

## Planta de Captura de CO<sub>2</sub> Acoplada a una Microturbina con Recirculación de Gases

PÉREZ, Jordán†, AGUILLÓN, Javier, HUANTE, Liborio, ZAVALA, Alan

Recibido 1 de Enero, 2016; Aceptado 21 de Junio, 2016

### Abstract

Con el objetivo de establecer los parámetros de diseño para la construcción de un sistema experimental de captura de CO<sub>2</sub> acoplado a sistemas de generación de electricidad, se realizaron simulaciones con un modelo integrado desarrollado en Thermoflex y Aspen Hysys para una microturbina Capston de 200 kW adquirida por el INEEL. A partir de datos obtenidos en pruebas experimentales de la microturbina a diferentes cargas utilizando Gas Natural (GN), se simuló la planta de captura de CO<sub>2</sub> en Hysys utilizando monoetanolamina (MEA) como solvente. Se realizaron las simulaciones para el dimensionamiento de los equipos y el cálculo de las inversiones requeridas para captura de CO<sub>2</sub>. Posteriormente se simularon diferentes condiciones de operación con recirculación de gases de escape (GE) en la turbina de gas a diferentes tasas de flujo, lo cuál incrementara el contenido de CO<sub>2</sub> y ayudará a reducir el costo de operación del sistema de captura de CO<sub>2</sub>.

**Captura, CO<sub>2</sub>, Generación, Microturbina, Eficiencia, Aminas, Recirculación de Gases**

### Resumen

In order to establish the design parameters for the construction of an experimental system that allows to study power generation systems when they are coupled to systems CO<sub>2</sub> capture with solvents, simulations were performed with an integrated model developed in Thermoflex and Aspen Hysys for a Capstone microturbine of 200 kW acquired by the INEEL. Data obtained in experimental tests of the microturbine to different loads using Natural Gas (NG), the CO<sub>2</sub> capture plant is simulated in Aspen Hysys using monoethanolamine (MEA) as the solvent. Simulations for sizing of equipment and calculation of the required investments of CO<sub>2</sub> capture. Subsequently different operating conditions were simulated in exhaust gas (EG) recirculation gas turbine at different flow rates, which will increase the CO<sub>2</sub> content and will help reduce the operating cost of CO<sub>2</sub> capture system.

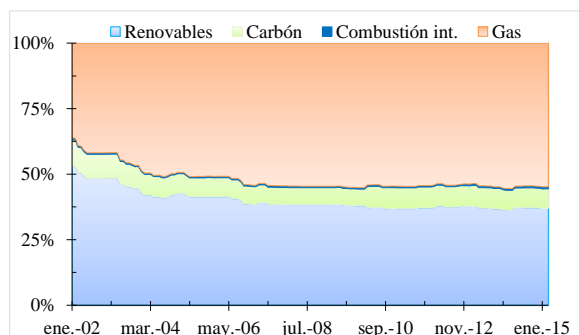
**CCS, energy, Microturbine, Generation, MEA, Exhaust Gases Recirculation**

**Citación:** PÉREZ, Jordán, AGUILLÓN, Javier, HUANTE, Liborio, ZAVALA, Alan. Planta de Captura de CO<sub>2</sub> Acoplada a una Microturbina con Recirculación de Gases. Revista de Simulación y Laboratorio. 2016, 3-7:10-17

† Investigador contribuyendo como primer autor

## Introducción

El estudio de sistemas de generación de electricidad en ciclo combinado con gas natural (GN) es importante debido al incremento de generación en el sector nacional, ya que a Marzo de 2015 presentaba un total de 54,902 MW<sup>1</sup> (del orden de 10% de incremento respecto al 2002). El Gráfico 1 muestra dicho crecimiento desde Enero de 2002 a Marzo de 2015; Renovables incluye Nucleoeléctrica, Geotérmica, Eólica, Hidroeléctrica y Fotovoltaica. Carbón incluye Carboeléctrica y Dual y para Gas incluye Ciclo Combinado y Turbogas).



