

Nuevos elementos para el estudio de la cogeneración en Colombia

*John Ramiro Agudelo Santamaría**, *Andrés A. Amell Arrieta**
y *Francisco J. Cadavid**

(Recibido el 25 de febrero de 2002)

Resumen

El programa de masificación de gas natural aporta un elemento nuevo de gran importancia para los proyectos de cogeneración de pequeña y mediana escala en la industria del interior del país. Las nuevas tecnologías de motores de combustión interna alternativos (MCIA) diseñados para operar con gas natural exclusivamente o para operación dual diesel-gas natural, ofrecen rendimientos globales más elevados que los motores convencionales, con ventajas ambientales significativas. Este artículo, además de presentar un estado del arte de estas tecnologías, aporta nuevos elementos para evaluar la viabilidad técnico-económica de proyectos de cogeneración valiéndose de las unidades existentes que se han utilizado para autogeneración.

El trabajo también resalta las múltiples posibilidades que presentan los MCIA en el campo de la cogeneración a las pequeñas y medianas empresas (PYMES) aprovechando la exergía del calor de los gases de escape no solo en la generación directa de vapor o agua caliente a diferentes temperaturas, sino también en procesos de precalentamiento de fluidos utilizados en sistemas energéticos convencionales.

-----*Palabras clave:* cogeneración, motores de combustión interna, motores duales, gas natural, exergía.

New issues to study cogeneration in Colombia

Abstract

Actually cogeneration projects are strongly attractive in Colombia due to government policies regarding natural gas massive program. Also new internal combustion engines (ICE), like natural gas designed engines or dual fuel (diesel-natural gas) engines, offers higher total efficiency than conventional reciprocating engines, with notorious environmental advantages. This paper reviews these technologies and provides new elements to study technical and economical cogeneration projects viability also taking into account the existent autogeneration units.

* Miembros del Grupo de Ciencia y Tecnología del Gas y Uso Racional de la Energía. Facultad de Ingeniería. Univerisdad de Antioquia. radian@udea.edu.co.

The paper also shows other possibilities for cogeneration whit ICE in small and medium industries, by using heat not only in steam generation or heated water, but in pre-heating fluids in conventional energy systems.

----- *Key words:* cogeneration, internal combustion engines, dual engines, natural gas, exergy

Introducción

La situación más común en la mayoría de las industrias consiste en cubrir la totalidad de su demanda de energía eléctrica con la red de distribución local, y la demanda de energía térmica mediante calderas convencionales *in situ*. La producción de energía centralizada mediante termoeléctricas convencionales alcanza rendimientos eléctricos entre el 30 y 35% y en ciclos combinados se puede llegar hasta un 58%. Esto significa que el resto de la energía suministrada va al entorno en forma de calor (agua y gases de escape) ya que no resulta práctico transportar a un usuario a través de largas distancias.

En un sistema de cogeneración las grandes centrales termoeléctricas se descentralizan en pequeñas plantas ubicadas en sitios cerca del consumo de modo que, a partir de la misma energía primaria (combustible) se pueda generar energía eléctrica y recuperar simultáneamente la energía térmica de los gases de escape en forma de calor útil a través de sistemas de recuperación de calor.

Todo proceso de conversión de energía térmica en energía mecánica está sujeto a un rendimiento de conversión que es variable en función del tipo de motor empleado (turbina de gas o motor de combustión interna o externa). En los sistemas convencionales, la energía procedente del combustible que no es convertida en electricidad se disipa incrementando la entropía del entorno. En esta perspectiva los sistemas de cogeneración están concebidos para aprovechar el calor residual que los otros “pierden”.

Los calores residuales son de más baja calidad que la energía primaria. Esto explica el porqué aquellas industrias que requieran temperaturas elevadas, como la cementera, la metalúrgica o la incineración de residuos, pese a consumir gran cantidad de energía térmica no son aptas para cogenerar con los ciclos usuales, mientras que aquellas industrias que requieran calor a temperaturas entre 150 y 500 °C, como la industria química, papelera, alimenticia, cerámica, agroalimentaria, cervecera, etc., son aptas para

estas aplicaciones. En este último tipo de industrias, el uso de combustibles capaces de producir energía térmica de alta calidad, 1.500 °C por ejemplo, en calderas convencionales, suponen un despilfarro termodinámico evidente. Este punto de vista hace que se pueda añadir a la definición de cogeneración la de “Sistema tecnológico que transforma una energía de calidad media (la del combustible) en energía de alta calidad (electricidad) y de baja calidad (vapor, agua caliente) pero útil” [1].

La cogeneración goza de gran aceptación en Europa y Estados Unidos, debido a que representa un ahorro sustancial de energía primaria para los estados y garantiza un uso más racional de la energía [2]. La utilización de sistemas de cogeneración en Colombia se ha dado con mayor frecuencia en grandes industrias con demandas de vapor muy superiores a la de energía eléctrica. Esta situación ha favorecido principalmente a las turbinas de vapor como elemento motor, situación esta que garantiza el consumo total de la electricidad generada, y la compra a la red de distribución en caso de no alcanzar a suplir toda la demanda. Es menos común, encontrar casos en los que se empleen otros tipos de máquinas térmicas para la cogeneración en el sector industrial colombiano [3].

