

INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE CAPTURA DE CO₂ EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE CICLO COMBINADO EN MÉXICO

JAVIER AGUILLÓN MARTÍNEZ

Esta investigación es el resultado de una tesis doctoral de Jordán Pérez Sánchez realizada bajo la dirección del Dr. Javier Aguillón, investigador titular del IIUNAM. Trabajo que se hizo acreedor al segundo lugar del Premio CFE-Fundación UNAM 2018.

El tema surge a raíz de que en la 11ª Conferencia Internacional sobre Tecnologías de Control de Gases de Efecto Invernadero (GHGT-11), que tuvo lugar en la ciudad de Kyoto, Japón en 2012, se estableció que los países deben enfocar sus estudios en la disminución a gran escala de la emisión de gases efecto invernadero en la generación de energía eléctrica. Aparentemente estas medidas acarrearán altos costos. Sin embargo, son numerosas las ventajas que esto representa para el planeta.

El calentamiento global y los daños ambientales están relacionados con las emisiones de CO₂; estas emisiones provocan el llamado gas de efecto invernadero conocido como una amenaza potencialmente grave para el medio ambiente de la Tierra (Lu *et al.* 2015; Shamiri *et al.* 2016). El perfil de emisiones de CO₂ de México está muy inclinado

hacia el transporte, en 2013 representó 32% de las emisiones relacionadas con la energía. A esto le siguió 25% del sector eléctrico, 21% del sector industrial, principalmente en la fabricación de cemento, y 10% de la industria petroquímica.

Según reporte de la IEA (International Energy Agency 2016) las proyecciones indican que la dependencia futura a los combustibles fósiles es inminente, específicamente a la generación de energía eléctrica a través del gas natural, por lo que necesitamos implementar sistemas más eficientes.

La manera más eficiente de producir energía eléctrica en México es por medio de las centrales térmicas de ciclo combinado (NGCC por sus siglas en inglés).

En nuestro país, según reporte de marzo de 2015, tenemos una generación global de alrededor de 54,902 MWe con un aumento aproximado de 10% en comparación con 2002; en la figura 1 se aprecia que las energías renovables incluyen la energía nuclear, geotérmica, eólica, hidroeléctrica y fotovoltaica. El carbón incluye carbón pulverizado doble, además, el gas incluye el ciclo combinado y turbogas.

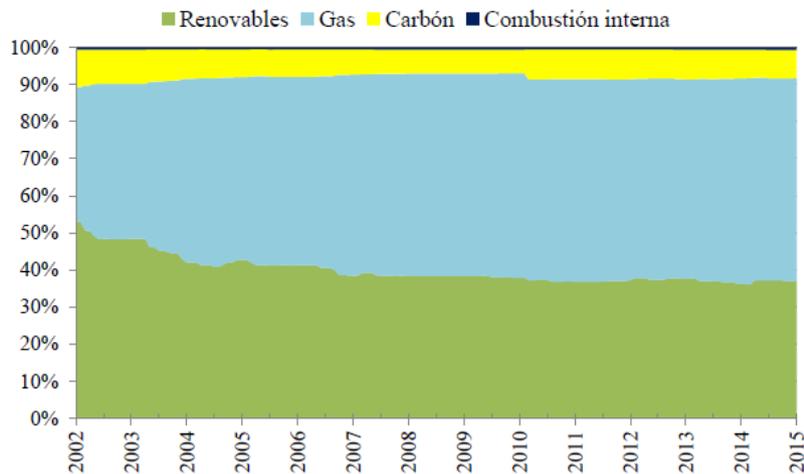


Figura 1. Porcentaje de generación por tipo de combustible desde 2002-2014 (En renovables se incluye Nucleoeléctrica, Geotérmica, Eólica, Hidroeléctrica y Fotovoltaica). Para Carbón se incluye carboeléctrica y Dual, finalmente, para Gas se incluye Ciclo combinado y Turbogás (elaboración propia)

Resultados de la integración del sistema de captura (EGR)

Una vez obtenido el CNE y conociendo la mejor tecnología de captura de CO₂, se procedió a realizar la integración de estos parámetros durante la simulación computacional de escenarios para detectar el precio óptimo de acuerdo con la concentración de CO₂ en los gases de salida. El escenario base fue de 32.94 USD/MWh con una reducción en el CNE hasta de 10 USD/MWh para los escenarios que integran estas tecnologías. Para que esto se dé, hay que aumentar 40% de EGR y el contenido de CO₂ de 4.2 a 7.1% en moles.

Además, el Consumo Específico de Energía Primaria para CO₂ evitado (SPECCA por sus siglas en inglés) mínimo es de 3.18 GJ/tCO₂ para 40% de EGR, en comparación con 3.68 GJ/tCO₂ para NGCC-CCS (ver figura 3).

Conclusiones

Esta metodología también fue probada en sistemas de cogeneración de pequeña escala, donde se comprobó la posibilidad de extrapolar la metodología a sistemas de menor capacidad, así como a la integración de sistemas que utilicen energías renovables.

Los resultados obtenidos en este estudio respaldan el uso de la metodología para la evaluación de tecnologías

NGCC en México. Esto se puede usar en el futuro para obtener un costo de referencia teórico por la implementación del sistema de captura de CO₂ a nuevos sistemas de generación de electricidad.

