

## **EMPLEO DE CONDENSADORES SECOS EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE BIOMASA: UN CASO DE ESTUDIO**

### **USES OF AIR COOLED CONDENSER IN THERMOELECTRIC POWER PLANT OF BIOMASS: AN STUDY CASE**

*Yanán Camaraza Medina<sup>1\*</sup>, Abel Hernández Guerrero<sup>2</sup>, José Luis Luviano Ortiz<sup>2</sup>,  
Oscar Miguel Cruz Fonticiella<sup>3</sup> y Osvaldo Fidel García Morales<sup>1</sup>*

<sup>1</sup> Facultad de Ciencias Técnicas. Universidad de Matanzas. Carretera a Varadero km 3 ½,  
Matanzas, Cuba.

<sup>2</sup> Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Guanajuato, Lascuráin de Retana No. 5 Centro,  
Guanajuato, México.

<sup>3</sup> Centro de Estudios Energéticos y Tecnologías Ambientales (CEETA), Facultad de Ingeniería Mecánica e  
Industrial, Carretera a Camajuaní km 5 ½, Santa Clara, Villa Clara, Cuba.

Recibido: Febrero 8, 2018; Revisado: Mayo 18, 2018; Aceptado: Septiembre 25, 2018

#### **RESUMEN**

El proyecto inversionista de 25 centrales termoeléctricas (CTE) de biomasa en Cuba con potencias de 20 y 50 MW, así como la carencia probada de agua para sus sistemas de enfriamiento, apuntan al posible empleo de sistemas de condensadores secos (ACC) en dichas plantas, sin embargo el encarecimiento del proyecto inicial y la reducción de potencia útil asociada su empleo es una limitante a considerar. Para definir la factibilidad del empleo de ACC en estos proyectos se realiza un estudio de caso en el cual son considerados varios criterios de selección para alternativas de inversión, siendo evaluados adicionalmente otros tres tipos de tecnologías de condensación con el objetivo de establecer comparación de costos de inversión y operación, así como de las utilidades generadas. En todos los casos los análisis fueron efectuados para un horizonte de 20 años. Los resultados obtenidos confirman la factibilidad del empleo de sistemas ACC, con un período de recuperación compuesto de la inversión de 7,6 a los 8,4 años, la Tasa de Interés de Retorno (TIR) computa valores entre el 18,2 a 23,8 por ciento, el Valor Actual Neto (VAN) con una tasa de actualización del 15% alcanza valores entre los 1 126,9 a 3 024,0 MUSD, el costo del ciclo de vida se ubica entre los 10 682,4 a 24 406,1 MUSD, mientras que el costo nivelado de la energía fluctúa entre los 0,062 a 0,071 USD/kWh, con una relación costo beneficio entre 0,1 a 0,13.

**Palabras clave:** costo ciclo de vida; costo nivelado; industria azucarera; planta de potencia.

Copyright © 2019. Este es un artículo de acceso abierto, lo que permite su uso ilimitado, distribución y reproducción en cualquier medio, siempre que la obra original sea debidamente citada.

\* Autor para la correspondencia: Yanan Camaraza, Email: [ycamaraza1980@yahoo.com](mailto:ycamaraza1980@yahoo.com)

## **ABSTRACT**

The investment project of 25 thermoelectric plants (CTE) of biomass in Cuba with powers of 20 and 50 MW, as well as the proven lack of water for their cooling systems, point to the possible use of dry capacitor systems (ACC) in these plants. However, the increase in the initial project cost and the reduction in useful power associated with its use is a limitation to consider. To define the feasibility of ACC use in these projects, a case study is carried out in which several selection criteria for investment alternatives are considered. Also three other types of condensation technologies are evaluated in order to establish the investment and operation cost comparison, as well as the profits generated. In all cases, these analyzes were carried out for a 20-year horizon. The results obtained confirm the feasibility of using ACC systems, with a composed investment recovery period from 7.6 to 8.4 years, the IRR computes values between 18.2 to 23.8 percent. The NPV with an update rate of 15% reaches values between 10682.4 and 3 024 MUSD, Life cycle cost is between 10 682.4 and 24 406.1 MUSD. Level cost of energy fluctuates between 0.062 to 0.071 USD / kWh, with a cost-benefit ratio between 0.1 to 0.13.

**Key words:** life cycle cost; level cost; sugar industry; power plant.

## **1. INTRODUCCIÓN**

En la actualidad el déficit de agua así como la urgencia del empleo de fuentes de energía alternativas han generado innumerables esfuerzos para saltar las deficiencias asociadas al empleo de las tecnologías conocidas y disponibles para tal fin. El empleo de la biomasa como fuente energética para la generación de potencia eléctrica ha sido una de las alternativas de mayor aceptación en regiones con potencial agrícola y forestal (Bilgili y col., 2016) y (Lam y Law, 2016).

Como parte de la estrategia trazada por el estado cubano en función de la sostenibilidad energética e hidrológica, en el quinquenio 2017-2022 serán ejecutados en el país un grupo apreciable de inversiones para la puesta en servicio de tecnologías destinadas a la generación de potencia eléctrica a partir de fuentes renovables de energía. Entre estas destacan un total de 25 Centrales Termoeléctricas de Biomasa (CTE) que serán asociadas a igual cantidad de Centrales Azucareros (CAI) actualmente en funcionamiento, convirtiéndose estos últimos en fuente de abasto de la biomasa combustible (bagazo y residuos agrícolas cañeros), siendo empleadas potencias bases de 20 y 50 MW, ECIAZ (2017).

Sin embargo la ubicación actual de los CAI es un elemento agravante para la puesta en marcha de las CTE, puesto que no se disponen de fuentes de agua cercanas que sean capaces de cubrir los caudales requeridos por los sistemas de condensación, (aproximadamente 160 m<sup>3</sup>/h). Cuba no está exenta de la crisis global de agua, y en el pasado período de sequía fueron declaradas varias zonas del país (37 específicamente) que presentaron un estado crítico de sus cuencas hidrográficas INRH (2017).