**Gráfico 1** Porcentaje de generación eléctrica por tipo de combustible de 2002-2015.

Adicionalmente a lo anterior y dentro de las estrategias nacionales en materia de energía para el sector de generación eléctrica en México, se prevé un crecimiento importante de nuevos ciclos combinados en la matriz energética (PRODESEN, 2015). Dentro de las metas establecidas por el (DOF, 2013), en el corto plazo se pretende reducir un 30% de emisiones respecto a la línea base en 2020 y 50% en 2050 en relación con las emisiones del año 2000, además se pronostica la integración de sistemas de captura de CO<sub>2</sub> a centrales de ciclo combinado dentro del concepto de Tecnologías de Generación Limpia<sup>2</sup> (POISE, 2014).

La tecnología más desarrollada e implementada comercialmente para sistemas de captura de CO<sub>2</sub> en centrales termoeléctricas es la absorción con soluciones acuosas con base en aminas. Entre las principales desventajas de este proceso están los altos costos energéticos en la sección de regeneración del solvente, lo que ocasiona una reducción en la eficiencia total del ciclo de generación de energía eléctrica, ya que se utiliza vapor como fuente de energía para dicha regeneración. Se han reportado que el acoplamiento de la planta de captura puede reducir la eficiencia de la planta generadora entre 12-14% para centrales termoeléctricas con base a carbón (Wu, Liu, & Yang, 2013) y alrededor de 15% en centrales de ciclo combinado (DOE, 2010), (Finkenrath, 2011). Por tal motivo el desarrollo de nuevos solventes (Rolker & Seiler, 2011), (Oexmann & Kather, 2010) y la optimización de los procesos de captura acoplados con centrales de generación son necesarios para reducir la penalización energética y los costos de la captura de CO<sub>2</sub>. (Nuchitprasittichai & Cremaschi, 2013), (Agbonghae, Hughes, Ingham, Ma, & Pourkashanian, 2014). El presente trabajo tiene como objetivo buscar un modelo integrado que considere la inversión y diseño de un sistema experimental de una planta de captura de CO<sub>2</sub> acoplado a un ciclo de potencia, el cual permitirá simular los requerimientos energéticos y económicos a pequeña escala, así como las particularidades de su implementación; para posteriormente aplicarse a las principales fuentes de emisión de CO<sub>2</sub> en México, que son las centrales de generación eléctrica. A su vez se analizará el sistema de recirculación de gases de escape (GE), el cuál permitiría reducir los tamaños del absorbedor y del separador del sistema de captura, disminuyendo así, la inversión y la penalización energética (Li, Haugen, Ditaranto, Berstad, & Jordal, 2011).

<sup>1</sup> Los datos presentados son oficiales y obtenidos del Sistema de Información Energética

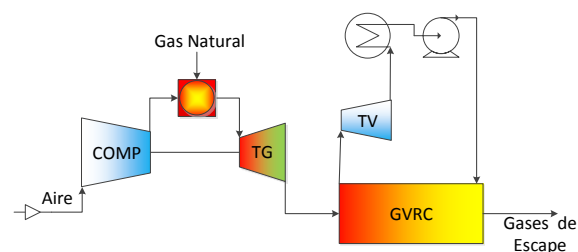
<sup>2</sup> También llamadas Nueva Generación Limpia (NGL)

Además, se obtendrán las bases teóricas para la correcta implementación de sistemas de captura de CO<sub>2</sub> en turbinas de gas en un futuro próximo, conociendo con buena aproximación las características adecuadas del proceso de captura de CO<sub>2</sub> para el país, por su condición geográfica, climatológica y por tipo de combustible.

## Desarrollo

La tecnología de ciclo combinado consiste en generar energía eléctrica con una Turbina de Gas (TG).

La Figura 1 muestra el diagrama de flujo simplificado de un sistema de generación de ciclo combinado con base en GN, donde el aire ambiente es comprimido aproximadamente a 30 kg/cm<sup>2</sup> en un compresor centrífugo o axial (COMP) acoplado en el eje de la turbina y luego es mezclado con el GN presurizado en una cámara de combustión. La mezcla de aire-combustible es quemada y los gases de combustión calientes se expanden a través de una turbina para generar energía eléctrica. La potencia neta generada por la turbina se define como el poder de expansión de la turbina de potencia menos la energía requerida para accionar el compresor de aire. Los gases de combustión de baja presión que abandonan la turbina de gas todavía contienen mucha energía en forma de calor, el cuál es recuperado en un generador de vapor por recuperación de calor (GVRC). El vapor generado en el GVRC se utiliza para accionar una turbina de vapor (TV) que produce energía eléctrica adicional. La combinación de la TG (ciclo Brayton) y TV (ciclo de Rankine), se define como una central de ciclo combinado (CCC), cuya eficiencia neta es del orden de 50-55% (en comparación con 35-40% de una planta subcrítica típica de carbón pulverizado).