Este artículo pretende mostrar el potencial de cogeneración que representan los motores de combustión interna, bien sea nuevos o aprovechando los existentes, valiéndose del gas natural como fuente de energía primaria. Un estudio de viabilidad de la cogeneración realizado por la UPME durante 1996 [3], reveló que el potencial económicamente viable en el país era de 177 MW, los cuales fueron analizados únicamente considerando la turbina de vapor, la turbina de gas y el motor diesel como elementos motores. Dicho estudio no consideró el uso del gas natural como energía primaria en los motores térmicos alternativos, dedicados o duales, los cuales desempeñan actualmente un papel protagónico gracias al programa de masificación del gas natural, generándose un elemento nuevo de gran importancia para la incursión de proyectos de cogeneración de

pequeña y mediana escala en las industrias del interior del país. Esto beneficiaría especialmente a las PYMES, muchas de las cuales podrían cogenerar con las unidades de autogeneración existentes en planta, empleadas en la mayoría de los casos para suplir picos o emergencias

Factores para la elección del sistema de cogeneración

La tabla 1 presenta los factores más decisivos al momento de elegir el elemento motor idóneo en un sistema de cogeneración. Los valores y rangos que allí se presentan pueden consultarse en las fuentes bibliográficas [4-7].

Los tres tipos de motores pueden emplear postcombustión en la caldera de recuperación de calor residual, de haberla, caso en el cual la turbina de gas es la más favorecida debido al elevado contenido de oxígeno en sus gases de escape (14 a 17%) lo que hace que no se requiera suministro adicional de aire en la mayoría de los casos [8-10].

Una turbina de gas cuando opera al 50% de carga, en el mejor de los casos, puede alcanzar el 75% de su rendimiento a plena carga. Debido a esto, se recomienda operarlas entre el 80 y el

100% de carga todo el tiempo. Adicionalmente, los arranques y paradas repetidos afectan su vida útil. Como valor orientativo se considera un acortamiento en su vida de 8 horas por arranque, que traduciéndolo a arranques diarios, puede suponer un acortamiento en su vida de un 30 a un 40% [6].

Los MCIA tienen en general gran flexibilidad de arranques y paradas repetidos, conservando alta eficiencia a cargas parciales. En la figura 1 se puede observar que a 50% de la carga el rendimiento cae a sólo un 12% respecto al rendimiento a plena carga en un motor de gas natural y cerca de un 6% en un motor diesel, esto debido a la forma como regulan la carga ambos tipos de motores.

En la figura 2 se compara la variación del consumo específico de combustible de los MCIA con las turbinas de gas. Mientras que al 50% de la carga nominal, una turbina de gas tiene un incremento en el consumo entre el 45 y 50%, en un MCIA es solo de 12 a 15%. Esto implica que una turbina debe funcionar siempre al 100% de su potencia nominal, mientras que un motor puede adaptarse fácilmente a las variaciones de la demanda eléctrica sin incrementar fuertemente su

Tabla 1 Factores para la elección del elemento motor idóneo para cogeneración

Factor	Equipo idóneo		
	Turbina gas	MCIA a gas	MCIA diesel
Potencia (kWe)	> 2.500	15 a 3.000	Hasta 10.000
Calor / trabajo	2 a 4	< a 2,5	0,5 a 1,7
Demanda vapor (Ton/h)	> 8	< 8	
Presión vapor (bar)	> 2	< 2	
Temp. Gases escape (°C)	500 a 600	400 a 430	340 a 380
Rendimiento eléctrico	25 a 33%	26 a 40%	40 a 52%
Flexibilidad	Plena carga Paradas mínimas	Carga variable Paradas y arranques repetidos	
Piezas en movimiento	3	~ 130	

consumo específico de combustible, lo que puede resultar muy adecuado a las empresas con fuertes fluctuaciones del consumo [11].

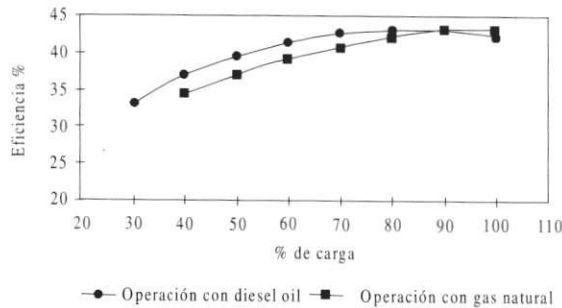


Figura 1 Rendimiento típico de los MCIA en función del grado de carga [6]

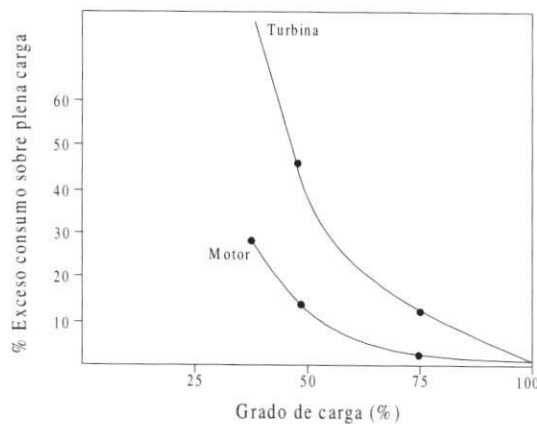


Figura 2 Consumo específico en función del grado de carga. MCIA vs Turbina de gas [11]

Balance energético de un sistema de cogeneración. Una aplicación

En el trabajo de Jones [12] se presenta un ejemplo típico de un balance energético de un sistema de cogeneración empleado para calentar agua con el fin de acondicionar el ambiente en un gimnasio. Se busca con esta aplicación obtener una expresión para mostrar qué porción de la energía extra suministrada al sistema de cogeneración se transforma en electricidad.