Según IDEA (2016), al cierre del 2016 el 32% de los retiros de agua con fines industriales fueron destinados a sistemas de condensación húmedos. En aras de reducir el consumo de agua en plantas de potencia, en la actualidad gana terreno el empleo de la

denominada condensación seca, pues como su nombre lo indica prescinde del consumo de agua para su funcionamiento, logrando tasas de ahorro cercanas al 98 % con respecto a condensadores húmedos, Heyns (2012), O'Donovan (2017).

Los sistemas de enfriamiento seco tienen el potencial de casi eliminar el uso del agua en la CTE. Entre los condensadores secos uno de los más difundidos son los denominados aerocondensadores (ACC por sus siglas en inglés), siendo ya conocidos y empleados en centrales termoeléctricas (CTE) situadas en países como Estados Unidos, Turquía, China, Malasia, India, Sudáfrica, Alemania y España, aunque aún no se haya ampliamente difundido, ya que apenas cubre el 1 % de las CTE actuales de acuerdo a lo reportado en IDEA (2016), Camaraza (2017) y (Camaraza y col., 2018).

Sin embargo, los ACC han logrado una penetración limitada en las plantas de potencia, debido a las considerables compensaciones en términos de costo y desempeño, pues requieren una inversión de capital sustancialmente mayor que los condensadores húmedos porque incorporan intercambiadores de calor más grandes, con enormes áreas de aletas y requieren estructuras de soporte adicionales (Chen y col., 2016), (Fahmy y Nabih, 2016) y (Mishra y Arya, 2015)

En general, los costos de instalación y operación de los sistemas ACC son actualmente de 2,5 a 5 veces superiores a su equivalente húmedo, mientras que los costos típicos de producción de energía nivelada para plantas con ACC oscilan entre los 40 a 80 \$/MWh, siendo aproximadamente un 15 % superior a los costos obtenidos con el empleo de una tecnología de enfriamiento húmedo, de acuerdo a (Guang y col., 2017) y (Kumar y col., 2015).

En la literatura existente y disponible no son reportadas experiencias similares en zonas con semejanzas operativas y climatológicas a las nacionales, por lo que el emitir un juicio sobre la factibilidad del posible empleo de ACC, requeriría de un estudio de caso en el cual fuesen consideradas simultáneamente varias tecnologías de condensación, para de esta forma poder establecer cotas de costo de inversión inicial y de ciclo de vida. Estos elementos generaron la presente investigación, en la cual los autores persiguen como objetivo central demostrar la factibilidad del empleo de sistemas ACC en los proyectos de CTE de biomasa previstos en el país.

## **2. MATERIALES Y MÉTODOS**

### ***2.1 Consideraciones iniciales para la evaluación de las CTE de biomasa previstas.***

De acuerdo a la Empresa Contratista de Inversiones Azucareras, ECIAZ (2017) el proyecto de las CTE de biomasa a ejecutar en el país consta de un total de 25 CTE, las cuales son detalladas en la tabla 1. El período de operaciones previsto asciende a 240 días/año. Para los primeros 150 días se emplea el bagazo generado por el proceso fabril del CAI, mientras que los restantes 90 días se prevén la alimentación de la CTE con residuos agrícolas cañeros (RAC) y elementos de biomasa forestal. La mayor parte del intervalo de operaciones se sitúa en el periodo de sequía, (Noviembre-Marzo) razón por la cual las variables hidrológicas empleadas son referidas a estas condiciones adversas INRH (2017).

La posibilidad de trabajo simultáneo de la CTE de biomasa con el central azucarero asociado a ella, o la parada del último, así como la temperatura ambiental circundante, generan cuatro variantes básicas de trabajo, las cuales son:

Variante 1 - CTE funcionando y CAI fuera de servicio, día típico estaciones cálidas.

Variante 2 - CTE y CAI funcionando, día típico estaciones cálidas.

Variante 3 - CTE funcionando y CAI fuera de servicio, día típico estaciones frías.

Variante 4 - CTE y CAI funcionando, día típico estaciones frías.

La simulación de estas cuatro variantes de estado operativo para cada potencia individual preestablecida de las CTE previstas (20-50 MW), se realiza mediante la simulación del ciclo en el gestor iterativo TkSolver.

**Tabla 1.** Breve descripción del proyecto inversionista CTE de biomasa previstas DNC (2017)

<i>CAI</i>	<i>Municipio</i>	<i>Provincia</i>	<i>(1)</i>	<i>(2)</i>	<i>(3)</i>	<i>(4)</i>
30 de Noviembre	San Cristóbal	Artemisa	50	19	1 965	1 079
Héctor Molina	San Nicolás	Mayabeque	50	32	1 629	876
Jesús Rabí	Calimete	Matanzas	20	87	2 950	1 705
Mario Muñoz	Los Arabos	Matanzas	50			
Quintín Banderas	Corralillo	Villa Clara	20	190	338	1 346
George Washington	Santo Domingo	Villa Clara	20			
Héctor Rodríguez	Sagua la Grande	Villa Clara	20			
Uruguay	Jatibonico	Sancti Spíritus	50	108	158	788
Ciro Redondo	Ciro Redondo	Ciego de Ávila	50	152	160	740
Ecuador	Baraguá	Ciego de Ávila	50			
Brasil	Esmeralda	Camagüey	35	136	2 217	1 096
Panamá	Vertientes	Camagüey	20			
Batalla de Guásimas	Vertientes	Camagüey	50			
Colombia	Colombia	Tunas	20	163	171	722
Majibacoa	Majibacoa	Tunas	35			
Antonio Guiteras	Puerto Padre	Tunas	50			
Cristino Naranjo	Cacocum	Holguín	35	78	2 569	1 479
Urbano Noris	Urbano Noris	Holguín	50			
Fernando de Dios	Báguanos	Holguín	20			
Julio A Mella	Julio A Mella	Santiago	20	22	1 197	1 189
Grito de Yara	Rio Cauto	Granma	20	41	153	877
Enidio Días	Campechuela	Granma	20			
Ciudad Caracas	Lajas	Cienfuegos	20	125	1 832	872
Antonio Sánchez	Aguada	Cienfuegos	20			
5 de Septiembre	Rodas	Cienfuegos	50			

