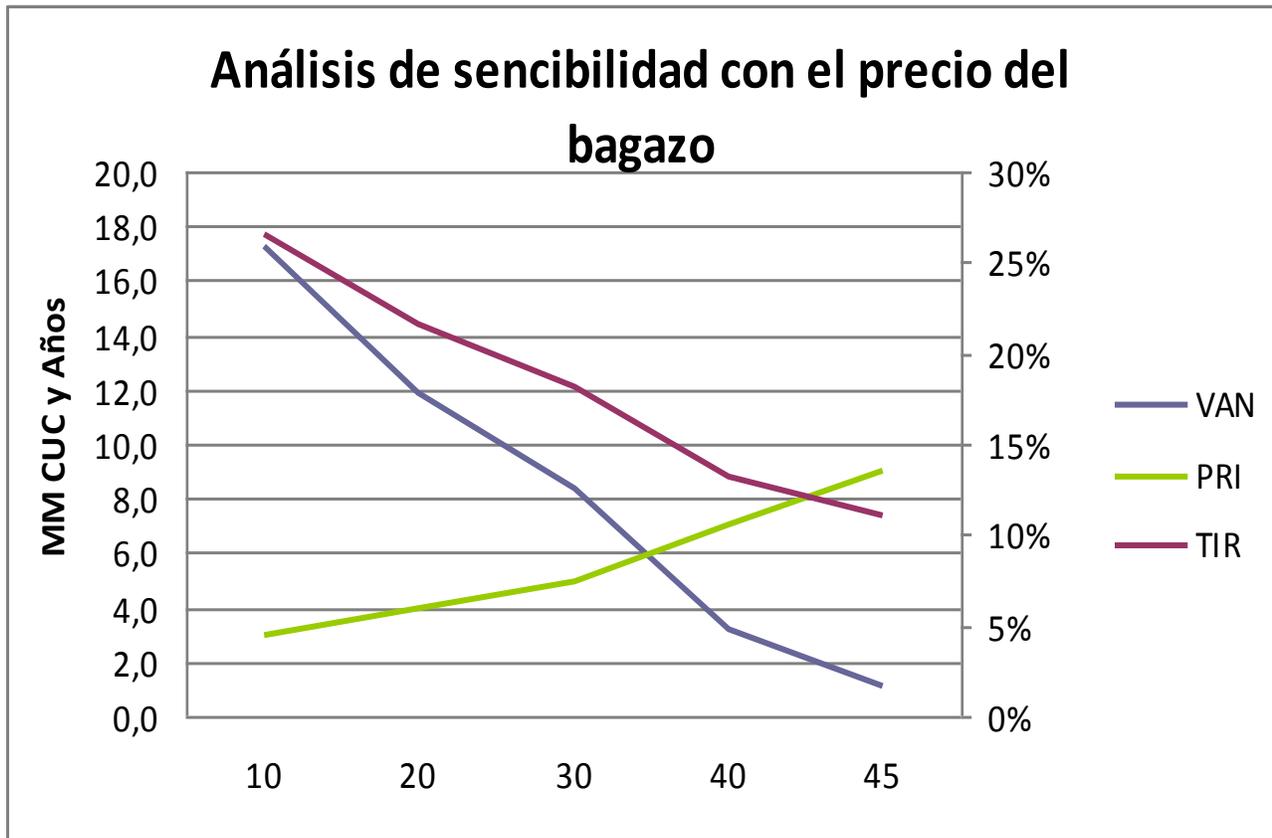


Figura 3.3-Representación del analisis de sensibilidad con diferentes precios del bagazo.

En esta figura 3.3 se puede observar que para valores de precios de la tonelada de bagazo desde diez hasta 45 CUC el VAN varia de 17,3 millones de CUC hasta 1,1 millones de CUC y lo mismo pasa con el TIR ya que disminuye de 0,26% hasta 0,11%.

3.3-Conclusiones del capítulo

- En la primera alternativa de cogeneración para una presión de 5,2MPa y una temperatura de 400 °C utilizando una turbina de contrapresión de 4MW y otra turbina de condensación de 6MW para una duración de la zafra de 150 días y otros 130 días de post generación con biomasa de bagazo el VAN calculado es 1,9 millones de CUC y un TIR de 12%
- En la segunda alternativa de cogeneración para una presión de 5,2MPa y una temperatura de 400 °C utilizando una turbina de contrapresión de 4MW y otra turbina de condensación de 6MW para una duración de la zafra de 150 días y otros 130 días de post generación y el

empleo de otros 50 días adicionales de generación con biomasa comprada el VAN calculado es 4,4 millones de CUC y un TIR de 14%

