

ARTÍCULO

Evaluación financiera preliminar de una tecnología para desulfuración de gases de la combustión en centrales termoeléctricas

Preliminary Financial Assessment of Technology for Desulfuration of Gases from Thermal Power Plants

Dr. C. Isnel Benítez Cortés¹, Dr. C. Luis Beltrán Ramos Sánchez¹, Dr. C. Agustín García Rodríguez², MSc. Fernando Prieto Montenegro³, Dra. C. Alicia Rodríguez Gregorich⁴ y Dra. C. María Caridad Julián Ricardo¹

1 Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Camagüey *Ignacio Agramonte Loynaz*. isnel.benites@reduc.edu.cu

2 Departamento de Ingeniería Química, Universidad Central *Martha Abreu* de Las Villas

3 Central termoeléctrica 10 de Octubre, Nuevitas, Camagüey

4 Vicerrectoría de Formación, Universidad de Camagüey *Ignacio Agramonte Loynaz*

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es realizar una evaluación económica y financiera preliminar de una tecnología para reducir el dióxido de azufre en los gases de la combustión que presenten niveles de SO₂ superiores al 98 %, en centrales termoeléctricas que consumen petróleo crudo cubano con alto contenido de azufre, con vistas a reducir los costos de mantenimiento y las pérdidas económicas asociadas a la indisponibilidad de las uni-

dades por mantenimiento, así como los impactos atmosféricos. Se analizan los principales aspectos económicos y financieros asociados a las tecnologías en el mundo, así como una valoración de los aspectos positivos y negativos de una tecnología propuesta para las condiciones del consumo de petróleo crudo cubano teniendo en cuenta la incertidumbre en los principales parámetros de explotación (potencia eléctrica de generación, conversión de la cal y la remoción del dióxido de azufre). A partir de la simulación matemática, se determinaron los principales indicadores dinámicos de la inversión para los rangos de parámetros técnicos de operación establecidos. Los resultados muestran niveles favorables en el valor actual neto, la tasa interna de retorno y el periodo de recuperación de la inversión.

Palabras clave: evaluación financiera, factibilidad, desarrollo, inversión, desulfuración de flujo de gases, dióxido de azufre.

ABSTRACT

The aim of this work is to conduct a preliminary economic and financial evaluation, of a technology to reduce sulfur dioxide in the flue gases at levels greater than 98%, in electric power plant that consume Cuban crude oil, with high sulfur content, with a view to reducing costs maintenance and economic losses associated with the unavailability of the units, and atmospheric impacts. The costs an analysis of the main economic and financial issues associated with the technologies of the world is made; and an assessment of the positive and negative aspects of a technology proposed conditions of consumption of Cuban crude oil, taking into account the uncertainty in key operating parameters (electric power generation, conversion lime and removal sulfur dioxide). From the use of mathematical simulation, dynamic key indicators for investment ranges established technical parameters of operation are determined. The results show favorable levels of the Net Present Value, the Internal Rate of Return and Payback Period of the Investment.

Key words: financial evaluation, feasibility, investment, development, flow gas desulfuration, sulfur dioxide.

INTRODUCCIÓN

El uso del petróleo crudo cubano ha sido una alternativa para la generación de energía en centrales termoeléctricas. Este crudo nativo tiene un alto contenido de azufre en comparación con los combustibles utilizados en el mundo. Esto conlleva al incremento del nivel de dióxido de azufre (SO_2) en los gases y provoca, en primer lugar, la corrosión de los sistemas de intercambio calórico en la zona de baja temperatura, fundamentalmente en los calentadores de aire regenerativos (CAR). Como consecuencia se acortan los ciclos de mantenimiento al disminuir su vida útil, con el consiguiente efecto económico.

En segundo lugar, ha provocado el aumento de las emisiones de este gas a la atmósfera por encima de las normas internacionales, incrementando la contaminación atmosférica. Se espera que estos niveles se incrementen alrededor de un 38 % en el 2030 (Pretorius, Piketh, Burger y Neomagus, 2015).

En la provincia Camagüey, Cuba, los centros capacitados para esta tarea no han estudiado la situación con la profundidad necesaria; aunque se conoce que es precisamente el consumo de combustibles para la generación de electricidad el mayor contribuyente a estas emisiones, con 70 894,37 t/a (toneladas anuales), que representan el 91,76 % del total provincial, lo que equivale a emisiones per cápita de 0,097 t de SO_2 /habitante en Camagüey. Aunque esta situación no es alarmante, debe reconocerse que las diferentes plantas y sistemas de generación de energía que trabajan con el crudo nacional, se han convertido en emisores de este gas, al no contar con plantas de tratamiento de los gases de combustión.