(1) Potencia generación de la CTE prevista, en MW

(2) Energía generada con el empleo de biomasa en la provincia (año 2017), en GWh

(3) Energía total generada en la provincia (año 2017) , en GWh

(4) Consumo total de energía de la provincia (año 2017) , en GWh

Según reportes oficiales del INRH, INRH (2017) en el período de sequía en el país las fuentes de agua se clasifican de acuerdo a sus cotas con respecto al nivel del mar, teniéndose tres zonas fundamentales las cuales son:

- 1- Zona de explotación acuífera normal.
- 2- Zona de explotación acuífera desfavorable.

3- Zona de explotación acuífera crítica.

En la primera es posible el uso del agua de forma racional. En la segunda el uso de agua es posible solo si cumple con valores de gasto establecidos por las regulaciones vigentes, mientras que en la última zona es prohibitiva la extracción continua de agua. Este criterio del INRH permite agrupar convenientemente las CTE previstas en tres grupos, atendiendo a la disponibilidad de agua. Esta clasificación es:

Grupo I- Abundante disponibilidad de agua para condensación

Grupo II- Aceptable disponibilidad de agua

Grupo III- Escasa disponibilidad de agua

En la Tabla 2 se proporciona la descripción hidrológica de las CTE previstas. Al examinar la misma se aprecia que de las 25 CTE previstas una se ubica en una cuenca hidrográfica con agua suficiente para condensación, siete CTE en cuencas con disponibilidad aceptable de agua para condensación y un total de 17 CTE en cuencas con un volumen de agua insuficiente para condensación.

**2.2 Criterio comparativo de matriz de selección para la inversión inicial.**

Un método que permite establecer una comparación inicial de costos y condiciones operativas entre varias tecnologías de condensación es el conocido criterio matriz de selección para la inversión inicial, desarrollado por Kröger-Owen, Kröger (2012), el cual es aceptado y parcialmente empleado por HOLTEC, GEA Power, SPX y otras firmas especializadas en la selección primaria de tecnologías de condensación , O'Donovan (2017). Este método examina un total de 10 aspectos a través de una expresión desarrollada para cada caso la cual genera un valor puntuable. La sumatoria de estos valores proporciona el valor de matriz de selección de la opción estudiada. La opción que acumule la mayor puntuación será que mejor se adapte al caso estudiado. (O'Donovan y Grimes, 2014) y Kröger (2012).

Los elementos evaluados y su puntuación correspondiente son:

1- Caudal de agua de enfriamiento requerido ( $p_1$ ) . . . . .	15 puntos
2- Distancia a la fuente de abasto de agua ( $p_2$ ) . . . . .	15 puntos
3- Requerimiento de espacio ( $p_3$ ) . . . . .	10 puntos
4- Período de vida útil de la tecnología ( $p_4$ ) . . . . .	5 puntos
5- Potencia neta entregada ( $p_5$ ) . . . . .	15 puntos
6- Flexibilidad de la operación ( $p_6$ ) . . . . .	5 puntos
7- Costo de la inversión ( $p_7$ ) . . . . .	15 puntos
8- Facilidades y costos del mantenimiento ( $p_8$ ) . . . . .	5 puntos
9- Flexibilidad de operación y respuesta a condiciones extremas ( $p_9$ )	5 puntos
10- Nivel de impacto sobre el medio ambiente ( $p_{10}$ ) . . . . .	10 puntos

Después de efectuada la evaluación, las puntuaciones obtenidas indican cuál de las tecnologías evaluadas es la más idónea para la operación requerida. Generalmente se seleccionan las dos variantes con mayor índice de puntuación y se efectúa un estudio de caso comparativo entre ambas, para en caso de existir algún tipo de restricción económica o ambiental, entonces hacer uso de la que presente mejores índices de costos de oportunidad Mortensen (2013) y (Román, 2017).

**Tabla 2.** Descripción hidrológica del proyecto inversionista por CTE según INRH (2017)

<i>CAI</i>	<i>Cuenca hidrológica</i>	<i>Provincia</i>	(1)	(2)	(3)	(4)
30 de Noviembre	HS-2 N	Artemisa	I	+0,8	+3,1	0,66
Héctor Molina	HS-5	Mayabeque	II	-3,6	-7,3	0,87
Jesús Rabí	M-V	Matanzas	III	-17,2	-32,1	1,41
Mario Muñoz	M-III-Sur	Matanzas	III	-16,4	-1,6	1,03
Quintín Banderas	VC-III-1-d	Villa Clara	III	-18,4	-44,1	1,55
George Washington	VC-III-1-h	Villa Clara	III	-16,9	+0,2	1,21
Héctor Rodríguez	VC-III-1-i	Villa Clara	III	-20,4	-21,3	1,46
Uruguay	SS-18	S. Spíritus	II	-14,8	-25,7	1,16
Ciro Redondo	CA-1-11	Ciego de Ávila	III	-16,2	-0,8	1,29
Ecuador	CA-1-9	Ciego de Ávila	III	-19,3	-12,6	1,39
Brasil	C-I-11	Camagüey	III	-15,6	-44,9	1,56
Panamá	C-I-4	Camagüey	III	-15,4	-9,7	1,24
Batalla de Guásimas	C-I-8	Camagüey	III	-16,1	-9,2	1,26
Colombia	C-I-14-1	Tunas	III	-15,9	-11,8	1,27
Majibacoa	LT-II-2	Tunas	II	-14,9	-60,8	1,36
Antonio Guiteras	LT-II-1	Tunas	III	-15,1	-24,2	1,46
Cristino Naranjo	HG-II-1-1	Holguín	III	-15,8	-32,8	1,48
Urbano Noris	HG-II-1-0	Holguín	III	-16,3	-72,8	1,74
Fernando de Dios	HG-II-1-1	Holguín	II	-13,1	-48,8	1,31
Julio A Mella	SC-II-1	Santiago	III	-22,4	-70,5	1,89
Grito de Yara	G-II-2A	Granma	II	-13,6	-60,1	1,43
Enidio Días	G-II-2B	Granma	III	-17,5	-7,4	1,28
Ciudad Caracas	CF-II	Cienfuegos	II	-13,9	-39,3	1,25
Antonio Sánchez	CF-I	Cienfuegos	III	-17,8	-44,5	1,62
5 de Septiembre	CF-III	Cienfuegos	II	-13,1	-35,1	1,19