**Figura 1** Diagrama simplificado de una CCC.

En la actualidad, la absorción química por aminas es la tecnología líder para la captura de CO<sub>2</sub> de gases de combustión en postcombustión (Rochelle, 2009). Esta tecnología se ha utilizado durante décadas para separar el CO<sub>2</sub> de las corrientes de gas en la industria y es madura. El proceso de captura de CO<sub>2</sub> con base en amina por absorción química de gases de combustión se muestra esquemáticamente en la Figura 2. El proceso de absorción de referencia se basa en una solución acuosa con 30% en peso de monoetanolamina (MEA) como el ingrediente activo (Chapel, Mariz, & Ernest, 1999). Su principio fundamental es una reacción exotérmica, reversible entre el ácido débil (por ejemplo CO<sub>2</sub>) y una base débil (por ejemplo MEA) para formar una sal soluble (Kohl & Nielsen, 1997).

El gas de combustión de un ciclo de potencia necesita ser enfriado antes de estar en contacto con el disolvente. Este es bombeado a través de una columna de absorción en la que el CO<sub>2</sub> se une al absorbente a temperaturas entre 40 y 60 °C, esta corriente es llamada amina rica, ya que contiene el CO<sub>2</sub> capturado. Posteriormente la amina rica es bombeada a la parte superior de una columna de separación. En esta columna, se utiliza calor para liberar el CO<sub>2</sub> de la amina. La regeneración de la amina se lleva a cabo a una temperatura entre 100 y 140 °C. Este calor se obtiene del vapor que se extrae del ciclo de potencia. La presión del proceso de regeneración está limitado por la amina que se emplee para la captura, ya que esta se degrada con la temperatura.



## Metodología

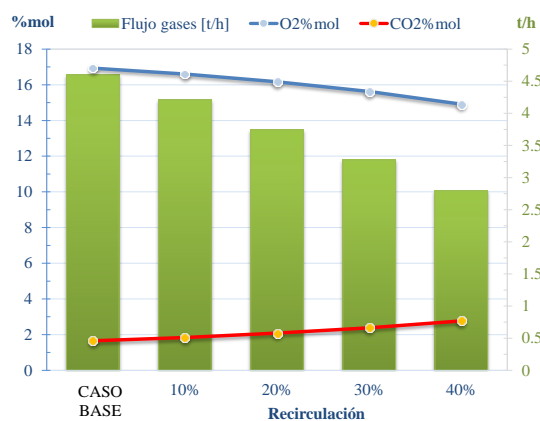
El sistema completo se modeló en dos etapas. En primer lugar, se modeló en Thermoflex V25 la Microturbina CAPSTONE-C200 con recuperador de calor y aceite térmico, en condiciones ISO de diseño (1 bar de presión, 60% Humedad Relativa (HR) y 15 °C de temperatura ambiente), para después ajustar a condiciones de SITIO en Cuernavaca (0.8714 bar, 43% HR, 32.4°C), obteniendo la composición de GE para gas natural típico de México como combustible. Las pruebas realizadas en condición de SITIO ayudaron a validar el modelo al 100% de carga.

La segunda parte considera como datos de entrada las condiciones del flujo y composición de GE obtenidas por Thermoflex, para posteriormente modelar el sistema de captura de CO<sub>2</sub> en Aspen Hysys V8.6 utilizando el paquete termodinámico de 'Acid Gas'. (Warudkar, Cox, Wong, & Hirasaki, 2013) reporta que al operar el proceso de regeneración a altas presiones, tiene importantes reducciones en el consumo de vapor para regeneración de la amina, debido a la utilización de MEA como amina para la captura de CO<sub>2</sub>, el proceso de regeneración se lleva a cabo a una presión de 200 kPa; para posteriormente conocer aspectos técnicos del sistema de captura al 100% de carga (CASO BASE) y continuar a evaluar el sistema de captura al 10%, 20%, 30% y 40% de recirculación de GE en la Microturbina y así realizar el dimensionamiento de equipos y el costo del sistema de captura para cada caso de recirculación de GE, además de analizar las reducciones de materia prima y energía por recircular gases de escape en la etapa de generación.