El Lineamiento 133 de la política económica y social del Partido y la Revolución (PCC, 2011) plantea la necesidad estratégica de centrar los esfuerzos para reducir las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera:

Sostener y desarrollar investigaciones integrales para proteger, conservar y rehabilitar el medio ambiente y adecuar la política ambiental a las nuevas proyecciones del entorno económico y social. Priorizar estudios encaminados al enfrentamiento

al cambio climático y, en general, a la sostenibilidad del desarrollo del país. Enfatizar la conservación y uso racional de recursos naturales como los suelos, el agua, las playas, la atmósfera, los bosques y la biodiversidad, así como el fomento de la educación ambiental (p. 22).

Aunque existe un número importante de tecnologías basadas en el tratamiento de los gases de la combustión a la salida de los sistemas de intercambio de calor, específicamente antes de su entrada a la chimenea, no se han desarrollado otras que reduzcan este gas antes de los calentadores de aire regenerativos y permitan reducir sus emisiones medioambientales y los problemas de corrosión que limitan su vida útil con el consecuente efecto económico, como sucede en Cuba. Por tales motivos, es de gran importancia la propuesta de una tecnología diseñada para las condiciones del crudo cubano, que permita aumentar la vida útil de las unidades de generación y tenga impacto económico y medioambiental, la cual no se ha desarrollado hasta el momento. Sin embargo, para tomar decisiones en el proceso inversionista es necesaria la evaluación económica y financiera de esta propuesta siguiendo los criterios aceptados en la práctica internacional para este caso. Por tales motivos, se trazó como objetivo realizar una evaluación económica y financiera preliminar de una tecnología para reducir el dióxido de azufre en los gases de la combustión a niveles superiores al 98 % en centrales termoeléctricas que consumen petróleo crudo cubano con alto contenido de azufre, para reducir los costos de mantenimiento y las pérdidas económicas asociadas a la indisponibilidad de las unidades, así como los impactos atmosféricos.

DESARROLLO

Principales tecnologías utilizadas en la reducción del SO₂

Las tecnologías de lavado de gases constituyen una parte importante de los métodos más aplicados en la reducción de las emisiones del SO₂ (Jamil, Ming, Jamil y Jamil, 2013), pues logran reducciones del 99 %. Entre ellas se destacan las tecnologías de lavado seco y húmedo. Las tecnologías de lavado seco utilizan lechadas de hidróxido de calcio en un reactor de secado por atomización, y emplean el propio calor de los gases para el secado de los productos (Carpenter, 2012; North, Engelbrecht y Oboirien,

2015) con eficiencia de remoción entre 92 a 95 %, y más. Presentan bajos costos de mantenimiento y operación ya que el consumo de energía es mucho menor que en las de lavado húmedo. Son muy utilizadas en plantas de potencia consumidoras de carbón como combustible (Brinckerhoff, 2013).

De forma general, se espera que los costos de inversión¹ de estas plantas se eleven de \$20,00/t en 2020 y alcancen los \$72,10/t en 2044 (Knight y Daniel, 2015). A esto se suma el bajo costo de la cal, el corto tiempo de depreciación y bajo factor de capacidad de planta anual, y que los productos finales no demandan un proceso de eliminación de agua, por lo que no se necesitan plantas de tratamiento de aguas residuales. Por otra parte, estos residuales son químicamente estables y pueden emplearse para el sellado de porciones de terreno, pues se han reportado construcciones de micropresas con buenos resultados de impermeabilidad (Anthony, 1997; Butalia, Wolfe y Walter 2001; Curry, 2013), por lo que resulta una fuente de ingresos considerable. La tabla muestra algunos criterios económicos de la implementación de estas tecnologías.

Evaluación de la propuesta tecnológica

Aspectos positivos y negativos de la tecnología

La tecnología prevé la disminución de la frecuencia de los mantenimientos en el CAR por concepto de corrosión a bajas temperaturas, la cual está, actualmente, alrededor de los 6 meses⁻¹. Según reportes históricos de la central termoeléctrica (CTE) *10 de Octubre*, un mantenimiento parcial de un CAR cuesta \$425 485,00. Adicionalmente, estas reparaciones conllevan la indisponibilidad de la unidad por 25-30 días, tiempo en el cual se pierde gran cantidad de ingresos por energía dejada de producir. Con los datos de una serie histórica, se realiza un análisis de Pareto para determinar los valores promedio históricos de las partidas del costo de producción del (MWh) (Figura 1). Este análisis indica que el costo de las materias primas —fundamentalmente el sorbente y el combustible— representa más del 75 % del costo total y que, junto al mantenimiento y explotación, alcanzan el 95 %. Esto significa que la introducción de tecnologías que re-

¹ La unidad monetarias utilizada en este trabajo es el USD.

duzcan estas partidas del costo puede conducir a notables beneficios económicos, de ahí la importancia de esta propuesta tecnológica.