La relación entre la energía primaria utilizada por el sistema convencional y la energía eléctrica que el sistema de cogeneración generaría si el calor disponible es usado para producir la misma

cantidad de agua caliente puede expresarse de la siguiente manera:

$$\frac{Q_{GN,CA}}{E_{COG}} = \frac{\eta_{SRC}(1-\eta_E)}{\eta_{CA}\eta_E} \quad (1)$$

Donde:

$Q_{GN,CA}$: gas natural suministrado al calentador de agua convencional por día

η_{CA} : rendimiento del calentador convencional de agua

E_{COG} : energía eléctrica generada a diario por el sistema de cogeneración

η_E : rendimiento eléctrico del sistema de cogeneración

η_{SRC} : rendimiento del sistema de recuperación de calor

La expresión del rendimiento de conversión de energía primaria en electricidad en el sistema de cogeneración puede ordenarse de la siguiente forma:

$$\frac{Q_{GN,COG}}{E_{COG}} = \frac{I}{\eta_E} \quad (2)$$

Restando (1) de (2) se obtiene la razón entre el exceso de energía primaria y la energía eléctrica generada por el sistema de cogeneración:

$$\frac{Q_{GN,COG} - Q_{GN,CA}}{E_{COG}} = \frac{I}{\eta_E} - \frac{\eta_{SRC}}{\eta_{CA}\eta_E} + \frac{\eta_{SRC}}{\eta_{CA}} \quad (3)$$

Para el caso en que el rendimiento del calentador de agua sea igual al rendimiento del sistema de recuperación de calor ($\eta_{CA} = \eta_{SRC}$) la expresión (3) se convierte en:

$$\frac{Q_{GN,COG} - Q_{GN,CA}}{E_{COG}} = \frac{I}{\eta_E} - \frac{I}{\eta_E} + I = I \quad (4)$$

Lo que significa que el 100% de la energía primaria extra consumida por el sistema de cogeneración se transforma en energía eléctrica, o expresado en otros términos, utilizar el sistema de cogeneración equivaldría a tener un sistema de generación eléctrica con rendimiento del 100% adicional al sistema térmico convencional. Contrario a lo que podría pensarse, la ecuación (4) no viola la segunda ley de la termodinámica ya que no afirma que el rendimiento global del sistema de cogeneración sea 100%, lo que expresa es que el calor de escape está siendo recuperado en vez de desechado.

En caso de que no sea η_{CA} igual a η_{SRC} por ejemplo, si el primero es 70 y el segundo 80%, con el rendimiento eléctrico igual a 26%, la ecuación (3) establece que el 59% de esa energía extra se transforma en energía eléctrica.

Una aproximación al análisis exergético

En los procesos reales siempre hay “disipaciones” de energía o pérdida de su calidad. Esto se debe a que todos los procesos son irreversibles. Por esta razón el máximo rendimiento que una máquina térmica puede alcanzar se da cuando alcanza un ciclo completamente reversible, conocido como ciclo de Carnot. A modo de ejemplo, se enlistan a continuación valores aproximados de los rendimientos de Carnot para una turbina de gas y un MCIA:

$$\eta_{Carnot,TG} = 1 - \frac{773}{1773} = 56,4\%$$

$$\eta_{Carnot,MCIA} = 1 - \frac{693}{1773} = 60,1\%$$

En ambos casos la temperatura del foco de baja es la de los gases de escape y la del foco del alta es la de combustión.

Obsérvese que según estos resultados, el máximo rendimiento eléctrico teórico que pueden alcanzar las centrales convencionales estaría por

debajo de los calculados anteriormente, con lo cual el resto de la energía podría ser aprovechada en forma de calor útil.

Como se mostró antes, los métodos de análisis basados en la primera ley únicamente contabilizan energías en transición sin importar su calidad (electricidad, calor, combustible, etc.). Mediante esta cuantificación burda entre entradas y salidas en un sistema se consideran como pérdidas las salidas de energía que no fueron utilizadas. En este sentido, en una máquina de Carnot habría pérdidas, en tanto hay una cantidad de calor cedido al foco frío, a pesar de no existir ningún otro proceso cíclico o máquina térmica en el que dicho calor pueda ser menor.

Desde la perspectiva del análisis exergético basado en la segunda ley, se tiene en cuenta no solamente la cantidad de la energía sino su calidad. Desde este punto de vista, mucho más preciso, se dice que un proceso es ideal cuando no hay destrucción de exergía, es decir no hay irreversibilidades, ya que la destrucción de exergía es directamente proporcional a la producción de entropía y esta es cero para un proceso reversible. De este modo proceso ideal es lo mismo que proceso reversible.

