



ISSN 1029-3450



Posibilidades de generación de energía eléctrica con ciclos de baja temperatura en la industria azucarera en una provincia tipo.

Possibilities of electricity generation with low temperature cycles in sugar industry in a province type.

Juan Landa García

Ingeniero Químico, Master en Ciencias en Termoenergética Industrial

Profesor Auxiliar

Centro de Estudios de Combustión y Energía

Facultad de Ingenierías Química y Mecánica

Universidad de Matanzas "Camilo Cienfuegos"

Email: juan.landa@umcc.cu

RESUMEN.

La duración de los combustibles fósiles es inferior a los 200 años, y la de los hidrocarburos se estima no rebasa los 50 años. El precio del crudo y sus derivados se ha elevado considerablemente y se pronostica su incremento paulatino en el futuro. Ambas realidades obligan a usar más eficientemente los combustibles, fósiles o renovables, y todos los energéticos en general. En este artículo se muestran resultados de la simulación matemática del comportamiento de la potencia y otros parámetros básicos del diseño y del proceso inversionista de posibles ciclos de producción de potencia eléctrica de baja temperatura a anexar a industrias de producción de azúcar de caña al variar el flujo de agua de rechazo del sistema de vacío, y por ende la molienda del central, de una tecnología dada que utiliza condensadores eficientes, al utilizar como foco caliente la energía contenida en sus dos corrientes de energía rechazada de mayor importancia, la contenida en el agua citada y en los gases de escape de la combustión, efectuándose el análisis en el rango de capacidades de esta industria en una provincia tipo, conformado utilizando capacidades de molienda de industrias instaladas en Cuba, demostrándose que es considerable la cifra de potencia a producir y factible económicamente la



ISSN 1029-3450



introducción de estos ciclos para zafras cortas de cuatro meses para molidas del central no menor a 6000 Ton/día y que para centrales azucareros pequeños se requiere que el ciclo añadido aumente su tiempo de trabajo anual.

Palabras claves: combustible renovable, caña, electricidad, energía, generación distribuida, ciclos, potencia, baja temperatura, inversiones, eficiencia, economía, índices.

ABSTRACT.

The duration of the fossil fuels is less to 200 years, and it is estimated that the hydrocarbons will not exceed to 50 years. The price of the crude and the resulting products at refining is elevated and the prognosis will be increased in the future. These realities will lead us to use more efficiently the fuels, fossil or renewable, and all forms of energy in general. In this paper, it is reported results of the mathematic modeling of the power and others design and the investment process parameters of the low temperature power cycles to use in the sugar industry while increasing the flow of water of the vacuum system of a technology that uses more efficient condensers, when using as source of heat the energy of the this flow, this water and the combustion gases, the analyses is realized to the capacities range of this industry in one province type in Cuba. It is demonstrated that the introduction of these cycles the power production is large and feasible economically, for short operation period of the four months in the sugar factory no less that 6000 ton / day and that for small sugar factory it is required a bigger annual time work period.

Key words: fuel renewable, cane, electricity, energy, distributed generation, cycles, power, low temperature, efficiency, economy, index.

INTRODUCCIÓN.

La humanidad está abocada a una revolución en la generación y uso de la energía. De no lograrse en corto tiempo una transformación considerable de los esquemas tecnológicos existentes de generación y uso de la energía puede



ISSN 1029-3450



producirse una catástrofe incalculable en los diferentes ámbitos de la actividad humana, en lo económico, lo político y lo social. Los combustibles fósiles se agotarán en un período de tiempo no mayor a 200 años según estimados. El desarrollo energético futuro de la humanidad debe basarse en una fuente de energía disponible en grandes cantidades que permita satisfacer la demanda creciente de energía eléctrica y térmica e inagotable en su esencia. Esto solo es posible con una fuente como el sol o una que se origine a partir del mismo, como lo es la biomasa o el inmenso reservorio de energía constituido por la energía almacenada en el mar. Uno de los renglones principales de la agricultura en Cuba es la caña de azúcar, cuyo procesamiento industrial para la producción de azúcar produce un volumen considerable de biomasa residual de alto valor como energético, el bagazo de caña, siendo el calor específico de combustión de una tonelada de bagazo equivalente al de una cantidad de combustible convencional que fluctúa entre 0,2 y 0,25 toneladas.

En las últimas décadas la producción de caña de azúcar en Cuba disminuyó en forma muy marcada, por lo que la disponibilidad de ese recurso energético renovable, el bagazo, se ha reducido en igual medida. La planta de fuerza de un central, además de producir electricidad suministra vapor, al menos, al proceso de producción de azúcar, siendo el proceso de producción combinado de calor y electricidad de alta eficiencia, aún para las tecnologías instaladas en Cuba, ya que el calor que se rechaza a la fuente fría para completar el ciclo termodinámico de potencia es utilizado en procesos tecnológicos que requieren de un alto consumo de calor de bajos parámetros, por lo que puede decirse que la mayor parte de la energía liberada por el combustible es aprovechada, a excepción de la rechazada al medio con los gases de escape y otras pérdidas que se producen, en general, en el generador de vapor así como en el proceso tecnológico y originadas fundamentalmente por desbalance energético de la industria, lo cual ha sido en general fundamentado por Rizhkin¹ para las centrales termoeléctricas que suministran calor y electricidad. Pese a lo señalado la cantidad de energía que se rechaza con los gases de la



ISSN 1029-3450



combustión y con el agua utilizada para la condensación de los vapores secundarios de los tachos y del último vaso de la estación evaporadora del proceso tecnológico de producción de azúcar, sistema de condensación y vacío, es muy grande, y no tiene un uso práctico actualmente en la industria cubana.

En la industria azucarera cubana suele utilizarse para la producción de potencia a partir del bagazo el ciclo Rankine con sobrecalentamiento del vapor usando agua como sustancia de trabajo, empleando valores de presión y temperatura a la entrada de turbina considerados bajos para esta sustancia en estos ciclos de potencia (1,8 MPa y 320 °C), por lo que la eficiencia energética de la producción de electricidad es baja con un índice de generación no mayor de 44 kWh/Ton de caña, sin embargo, en el mundo existen ciclos de este tipo que utilizan valores de presión muy superiores (8 MPa, 540 °C), como señala Valdés², por lo cual la producción de electricidad se realiza con una eficiencia muy superior a la alcanzada en Cuba, lo que permite el incremento de la potencia producida, reduciéndose el consumo de bagazo por unidad de potencia producida en forma considerable e incrementándose el índice de generación hasta un valor entre 90 y 110 kWh/Ton de caña, valor superior al doble de nuestros centrales más eficientes. Estos señalamientos indudablemente indican las potencialidades de generación de electricidad existentes partiendo en forma directa de la energía liberada por el bagazo.

A las grandes posibilidades citadas de incrementar la eficiencia de la planta de fuerza del central y la producción de energía eléctrica por la mejora energética de los ciclos de vapor de agua utilizados se adiciona el hecho de que se dispone de enormes cantidades de energía rechazada al medio con los gases de escape de la combustión, con temperaturas de 230 a 250 °C, y con el agua de enfriamiento utilizada en el sistema de condensación y vacío del sistema de evaporación y cocción del jugo de caña, la cual es extraída de este con temperaturas de 42 a 50 °C, siendo el valor de temperatura superior de este rango característico de industrias bien diseñadas y operadas.