La introducción de la tecnología es una vía para controlar las emisiones de SO₂ a la atmósfera, y de esta forma lograr el beneficio ambiental global. La suma de esas emisiones alcanza la cifra de casi 144 000 t en cinco años, equivalentes, a su vez, a muchos miles más de toneladas de ácido sulfúrico que caen como lluvias ácidas en algún punto de la tierra, las cuales tienen impacto económico negativo al afectar grandes áreas destinadas a la agricultura y la ganadería. Según estudios realizados en la CTE, la carga contaminante por concepto del SO₂ ha pasado de 5 559 t/a cuando se empleaba *fuel-oil*, a unas 11 031 t/a, lo que representa el incremento de un 98 %.

No obstante, la inversión que se debe realizar implica una suma importante de recursos financieros que, junto al costo de operación de esta planta, afectarán el costo de producción. De acuerdo con los datos reportados por empresas suministradoras, los costos de inversión pueden oscilar alrededor de los \$98,2/kW de capacidad instalada (Miller, Webster, Rader, Aken y Bussell, 2003), lo cual para una unidad de 125 MW asciende a unos 12,25 millones de dólares. Por su parte, los costos operacionales son de \$0,29/kWh y corresponden al 21,92 %/año.

Factores y parámetros en el diseño de la tecnología que influyen en los resultados económicos y financieros

La potencia de generación de la unidad es el parámetro principal en el análisis de la tecnología ya que define la capacidad de la planta y, por tanto, el monto de las inversiones. Si la potencia aumenta se incrementará el volumen de los gases de la combustión, con influencia directa en las dimensiones del equipamiento. Esto incrementaría el costo de inversión. Por otra parte, al aumentar los gases de la combustión crecería el flujo de SO₂ que se debe tratar y a su vez el consumo de la materia prima, los cuales elevan los costos operacionales.

Ya que el objetivo de la tecnología es remover la mayor cantidad de SO₂ posible, mientras mayor sea la remoción de dióxido de azufre, mayor será el efecto beneficioso sobre los costos de mantenimiento del CAR y los costos por paradas debido a roturas; además, se disminuirá aún más la emisión de este gas contaminante a la atmósfera; au-

mentarán las ventas del residual producido y la generación eléctrica por concepto de reducción del tiempo de indisponibilidad.

Sin embargo, en la medida que la remoción aumente, el volumen total de los reactores será mayor con un efecto económico adverso. La inyección al sistema de un volumen creciente de aditivo traería afectaciones en la eficiencia global del sistema de generación de vapor por concepto de consumos adicionales de energía para su calentamiento. Asimismo, volúmenes crecientes de aditivo incrementarán los costos en materiales.

Una de las variables fundamentales que se deben considerar en el diseño de la tecnología es la conversión del CaO ya que tiene marcada influencia en los costos de operación y de inversión de la planta. Mientras mayor sea la conversión del CaO, habrá ahorro por concepto de materia prima por lo que disminuirían los costos de producción, pero se incrementaría el tamaño del reactor, con lo que se afectará la inversión. Por su parte, mientras menor sea la conversión, mayores serán los costos por concepto de materia prima —se obtendría un residual poco convertido— y el costo de la inversión, pues el volumen y las capacidades del equipamiento aumentarían para trasegar y manipular mayor cantidad de sólidos en el proceso.

Diseño experimental para la simulación

Para dar respuesta a estas contradicciones es necesario evaluar el comportamiento de los indicadores dinámicos de la inversión, teniendo en cuenta las variaciones posibles de los principales parámetros operacionales en estudio, que gobiernan, en parte, el comportamiento de todos los indicadores financieros y económicos. Por tales motivos se trabaja con tres niveles de potencia (70; 90 y 110 MW), a partir de resultados históricos obtenidos en la central; y tres niveles de remoción del dióxido de azufre (90; 95 y 99 %), según exigencias mundiales (Cofala y Syri, 1998) y tres valores de conversión (5; 10 y 15 %) (Benítez, Álvarez, Ramos y De la Torre, 2005). Además, se reportan rangos de comportamiento de estos indicadores financieros en los niveles seleccionados. De esta forma se obtiene un diseño experimental 3^3 con 27 combinaciones.

Desarrollo de los indicadores económico-financieros

Como se definió anteriormente, el proceso puede ser dimensionado tomando como criterios de efectividad los indicadores dinámicos que describen la eficiencia de la inversión, como son el valor actual neto y la tasa interna de retorno.