- En la alternativa uno se pudo observar que el período de recuperación de la inversión se comienza a recuperar a partir del año ocho y en la alternativa dos comienza a partir del año siete.
- En el análisis de sensibilidad se pudo observar que cuando se varia el costo de la toneladas de bagazo el VAN disminuye de 17,3 millones de CUC hasta 1,1 millones de CUC y lo mismo pasa con el TIR ya que disminuye de 26% hasta 11%.
- A pesar de que en ambas alternativas se utilizan las mismas tecnologías a una presión de 5,2 MPa y una temperatura de 400°C para en ambos casos, una turbina de contrapresión de 4 MW y una turbina de condensación de 6 MW existen algunas diferencias que están dadas en el tipo de caldera empleadas en ambas alternativas en la primera de 540 toneladas de bagazo/día y en la segunda de 600 toneladas de bagazo/día y que aunque en ambas el tiempo de la zafra dura 150 días y luego existe un periodo de 130 días de post generación en, la segunda existe la diferencia que hay otros 50 días de post generación con biomasa comprada.

Conclusiones generales.

- La cogeneración es una alternativa que estará presente obligatoriamente en la conversión energética en el futuro ya que no solo representa una alternativa más eficiente tecnológicamente, sino que es una alternativa intrínsecamente distribuida, permitiéndole autonomía energética a los usuarios y posibilitando el aprovechamiento de recursos localmente disponibles.
- De la modelación del ingenio se obtuvo que entre los dos turbogeneradores generan una potencia de 3,16 MW que comparado con la realidad que es 3,0 MW es un poco más alto se pudo lograr cierta semejanza aproximando el rendimiento del turbogenerador a un 0,75 y una eficiencia electromecánica de 0.90 logrando un índice de generación de 32kWh/Tonelada de caña.
- Los cálculos realizados muestran que el consumo vapor del calentador primario es de 8,61 T/h, el del calentador rectificador es de 4,66 T/h y el del calentador de jugo clarificado es de 1,52 T/h.
- El consumo de vapor de la estación de tachos es de 18,66 T/h, el de los pre-evaporadores es de 28,3 T/h y el de los evaporadores es de 10,37 T/h y por último el consumo de vapor de los turbogeneradores es de 18,95 T/h.
- En la primera alternativa de cogeneración para una presión de 5,2MPa y una temperatura de 400 °C utilizando una turbina de contrapresión de 4MW y otra turbina de condensación de 6MW para una duración de la zafra de 150 días y otros 130 días de post generación con bagazo acumulado el VAN calculado es 1,9 millones de CUC y un TIR de 12%
- En la segunda alternativa de cogeneración para una presión de 5,2MPa y una temperatura de 400 °C utilizando una turbina de contrapresión de 4MW y otra turbina de condensación de 6MW para una duración de la zafra de 150 días y otros 130 días de post generación y el empleo de otros 50 días adicionales de generación con biomasa comprada el VAN calculado es 4,4 millones de CUC y un TIR de 14%
- En la alternativa uno se puede observar que el período de recuperación de la inversión se comienza a recuperar a partir del año ocho y en la alternativa dos comienza a partir del año siete.
- En el análisis de sensibilidad se puede observar que cuando se varia el costo de la toneladas de bagazo entre 10 y 45 CUC la tonelada el VAN disminuye de 17.3 millones de CUC hasta 1,1 millones de CUC y lo mismo pasa con el TIR ya que disminuye de 26% hasta 11%.

Recomendaciones.

- Seguir profundizando aún más en el tema de cogeneración.
- Realizar el mismo análisis para otras tecnologías de cogeneración, perspectivas aunque no disponibles, como gasificación de la biomasa y uso de turbinas de gas.
- Seguir profundizando aún más en el tema de la producción del azúcar abordando los procesos implicados en el mismo y las posibilidades de disminución del consumo de vapor.

Referencias bibliográficas.