ISSN 1029-3450



Actualmente se dispone de tecnologías más eficientes para la producción de energía eléctrica a partir de la energía contenida en corrientes de bajo potencial térmico, como las corrientes citadas anteriormente, que las existentes antes de la década del 80 y se proponen nuevas variantes de esquemas térmicos que permiten reducir los costos de inversión. Ejemplo de las tecnologías existentes en el mundo para el aprovechamiento de la energía contenida en corrientes de baja temperatura son: el ciclo de absorción de Kalina, el que según Borguert y Velásquez³, usando gases de combustión a 154 °C como foco caliente, proveniente de un ciclo combinado, y agua de enfriamiento a 25 °C puede alcanzar valores de eficiencia termodinámica de 11,22 %, y el que, según Linares, Lago y Moratilla⁴, modificado con adición de dos intercambiadores de calor, puede alcanzar valores superiores a 23 % al operar con temperatura de los gases de combustión de 418 °C y del agua de enfriamiento en el condensador del ciclo de 15 °C. Debe señalarse que la industria azucarera no dispone de estas últimas temperaturas en sus corrientes de rechazo. Se plantea por Thorin⁵ que el ciclo Kalina alcanza incrementos de la eficiencia respecto al ciclo Rankine simple entre un 20 y un 40 % para iguales parámetros de las fuentes caliente y fría y en página web en Internet se señala que el incremento de eficiencia puede ser de 30 a 80 %.

Otra tecnología que se reporta produce potencia eléctrica con mayor eficiencia aún que el ciclo Kalina es la formulada por Uehara en 1994 la cual puede llegar a duplicar la eficiencia del ciclo Rankine simple⁶.

Se ha expresado que puede alcanzar valores de eficiencia termodinámica hasta de un 22 % utilizando agua caliente de origen geotérmico como foco caliente, aunque en las condiciones industriales en que se ha aplicado alcanza menor eficiencia.

Actualmente se desarrolla el ciclo Rankine orgánico⁷, el cual utiliza fluidos orgánicos como sustancia de trabajo, alcanzando eficiencias similares a la de



ISSN 1029-3450



los anteriores ciclos y presenta ventajas constructivas por su mayor simplicidad constructiva.

Es necesario precisar que el ciclo Rankine utilizando agua como fluido de trabajo es superior a los ciclos anteriores si trabaja con focos de alta temperatura pero que estos nuevos ciclos superan al Rankine con vapor de agua como segunda etapa de un ciclo combinado de producción de potencia eléctrica.

Actualmente en la Universidad de Matanzas se realizan estudios encaminados al desarrollo de tecnologías para aprovechar la energía contenida en las corrientes de rechazo de la industria, las cuales se caracterizan por hacer un uso integrado de los potenciales térmicos disponibles con un alto aprovechamiento de su exergía.

Teniendo en cuenta las premisas descritas anteriormente se pretende, teniendo en cuenta que no se han encontrado reportes de aprovechamiento de la energía rechazada en la industria azucarera para la producción de electricidad, dar cumplimiento al siguiente **Objetivo**:

Argumentar posibilidades de generación de energía eléctrica mediante un análisis de prefactibilidad técnico económica a partir de corrientes de energía rechazadas por los procesos de producción de energía eléctrica y azúcar de los centrales azucareros para el empleo de condensadores eficientes en sus sistemas de condensación y vacío para una provincia tipo actual de Cuba de baja capacidad de molienda.

DESARROLLO.

MATERIALES Y MÉTODOS.

Se utiliza el procedimiento desarrollado en trabajos anteriores presentados en el Forum de Ciencia y Técnica^{8,9} y en el Foro Internacional de Energía y Compromiso Ambiental¹⁰ consistente en la elaboración de modelos



ISSN 1029-3450



matemáticos para el estudio energético de una central eléctrica, y de su ciclo, de conversión de energía térmica del océano tipo Rankine simple y de bajos parámetros tipo Rankine con la adición de dos intercambiadores de calor, concebidos de forma que pueda usarse como foco caliente agua superficial, de mar o dulce, o una o más corrientes de rechazo provenientes de una industria, como agua caliente y gases de combustión, y agua como foco frío, fría del fondo del océano o de la superficie terrestre, de mar o dulce, implementado en un resolovedor de ecuaciones. El modelo tiene entre sus componentes:

- Procedimiento para la estimación de propiedades físicas de la sustancia de trabajo.
- Ecuaciones para la estimación de propiedades físicas del agua de rechazo y del agua de enfriamiento y de gases productos de la combustión de cualquier composición.
- Ecuaciones de balance de energía en los equipos componentes de cada uno de los ciclos.
- Índices energéticos del ciclo y de la central.
- Método de estimación del costo de la planta analizada. El método consiste en la actualización de los costos de plantas reportadas de capacidad conocida¹¹, en el cálculo del costo de cada uno de los equipos y sistemas de la planta de capacidad deseada, utilizando la fórmula de las seis décimas¹², a partir de los costos actualizados de los equipos de la planta de capacidad conocida, y del costo total de la planta.
- Método de estimación de la eficiencia del proceso inversionista. El cual incluye parámetros del proceso inversionista que permiten evaluar si debe o no realizarse la inversión como son: el costo unitario de la potencia bruta y neta instalada, total y de los equipos, el tiempo de recuperación de la inversión, de toda la planta y de los equipos, simple e incluyendo las tasas de interés, el costo de generación de energía eléctrica y el costo por peso de producción de



ISSN 1029-3450



la planta, el valor actual neto de la planta y la tasa interna de retorno. Se calcula el petróleo ahorrado al usar la energía rechazada para producir electricidad partiendo del valor de la energía eléctrica neta producida y del consumo específico de combustible del Sistema Electroenergético Nacional para generar un kWh y se incluye un procedimiento para el cálculo de los costos medioambientales, en este caso se provoca un beneficio ambiental ya que se sustituye energía eléctrica generada con petróleo por electricidad generada con una fuente renovable, del beneficio económico por ahorro de petróleo ahorrado, por la electricidad producida y del beneficio total, el cual incluye los anteriores.

La implementación de este modelo en un resolutor de ecuaciones permite su rápida resolución y la realización de múltiples análisis de variantes de parámetros de operación.

Al realizar el cálculo de prefactibilidad se han considerado los resultados del proyecto GENOTEC¹¹ ya que en este se realiza una propuesta de inversión sumamente económica al considerar intercambiadores de calor de aleación de aluminio y tuberías de plástico reforzado con fibra de vidrio. Se fija la longitud de la tubería de agua fría a utilizar en el condensador del ciclo de potencia añadido en 200 m para centrales tierra adentro, la que puede ser suficiente en varias industrias analizadas, y una temperatura del agua fría de 26 °C, y de 3000 m para centrales que usen agua fría del fondo marino a 8 °C. Se propone utilizar un sistema de suministro de agua de enfriamiento abierto para la condensación del vapor de la sustancia de trabajo del ciclo añadido.