(1) Costo medio de mitigación requerido por uso del agua, en USD/m<sup>3</sup> ONEI (2017)

(2) Clasificación de la CTE según la disponibilidad de agua

(3) Nivel dinámico superficial con respecto al nivel del mar (Marzo 2017), en %

(4) Disminución de precipitaciones respecto a la media histórica (Marzo/2017), en %

La puntuación correspondiente a cada elemento es determinado de forma separada mediante la ayuda de relaciones lineales, tal como se muestra a continuación:

$$p1 = 15 - 0,05 \cdot m_{agua} \quad (1)$$

$$p2 = 15 - 0,0038 \cdot L \quad (2)$$

$$p3 = 10 - 0,006 \cdot A \quad (3)$$

$$p4 = 0,1667 \cdot A_{vU} \quad (4)$$

$$p5 = 25 \cdot P_{util} - 10 \quad (5)$$

$$p6 = -0,25 \cdot P_{Back} + 6,25 \quad (6)$$

$$p7 = -0,1 \cdot M_{USD} + 16 \quad (7)$$

$$p8 = -1,66 \cdot M_{Cost} + 6,66 \quad (8)$$

$$p9 = 5 - 0,1 \cdot P_{back} - 0,0125 \cdot V_{SC} - 0,033 \cdot V_E - 0,03 \cdot T_{TBS} \quad (9)$$

$$p10 = 10 - 0,0025 \cdot T_{CO2} \quad (10)$$

Siendo:

$m_{agua}$  es el caudal de agua de enfriamiento requerido, en ( $m^3/h$ );  $L$  es la distancia a la fuente de abasto a la instalación, en  $m$ ;  $A$  es el área ocupada por el sistema de condensación, en  $m^2$ ,  $A_{VU}$  es el período de vida útil del equipo dado por el fabricante, en años;  $P_{util}$  es el cociente de la potencia útil y la potencia real del sistema;  $P_{Back}$  es la presión de salida del vapor de la turbina, en  $kPa$ ;  $M_{USD}$  es el costo unitario por cada MW de potencia instalada, en  $MUSD$ ;  $M_{cost}$  es el valor del % del costo total asumido para costo de mantenimiento;  $V_{SC}$  es el caudal de vapor sobre calentado suministrado a turbina, en  $kg/s$ ;  $V_E$  es el caudal de vapor tomado en extracciones intermedias en turbina, en  $kg/s$ ;  $T_{TBS}$  es la temperatura de bulbo seco ambiente, en  $^{\circ}C$ ;  $T_{CO2}$  es la masa de  $CO_2$  emitido por la CTE, en  $Gg/día$

La matriz de selección es aplicada para cuatro tecnologías de condensación, dos húmedos y dos secos, en cada una de las cuatro variantes operativas planteadas con anterioridad. Las tecnologías consideradas son:

Tecnologías de condensación húmedas:

- 1- Condensador húmedo horizontal de 1 pase.
- 2- Torre de enfriamiento húmeda.

Tecnologías de condensación secas:

- a. Condensadores secos (ACC)
- b. Torre de enfriamiento seco.

En la tabla 3 son resumidas las puntuaciones finales del método para cada variante y tecnología empleada. En la misma se puede comprobar que de las tecnologías secas evaluadas, en todos los casos el ACC es el que posee el mayor índice de matriz de selección, lo que deviene en una sólida confirmación de la hipótesis planteada al inicio de la presente investigación.

### **2.3. Movimiento de fondos.**

#### **2.3.1. Elementos preliminares al movimiento de fondo**

El movimiento de fondos de una inversión consiste en determinar en cada uno de los períodos en que se dividió el horizonte, cuántos cobros y cuántos pagos se realizan. El análisis se efectúa haciendo un balance de entradas y salidas. Sin un movimiento de fondo no es posible evaluar una inversión por lo que es necesario realizar un estudio de mercado previo, que permita incluir todas las posibilidades de ofertas. Sin embargo en el presente trabajo se utiliza un solo proveedor, ya que debido a las restricciones impuestas al estado cubano por el bloqueo económico-comercial, de un total de 4 proveedores consultados solamente se recibe respuesta de HOLTEC INTERNATIONAL Holtec (2017). El presente trabajo cumple con lo establecido en la resolución inversionista vigente en el país (Decreto No. 327-2015).

Los movimientos de fondos son realizados de forma individual para las CTE de 20 y 50 MW, empleando para ello la metodología simplificada de Kaplan, la cual según Kaplan (2011), Sabol (2016) y DOE (2017) permite establecer las cotas aproximadas de costos

de operación en función del valor de uso actualizado  $V_{uso}$  del equipamiento examinado. Esta metodología goza de gran aceptación entre los especialistas del ramo en Norteamérica de acuerdo a los reportes de (Zweifeld y col., 2017). Los intervalos recomendados por Kaplan son mostrados en la tabla 4.