Egresos anuales de la tecnología

Basado en la metodología propuesta por Cofala y Syri (1998), los siguientes indicadores son los que poseen mayor impacto en el análisis económico. Dentro de los egresos se consideran:

- Pagos anuales de la inversión: incluyen la amortización del equipamiento y el interés bancario.
- Costos fijos: asociados al mantenimiento y al costo operativo de la administración, los cuales no están directamente relacionados con la operación de la planta.
- Costos variables: relacionados directamente con producción e incluyen:
 - Gastos de materias primas: por concepto del sorbente empleado en la remoción del SO₂.
 - Consumo de electricidad: en los motores eléctricos para mover al reactor, los empleados en el trasiego y calentamiento del sólido.
 - Gastos de salarios: asociados a la mano de obra necesaria en la operación de la planta.

Ingresos anuales de la tecnología

- Ventas del residual sólido como material de la construcción.
- Reducción de los costos de mantenimiento del CAR por la disminución de la frecuencia en su mantenimiento parcial provocado por los efectos de la corrosión.
- Incremento en la generación eléctrica por disminución del tiempo perdido por indisponibilidad en los mantenimientos.

Se considerará que los pagos de la inversión correspondientes a la amortización y los intereses financieros se realizan al final de cada año, por lo que dentro de los flujos de caja aparecerá un egreso dado por los pagos anuales de la inversión.

Estimación de la inversión total

Estimación del costo de adquisición del equipamiento

El costo de adquisición de los equipos principales se estima por el método planteado por Peters y Timmerhaus (1991), el cual es ampliamente utilizado en la práctica internacional para evaluar los procesos inversionistas en la ingeniería química. Ellos reportan gráficamente el comportamiento de los costos del equipamiento de la industria química en el mercado internacional en función de sus capacidades, el tipo de equipos u otra variable tecnológica que describa su funcionamiento. Con las expresiones matemáticas que caracterizan estos comportamientos, se obtienen los costos de adquisición según las capacidades obtenidas para cada equipo, y se actualizan para el año 2015 (Peters y Timmerhaus, 1991). A continuación, se determinan los costos de adquisición y montaje de cada uno de los equipos involucrados en la tecnología, así como el costo de adquisición total a partir de la siguiente expresión:

$$C_{AE} = C_{ARE} + \sum_n C_{AEi}$$

Donde: C_{AE} - Costo de adquisición del equipamiento de la planta (\$), C_{ARE} - Costo de adquisición del reactor (\$), C_{AEi} - Costo de adquisición del resto del equipamiento (\$).

Reactor rotatorio: será estimado en función de su capacidad o volumen total (Maloney, 2008). En ausencia de datos precisos sobre el costo de adquisición de este equipo se decidió tomar el dato de un secador tambor rotatorio de mezcla directa con las mismas características constructivas. Empleando los nomogramas del texto mencionado se encontró la relación entre el costo de adquisición del reactor y su longitud L_R :

$$C_{ARE} = 4\,245,1 + 8,9(L_R^2)$$

Tolva de almacenamiento de la materia prima: El sistema prevé dos tolvas de almacenamiento: una para la materia prima y otra para el producto final. Se prevé que se almacene para unos dos días de operación de la planta. La tolva de almacenamiento del residual sólido se pronostica del mismo tamaño. La tolva de almacenamiento del residual sólido se pronostica del mismo tamaño.

Calentador y enfriador por transporte neumático: La tecnología prevé solamente un calentador y un enfriador, de la misma capacidad.

Ciclones: La tecnología prevé tres equipos, dos de ellos con una capacidad para los transportadores neumáticos y uno para el flujo de gases a la salida del reactor, por lo que sus capacidades no son iguales.

Elevadores de cangilones: se prevén cuatro en total, con una capacidad de 30 t/h.

Transportador tipo sinfín: se requieren cuatro en total.

Banco de resistencias: se determina de forma análoga al resto de los equipos mencionados, teniendo en cuenta el consumo de energía en cada caso simulado.

Como el costo de todo el equipamiento está referido al año 1990, se debe corregir con los índices de costo. Por lo tanto, el costo total de adquisición de los equipos es:

$$C_{AE} = (C_{AR} + (2C_{AT} + 2C_{ATN} + 3C_{AC} + 4C_{AEC} + 4C_{AS})) \left(\frac{IC_{2015}}{IC_{1990}} \right)$$

Donde C_i son los costos de cada equipo y $IC_{año}$ los índices de costo para su actualización.

Metodología para el cálculo del costo de inversión total

La inversión se determina por el método "C" de Peters y Timmerhaus (1991) o método aproximado, el cual es el método preliminar más utilizado en el diseño de plantas químicas y unidades tecnológicas de procesos químicos para estimar el capital de inversión, donde cada partida se puede considerar como un porcentaje del costo total de adquisición del equipamiento. En este caso se tiene en cuenta el tipo de planta química, si los fluidos que se deberán trasegar son líquidos, sólidos o gaseosos, los niveles de automatización y la peligrosidad de la planta, entre otros.