El cálculo del costo de la inversión se ha dividido en dos componentes, el primero, relativo al costo de la inversión realizada hasta la puesta a punto del equipamiento de la industria que garantiza la producción de electricidad, a comprar fundamentalmente en el extranjero, y que incluye el costo de los equipos y componentes de la planta, y otros gastos como la gerencia de Ingeniería y Construcción, la instalación y puesta a punto de los equipos y de la



ISSN 1029-3450



industria y como segundo grupo el costo relativo a gastos que se deben realizar fundamentalmente en el país como el costo de las edificaciones de la planta, la asesoría y permiso ambiental, el costo del sitio de la planta y de las tuberías, pese a lo cual se le asignó un valor en CUC, ya que la electricidad vendida se expresa en esta moneda, 0,12 \$/kWh, valor promedio de venta al sector turístico.

Al calcular el valor del tiempo de recuperación de la inversión se incluyó el periodo de recuperación de la inversión simple y se calculó este parámetro para un impuesto sobre la renta del 20 %, un índice de inflación del 2 %, y, para poder tener variantes para el análisis de este indicador por los tomadores de decisión se tuvo en cuenta valores de la tasa de interés bancario del 10 % y del 20 %, para todos los costos en que se incurre.

Se considera un costo para reparación capitalizable del 10 %¹¹ del costo de inversión para el ciclo Rankine simple y del 14 % para el ciclo Rankine con adición de dos intercambiadores de calor, siendo este último valor superior al valor requerido de este parámetro en este tipo de planta, así como un costo para instalación de la planta del 10 %¹¹ de los restantes costos.

Resultados. Análisis de resultados.

En las Figuras 1 a 4 se analiza el comportamiento de la potencia eléctrica bruta y un grupo de indicadores del proyecto de inversión de una planta de potencia de baja temperatura anexa a un central azucarero al variar la molida, habiéndose incluido en el análisis cinco capacidades posibles de molida de esta industria en Cuba (ver Tabla 1). A cada molida le corresponde un flujo de agua de rechazo y de gases de combustión, los cuales dependen fundamentalmente de la molida y de la tecnología instalada en el sistema de condensación y vacío y en el de generación de vapor. El flujo de agua de rechazo corresponde a sistemas de vacío adecuadamente diseñado, y adicionalmente bien explotado, en introducción actualmente en Cuba, en cuyo caso el flujo de agua a la salida del condensador barométrico debe alcanzar



ISSN 1029-3450



una temperatura no menor a 50 °C, encontrándose el flujo de agua requerido en el rango recomendado para este tipo de instalaciones (20 a 60 kg de agua/kg de vapor) ¹⁵. También se muestran estos parámetros para el mismo flujo de agua de enfriamiento calculados a una temperatura de 45 °C, como forma de establecer una referencia o cota segura de potencia eléctrica mínima a producir y que ha sido utilizado por el autor en otros trabajos realizados, aunque se debe precisar que realmente se requeriría un flujo de agua superior (Gagua) al valor utilizado si el agua alcanza esta temperatura a la salida del sistema de vacío, ya que al ser el flujo de calor a extraer el mismo (Q) si la diferencia de temperaturas en el agua (Δt_{agua}) se reduce el flujo de agua inevitablemente debe aumentar como puede comprenderse utilizando la ecuación del balance de energía en forma simplificada ($Q = G_{agua} \cdot C_{p_{agua}} \cdot \Delta t_{agua}$) ya que $C_{p_{agua}}$ es constante en este rango de temperaturas.

Tabla 1. Molida, potencia producida en las condiciones actuales con ciclos de vapor de agua y flujo de corrientes de rechazo de centrales azucareros de la provincia tipo.

CAI	Molida (Ton/día)	Potencia producida (MW)	Flujo de agua (m ³ /s)
N° 1	2730	4,75	0,529
N° 2	3105	5,4	0,6
N° 3	3450	6,0	0,6685
N° 4	6000	10,43	1,1625
N° 5	6900	12,0	1,33
Total	19455	38,58	4,29

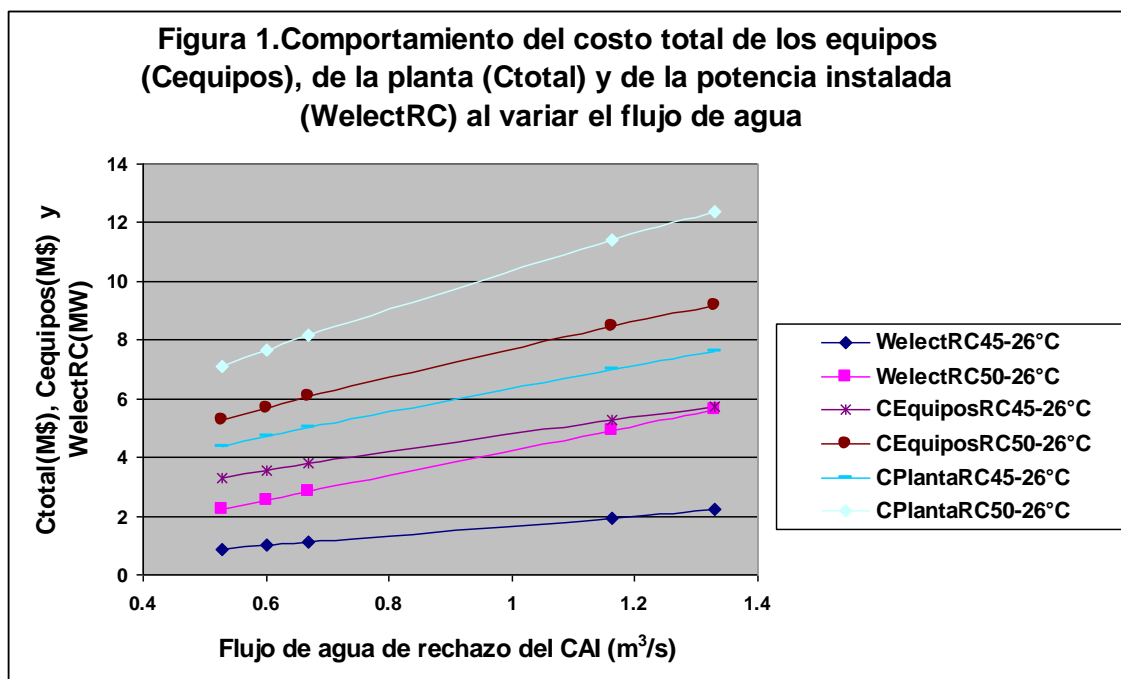
En la Figura 1 se muestra como al aumentar el flujo de agua de rechazo del sistema de vacío de 0,529 a 1,33 kg/s se incrementan casi linealmente el valor de la potencia producida, el costo total de la inversión y el costo asociado a los equipos, por ejemplo, para la temperatura de 50 °C aumenta la potencia de



ISSN 1029-3450



2,24 a 5,64 MW, el costo total de 7,11 a 12,36 Millones y el de los equipos de 5,27 a 9,17 Millones respectivamente. Se observa que: a. el costo de los equipos es el elemento de mayor peso en el costo total de la planta, y b. a mayor temperatura del agua de rechazo se produce mayor potencia a cualquier valor de flujo y da lugar esto a mayor costo de los equipos y de la planta en su conjunto.