**Tabla 3.** Resumen de las puntuaciones obtenidas con la aplicación del método de matriz de selección

<i>Variante</i>	<i>Potencia (MW)</i>	<i>Condensador Húmedo 1 pase</i>	<i>Torre húmeda</i>	<i>Torre seca</i>	<i>AAC</i>
Día cálido, CAI fuera de servicio	20	83	81,6	73,2	74,2
	50	78,4	76,1	69,7	70,2
Día cálido, CAI en servicio	20	85,2	83,7	74,4	75,4
	50	81,9	80,6	72,6	74,2
Día frío, CAI en servicio	20	86,2	84,6	76,4	77,3
	50	82,7	80,1	73,1	73,5
Día frío, CAI fuera de servicio	20	83,1	81,7	75	75,8
	50	80,1	77,8	71,8	72,2

**Tabla 4.** Costos de operación según el método de Kaplan

<i>Costo de operación</i>	<i>Condens. húmedo horizontal de 1 pase</i>	<i>Torre húmeda</i>	<i>ACC</i>	<i>Torre seca</i>
Mantenimiento	$(0,02 - 0,04)V_{uso}$	$(0,03 - 0,07)V_{uso}$	$(0,01 - 0,02)V_{uso}$	$(0,015 - 0,03)V_{uso}$
Tratamiento químico del agua	$(0,009 - 0,011)V_{uso}$	$(0,02 - 0,042)V_{uso}$	-	-
Mitigación e impacto por operación sobre el medio	$(0,01 - 0,025)V_{uso}$	$(0,02 - 0,032)V_{uso}$	$(0,037 - 0,047)V_{uso}$	$(0,038 - 0,048)V_{uso}$
Mitigación e impacto por emisiones de gases en ciclo adjunto	$(0,015 - 0,025)V_{uso}$	$(0,018 - 0,028)V_{uso}$	$(0,03 - 0,035)V_{uso}$	$(0,03 - 0,035)V_{uso}$
Costos empleo del agua de enfriamiento	$(0,028 - 1,53) \cdot (\text{USD}/\text{m}^3)$	$(0,028 - 1,53) \cdot (\text{USD}/\text{m}^3)$	-	-

La totalidad de costos iniciales del equipamiento, (inspección en fábrica, asistencia técnica, arancel de importación, flete, seguro, ingeniería básica e inspección en puerto destino final), fueron obtenidos en comunicación directa con ENERGOIMPORT, única entidad autorizada en la República de Cuba para la importación de equipos destinados a la industria energética. El financiamiento externo actual del que dispone esta entidad es de procedencia china, con un interés bancario del 5,5% y una tasa de actualización del 10%. En la fructífera consulta efectuada a HOLTEC INTERNATIONAL, HOLTEC (2017), gracias a la colaboración del Dr. Alan O’Donovan y Dr. Xiaoze Du, se establece el período de vida útil para las cuatro variantes de tecnologías analizadas, siendo igual a los 25 años para las tecnologías húmedas y 35 años para las tecnologías secas. Este criterio encuentra coincidencia con lo planteado por (Zweifeld y col., 2017), Sabol (2016) y DOE (2017), tomándose un horizonte de 20 años para efectuar el movimiento de fondos.

**2.3.2. Balance inicial del sistema.**

Los costos promedios unitarios en USD/kW para diversas tecnologías de condensación fueron obtenidos en la consulta efectuada a HOLTEC, considerándose estos actuales al ser adquiridos directamente del proveedor con fecha de actualización 08/2017. Un resumen de estos costos es brindado en la tabla 5.

**Tabla 5.** Costo aproximado de adquisición para diferentes tipos de tecnología de condensación en USD/kW de potencia instalada (actualizado 08/2017)

<i>Tipo de tecnología de condensación</i>	<i>Costo unitario (USD/kW)</i>
Torre húmeda	88,12
Condensador húmedo horizontal (1 pase)	70,46
ACC (tiro forzado)	93,21
Torre seca	95,56

Para actualizar los costos de equipos para períodos diferentes a la confección del presente informe se puede acudir al índice Marshall & Swift Equipment Cost Index (M&S), la tasa de índice de costos más aceptada entre los principales proveedores de sistemas de condensación de acuerdo a WER (2017). Esta tasa queda descrita por:

$$V_{MS} = V_{AA} \cdot (I_{11}/I_{AA}) \tag{11}$$

Donde

$V_{AA}$  es el valor de costo disponible del equipamiento, en MUSD;  $I_{11}$  es el índice Marshall en la fecha que se pretende evaluar el costo;  $I_{AA}$  es el índice Marshall de la fecha que se dispone el costo del equipamiento.

En la tabla 6 se brindan los índices (M&S) para equipos de intercambio térmico reportados por WER (2017). En la tabla 7 es dado el flujo de vapor a condensar en cada variante. En el proyecto inicial de ingeniería básica presentado por la entidad contratista ECIAZ (2017) fue propuesto como sistema de condensación un condensador horizontal húmedo de 1 pase, con una presión de vapor exhausto de 9 kPa, sin embargo en este proyecto no se contemplan otras alternativas de sistemas de condensación.

**Tabla 6.** Índices Marshall & Swift Equipment Cost Index para diversas épocas

<i>Año</i>	<i>Índice M&amp;S</i>	<i>Año</i>	<i>Índice M&amp;S</i>	<i>Año</i>	<i>Índice M&amp;S</i>
1920	100	1980	697,2	2012	1 798,1
1930	152,1	1990	941,4	2014	1 906,8
1950	285,2	2000	1 262	2016	2 020,8
1960	382,6	2005	1 464,1	2017	2 081,6
1970	516,5	2010	1 695,1	2018	2 144,9

**Tabla 7.** Resumen de los flujos a condensar en las diferentes variantes operacionales, en kg/s

<i>Potencia CTE</i>	<i>Variante 1</i>	<i>Variante 2</i>	<i>Variante 3</i>	<i>Variante 4</i>
20 MW	19,1	5,8	5,7	18,7
50 MW	56,1	24,5	24,1	55,0

El flujo de calor a evacuar para cada situación operacional , así como el caudal de agua requerido por cada variante de trabajo y tecnología específica, es detallado en las tablas 8 y 9 respectivamente. En esta última tabla no se consideran los condensadores secos.