Sala Lizarraga [13], resume de manera precisa la importancia del método exergético con las siguientes palabras:

Tanto la destrucción de exergía como la producción de entropía son medidas válidas de las irreversibilidades de un proceso. Sin embargo, el uso de la entropía hace difícil asignar un significado físico a la pérdida por irreversibilidad. Por el contrario, el método exergético permite valorar directamente las pérdidas reales de un proceso, es decir, evalúa la disminución en el trabajo disponible de las fuentes energéticas utilizadas, como consecuencia de la realización del proceso considerado.

A continuación se presentan los componentes básicos de la exergía termomecánica [14]:

$$dB = (\delta Q - \delta W) - T_0 \left(\frac{\delta Q}{T} + \delta \sigma \right) + p_0 dV$$

$$dB = \delta Q \left(1 - \frac{T_0}{T} \right) - (\delta W - p_0 dV) - T_0 \delta \sigma \quad (5)$$

$$\Delta B = \underbrace{\int_1^2 \delta Q \left(1 - \frac{T_0}{T} \right)}_1 - \underbrace{(W - p_0 \Delta V)}_2 - \underbrace{T_0 \sigma}_3$$

Donde:

B : exergía

Q : calor

W : trabajo

T_0 : temperatura ambiente

T : temperatura del estado termodinámico de interés

P_0 : presión ambiente

V : volumen

σ : producción de entropía

El término 1 es el contenido exergético del calor, el 2 es el contenido exergético del trabajo, y el 3 es la exergía degradada debido a las irreversibilidades.

El análisis exergético permite identificar las partes de un proceso donde se presenta la mayor degradación exergética, lo que permite introducir mejoras en el diseño de componentes y equipos que la minimicen. Además, hace posible optimizar económicamente, sistemas y procesos industriales, ya que en términos reales, una unidad de exergía equivale directamente a una unidad de energía eléctrica.

A manera de ejemplo, veamos cuánta electricidad (exergía) se puede llegar a obtener de un flujo de calor (Q) a una temperatura de 350 °C en un *ciclo inferior* de cogeneración, donde primero se utiliza el vapor y en segundo lugar se genera electricidad. Consideremos la tempera-

tura del foco de baja a 20 °C y el rendimiento de la máquina térmica del 35%:

$$B = \left(1 - \frac{293}{623} \right) Q = 0,53Q \quad (6)$$

Este resultado indica que del calor residual que se aprovecharía para generación eléctrica sólo el 53% es transformable en trabajo útil. De modo que al entrar a la máquina térmica queda que la energía eléctrica generada será de $0,53Q \times 0,35 = 0,186Q$ [9].

A continuación se presentará otro análisis en el que la exergía desempeña un papel determinante al momento de realizar inversiones. Se trata de valorar en términos económicos el efecto de las condiciones ambientales sobre una máquina y las implicaciones de utilizar sistemas de refrigeración en la admisión.

Todo sistema térmico ve afectada su potencia en el eje con la variación de las condiciones ambientales. La disminución de presión atmosférica por altitud sobre el nivel del mar y el aumento de la temperatura ambiente bajan la potencia, por esta razón es común encontrar que las grandes centrales termoeléctricas operan a bajas altitudes, sin embargo en nuestro país esto corresponde a incrementar la temperatura ambiente. Se han realizado varios estudios que muestran la viabilidad económica de realizar enfriamientos previos al aire de admisión de las turbinas de gas con diferentes tecnologías con el ánimo de mejorar su rendimiento y desempeño, debido a que manteniendo la relación aire-combustible constante se puede incrementar la carga [15-17].

En la figura 3 se observa la influencia de la temperatura ambiente sobre la carga (flujo de combustible) y la potencia neta. Se observa que una disminución de 20 a 0 °C incrementa la potencia neta en un 20%. Del mismo modo, el incremento en la temperatura ambiental de 15 °C puede suponer una disminución en la potencia al eje cercana al 10% [18].

También se observa que al incrementar la temperatura ambiente disminuye, junto con la potencia, el consumo de gas natural, lo cual sugiere que el rendimiento energético total no varía, esto se debe a que el rendimiento eléctrico disminuye, pero el térmico aumenta con el incremento de la temperatura ambiente.

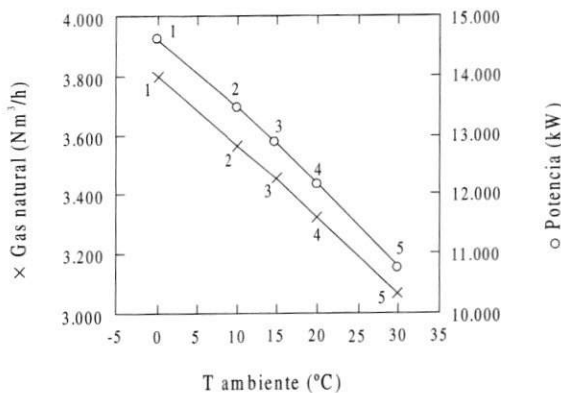


Figura 3 Efecto de la temperatura ambiente sobre la potencia neta y el caudal de combustible. Turbina de gas [18].