En la Figuras 2a se muestra que el costo unitario de la potencia instalada CuP se reduce en forma no lineal en la medida que aumenta el flujo de agua de rechazo, de forma similar a como ocurre en otros ciclos de potencia, y su valor es mayor al disminuir la temperatura del agua de rechazo a iguales valores de dicho flujo.

Se observa que para la temperatura de 50 °C el valor del costo unitario de los equipos se reduce desde 2,35 hasta 1,63 Millones de \$/MW, por lo que su valor es inferior para el flujo de 1,33 m³/s al de una planta eléctrica con ciclo Rankine de vapor de agua, altos parámetros y que usa como combustible bagazo y carbón, cuyo costo para el 2004 era de 1,65 Millones/MW y cuyo valor,

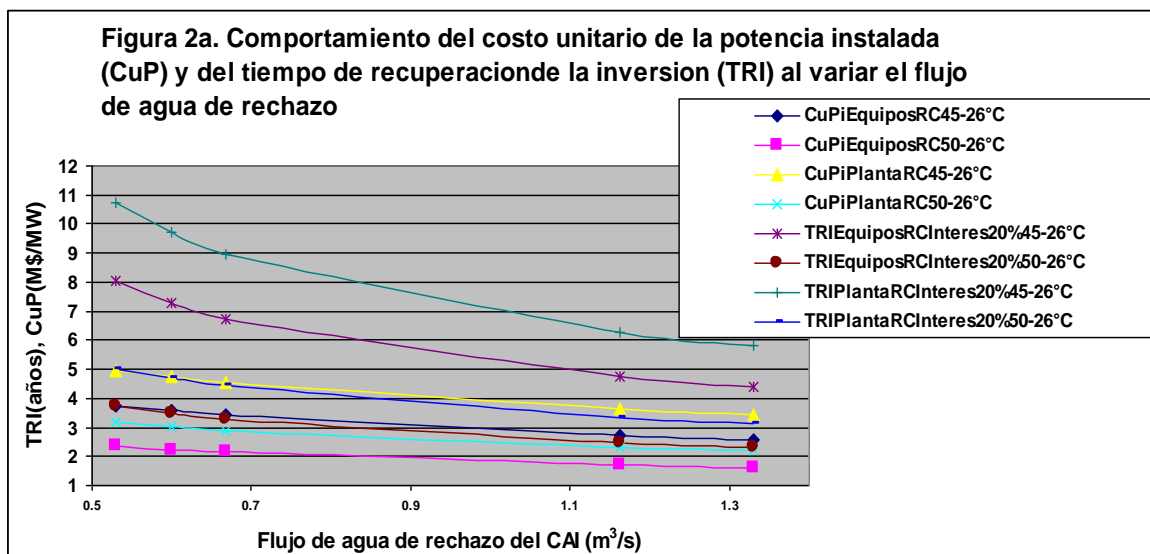


ISSN 1029-3450



actualizado al 2006, se estima sea de 1,855 Millones/MW al actualizar los costos. En el caso del agua a la temperatura de 45 °C, vea Figura 1, la producción de potencia de cada planta (0.88 a 2,21 MW) y el costo de sus equipos es menor (4,37 a 7,60 M\$) pero el costo unitario referido a los equipos es mayor (3,75 a 2,59 M\$/MW) (vea Figura 2a) que en el caso de disponer agua a 50 °C. El costo unitario de toda la planta con agua a 50 °C (3,17 a 2,20 M\$/MW) es muy inferior a los costos unitarios totales de la planta a 45 °C (4,98 a 3,44 M\$/MW), explicando el peso del costo unitario de los equipos la mayor parte del costo unitario de la planta como puede apreciarse, lo cual es consecuencia lógica del peso del costo total de los equipos sobre el costo total de la planta.

Debe señalarse que el volumen de producción de electricidad puede incrementarse si se perfeccionan características y parámetros tecnológicos del ciclo utilizado, y se aprovecha la energía disponible en todas las corrientes que rechazan energía en una industria azucarera, sin que se produzca afectación al proceso tecnológico como es de esperar, lo cual se abordará en futuros trabajos. Generalizando, los parámetros estudiados a 45 °C tienen un peor comportamiento que a 50 °C, lo que se reafirma en posteriores análisis.





ISSN 1029-3450



Se ha diferenciado el costo de inversión de los equipos CEquipos, el que incluye desde los costos de adquisición de cada equipo y sistema hasta su puesta a punto, del resto de los costos ya que este elemento depende fundamentalmente de componentes en divisas y son adquiridos en el extranjero, aunque en este se incluye la mano de obra nacional requerida para el montaje y seguridad. El Costo total incluye el Costo del sitio de la planta y de las tuberías (los que son propiedad del MINAZ, por lo que pudieran excluirse del análisis), así como su preparación, aunque estos gastos de preparación son pequeños; así como el Costo de Asesoría y Permiso Ambiental y el Costo de los edificios de la nueva planta, siendo estos dos últimos costos fundamentalmente pagos a realizar en el país con un componente pequeño en divisas. Puede comprenderse fácilmente que los componentes nacionales del costo de equipos tienden a compensarse con los costos en divisa incluidos en el resto de los costos, aunque no son iguales.

Debe señalarse que para la temperatura de 50 °C del agua de rechazo del sistema de vacío el flujo de agua a suministrar al condensador de la planta anexa para condensación de la sustancia de trabajo varía entre 0,657 y 1,652 m³/s la cual es una cifra considerable y requiere de una fuente de suministro de agua abundante para poder utilizar el sistema de enfriamiento abierto propuesto. De no existir ese caudal disponible sería necesario utilizar un sistema de enfriamiento cerrado, lo cual incrementaría la temperatura del agua de enfriamiento a inyectar al condensador del ciclo anexo y provoca la reducción de su eficiencia energética y económica a esta temperatura del foco caliente.

Debe destacarse que si se usa un sistema de enfriamiento abierto el agua de enfriamiento del ciclo puede utilizarse en limpiar la caña antes de que esta sea molida, lo que se constituye en una mejora adicional del proceso de purificación del jugo de caña y permite incrementar el rendimiento del proceso industrial, la que posteriormente puede ser usada en la agricultura para el riego de las plantaciones incrementándose así los volúmenes de materia prima total y por



ISSN 1029-3450



unidad de área, prácticamente sin costo de energía adicional, lo cual actualmente es una línea de deseos en el sector azucarero y una necesidad para lograr el incremento de la eficiencia agrícola y económica de la agricultura cañera por lo que el beneficio sería múltiple de usar un sistema de enfriamiento abierto, o sea, se incrementa la producción de potencia, se limpia la caña y se riegan las plantaciones lográndose un incremento de la eficiencia general de la agroindustria azucarera.