**Tabla 8.** Volumen de calor a rechazar en condensador para cada variante de trabajo, en MW

<i>Potencia CTE</i>	<i>Variante 1</i>	<i>Variante 2</i>	<i>Variante 3</i>	<i>Variante 4</i>
20 MW	54,2	13,6	53,7	13,5
50 MW	131,5	57,4	130,1	57,1

**Tabla 9.** Caudal de agua de enfriamiento requerido por cada variante, en m<sup>3</sup>/h

<i>Potencia</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Variante 1</i>	<i>Variante 2</i>	<i>Variante 3</i>	<i>Variante 4</i>
20 MW	Condensador húmedo 1 paso	170,6	124,1	169,7	130,6
	Torre húmeda	34,0	24,9	33,8	26,0
50 MW	Condensador húmedo 1 paso	209,2	172,9	199,2	182,2
	Torre húmeda	42,7	34,8	40,6	36,4

Para ambas potencias la variante considerada como crítica es la variante 1, por ser la que incluye los estados de máximos requerimientos de operación, y por lo tanto, el estudio de caso será fundamentado sobre su base.

### **3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

#### **3.1. Análisis de los principales resultados del estudio de caso.**

Son empleados varios criterios de selección en la evaluación de las cuatro variantes de tecnologías analizadas en el presente estudio, estos criterios son:

**1-** Período de recuperación compuesto de la inversión (PRC) **2-** Tasa interés de retorno (TIR) **3-** Valor actual neto (VAN) **4-** Costo del ciclo de vida **5-** Costo nivelado de la energía **6-** Relación costo beneficio.

Debido al volumen de información y variables implicadas, los resultados obtenidos para las CTE de 20 MW y 50 MW son resumidos y presentados en las tablas 10 y 11. Aquí se toman factores de carga y pérdidas iguales a 0,72 y 0,58 respectivamente, un costo medio de venta de la energía de 0,127 USD/kWh, así como un total de 19,1 horas equivalentes de carga, según lo estipulado por DNC (2017). Los costos de mitigación son iguales a la sumatoria de costos de emisiones, contaminación operativa y consumo de agua de enfriamiento. Anteriormente fue dado el criterio de varios autores en el que establecen el costo nivelado de la energía para ACC entre 40 a 80 USD/MW. Los resultados obtenidos en el presente trabajo se sitúan en este intervalo, siendo graficados en la Figura 1, en la cual se aprecia que con el empleo de ACC es aproximadamente 1,2 veces superior al obtenido con un condensador horizontal húmedo de 1 pase.

Para la tasa de actualización concedida por el financista chino los PRC de la inversión son mostrados en la Figura 2. En la misma puede ser apreciado un comportamiento decreciente similar del PRC para todas las tecnologías y que el PRC para los ACC es aproximadamente 1,7 mayor que el de un condensador húmedo horizontal de 1 pase. Los criterios del VAN y el TIR son graficados y dados en las Figuras 3 y 4. Para el análisis del VAN se toma una tasa de actualización del 15% pues es esta la empleada por el proveedor (HOLTEC). En todos los casos se perciben valores favorables del VAN (en millones de USD). En el segundo como las tasas de interés de retorno obtenidas son superiores al % de interés bancario (5,5%), se considera como factible En

ambos los valores correspondientes a la tecnología ACC es aproximadamente la mitad del obtenido para su equivalente húmedo (condensador horizontal de 1 pase).

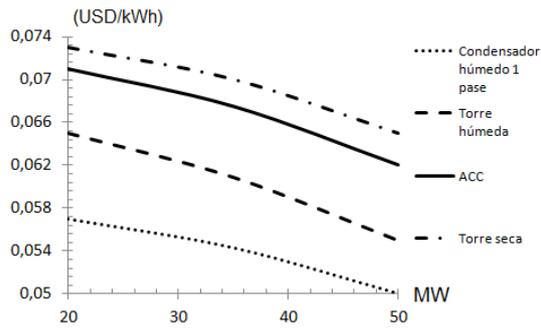


Figura 1. Costo nivelado de la energía para las diferentes variantes analizadas

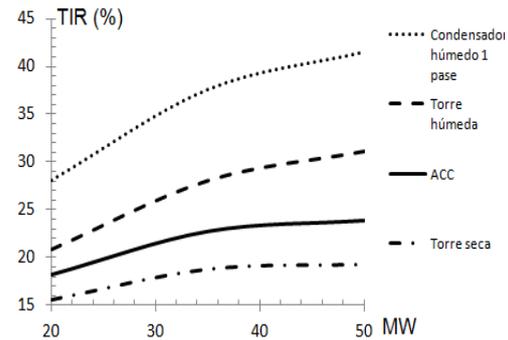


Figura 3. Tasa de interés de retorno de la inversión para las variantes estudiadas

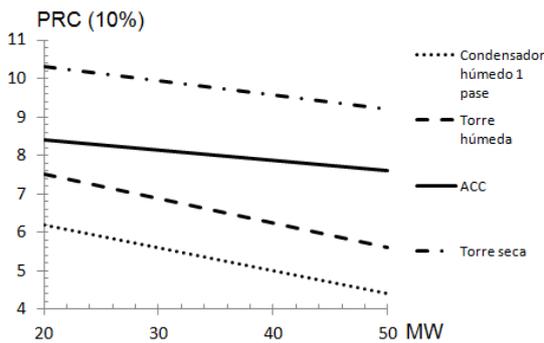


Figura 2. (PRC) de la inversión para las variantes estudiadas

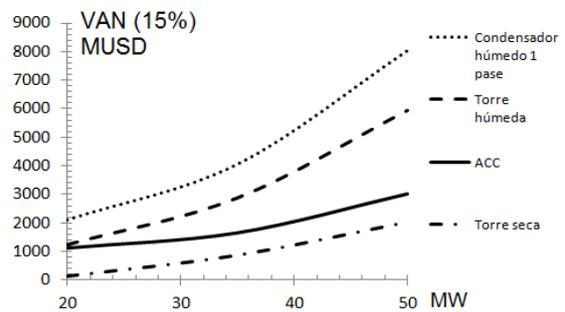


Figura 4. Valor actual neto con una tasa de actualización del 15% (en MUSD)