Bajo el punto de vista exergético el análisis es diferente. Este cambio se debe a que el análisis exergético permite considerar tanto la magnitud de los flujos de energía como su capacidad de producir trabajo, la cual aumenta al disminuir la temperatura ambiente, ya que se aleja más el estado muerto. Si la diferencia entre el precio de la energía primaria y la eléctrica es significativo, se justifica el aumento de potencia neta al disminuir la temperatura ambiente (reduciendo la humedad). En las referencias [15 a 17 y 19] pueden consultarse los sistemas más comunes para la refrigeración del aire de admisión.

Estado actual de la cogeneración con MCIA que usan gas natural

Otro elemento nuevo para considerar en los estudios de la viabilidad técnico-económica de la cogeneración en Colombia, es el cambio tecnológico que han experimentado, en los últimos cinco años, los motores de combustión interna alternativos para gas natural. En el trabajo de Amell et al. [20], se han descrito, con bastante detalle, los principales sistemas de cogeneración clasificados según el elemento motor empleado. Merece destacar los MCIA debido entre otros factores a su versatilidad y posibilidad de uso en generación de bajas potencias.

Los MCIA de gas natural son más recomendables cuando la relación calor/electricidad sea inferior a 2,5. Se usan cuando los centros de consumo que requieren menos de 8 toneladas/hora vapor saturado por debajo de 2 bar y agua caliente a un máximo de 85 a 90 °C [2, 4, 5, 7, 20 y 21]. La gama de potencia está entre 15 y 3.000 kW, con rendimientos que oscilan entre 26 y 40% (figura 4).

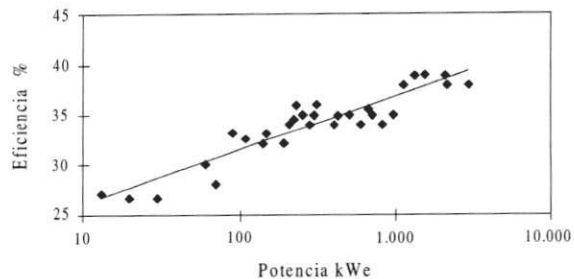


Figura 4 Rendimiento MCIA de gas natural para cogeneración [6].

En este sistema la demanda de vapor puede ajustarse bien por medio de un sistema de postcombustión o bien por medio del trabajo en paralelo con las calderas tradicionales. El sistema de postcombustión en lugar de ser un quemador ubicado en la línea de gases de escape (con temperatura entre 400 y 430 °C), suele ir acoplado a una caldera mixta, la cual produce vapor bien

por recuperación de energía en los gases de escape o mediante un quemador auxiliar de gas natural. La energía térmica recuperada de los circuitos de refrigeración del motor es de dos niveles de temperatura, uno de alta entre 70 y 90 °C que corresponde a las camisas del motor, y uno de baja entre 30 y 50 °C que corresponde a la refrigeración del postenfriador y del aceite. Cuando no sea necesario usar la energía de baja calidad del circuito, debe disiparse a la atmósfera bien mediante torres de refrigeración o aerorrefrigeradores, que es lo más usual en la mayoría de procesos industriales.

Las principales diferencias de un sistema de cogeneración con MCIA de gas natural y diesel se pueden enumerar de la siguiente manera:

- Ciclo de operación: Otto para gas natural
- Tipo de combustible: gas natural y ACPM
- Rendimiento eléctrico. Los de ciclo diesel tienen rendimientos eléctricos superiores, entre 44 y 52% [6, 22].
- Las temperaturas de los gases de escape oscilan entre 340 y 380 °C para los diesel y entre 400 y 430 °C para gas natural. El contenido de azufre en el combustible juega un papel importante, dado que el diesel, a diferencia del gas natural, no permite reducir la temperatura de los gases de escape por debajo de 170 °C.
- La relación calor/electricidad es menor en los motores diesel, entre 0,4 a 1,7

La tecnología más desarrollada en motores de gas natural es la de motores de mezcla estequiométrica con uso de catalizador de tres vías en la línea de gases de escape. Este sistema tiene sensor de oxígeno, el cual permite realimentar al computador del motor de modo que mantenga la inyección de gas natural para garantizar siempre mezcla estequiométrica. La conversión catalítica de los NOx se disminuye drásticamente cuando la mezcla se empobrece [23], afortunadamente cuando esto sucede estas emisiones tienden a disminuir debido a que disminuye la temperatura de llama en la cámara de combustión.

Los principales avances tecnológicos en estos motores se han centrado en el control del proceso de combustión por falsas detonaciones y en sensores que reajustan la operación del motor en función de la calidad del gas natural expresado en función de su contenido de metano. Este último tipo de sensor se basa en la absorción en el espectro infrarrojo. Se conecta en la línea de suministro de gas natural y retroalimenta la central de control electrónico [24].