El tiempo de recuperación de la inversión (TRI) se determinó con una tasa de interés del 10% y del 20 %, exponiéndose en el análisis siguiente los resultados obtenidos con la tasa de 20 % ya que son los resultados más desfavorables. Observe que el tiempo de recuperación de la inversión teniendo considerando solo la tasa de interés del 20 % (Ver Figura 2a) decrece en la medida que aumenta el flujo de agua y es menor para la mayor temperatura del agua de rechazo, lo que indica que el valor de temperatura a utilizar es la mayor (50 °C) y permite inferir que en la medida que aumentan los parámetros de trabajo de la central eléctrica (en este caso se muestran los valores de la temperatura del foco caliente), se incrementará su producción de potencia y su eficiencia energética y económica, como ocurre en otras plantas de potencia eléctrica. El valor del TRI teniendo en cuenta todos los costos de la inversión total de la planta varía de 5.03 a 3,15 años y en el caso de los Equipos de 3,73 a 2,33 años, siendo los menores valores para el central de mayor capacidad. Se observa que el valor del tiempo de recuperación de la inversión de los equipos es un resultado muy favorable para los centrales de mayor capacidad de molida estudiados. Es necesario resaltar que este valor casi se triplica si las zafas son de cuatro meses ya que se ha previsto un tiempo de trabajo de 7920 h/año de la planta. Este análisis indica claramente la necesidad de lograr que la planta trabaje el número de horas máximo posible para alcanzar la eficiencia económica prevista en el análisis del proceso inversionista realizado, sobre lo cual se hacen valoraciones posteriormente.



ISSN 1029-3450



Si el tiempo de recuperación de la inversión se determina a partir del valor del petróleo ahorrado, cuyo valor es superior al de la electricidad producida, en correspondencia con los altos precios del petróleo en el mercado internacional se obtendría que el tiempo en que se recupera la inversión es inferior aún, favoreciendo esto la posibilidad de aceptar la inversión.

Se observa que el valor del TRI de las plantas que usan agua a la temperatura de 45 °C es mucho mayor que el de las plantas que la usan a 50 °C y que para la menor de las plantas anexas es mayor de 10,5 años mientras que para la mayor de las plantas es superior a 5 años, incluso el valor de los equipos es elevado, no obstante, las plantas mayores tienen valores que pueden ser aceptados porque no son muy superiores a 6 años. Observe que si se realiza esta valoración para el costo de los equipos este es menor a 5 años.

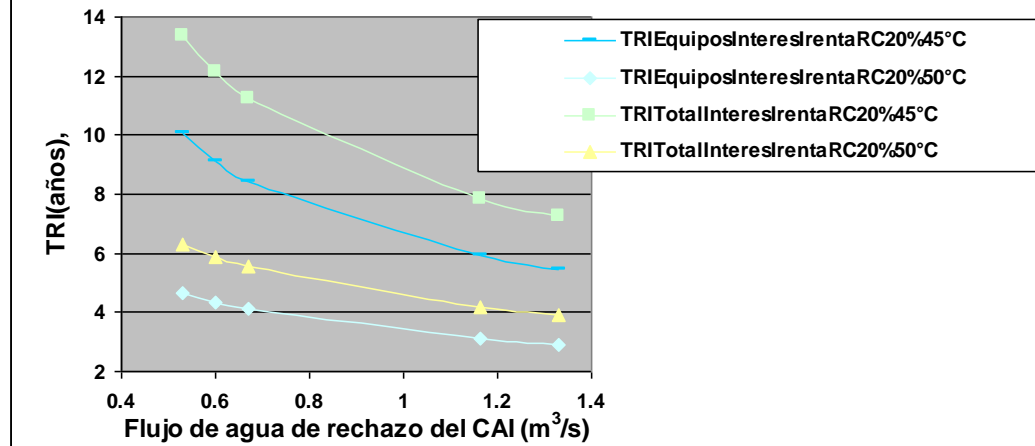
Si se incluye en el análisis del tiempo de recuperación de los equipos un valor del impuesto a la renta del 20 % y el % de inflación (ver Figura 2b) se obtiene para la temperatura de 50 °C que el tiempo de recuperación de los equipos varía de 4,66 a 2,91 años y el del Total de la Planta de 6,28 a 3,93 años, mientras que este parámetro a la temperatura de 45 °C es muy superior, por lo que se reafirma que esta temperatura es menos capaz de proporcionar una adecuada inversión. Observe que, como era de esperar, este parámetro toma ahora un mayor valor que cuando no se incluye en este el impuesto sobre la renta.



ISSN 1029-3450



Figura 2b. Comportamiento del tiempo de recuperacion de la inversion (TRI) con interes e impuesto sobre la renta del 20 % al variar el flujo de agua de rechazo.



Es necesario señalar que considero que no debe considerarse el impuesto sobre la renta para una inversión que busca incrementar la eficiencia de la recuperación de energía y, por ende, la reducción del impacto ambiental provocado por la producción de electricidad para propiciar su introducción y con esta lograr la protección del medio ambiente.

El resumen del valor de potencia total posible a producir en la provincia en ciclos anexos a la industria azucarera, el costo de los equipos y total de la planta, así como el costo unitario de los equipos y de la planta se muestra en la Tabla 2 para agua de rechazo a las temperaturas de 45, 50 y 54 °C usando agua de enfriamiento del ciclo a 26 °C y para además para el caso de agua a 50 °C usando agua de enfriamiento a 8 °C, lo que en Cuba es posible si se utiliza agua de las profundidades del mar con este fin, y, desde luego, se instalan centrales en una costa con aguas profundas en su cercanía. Se observa como para la diferencia de temperatura de 54-26 °C la producción de energía eléctrica de la provincia aumenta en forma notable y el costo unitario total de la planta promedio se encuentra por debajo de 2 M\$/MW mientras que el costo promedio referido a los equipos es solo de 1,45 M\$/MW.



ISSN 1029-3450



Observe que al usar agua fría profunda siendo la temperatura del agua caliente de 50 °C se obtienen valores de potencia superiores a los producidos actualmente en las plantas de vapor de agua existentes, pero con un mayor costo unitario de la potencia instalada superior al de la planta con diferencia de temperaturas 50-26 y 54-26°C, lo que se debe al alto costo de la tubería para la extracción del agua fría de la profundidad del mar. Este costo puede ser reducido en alguna medida si el agua es devuelta al mar. Se aprecia que para las diferencias de temperaturas superiores se pueden obtener valores cercanos o superiores a la potencia producida actualmente en el conjunto de estos centrales a partir del bagazo (38,58 MW) (ver Tabla 1), en el caso de usar la diferencia de temperaturas 54-26 la diferencia es ligeramente inferior y para la diferencia 50-8 °C es superior.

Tabla 2. Potencia a producir en el conjunto de ciclos anexos a los centrales azucareros de la provincia tipo.