Tabla 10. Resumen del estudio de caso y análisis de selección de diversas tecnologías de condensación para una CTE de biomasa de 20 MW

<b>CTE 20 MW de potencia</b>				
<b>ESCENARIO (Según HOLTEC)</b>	<b>Condensador 1 pase</b>	<b>Torre húmeda</b>	<b>ACC</b>	<b>Torre seca</b>
Costo FOB equipamiento (MUSD)	1 350,9	1 760,7	1 909,4	1 988,8
<b>Balance inicial de entradas</b>				
Potencia activa entregada al SEN (MW)	19,6	19,4	18,5	18,3
Insumo propio periodo labores (MWh)	945,9	1 037,6	1 431,7	1 479,2
Pérdidas eléctricas generador y transf (MWh)	61,3	60,6	57,8	57,2
Total de energía vendida (GWh)	71,3	70,2	65,2	64,1
Ingresos por venta de energía (MUSD)	2 055,5	2 022,5	1 879,6	1 846,5
<b>Balance inicial de salidas</b>				
Consumo bagazo (t/h)	37,0	37,4	39,2	39,6
Emisiones CO <sub>2</sub> (t/h)	11,8	12,0	12,5	12,7
Costo energía dejada de servir (MUSD)	0,0	22,0	133,1	157,3
Costos mantenimiento (MUSD/año)	27,0	52,8	15,3	35,8
Costos tratamiento químico agua (MUSD/año)	14,2	44,0	0,0	0,0
Costo mitigación (MUSD/año)	183,8	131	175,7	183
Costos parciales de operación (MUSD/año)	225,0	239,5	252,7	286,5
Depreciación lineal (MUSD/año)	76,7	98,8	76,2	79,2

<i>Utilidades</i>				
Utilidades (MUSD/año) (con impuestos pagos)	1 198,3	1 150,1	1 058,7	1 010,2
<i>Criterios de selección para alternativas de inversión</i>				
PRC con tasa de actualización 10%, (años)	6,2	7,5	8,4	10,3
TIR (%)	28,1	20,8	18,2	15,5
VAN (15%)	2 113,9	1 229,8	1 126,9	121,8
Costo ciclo de vida método DOE, (MUSD)	7 547,8	10 426,8	10 682,4	10 957,8
Costo nivelado energía método DOE, (\$/kWh)	0,057	0,065	0,071	0,073
Relación costo-beneficio	0,28	0,118	0,105	0,01

**Tabla 11.** Resumen del estudio de caso y análisis de selección de diversas tecnologías de condensación para una CTE de biomasa de 50 MW

<i>CTE 50 MW de potencia</i>				
<i>ESCENARIO (Según HOLTEC)</i>	<i>Condensador 1 pase</i>	<i>Torre húmeda</i>	<i>ACC</i>	<i>Torre seca</i>
Costo FOB equipamiento (MUSD)	2 522,9	3 318,7	4 255,9	4 732,1
<i>Balance inicial de entradas</i>				
Potencia activa entregada al SEN (MW)	48,5	47,6	46,2	45,9
Insumo propio periodo labores (MWh)	2 077,2	2 328,2	3 115,2	3 173,2
Pérdidas eléctricas generador y transf (MWh)	151,6	148,8	144,4	143,5
Total de energía vendida (GWh)	177,1	172,9	164,5	163,0
Ingresos por venta de energía (MUSD)	5 100,4	4 979,4	4 737,5	4 693,6
<i>Balance inicial de salidas</i>				
Consumo bagazo (t/h)	90,9	92,6	95,4	96,0
Emisiones CO <sub>2</sub> (t/h)	29,1	29,6	30,5	30,7
Costo energía dejada de servir (MUSD)	0,0	31,9	131,9	139,3
Costos mantenimiento (MUSD/año)	53,3	99,9	29,8	68,0
Costos tratamiento químico agua (MUSD/año)	28,0	76,6	0,0	0,0
Costo mitigación (MUSD/año)	323,3	240,1	370,2	380,6
Costos parciales de operación (MUSD/año)	404,5	448,3	532,0	574,4
Depreciación lineal (MUSD/año)	142,9	177,9	160,8	170,9
<i>Utilidades</i>				
Utilidades (MUSD/año) (con impuestos pagos)	3 114,2	2 976,1	2 763,7	2 696,8
<i>Criterios de selección para alternativas de inversión</i>				
PRC con tasa de actualización 10%, (años)	4,4	5,6	7,6	9,2
TIR (%)	41,5	31,1	23,8	19,3
VAN (15%)	8 034,1	5 953,3	3 024,0	2 026,4
Costo ciclo de vida método DOE, (MUSD)	16 283,7	21 327,9	24 406,1	25 407,3
Costo nivelado energía método DOE, (\$/kWh)	0,05	0,055	0,062	0,065
Relación costo-beneficio	0,493	0,279	0,124	0,08

#### 4. CONCLUSIONES

El análisis de los resultados obtenidos en el proceso evaluativo de la operación de un ACC en cada variante de estudio, confirma que su empleo es posible. El desarrollo de la

presente investigación permite arribar a las siguientes conclusiones:

- 1- En el estudio de caso es examinado el comportamiento de cuatro variantes de tecnologías de condensación en dos potencias bases (20 y 50 MW), aplicando para ello la metodología rápida de Kaplan.
- 2- En ambas potencias es considerada como variante más crítica la que presenta el mayor volumen de calor a rechazar y mayor consumo de agua de enfriamiento asociado.
- 3- Aunque en el estudio de caso se muestra que la tecnología húmeda posee indicadores más favorables su empleo requiere de cerca aproximadamente 160 m<sup>3</sup>/h de agua, valor superior a las cotas disponibles en la actualidad.
- 4- Para los ACC en el intervalo de potencias analizado el PRC de la inversión se ubica entre los 7,6 a los 8,4 años, el TIR entre el 18,2 a 23,8, el VAN con una tasa de actualización del 15% entre los 1 126,9 a 3 024,0 MUSD, el costo nivelado de la energía entre los 0,062 a 0,071 USD/kWh y la relación costo beneficio se establece entre 0,1 a 0,13.