1. ***Prospectiva Tecnológica para la Logística de la Cogeneración con Biomasa Residual en la Industria Azucarera, 2003.***
2. **S.W., M., *Dulzura y poder, el lugar del azúcar en la historia moderna. Siglo XXI 1996.***
3. **E, S.S., *Azúcar y poder*2001.**
4. **EES, L., *Cogeneración y generación de electricidad en la industria azucarera. UNIFEI.***
5. **Fraile, D., *Cogeneración de:Aspectos Tecnológicos. 2007/2008.***
6. **JCA, P., *SIMULACIÓN DE LAS UNIDADES DE COGENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE BAGAZO DE CAÑA DE AZÚCAR.2009.***
7. ***METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE PREVIABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN.COANE1999.***
8. **CA, D.-C., *Conservación de la energía en la industria del azúcar y el acohol. 1990.***
9. **Flores, I.M., *Tecnología Azucarera. 1984.***
10. **Hugot, E., *Manual para Ingenieros Azucareros*1980**
11. **J, R.M., *Vacas, mulas, azúcar y café; los efectos de su introducción en la huasteca*1996.**
12. **Ademar Hakuo Ushima, e.a., *Conservación de Energía en la Industria del azúcar y el alcohol*1990.**
13. **B., L., *Azúcar y Estado 1988.***
14. **Ruíz, D.M.y., *Estudio de Ingeniería Integral del Ingenio., 2006.***
15. **Rodríguez, M.A.R., *Analisis exergoeconómico de una central energética cañera. . 2005.***
16. **Rodríguez, M.A.R., *IMPLEMENTACIÓN DE LA EXERGOECONOMÍA A UNA CENTRAL ENERGÉTICA CAÑERA., 2005, UCLV: santa clara.***
17. **Wickwire, S., *Biomass Combined Heat and Power Catalog of Technologies, 2007.***
18. **Enviro, R.S., *Bagasse Assessment Report for 31 MW Bagasse based cogeneration project, 2007.***

19. **Dennis Shore, T.R., Dr. Geoff Covey, *Improving the knowledge of the Australian sugar technologists, managers and canegrowers in the production of bagasse pulp and paper products***

Anexos.

Anexo 1: Turbina de vapor de contrapresión perteneciente a la planta eléctrica de la UEB Central Carlos Baliño.



Anexo 2: Turbo-generadores pertenecientes a la planta eléctrica de la UEB Central Carlos Baliño.



Turbo 1: De primera generación de 1,5 MW



Turbo 2: De segunda generación de 1,5 MW

Anexo 3: Caldera de vapor de 60 toneladas/horas de tecnología alemana perteneciente a la UEB Central Carlos Baliño.



Tabla 3.12-Flujo de Caja para la alternativa 1

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos	0	11340938	11340938	11340938	11340938	11340938	11340938	11340938	11340938	11340938	11340938
Gasto	0	7804138	7804138	7804138	7804138	7804138	7804138	7804138	7804138	7804138	7804138
Beneficios antes de impuestos	0	3536800	3536800	3536800	3536800	3536800	3536800	3536800	3536800	3536800	3536800
Impuestos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1237880	1237880
Beneficios despues de impuestos	0	3536800	3536800	3536800	3536800	3536800	3536800	3536800	3536800	2298920	2298920
Depreciación	0	1344200	1344200	1344200	1344200	1344200	1344200	1344200	1344200	1344200	1344200
Inversiones	26884000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pago de la deuda	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de efectivo	-26884000	4881000	4881000	4881000	4881000	4881000	4881000	4881000	4881000	3643120	3643120
Flujo de caja al descontado	-26884000	4437273	4033884	3667167	3333789	3030717	2755197	2504725	2277022	1545038	1404580
Flujo de caja al descontado acumulado	-26884000	-22446727	-18412843	-14745676	-11411887	-8381170	-5625973	-3121248	-844226	700812	2105393

Tabla 3.13-Flujo de Caja para la alternativa 2

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos	0	12718897	12718897	12718897	12718897	12718897	12718897	12718897	12718897	12718897	12718897
Gasto	0	8588197	8588197	8588197	8588197	8588197	8588197	8588197	8588197	8588197	8588197
Beneficios antes de impuestos	0	4130700	4130700	4130700	4130700	4130700	4130700	4130700	4130700	4130700	4130700
Impuestos	0	0	0	0	0	0	0	0	1445745	1445745	1445745
Beneficios despues de impuestos	0	4130700	4130700	4130700	4130700	4130700	4130700	4130700	2684955	2684955	2684955
Depreciación	0	1344200	1344200	1344200	1344200	1344200	1344200	1344200	1344200	1344200	1344200
Inversiones	26884000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pago de la deuda	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de efectivo	-26884000	5474900	5474900	5474900	5474900	5474900	5474900	5474900	4029155	4029155	4029155
Flujo de caja al descontado	-26884000	4977182	4524711	4113373	3739430	3399482	3090438	2809489	1879631	1708755	1553414
Flujo de caja al descontado acumulado	-26884000	-21906818	-17382108	-13268734	-9529304	-6129822	-3039384	-229894	1649736	3358491	4911905

Tabla 3.14-Variacion de los precios de la tonelada de bagazo

\$	VAN	TIR	PRI
10	17.3	0.2650916	3
20	11.9	0.2156101	4
30	8.4	0.1809547	5
40	3.2	0.1312693	7
45	1.1	0.1107597	9

En la Tabla 3.14 se puede observar que se varían los costos de la tonelada de bagazo para calcular también como varia el VAN (que no es más que el valor actual neto) y el TIR (es la tasa interna de retorno