Δ Temperatura agua(°C)	45-26	50-26	54-26	50-8
WelectRC (M\$/MW)	7.12	18.18	32.95	44.18
CEquiposRC(Millones\$)	21.63	34.65	48.12	94.10
CtotalRC(Millones\$)	28.73	46.71	65.20	119.06
CuEquiposMedio(M\$/MW)	3.04	1.91	1.46	2.13
CuTotalMedio(M\$/MW)	4.04	2.57	1.98	2.69

Nota: Δ Temperatura agua representa la diferencia de temperaturas existente entre la temperatura del agua de rechazo del condensador barométrico del central y la del agua de enfriamiento a la entrada del condensador del ciclo de potencia anexo.

Dos indicadores de suma importancia a considerar en el análisis es el costo por peso de producción y el costo de generación de un kWh. En las Figuras 3a y 3b se observa que estos indicadores se reducen al incrementarse el flujo de agua de rechazo y la potencia de la planta y su valor es menor para la temperatura de 50 °C del agua de rechazo que para la de 45 °C, lo que reafirma la



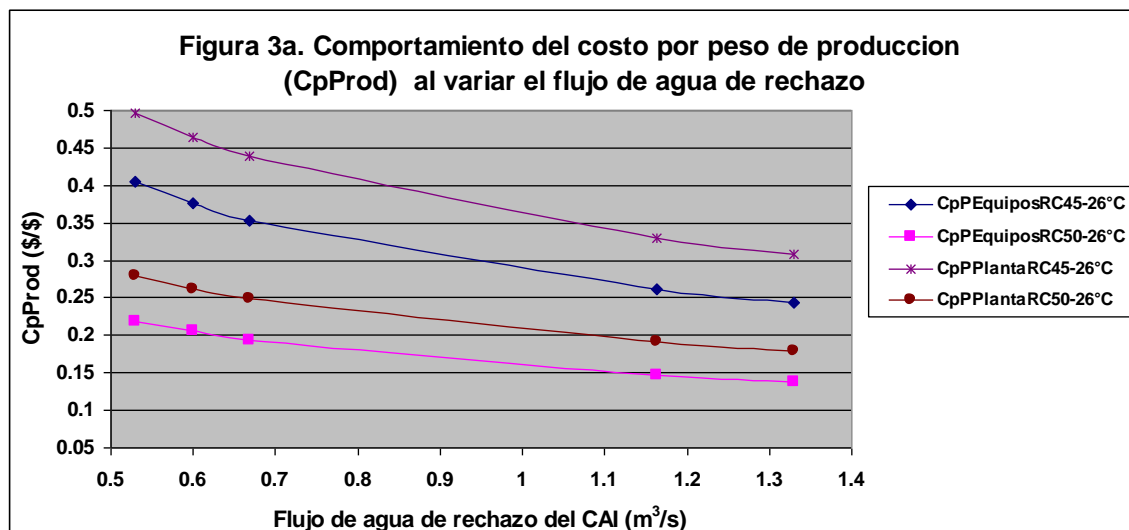
ISSN 1029-3450



deducción realizada anteriormente de que debe trabajarse la planta a la mayor temperatura posible del agua de rechazo.

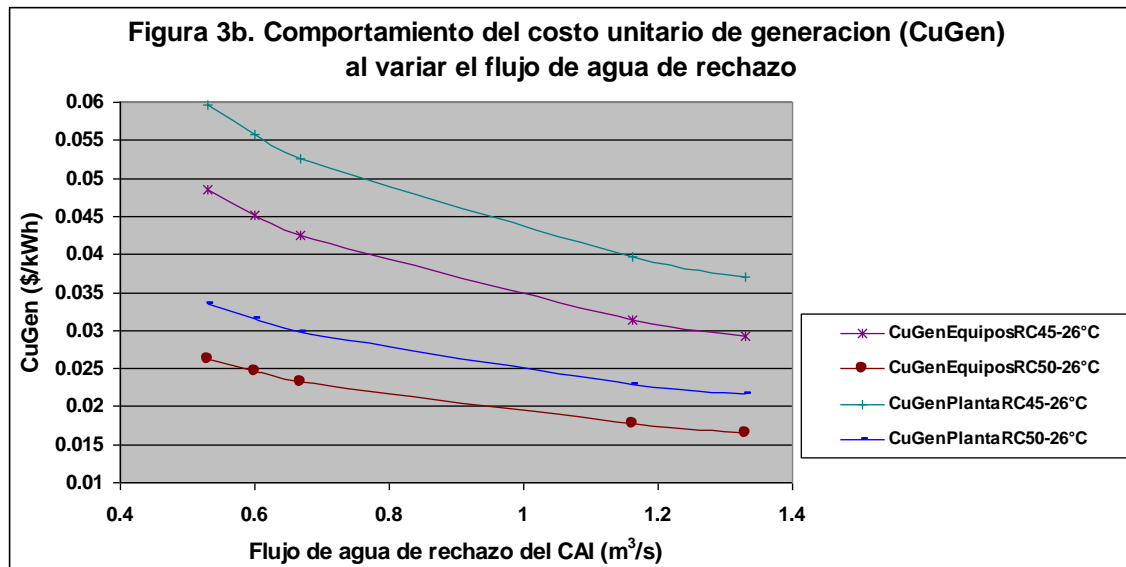
El valor del costo por peso de producción varía (ver Figura 3a) entre 0,219 y 0,138 \$ de costo de producción/peso de electricidad vendida referido a los equipos de la planta y entre 0,279 y 0,180 referido a todos los costos de la planta; para la temperatura de 45 °C los valores son superiores (referido a los equipos varía de 0,404 a 0,244 \$/\$ y referido a los costos de toda la planta de 0,497 a 0,309), por lo que siguen siendo favorables sus valores para las mayores capacidades de la planta.

Para la temperatura del agua de rechazo de 50 °C el valor del costo de generación varía (ver Figura 3b) entre 0,026 y 0,017 \$/kWh referido a los equipos y entre 0,060 y 0,037 \$/kWh referido al costo total de la planta, por lo que este parámetro tiene un comportamiento favorable a esta temperatura, lo cual se explica por no consumir combustible para la generación de electricidad.