## **REFERENCIAS**

- Bilgili, F., Kocak, E., Bulut, U., Kuskaya, S., ¿Can biomass energy be an efficient policy tool for sustainable development?., *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 18, No. 70, 2016, pp. 832-849.
- Blanco-Marigorta, M., Moser, M., Trieb, F., Fitcher, T., Techo-economic analysis of dry cooling for CSP., *Energy Procedia*, Vol. 49, No. 3, 2013, pp. 1177-1186.
- Bustamante, J., Rattner, A., Garimella, S., Reducing the performance penalty of air-cooled condensers in power plants., *Applied Thermal Engineering*, Vol. 107, No. 2, 2017, pp. 5-65.
- Camaraza, Y., *Introducción a la termo transferencia*, Editorial Universitaria, La Habana, 2017, pp. 515-535.
- Camaraza, Y., Fonticiella, O., García, O., Predicción de la presión de salida de una turbina acoplada a un condensador de vapor refrigerado por aire., *Centro Azúcar*, Vol.45, No. 1, 2018, pp. 50-61.
- Chen, L., Yang, L., Du, X., A novel layout of air-cooled condensers to improve thermo-flow performances., *Applied Energy*, Vol. 165, No.3, 2016, pp. 246-251.
- Decreto No. 327-2015, Reglamento del proceso inversionista, Consejo de Ministros, La Habana, 2015, pp. 1-24.
- (DOE) Department of Energy, USA, A rapid guide to perform Life Cycle Cost, (LCC), Washington, 2017, pp. 1 -10
- DNC, Resumen operación de la red año 2016, UNE, La Habana, 2017, pp. 2-3
- ECIAZ, Datos técnicos e ingeniería básica para el proyecto de instalación de CTE de biomasa quinquenio 2017-2022, (ECIAZ, SA.), La Habana, 2017, pp. 1-87.
- Fahmy, M., Nabih, H., Impact of ambient temperature and heat load variation on the performance of air cooled heat exchangers., *Energy Conversion and Management*, Vol. 121, No. 2, 2016, pp. 22-35.
- Feng, H., Ping, D., Quing, M., Zhong, Q., Influence mechanism on flow and heat transfer characteristics for air-cooled steam condenser cells., *Heat and Mass Transfer*, Vol.48, No. 1, 2012, pp. 1663-1674.

- Guang, X., Wang, H., Yao, E., Marechal, F., Thermo-economic optimization of a combined cooling and power system based on small-scale compressed air energy storage., *Energy Conversion and Management*, Vol. 118, No. 1, 2017, pp. 377-386.
- Heyns, J., Performance Characteristics of an Air-Cooled Steam Condenser with a Hybrid Dephlegmator., *Journal of the South African Institution of Mechanical Engineering*, Vol. 28, No. 4, 2012, pp. 31-36.
- HOLTEC INTERNATIONAL, Budgetary proposal for engineer Yanán Camaraza, doctoral research of Universidad Central de Las Villas, 2017, pp.1-36
- IDEA, World Energy Resources 2016, Oklahoma, 2016, pp. 16-17
- INRH, Boletín de Análisis de lluvias, embalses, acuíferos y costo del agua, Dirección de Uso Racional del Agua, INRH, La Habana, marzo-diciembre 2017, pp. 130-138.
- Kaplan, S., Power plant characteristics and cost analysis, 1<sup>st</sup> edition, Editorial Nova, Library of United States Congress, Washington, 2011, pp.338-399.
- Kröger, D., Air-cooled heat exchanger and cooling tower., PennWell Corporation, Oklahoma, 2012, pp. 383-414.
- Kumar, A., Joshi, J., Nayak, A., Vijayan, P., A complete review on the thermal hydraulic characteristics of the air-cooled condenser in forced convection., *Sadhana (transaction of Indian Academy of Sciences)*, Vol. 40, No. 3, 2015, pp. 513-755.
- Lam P., y Law A., Crowd funding for renewable and sustainable energy projects: An exploratory case study approach., *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 60, No. 1, 2016, pp. 11-20.
- Mishra, P. y Arya, M., A review of literature on air cooled steam condenser. *International Journal of Research in Engineering*, Vol. 3, No.10, 2015, pp. 1–12.
- Mortensen, K., Improved performance of an air cooled condenser using SPX wind guide technology., *SPX*, 2013, pp. 28-52.
- O'Donovan, A., y Grimes, R., A theoretical and experimental investigation into the thermodynamic performance of an power plant with a novel modular air-cooled condenser., *Applied Thermal Engineering*, Vol. 71, No. 4, 2014, pp. 119-129.
- O'Donovan, A., The influence of the steam-side characteristics of a modular air-cooled condenser., *Energy Procedia*, Vol. 49, No.2, 2017, pp. 1450-1459.
- ONEI, Oficina Nacional de Estadística e Información, Anuario Estadístico 2016, La Habana, 2017, pp. 149-152.
- Román, R., Análisis metodológico para la evaluación y comparación de tecnologías en la generación eléctrica, *Natural Resources Defense Council, CELAC*, Santiago de Chile, Vol.4, No.1, 2017, pp. 27-39.
- Sabol, E., Case studies in mechanical engineering: Decision making, fluid mechanics and heat transfer, 1<sup>st</sup> edition, John Wiley & Sons, Liverpool, 2016, pp. 111-139.
- (WER) World Energy Resources 2016, World Energy Council, United Nations Report, Bruselas, 2017, pp.12-23.
- Zweifel, P., Praktiknjo, A., Erdmann, G., Energy economics in power plants, Theory and applications, 1<sup>st</sup> edition, Springer, Berlin, 2017, pp. 234-239.