Para determinar el pago anual de la inversión se fijan los egresos anuales sobre la base del interés real (Cofala y Syri, 1998), según:

$$I_A = I_0 \frac{\left(1 + \frac{q'}{100}\right)^{\tau_{VU}} \frac{q'}{100}}{\left[\left(1 + \frac{q'}{100}\right)^{\tau_{VU}} - 1\right]}$$

Dónde: I_A - Pago anual de la inversión, (\$/a), q' - Interés real: fracción de la inversión que se paga anualmente, (%/a), τ_{VU} - Tiempo de vida útil de la inversión realizada, (a).

Estimación de los costos totales de producción

Costos fijos

Se estimará este costo sobre la base del costo total de la inversión (Cofala y Syri, 1998), procedimiento aceptado a nivel internacional para la implementación de este tipo de tecnologías de lavado de gases de combustión, el cual se recomienda hacer sobre la base de una fracción anual de la inversión total, o sea:

$$C_F = \left(\frac{f_{CF}}{100} \right) I_o$$

Dónde: f_{CF} - Fracción anual del costo fijo respecto a la inversión total, (%/a), I_o - Inversión inicial, (\$).

En este trabajo se toma un valor de f_{CF} del 4% anual.

Costos variables

Costo de materias primas: este es el costo de la cal consumida en el proceso, que depende de la conversión que se alcance en el reactor. Al plantear un balance de masa en el reactor resulta que la cal que se necesitará para una conversión dada será:

$$C_{MP} = 24F_S p_{Ca} \tau_{LA} 3600$$

Dónde: F_S - Flujo de cal que contiene cierta cantidad de CaO, (kg/s), p_{Ca} - Precio de la cal, (\$/kg), τ_{LA} - Tiempo laborable anual, (d/a).

El uso de esta materia prima procedente de la fábrica de cal *Noel Fernández* de Senado, Camagüey, es un incentivo para el incremento favorable de su producción, la cual se ha visto afectada considerablemente por la reducción de los consumidores fundamentales, específicamente los centrales azucareros.

Consumo de electricidad adicional: a falta de mejor información, este costo será estimado a partir de datos de plantas de desulfuración de gases de la combustión reportados por Cofala y Syri (1998) para la inyección de hidróxido de calcio en petróleos de bajo contenido de SO₂, en la zona de alta temperatura. Según estos autores, la demanda de electricidad en función del consumo de energía del combustible es de $f_{CE}=5 \times 10^{-4}$ kWh/MJ de combustible consumido. A partir de este dato se obtiene:

$$C_{EE} = P_E \tau_{LA} \eta_{GE} V_{CS} f_{CE} P_{EE}$$

Dónde: P_E - Potencia eléctrica (MW), η_{GE} - Índice de consumo de combustible ($\text{kg}_{\text{combustible}}/\text{MWh}_{\text{generado}}$), V_{CS} - Valor calórico superior del crudo (kJ/kg), f_{CE} - Factor de consumo eléctrico de la planta ($\text{kWh}/\text{MJ}_{\text{combustible}}$), p_{EE} - Precio de la energía eléctrica (\$/kWh).

Costo de mano de obra: se emplea un valor estimado. La demanda de fuerza de trabajo asciende a $D_{FT} = 10,8$ hombre-año/GW de energía producida (Cofala y Syri, 1998). De ahí que:

$$C_{FT} = \frac{12 p_{FT} D_{FT} P_E}{1000}$$

Dónde: p_{ft} -Salario medio por hombre-año (\$/hombre-año) y D_{FT} -Demanda de fuerza de trabajo (hombre -año/GW).

Estimación de los ingresos totales que genera la tecnología

Ventas del residual sólido

El cálculo económico de estas ventas se obtiene por la siguiente expresión:

$$I_{RES} = 24 F_{RES} P_{RES} t_{TA}$$

Dónde: F_{RES} -Flujo de residual (kg/h), p_{RES} -Precio de venta del residual (%/kg), t_{TA} -Tiempo de trabajo anual (d/a).

Estos residuales se pueden utilizar en la construcción de paredes aligeradas y falsos techos, por lo que constituyen una fuente importante de materias primas para el desarrollo local de Nuevitas. No obstante, por el alcance de la tecnología propuesta esta puede ser introducida en otras unidades del país que consuman el petróleo crudo cubano.