ISSN 1029-3450



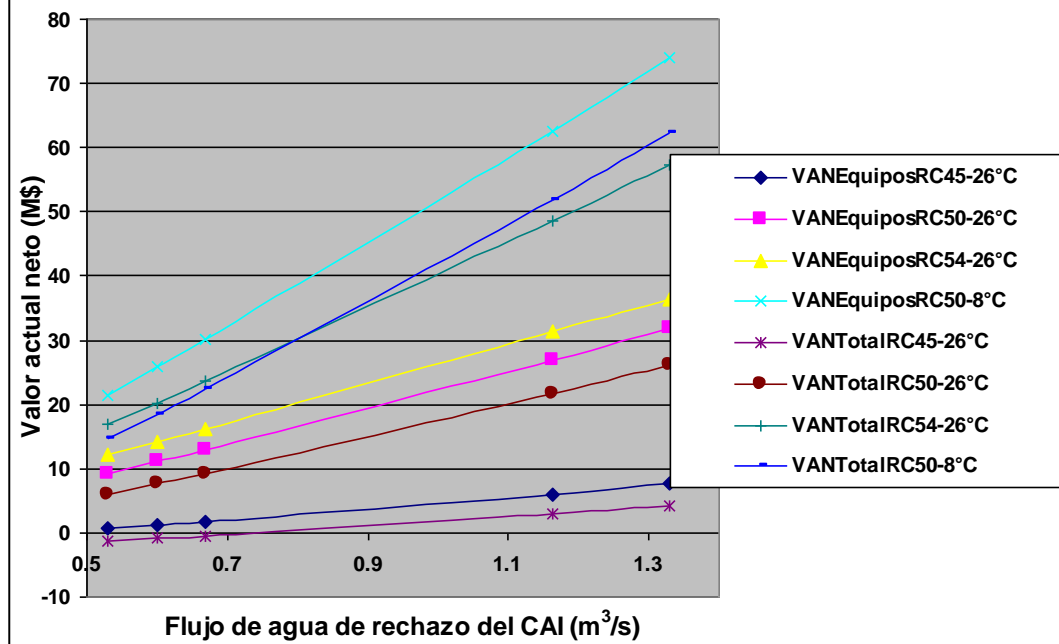
El comportamiento del valor presente neto de la inversión de la planta de baja temperatura se muestra en la Figura 4, donde se aprecia que desde este punto de vista todas las inversiones son posibles y deben ser ejecutadas, ya que este parámetro es mayor que cero, a excepción de las plantas pequeñas a la temperatura de 45 °C del agua de rechazo del CAI con agua de enfriamiento a 26 °C ya que el VAN referido a todos los costos de la planta es negativo. Debe, sin embargo, observarse que el valor del VAN calculado referido al costo de los equipos alcanza valores positivos para las pequeñas plantas a la temperatura de 45 °C, lo que puede dar lugar a una duda razonable en cuanto a si debe ejecutarse la inversión si se atienden a factores extraeconómicos y a que el costo del sitio es propiedad del MINAZ, por lo que considera este autor se requeriría hacer un análisis detallado del costo de cada componente, para lo que se necesitaría, para obtener más elementos para decidir definitivamente rechazar estas inversiones, hacer el proyecto ejecutivo, con todos sus detalles y precisiones. Se han incluido en la Figura 4 otras variantes de diferencias de temperatura en el análisis (54-26 y 50-8 °C) con las que se obtienen resultados superiores de eficiencia económica según indica su mayor valor del VAN.



ISSN 1029-3450



Figura 4. Comportamiento del valor actual neto de las inversiones (VAN) de las plantas anexas a centrales azucareros al variar el flujo de agua de rechazo



La valoración de la producción de electricidad, ahorro de combustible y la reducción de las emisiones por sustituir con esta producción de electricidad la generada en centrales termoeléctricas se muestra en la Tabla 3 donde se aprecia que el ahorro de combustible (Bahorrado) varía cuando la diferencia de temperaturas entre las fuentes es de 50-26 °C entre 4843.01 y 12165.33 Ton/año, cifra que es significativa. Para diferencias de temperaturas superiores el flujo de combustible ahorrado (Bahorrado) es mayor aún. En el cálculo del valor de la energía eléctrica (Pelect) se consideró el precio de 0,12 \$/kWh y para el cálculo del valor del petróleo ahorrado (PBahorrado) se usó el precio de 100 \$/barril de petróleo, el cual actualmente es mayor. El flujo de emisiones reducidas anualmente (MTotalRC) y su efecto económico (Pematotal) se reporta y es una cifra considerable, de ahí la importancia de la implantación de esta tecnología para la protección del medio ambiente. El valor del flujo de gases emitido y del perjuicio económico medioambiental evitado es calculado a partir de metodología elaborada ^{13, 14}, la cual incluye el índice de daño



ISSN 1029-3450



económico ambiental provocado por las emisiones individuales de los diferentes gases componentes de la combustión y de las partículas sólidas emitidas reportado por Minnesota Public Commission, al respecto se han considerado como base de cálculo las características de crudos nacionales utilizados como combustible en centrales termoeléctricas enclavadas en el área metropolitana de una ciudad, lo que es común en diferentes provincias del país, y los índices de impacto ambiental medio que caracteriza la ubicación de centrales eléctricas en áreas metropolitanas.

Tabla 3. Producción de energía eléctrica, ahorro de combustible y reducción de emisiones de contaminantes atmosféricos por sustitución de la energía producida por esta planta por la generada en centrales termoeléctricas.

Vac (m ³ /s)	1.330	1.163	0.669	0.600	0.529
BahorradoRC45-26°C(Ton/año)	4635.98	4053.48	2333.26	2094.46	1846.88
BahorradoRC50-26°C(Ton/año)	12165.33	10635.21	6119.18	5492.58	4843.01
BahorradoRC54-26°C(Ton/año)	22031.90	19262.04	11084.92	9950.09	8773.60
BahorradoRC50-8°C(Ton/año)	29528.45	25847.61	14928.15	13406.50	11827.39
MTotalRC45-26°C(Ton/año)	14240.46	12451.17	7167.14	6433.61	5673.10
MTotalRC50-26°C(Ton/año)	37368.56	32668.46	18796.45	16871.70	14876.39
MTotalRC54-26°C(Ton/año)	67675.96	59167.73	34049.85	30563.96	26950.09
MTotalRC50-8°C(Ton/año)	90703.34	79396.79	45855.19	41181.11	36330.50
EelectRC45-26°C(MkWh/año)	16.56	14.48	8.33	7.48	6.60
EelectRC50-26°C(MkWh/año)	43.45	37.98	21.85	19.62	17.30
EelectRC54-26°C(MkWh/año)	78.69	68.79	39.59	35.54	31.33
EelectRC50-8°C(MkWh/año)	105.46	92.31	53.31	47.88	42.24
PBahorradoRC45-26°C(M\$/año)	3.06	2.68	1.54	1.38	1.22
PBahorradoRC50-26°C(M\$/año)	8.03	7.02	4.04	3.63	3.20



ISSN 1029-3450



PBahorradoRC54-26°C(M\$/año)	14.54	12.71	7.32	6.57	5.79
PBahorradoRC50-8°C(M\$/año)	19.49	17.06	9.85	8.85	7.81
PematotalRC45-26°C(M\$/año)	0.220521	0.19281	0.11099	0.09963	0.087851
PematotalRC50-26°C(M\$/año)	0.578672	0.50589	0.29107	0.26127	0.230369
PematotalRC54-26°C(M\$/año)	1.047999	0.91624	0.52728	0.4733	0.417337
PematotalRC50-8°C(M\$/año)	1.40459	1.2295	0.71009	0.63771	0.562597
PElectRC45-26°C(M\$/año)	1.99	1.74	1.00	0.90	0.79
PElectRC50-26°C(M\$/año)	5.21	4.56	2.62	2.35	2.08
PElectRC54-26°C(M\$/año)	9.44	8.26	4.75	4.26	3.76
PElectRC50-8°C(M\$/año)	12.66	11.08	6.40	5.75	5.07

Puede observarse que el valor del petróleo ahorrado es más de 50 % mayor que el de la electricidad lo que indica que si el análisis del proceso inversionista se realiza a partir del valor del petróleo el tiempo de recuperación de la inversión se reduce y el valor actual neto se incrementa, por lo que todas las variantes de plantas analizadas serían eficientes económicamente al precio del petróleo de 100 \$/barril.