El estado del arte en motores de encendido provocado de gas natural se encuentra en los motores de mezcla pobre (“Lean burn gas engines”), los cuales funcionan con relaciones aire/combustible relativas en el intervalo de 1,4 a 2. Estos motores admiten la mezcla pobre aire-gas natural a través del múltiple de admisión en una cámara de combustión principal, se saca una derivación de mezcla rica que es inyectada a una precámara donde se tiene una bujía que produce su encendido. La combustión se inicia en la precámara y luego se propaga a la cámara principal. El principio de quemado pobre tiene dos ventajas, de un lado se reducen drásticamente las emisiones de NOx, y por el otro lado se puede incrementar sustancialmente la relación de compresión del motor sin riesgos de caer en la región de detonación, permitiendo así obtener mayores potencias y rendimientos [25-27].

Otra tecnología de MCIA para cogeneración son los motores duales. Estos se encuentran disponibles directamente de fábrica, o se pueden convertir mediante la instalación de un sistema especial que se adapta al motor diesel convencional. Normalmente los primeros logran reemplazar mayor cantidad de combustible diesel por gas natural (del orden del 99%), siempre se requerirá de una cantidad piloto de combustible convencional para producir el encendido de la mezcla aire-gas natural, ya que a pesar de tener una relación de compresión elevada no se logran las condiciones de autoencendido de la mezcla. En los motores convertidos se logra reemplazar menos combustible diesel, normalmente en el mejor de los casos se logran relaciones 80 gas natural-20 ACPM, pero tienen la ventaja de que pueden

llegar a funcionar 100% con ACPM cuando lo desee el usuario.

El estado del arte de este tipo de motores se puede observar en la figura 5, los niveles de contaminación son tan bajos a plena carga, que no es necesario el uso de catalizadores selectivos de gases de escape -SCR- para reducir las emisiones de NOx [25].

La figura 5(a) muestra la inyección directa del combustible piloto en la cámara principal y la figura 5(b) en la precámara.

Configuraciones de los sistemas de cogeneración con MCIA

La figura 6 muestra un montaje típico de un sistema de cogeneración con MCIA de gas natural, en el cual se aprovecha el agua de refrigeración del motor para incrementar la temperatura del agua de proceso. Esta a su vez experimenta un segundo aporte de energía mediante un intercambiador de calor de los gases de escape. En este caso, todo el potencial térmico del motor se emplea en calentar agua o generar vapor a proceso.

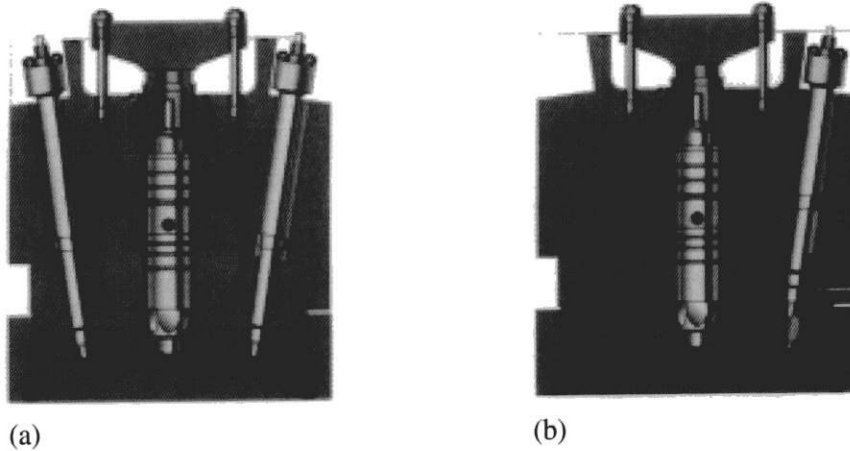


Figura 5 Nuevas tendencias en motores duales para cogeneración [25]