Disminución de los costos de mantenimiento en los CAR

En la actualidad el costo de mantenimiento de estos agregados se ha incrementado considerablemente porque, al emplear petróleo crudo cubano —cuyo contenido de azufre es de alrededor del 7 %—, fue necesario disminuir a 6 meses la frecuencia de los mantenimientos; a diferencia de la etapa en que se usaba *fuel-oil* de buena calidad, con contenido de azufre inferior al 2 %, cuando distaban 14 meses entre mantenimientos. Para esto se relacionan los costos del trabajo con *fuel-oil*, y los recientes del trabajo con petróleo crudo cubano. Por tanto, se puede plantear:

$$fm_{Trat} = fm_{Actual} + \frac{[C_{SO_2} - 1000][fm_{Ahora} - fm_{Antes}]}{[10000 - 1000]}$$

Dónde: fm-frecuencia de mantenimiento (1/año)

De acuerdo con los datos históricos de la CTE, el costo de un mantenimiento parcial de un CAR es $C_{mCAR} = 425\,485$ \$. De ellos, 32 000\$ por mano de obra y 393 485\$ por materiales.

Disminución de pérdidas por indisponibilidad

Las pérdidas por indisponibilidad afectan los ingresos de la CTE y las pérdidas de eficiencia asociadas a la entrada y salida de la unidad del sistema energético nacional. De introducirse la tecnología propuesta, estas pérdidas se convertirían en ingresos. Para su estimación se debe tener en cuenta el tiempo perdido en la realización del mantenimiento planificado, que oscila de 25 a 30 días. A estos ingresos se le resta el costo de esa generación, utilizando el costo unitario de producción promedio asociado a la generación en esos días para obtener los ingresos reales, y se escoge el promedio de los 10 últimos años. Para ello se utiliza una base de datos de la serie histórica de los costos de producción, y se obtiene el valor de 0,57\$/MWh, con un coeficiente de variación de 10,31 %. Este efecto se determina por la siguiente expresión:

$$I_{DI} = \frac{24P_E t_{MANTO} (P_{EE} - C_{UNIT})}{pm_{Trat}}$$

Dónde: t_{MANTO} - Tiempo de mantenimiento, (d), C_{UNIT} -Costos unitarios (\$/MW), pm_{Trat} - Período de mantenimiento con la tecnología propuesta, (1/a).

Este efecto económico aparece expresado en \$/a, y tiene en cuenta la frecuencia de los mantenimientos, la cual depende de la concentración de SO_2 que se logre a la entrada del CAR debido al tratamiento con esta tecnología.

Análisis de los resultados

Al comparar los costos de inversión de la tecnología propuesta con los costos de inversión de las ya reportadas, indican que esta exige una inversión mucho menor, por lo que es favorable en la toma de decisiones si se tiene en cuenta el análisis de alternativas (Figura 2).

Los costos unitarios de reducción del SO_2 están en el rango de 182,8 a 281,1\$/t SO_2 . Estos valores son inferiores a los reportados para diferentes tipos de tecnologías, los cuales están en el rango de 600 a 1 150\$/t SO_2 . Las reducciones de este gas obtenidas con la aplicación de la tecnología están en el orden de las 14 955,8 a 25 323,6 t SO_2 /a. Si se tiene en cuenta que las emisiones de este gas en la CE están en 30 000 t/a con tendencia al incremento y la política del país de seguir utilizando el crudo cubano en la generación de energía, introducir esta tecnología reduciría considerablemente estas emisiones.

La Figura 3 muestra los valores del VAN (valor actual neto) para una potencia de generación de 70 MW. En ella se aprecia que el VAN aumenta con el valor de la conversión del CaO en la partícula sólida para una misma remoción del SO_2 . En el análisis de sensibilidad se obtuvo que para una misma potencia y remoción del SO_2 (en los ingresos y egresos) cambian solamente las partidas de ventas de residual y el costo de materia prima, respectivamente. Con el aumento de la conversión estas dos partidas disminuyen, lo que es más significativo para los costos de materias primas pues provoca el incremento del VAN y justifica la necesidad de mejorar en el futuro las características morfológicas del sorbente, aumentando su superficie específica y la porosidad para incrementar su conversión, lo que reduciría el consumo de materia prima. Por otra parte, para un mismo valor de conversión de la fase sólida se aprecia que los valores de VAN aumentan con el incremento de la remoción de SO_2 . Esto se debe a varios factores: primero, los ingresos aumentan por concepto de venta de residuales; segundo, disminuye el costo de mantenimiento; y tercero, se reduce el tiempo de indisponibilidad. Los egresos también aumentan porque es mayor el consumo de materias primas. Sin embargo, estos incrementos son más significativos en los ingresos, por lo que se obtiene este comportamiento del VAN.