En la Tabla 3 se han incluido otras diferencias de temperaturas superiores entre el agua de rechazo y el agua de enfriamiento (54-26 y 50-8 °C), al igual que se hizo en la Figura 4, ya que son condiciones que pueden o pudiesen encontrarse en la práctica y que, como se aprecia en dicha tabla, las posibles inversiones son más eficientes que en los casos discutidos anteriormente de temperaturas del agua de rechazo de 45 y 50 °C, tanto técnica como económicamente.

CONCLUSIONES.

Los ciclos de baja temperatura pueden producir cantidades de energía eléctrica significativas en forma económica si se utiliza agua de enfriamiento a 26 °C,



ISSN 1029-3450



excepción del caso de los centrales pequeños con temperaturas del agua de rechazo de 45 °C si se toma como punto de partida del cálculo económico el valor de la producción de electricidad. Si se toma como referencia el valor actual del petróleo todas deben realizarse ya que el valor del VAN es mayor que cero.

La producción de potencia se encuentra muy afectada por la temperatura del agua caliente y, en general, por la diferencia de temperaturas existente entre el agua caliente y el agua de enfriamiento, siendo para el caso de las mayores diferencias de temperatura una cifra comparable, o superior, a la de las producciones actuales de los centrales estudiados.

Los indicadores técnico económicos de las inversiones analizadas indican que es factible y ventajosa su ejecución cuando se trabaja 7920 horas al año.

Las plantas anexas instaladas a centrales de grandes volúmenes de producción (mayores de 6000 ton/día) tienen un plazo de recuperación adecuado aún cuando trabajen en zafra cortas mientras que en el caso de los pequeños puede ser considerado inadecuado y desecharse la realización de la inversión.

Estos centrales pueden absorber la demanda de energía eléctrica en la zona donde se encuentran enclavados y ser así garantes de la generación distribuida, en una nueva forma, sin consumir combustible fósil, lo que permite adicionalmente reducir en forma sustancial la contaminación ambiental.

La introducción de esta propuesta tecnológica en centrales enclavados tierra adentro con alta disponibilidad de agua garantiza elevada eficiencia técnico económica, facilidad de su montaje, reducción del tiempo de ejecución de la obra y minimiza el riesgo tecnológico.

La aplicación de sistemas de enfriamiento abierto permite que se incremente la eficiencia y volumen de la producción de potencia en ciclos de potencia anexos a centrales azucareros.



ISSN 1029-3450



Si los centrales azucareros se distribuyen adecuadamente a lo largo del país, y se incluye en su tecnología ciclos de bajos parámetros anexos, la generación de electricidad producida por estos puede satisfacer las necesidades de las áreas en que se encuentran enclavados, por lo común alejada de las centrales eléctricas y cumplimentarse así el principio de generación distribuida de electricidad sin consumir combustible fósil y obtenerse los beneficios de este tipo de distribución, la reducción de las pérdidas de energía en su transmisión a grandes distancias y el ahorro de combustible, satisfaciendo un alto % de la demanda energética nacional.

BIBLIOGRAFÍA.

1. Rizhkin V Ya. "Centrales Termoeléctricas", dos tomos. Moscú, URSS: Editorial Mir; 1979.
2. Valdés A. La biomasa azucarera como fuente de energía renovable. Documento en formato electrónico. 2004.
3. Borguert JA, Velásquez JA. Exergoeconomic optimization of a Kalina cycle for power generation. International Journal Exergy 2004 Vol. 1(1).
4. Linares JI, Lago M, Moratilla BY. Análisis de un ciclo combinado con motor de combustión interna y ciclo de Kalina. Publicado en el Libro de Actas de las IV Jornadas Nacionales de Ingeniería Termodinámica, Logroño, España. Junio 2005.
5. Thorin Eva. "Power cycles with ammonia-water mixtures as working fluid". 2000. Department: KTH, Chemical and Engineering and Technology. Disponible en: URL: http://www.lania.mx/~ccoello/EMOO/leyland_thesis.pdf.gz. Consultado Junio 20 2006.
6. Uehara H, Ikegami Y, Nishida T. "Performance Analysis of OTEC System Using a Cycle with Absorption and Extraction Processes". Journal of The JSME, No. 96-1696 (2000). Disponible en: URL: http://www.ioes.saga-u.ac.jp/OLD/about-otec-lab_e.html. Consultado Junio 20, 2006.



ISSN 1029-3450



7. Letelier, Eduardo. Ciclos ORC: una alternativa para la cogeneración y las energías renovables. (en línea), consultado Enero 8, 2008.
8. Landa García Juan. Metodología de cálculo energético de ciclos de conversión de energía térmica del océano anexos a centrales termoeléctricas. Simulación del trabajo de los ciclos. XVI Forum de Ciencia y Técnica. Septiembre de 2005. Matanzas, Cuba.
9. Landa García Juan. Metodología de cálculo energético de ciclos de conversión de energía térmica del océano y de bajos parámetros. Simulación del trabajo de ciclos OTEC y de bajas temperaturas anexos a instalaciones industriales que generan potencia y/o calor. XVI Forum de Ciencia y Técnica. Septiembre de 2006. Matanzas, Cuba.
10. Landa García Juan. Simulación energética de los ciclos de conversión de la energía térmica del océano tipo Rankine simple. Potencialidades en las condiciones de Cuba. Trabajo presentado en el Foro Internacional de Energía y Compromiso Ambiental. Coatzacoalcos, Veracruz, México. Nov de 2006. Publicado en las memorias del evento con ISBN 959-16-0482-3.
11. Girotec. Genotec Project. Disponible en: URL :
<http://www.bjelkeman.com/oteclibrary/otecdesigns/genotec-stcroix.pdf>.
Consultado Junio 20, 2006.
12. Turton R, Baile RC, Whiting WB, Shaeiwitz JA. "Analysis, synthesis and design of chemical process"; New Jersey; E.U.A.: Editorial Prentice Hall; 1998.
13. Landa García J. Evaluación de un sistema de trasiego de miel de afinación de una refinería de azúcar de caña. 2003. Revista Avanzada Científica. Disponible en: URL: [http:// www.atenas.inf.cu](http://www.atenas.inf.cu).
14. Landa García J, Vizcón Toledo R. Estimadores cuantitativos de la emisión de contaminantes atmosféricos por combustión del petróleo crudo cubano y su efecto económico. Revista Ingeniería Energética 2004 Dic 24. 25 (2).



ISSN 1029-3450



15. Hugot E. Manual para ingenieros azucareros. México; México: Compañía Editorial Continental S. A. Tercera impresión. 1974. 803 p.

Fecha de recepción: 26/09/2008

Fecha de aprobado: 07/10/2008