Los sistemas de producción que emiten emisiones cercanas a cero requieren inversiones iniciales muy grandes, por lo que los sistemas NGCC-CCS de alta eficiencia y bajas emisiones sólo pueden implementarse a través del apoyo gubernamental mediante impuestos al carbono o financiamiento nacional.

Recomendaciones

Con la investigación realizada, se recomienda implementar sistemas de captura de CO₂ a sistemas de generación de ciclo combinado, sólo si cuentan con sistemas de recirculación de gases a 40%, ya que el incremento en el costo de la producción de electricidad fue el menor para los casos con captura. Adicionalmente, en plantas de generación de energía existentes se recomienda implantar la tecnología de CCS, propuesta por el Instituto de Ingeniería de la UNAM, siempre y cuando se pueda implementar en todas las turbinas del sistema.

Se recomienda usar la configuración del sistema de captura de CO₂ estudiada en este trabajo, por su madurez tecnológica, por ser punto de referencia a nivel internacional, así como su fácil comparación con otros sistemas en el mundo.

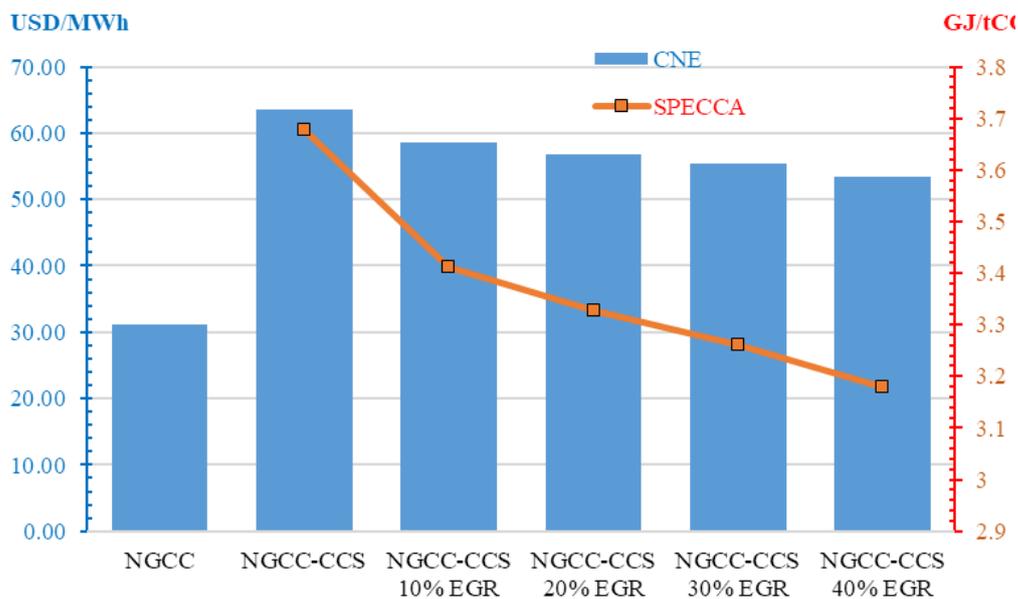


Figura 3. Comparativa del incremento de CNE para el sistema NGCC con captura de CO₂ y sistema EGR con SPECCA, elaboración propia

Referencias

1. CB&I Stone & Webster I. (2015). Assessment of Natural Gas Combined Cycle Plants for Carbon Dioxide Capture and Storage in a Gas Dominated Electricity Market.
2. CFE (2014a). Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico. POISE 2014-2028.
3. DOF (2016). Ley General de Cambio Climático. 01-06-2016 1-44.
4. Elkady A. M., Evulet A., Brand A., *et al.* (2009). Application of Exhaust Gas Recirculation in a DLN F-Class Combustion System for Postcombustion Carbon Capture. *J Eng Gas Turbines Power* 131:034505. doi: 10.1115/1.2982158.
5. Elkady A. M., Evulet A., Brand A., *et al.* (2009). Application of Exhaust Gas Recirculation in a DLN F-Class Combustion System for Postcombustion Carbon Capture. *J Eng Gas Turbines Power* 131:034505. doi: 10.1115/1.2982158.
6. González-Salazar, M. A. (2015). Recent developments in carbon dioxide capture technologies for gas turbine power generation. *Int J Greenh Gas Control* 34:106-116. doi: 10.1016/j.ijggc.2014.12.007.
7. International Energy Agency (2016). Mexico Energy Outlook Special Report.
8. Lu J. G., Gao L., Wang J. T., *et al.* (2015). Prediction and validation of physical property for a CO₂ capture agent of aqueous (potassium citrate + 2-amino-2-methyl-1-propanol). *J. Nat. Gas. Sci. Eng.* 27:1574-1584. doi: 10.1016/j.jngse.2015.10.025.
9. Merkel T. C., Wei X., He Z., *et al.* (2013). Selective Exhaust Gas Recycle with Membranes for CO₂ Capture from Natural Gas Combined Cycle Power Plants. *Ind. Eng. Chem. Res.* 52:1150-1159. doi: 10.1021/ie302110z.
10. Olson A., Nick S., Kush P., Gabe K. (2014). Capital Cost Review of Power Generation Technologies. *West Electr Coord Counc* 105.
11. Shamiri A., Shafeeyan M. S., Tee H. C., *et al.* (2016). Absorption of CO₂ into aqueous mixtures of glycerol and monoethanolamine. *J. Nat. Gas. Sci. Eng.* 35:605-613. doi: 10.1016/j.jngse.2016.08.072.