Un análisis del efecto que provoca la variación de la potencia de generación en el VAN indica la disminución de este con el aumento de la potencia, debido a que los egresos por concepto de costo de la materia prima y mano de obra son más significativos en comparación con los ingresos por venta de residuales.

De forma general, se puede plantear que como los valores del VAN para todas las combinaciones son mayores que cero, el proyecto de inversión de la planta es rentable para las capacidades estudiadas. Por tanto, los cambios en la generación por causas aleatorias no traerían variaciones en los valores estimados. Por otra parte, como se trata de una unidad de generación de 125 MW que se encuentra instalada y trabajando, no tiene previsto un proceso inversionista para aumentar su capacidad por incrementos en la demanda ni otras causas. Consecuentemente, los VAN deben mantenerse entre los valores estimados en este estudio. Un análisis de sensibilidad de este indicador dinámico de la inversión para las 27 variantes estudiadas, y con tasas de interés de 4; 10 y 15 %, demuestra que el VAN se mantiene positivo y por encima de 13 millones de pesos, lo que indica que la incertidumbre en esta variable financiera no introduce riesgos en la inversión. Valores similares se obtienen para 90 y 110 MW .

De forma general, estos resultados se deben en gran medida a que los ingresos son el doble de los egresos, razón por la cual resulta muy favorable la introducción de la tecnología.

La Figura 4 refleja el comportamiento de la TIR (tasa interna de retorno) para una potencia de 70 MW . El análisis de los valores de este indicador muestra que para todos los casos es muy superior al 30 %, lo que confirma la factibilidad económica del proyecto de inversión para cualquiera de las capacidades de generación, niveles de remoción de SO₂ y de conversión de la cal analizados. No obstante, se observan mejores resultados de dicho indicador para mayores valores de conversión de la cal y menores niveles de remoción del SO₂. Los resultados para 90 y 110 MW son mayores.

En la Figura 5 se aprecia que para un mismo nivel de remoción del SO₂ el período de recuperación de la inversión (PRI) disminuye con el incremento de la conversión de la fase sólida. Asimismo, para una misma conversión de la cal aumenta con el incremento de la remoción de SO₂. En el caso de generación de 70 MW, los valores oscilan entre 1,01 y 1,91 años. Para 90 MW y 110 MW oscilan entre 1,91 y 1,97 años y 3,42 y 3,43 años, respectivamente. Esto indica que a medida que aumenta la potencia de generación se incrementa el PRI.

Otro resultado importante de este análisis es que para la generación eléctrica de alrededor del promedio de 91 MW de capacidad, los niveles están entre 1,54 y 1,75 años. No obstante, para todas las combinaciones analizadas se obtienen PRI muy pequeños, entre 1,04 y 2,63 años, lo que demuestra la factibilidad de la inversión. Al mismo tiempo, los valores del PRI mayores de un año permiten corroborar que la tasa de interés utilizada es la correcta y que la incertidumbre en esta variable financiera no produce un riesgo significativo para esta inversión.

Por otra parte, los costos de inversión están entre 2,82 y 4,79 millones de pesos; los ingresos oscilan entre 4,20 y 4,62 millones de pesos al año mientras los egresos están comprendidos dentro de 1,95 y 2,75 millones de pesos anuales, para todos los niveles de generación, conversión de la cal y porcentaje de reducción establecidos en el diseño experimental. Con la introducción de la tecnología se reducen entre 16 451 y 23 021 t de SO₂/a emitidas a la atmósfera, lo que tiene un significativo impacto ambiental y económico pues reduce la principal causante de las lluvias ácidas. Por tanto, el análisis preliminar del impacto ambiental demuestra que la introducción de la tecnología es compatible con el medio ambiente.

Estos resultados preliminares permiten evaluar el efecto de los cambios en las variables principales de diseño de la tecnología en condiciones reales de explotación de la unidad generadora y sus combinaciones, en los indicadores económicos y financieros, los cuales resultan de gran utilidad para su futura introducción. Aunque el trabajo no muestra un análisis económico financiero completo y definitorio, sí indica los niveles aproximados en que deben variar sus principales indicadores, aspectos de gran relevancia para tomar las decisiones finales que permitan implementar la tecnología, con su esperado impacto económico, financiero y medioambiental.

CONCLUSIONES

La implementación de esta tecnología aumenta el periodo de vida útil de los calentadores de aire regenerativos y reduce los costos de mantenimiento, las pérdidas económicas por indisponibilidad de la unidad de generación, así como los costos asociados a la contaminación ambiental.

Los resultados de los indicadores dinámicos muestran la factibilidad técnica y económica de acometer la inversión de la planta para la reducción del dióxido de azufre en los gases de la combustión de petróleo crudo cubano con alto contenido de azufre.