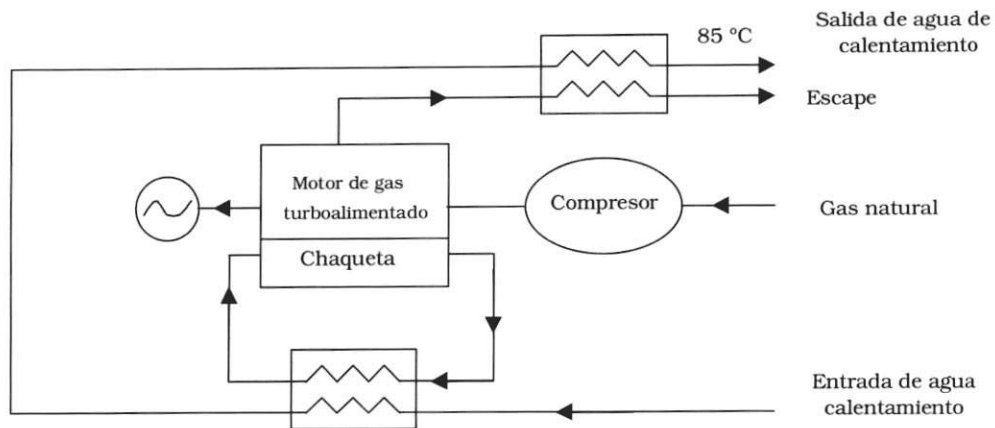


Figura 6 Planta de cogeneración con motor de gas natural turboalimentado

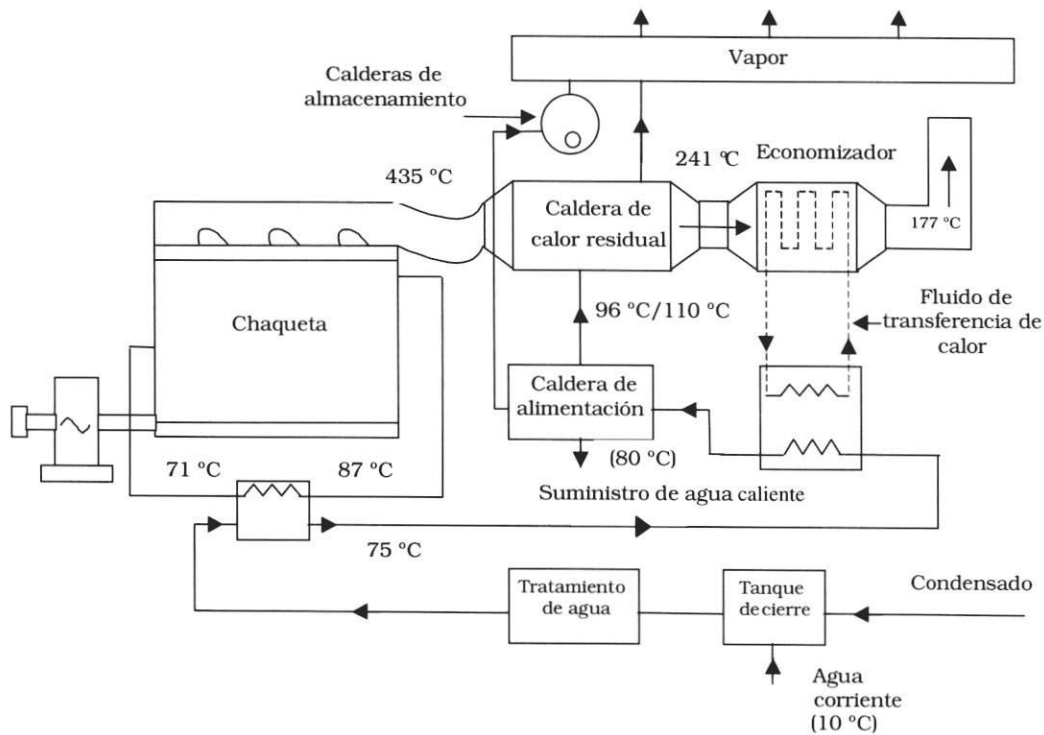


Figura 7 Planta de cogeneración con motores diesel

En la figura 7, a manera de ejemplo se ilustra el caso de una compañía inglesa de distribución de electricidad, *Midlands Electricity Board*, la cual ha desarrollado una compleja planta de cogeneración (utilizando motores diesel) para proveer calor a dos consumidores industriales y potencia a la red eléctrica (figura 7) [28].

La potencia eléctrica se obtiene por medio de un generador. Los gases de escape del motor pasan primero por una caldera de recuperación de calor (*sin poscombustión*) y luego por un economizador, el cual posee un fluido de transferencia de calor especial que permite precalentar más el agua de entrada a la caldera de alimentación.

En la industria colombiana, se podría pensar en aprovechar las unidades de autogeneración existentes para utilizar los gases de escape en precalentamiento de agua y aire de entrada a caldera. En la referencia [13] se muestra un estudio de viabilidad de cogeneración con MCIA con la configuración descrita, alcanzándose ahorros de

energía primaria del orden del 45% en la caldera convencional de generación de vapor.

Conclusiones

1. El gas natural desempeña un papel protagónico como nuevo elemento en la evaluación económica de los proyectos de cogeneración con MCIA, debido principalmente a la facilidad de suministro, precio competitivo con relación a otros energéticos, combustión limpia y porque permite mayor recuperación de calor residual debido a su prácticamente nulo contenido de azufre.
2. La selección de un sistema de cogeneración nunca debe realizarse únicamente desde la perspectiva de la relación calor/electricidad, la tabla 1 presenta una serie de parámetros orientativos para la elección correcta. No obstante, en todos los casos siempre se recomienda dimensionar el sistema a partir de la demanda térmica de la empresa como función del tiempo, ya que resulta más rentable

vender excedentes o comprar la energía eléctrica faltante, que deshacerse de la energía térmica sobrante.