## Resultados

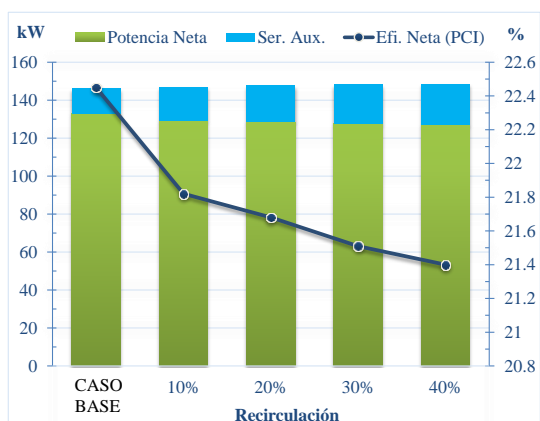
Los resultados obtenidos de las simulaciones en Thermoflex para el CASO BASE y con recirculación de GE a diferentes tasas se muestran en el

Gráfico 2, en donde se aprecia una reducción del contenido de O<sub>2</sub> de 16.9 a 14.9 %mol; así mismo, se obtuvo un incremento de la concentración de CO<sub>2</sub> de 1.84 a 2.77 %mol (67%) y una reducción en el flujo de 4.6 a 2.79 t/h en GE respecto al CASO BASE.



**Gráfico 2** Comportamiento de GE por efecto de recirculación.

La instalación del sistema de recirculación muestra una mejoría en la potencia bruta generada, debido a que se enfría el aire a la entrada del compresor con los gases en recirculación, obteniéndose una temperatura inferior a la temperatura en la condición de SITIO, permitiendo así, ingresar más volumen de aire a la cámara de combustión por el cambio de la densidad del aire. Aunque la energía eléctrica de servicios auxiliares del CCC se incrementa en un 60% por la adición de la planta de captura (en mayor medida por el ventilador recirculador de gases). Este incremento en auxiliares hace que la eficiencia del sistema de generación disminuya en 1.05% respecto al CASO BASE (ver Gráfico 3).



**Gráfico 3.** Potencia generada y eficiencia neta para diferentes tasas de recirculación de GE.

Se realizó además la evaluación del costo del sistema de captura de CO<sub>2</sub>, para cada caso de recirculación de GE, donde se identifican las variaciones en el consumo de agua, energía de regeneración y amina gastada, para posteriormente calcular la inversión total de operación del sistema de captura de CO<sub>2</sub>. Se observa que el costo del sistema de captura tiene una pequeña disminución en costos de capital (CAPEX por sus siglas en inglés) (ver

Tabla 2 y Gráfico 4) debido a las variaciones en el flujo de GE, por ello, se tienen variaciones en los insumos de materia prima y energía de regeneración en el separador, así como el agua de enfriamiento, debido a la disminución de flujo de GE (ver Tabla 1).

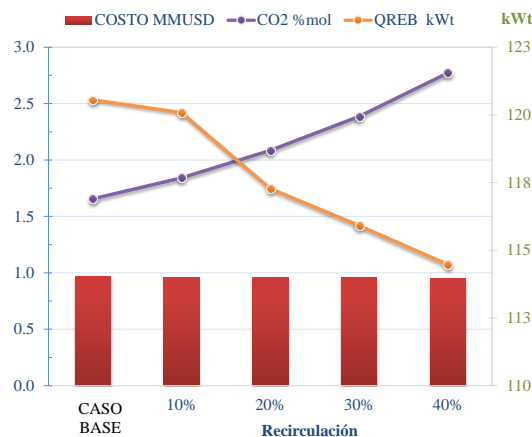
Variable	Flujos de Materia en kg/h				
	% de Recirculación de GE				
	BASE	10	20	30	40
Agua de enfriamiento	3,700	3,400	3,000	2,700	2,400
Gases de combustión	4,600	4,212	3,744	3,276	2,792
Agua de Lavado	129	119	105	92	78
Gases de Limpios	4,635	4,238	3,761	3,283	2,788
Solución MEA al 30% peso	2,358	2,304	2,251	2,202	2,153
CO <sub>2</sub>	111	113	113	113	113