REFERENCIAS

- ANTHONY, E. J. (1997). The Characterization of Solid Residues from PFBC Boilers. *Canadian Journal of Chemical Engineering*, V(75), 1115-1121. Recuperado el 4 de septiembre de 2016, de <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/cjce.5450750615/abstract>
- BENÍTEZ, I., ÁLVAREZ, R., RAMOS, L. B. y De LA TORRE, J. (2005). Obtención de las curvas cinéticas de la reacción del SO₂ y los residuales de la producción de acetileno. *Tecnología Química*, XXV(1), 13-17. Recuperado el 26 de abril de 2016, de <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=445543746002>
- BRINCKERHOFF, P. (2013). *Electricity Generation Cost Model. Update of Nonrenewable Technologies*. Department of Energy and Climate Change. Reporte final 3512649A. Recuperado el 28 de octubre de 2015, de www.pbworld.com
- BUTALIA, T. WOLFE, W. Y H. WALTER. (2001). *Long-Term Permeability Monitoring o Fan FGD-Lined Pond Facility*. International Ash Utilization Symposium, Center for Applied Energy Research, University of Kentucky, USA. Recuperado el 23 de octubre de 2015, de <http://www.flyash.info>
- CARPENTER, A. (2012). *Low water FGD technologies, Profiles*. United Kingdom: IEA Clean Coal Center. Recuperado el 14 de abril de 2016, de <http://www.iea-coal.org.uk/documents/83091/8645/Low-water-FGD-technologies,-CCC/210>
- COFALA, J. y SYRI, S. (1998). *Sulphur Emissions Abatement Technologies and Related Cost for Europe in the RAINS Model Database*. Austria: International Institute for Applied Systems Analysis.
- CURRY, A. (2013). *Regulatory Impact Analysis for the Proposed Standards of Performance for Greenhouse Gas Emissions for New Stationary Sources: Electric Utility Generating Units*. U.S.A.: Health and Environmental Impacts Division Research Triangle Park, Environmental Protection Agency.

JAMIL, R., MING, L., JAMIL, I. y JAMIL, R. (2013). Application and Development Trend of Flue Gas Desulfurization (FGD) Process: A Review. *International Journal of Innovation and Applied Studies*, 4(2), 286-297. Recuperado el 20 de abril de 2016, de <http://www.issr-journals.org/ijias>

KNIGHT, P. y DANIEL, J. (2015). *Forecasting Coal Unit Competitiveness Coal Retirement Assessment Using Synapse's Coal Asset Valuation Tool (CAVT)*. Massachusetts, USA: Synapse Energy Economics Inc.

MALONEY, J. O. (2008). *Perry's Chemical Engineering Handbook* (8th ed.). USA, Kansas: McGraw Hill.

MILLER, M., WEBSTER, L. RADER, P., AKEN, K. Y BUSSELL, C. (2003) Centralia Retrofits: a Benchmark for Wet FGD. *Modern Power Systems*, 23(7), 17-19. Recuperado el 15 de octubre de 2015, de <https://business.highbeam.com/4364/article-1G1-107124828/centralia-retrofit-benchmark-wet-fgd-technical-and>

NORTH, B., ENGELBRECHT, A. Y OBOIRIEN, B. (2015). Feasibility Study of Electricity Generation from Discard Coal. *The Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy*, XV(115), 573-580. Recuperado el 10 de febrero de 2016, de http://www.scielo.org.za/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0038-223X2015000700005

PETERS, M. y TIMMERHAUS, K. D. (1991). *Plant Design and Economics for Chemical Engineers* (4th. ed.). Colorado, USA: Ed. McGraw-Hill International.

PRETORIUS, I., PIKETH, S., BURGER, R. y NEOMAGUS, H. (2015). A perspective on South African Coal Fired Power Station Emissions. *Journal of Energy in Southern Africa*, 26(3), 7-40. Recuperado el 10 de febrero de 2016, de http://www.scielo.org.za/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S1021-447X2015000300004

Recibido: 25/01/2016

Aprobado: 20/09/2016

Isnel Benítez Cortés. Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Camagüey
Ignacio Agramonte Loynaz. isnel.benites@reduc.edu.cu

Tabla. Comparación de los costos capitales y de reducción del SO₂

Casos	Remoción SO ₂ (%)	Costos capitales (\$/kW)	Control total (\$/ton SO ₂)
Tecnología de lavado de gases	90	150-280	1,150
Secador rociado semiseco	90	140-210	950
Tecnologías inyección seca (U.S.)	40-60	70-120	1,000
Tecnologías inyección seca	Aprox. 60	75	850
Multi-etapas. Estimación preliminar	85-90	<120	800
Inyección seca Benetech. Inc.	90	75	600