**Tabla 1** Flujos de materia del sistema de captura a diferentes tasas de recirculación de GE.

En la Tabla 2 se presenta el resumen de costos para las diferentes tasas de recirculación de GE.

Variable	Miles de dolares 2016				
	% de Recirculación de GE				
	BASE	10	20	30	40
CAPEX	933.4	932.6	926.2	925.8	922.7
OPEX	29.7	29.7	29.5	29.4	29.3
Costos fijos*	23.3	23.3	23.2	23.1	23.1
Costos variables**	6.4	6.4	6.3	6.3	6.2
<b>TOTAL</b>	<b>963.2</b>	<b>962.3</b>	<b>955.7</b>	<b>955.3</b>	<b>952.0</b>

**Tabla 2** Costos de la planta de captura de CO<sub>2</sub>.<sup>3</sup>



**Gráfico 4.** Resumen de costos del sistema de captura y energía de regeneración variando la concentración de CO<sub>2</sub> por recirculación de GE.

**Anexos**

Recirculación de gases de combustión (EGR): una porción de los gases de combustión es enfriada y recirculada a la entrada del compresor de aire de alimentación y reemplaza una parte del aire enviado a la cámara de combustión de la turbina de gas.

Humidificación de aire (EvGT): se introduce agua o vapor al ciclo y una parte del aire es reemplazado por vapor. El vapor podría ser fácilmente separado de los gases de combustión por condensación.

<sup>3</sup> \* Costos fijos son el 2.5% del CAPEX (McKinsey & Company, 2008)

\*\* Costo de MEA = USD 1200/t, Costo de Tratamiento de Desechos = USD 100/t. Costo de Aditivos = 1.5 veces del costo total de MEA

Quemadores suplementarios después de la combustión (SFC): posee una unidad de combustión secundaria a la salida de la turbina de gas. La cual quema combustible adicional con el oxígeno remanente de los gases de combustión por exceso de aire, para después enviar los gases más calientes al GVRC que genera vapor para el ciclo Rankine.

Quemadores externos (EFC): en un ciclo de turbina de gas con quemadores externos los gases de combustión no están en contacto directo con los álabes de la turbina, el calor de los gases de combustión caliente proveniente de los quemadores externos se transfiere al aire comprimido mediante un intercambiador de calor de contacto indirecto.

Recirculación selectiva con membrana (S-EGR): el gas de combustión se pasa por un lado de una membrana de separación, en la cual se hace pasar aire en contracorriente al gas de combustión del otro lado de la membrana. Debido a que la membrana es selectiva para CO<sub>2</sub> sobre oxígeno y nitrógeno, el CO<sub>2</sub> penetra o permea en la corriente de aire de alimentación, la cual es enviada al compresor que a su vez enviara a la cámara de combustión con el combustible. En lugar de mezclar los gases de combustión no separados con la corriente de aire (como lo hace el EGR), este sistema recircula selectivamente el CO<sub>2</sub> de los gases de combustión..

### Agradecimiento

Los autores desean agradecer el apoyo brindado por CONACyT, Instituto de Ingeniería de la UNAM y el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias INEEL.

### Conclusiones

Al analizar el desempeño de la planta de generación de electricidad y de captura de CO<sub>2</sub> y de los costos asociados a estas, se observa que el operar al 40% de recirculación de GE, los costos de captura se reducen un 1% respecto al costo CASO BASE. Hay un efecto positivo en la generación bruta, en donde se incrementa la generación, pero se reduce la generación neta por consumo de equipos auxiliares adicionales.

Se comprueba el incremento de contenido de CO<sub>2</sub> con recirculación de GE en la Microturbina.

Debido a la escala tan pequeña de la planta de captura, la metodología de cálculo de costos de inversión (Towler & Sinnott, 2008) no es sensible a las variaciones utilizadas en este caso de estudio y no se aprecia una disminución considerable (Gráfico 4) en el costo total del sistema de captura, por ello se pretende escalar a tamaño industrial con nuevas simulaciones y análisis, así como de presentar a futuro los costos nivelados de generación de electricidad y de captura de CO<sub>2</sub>.

### Referencias

Agbonghae, E. O., Hughes, K. J., Ingham, D. B., Ma, L., & Pourkashanian, M. (2014). Optimal process design of commercial-scale amine-based CO<sub>2</sub> capture plants. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 53(38), 14815–14829. <http://doi.org/10.1021/ie5023767>

CFE. (2014). Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico. *POISE 2014-2028*.

Chapel, D. G., Mariz, C. L., & Ernest, J. (1999). Recovery of CO<sub>2</sub> from Flue Gases: Commercial Trends. *Canadian Society of Chemical Engineers Annual Meeting*, 17. Retrieved from <http://www.canadiancleanpowercoalition.com/pdf/AS10-2b3.pdf>

DOF. (2013). Estrategia Nacional de Cambio Climático, 61. <http://doi.org/10.4206/agrosur.1974.v2n2-09>

Finkenrath, M. (2011). Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation. *IEA Energy Papers*, 51. <http://doi.org/10.1002/ceat.201100444>

Kohl, A. L., & Nielsen, R. B. (1997). *Gas Purification*. *Gas Purification*. <http://doi.org/10.1016/B978-088415220-0/50009-4>

Li, H., Haugen, G., Ditaranto, M., Berstad, D., & Jordal, K. (2011). Impacts of exhaust gas recirculation (EGR) on the natural gas combined cycle integrated with chemical absorption CO<sub>2</sub> capture technology. *Energy Procedia*, 4, 1411–1418. <http://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.006>

McKinsey & Company. (2008). Carbon Capture and Storage: Assessing the Economics. *Chemical Engineering Journal*, 213, 371–391. <http://doi.org/10.1016/j.cej.2012.09.121>

Nuchitprasittichai, A., & Cremaschi, S. (2013). Optimization of CO<sub>2</sub> Capture Process with Aqueous Amines -A Comparison of Two Simulation- Optimization Approaches. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 52(30), 10236–10243. <http://doi.org/10.1021/ie3029366>

Oexmann, J., & Kather, A. (2010). Minimising the regeneration heat duty of post-combustion CO<sub>2</sub> capture by wet chemical absorption: The misguided focus on low heat of absorption solvents. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(1), 36–43. <http://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.09.010>

Rochelle, G. T. (2009). Amine Scrubbing for CO<sub>2</sub> Capture. *Science*, 325(5948), 1652–1654. <http://doi.org/10.1126/science.1176731>

Rolker, J., & Seiler, M. (2011). Industrial Progress: New Energy-Efficient Absorbents for the CO<sub>2</sub> Separation from Natural Gas, Syngas and Flue Gas. *Advances in Chemical Engineering and Science*, 01(04), 280–288. <http://doi.org/10.4236/aces.2011.14039>

Secretaria de Energía. (2015). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029. *Sener*, 1–250.

Towler, G. P., & Sinnott, R. K. (2008). *Chemical engineering design: principles, practice and economics of plant and process design*. <http://doi.org/10.1016/B978-0-08-096659-5.00022-5>

U.S. Department of Energy. (2010). Cost and performance baseline for fossil energy plants. Volume 1: Bituminous coal and natural gas to electricity final report, Revision 2, 1(November), 600. <http://doi.org/DOE/NETL-2010/1397>

Warudkar, S. S., Cox, K. R., Wong, M. S., & Hirasaki, G. J. (2013). Influence of stripper operating parameters on the performance of amine absorption systems for post-combustion carbon capture: Part I. Vacuum strippers. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 16, 351–360. <http://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.01.049>

Wu, Y., Liu, W., & Yang, Y. (2013). Optimization of an Existing Coal-fired Power Plant with CO<sub>2</sub> Capture, 2013(July), 157–161. <http://doi.org/10.4236/epe.2013.54B030>