3. Los MCIA, a diferencia de las turbinas de gas, tienen, en general, gran flexibilidad de arranques y paradas repetidos, conservando alta eficiencia a cargas parciales, lo que les permite adaptarse fácilmente a las variaciones de la demanda eléctrica sin incrementar fuertemente su consumo específico de combustible, parámetro este que puede resultar decisivo para aquellas PYMES con fuertes fluctuaciones del consumo.
4. El análisis exergético ofrece la ventaja de valorar un proyecto de cogeneración en términos económicos reales, ya que cualquier ganancia en exergía, de las cuales la electricidad es su expresión más pura, tiene un impacto directo sobre la recuperación de la inversión.
5. Un MCIA tiene costos de mantenimiento normalmente más elevados que las turbinas de gas debido al mayor número de piezas en movimiento y a su alto consumo de aceite, no obstante estas últimas requieren de mano de obra muy especializada para su mantenimiento.
6. Los MCIA gozan de una gran flexibilidad al producir calor útil de diferentes calidades, normalmente en forma de vapor saturado a baja presión o agua caliente a diferentes temperaturas, lo que representa una ventaja para determinadas aplicaciones industriales.
7. Se mostró con un ejemplo, que el uso de la cogeneración con MCIA no tiene que ser únicamente para generar vapor o calentar agua, se pueden lograr ahorros globales de energía primaria, con diferentes arreglos que permiten recuperar calor útil, entre otros, aprovechándolo para precalentar agua y aire de entrada a una caldera convencional.
8. En síntesis se consideran como nuevos elementos para la realización de estudios de la viabilidad técnico-económica de la cogeneración en Colombia los siguientes:
 - La disponibilidad del gas natural en la región andina como energía primaria para ser usada en MCIA.
 - El análisis exergético para la evaluación económica de los proyectos.
 - La disponibilidad comercial de MCIA de nueva generación resultante del actual cambio tecnológico, con los cuales se puede garantizar mayor flexibilidad y adaptabilidad a la escala económica de las PYMES.
 - Considerar como demanda térmica no únicamente la producción de vapor de agua o agua caliente para proceso, sino también el precalentamiento de aire de combustión, del agua de entrada a calderas, calentamiento de fluidos térmicos y secado; procesos estos que pueden ser realizados con la energía térmica proveniente de los MCIA.

Referencias

1. "La cogeneración. Justificación tecnológica y descripción de los sistemas más habituales". En: *Innovación Química*. No. 24. Madrid, 1997. pp. 27-35.
2. "Cogeneration in the Agrofood Sector". THERMIE PROGRAMME ACTION I 85. European Commission (Rational Use of Energy). 1994.
3. "Potencial de cogeneración en Colombia". Unidad de Planeación Minero Energética. Santafé de Bogotá. Julio de 1997.
4. Parra P. Javier. "La eficiencia energética en procesos singulares de cogeneración". En: *Proyectos Químicos*. No. 933. Madrid, 1997. pp. 24-30.
5. "La cogeneración. Justificación tecnológica y descripción de los sistemas más habituales". En: *Innovación Química*. No. 24. Madrid, 1997. pp. 27-35.
6. "Directorio de motores alternativos para cogeneración". En: *Ingeniería Química*. Madrid. Marzo de 2001. pp. 153-156.
7. Mateo S. Nicolás. "La cogeneración: Visión actual". En: *Gas Actual* No. 58. Madrid, 1997. pp. 28-35.
8. Guillén M. José Antonio. *Cogeneración y gas natural. Sistemas de cogeneración*. ENAGAS. Madrid, 1990.
9. D.L. de Gruijter. *Cogeneración. Curso de tecnología energética*. Universidad Politécnica de Madrid. Madrid, 1991.

10. A. Ganapathy. "Heat Recovery Steam Generators: Understand the Basics". *Chemical Engineering Progress*. Agosto de 1996. pp. 32-45.
11. Roca Serradell Jordi. "La cogeneración termoeléctrica en la pequeña y mediana empresa". En: *Montajes e Instalaciones*. Abril de 1991. pp. 128-132.
12. Aclé Jones Sophia C. "Micro-Cogeneration Optimal Design For Service Hot Water Thermal Loads". *Tesis de Maestría en ingeniería mecánica*. Georgia Institute of Technology. 1999.
13. Sala Lizarraga. José M. *Cogeneración. Aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos*. Bilbao. Servicio Editorial Universidad del País Vasco. 1994.
14. Wark. Kenneth *et al.* *Termodinámica*. McGraw-Hill. Sexta edición. Madrid, 2001.
15. D.A. Kolp *et al.* "Advantages of Air Conditioning and Supercharging an LM6000 Gas Turbine Inlet". *Transaction of the ASME Journal for Gas Turbine and Power*. Vol. 117. No. 3.
16. M. de Lucia *et al.* "Benefits of Compressor Inlet Air Cooling for Gas Turbine Cogeneration Plants". *Transaction of the ASME Journal for Gas Turbine and Power*. Vol. 118, No. 3. pp. 598-603.
17. Amell A. Andrés. "Implicaciones económicas de las variaciones de temperatura ambiente en la operación de centrales térmicas a gas en Colombia". *Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia*. Medellín, 1999.
18. Fernández-Norte. F. *et al.* "Análisis exergético aplicado a un sistema de cogeneración. Influencia del grado de combustión adicional y de la temperatura ambiente". En: *Ingeniería Química*. Madrid. Mayo de 1995. pp. 141-147.
19. Fraile, Diego. "Evolución de los sistemas de cogeneración. Mejoras para aumentar el rendimiento". En: *Ingeniería Química*. Madrid. Marzo de 1999. pp. 57-64.
20. Amell A. Andrés. "Viabilidad de la cogeneración en la industria colombiana: una primera aproximación". En: *Energética* No. 12. Medellín. pp. 125-143.
21. Ferre Martínez, J. *et al.* "Estudio de la viabilidad de la cogeneración en un caso práctico". En: *Ingeniería Química*. Madrid. Marzo de 2000. pp. 137-146.
22. *Eficiencia energética en la pequeña y mediana industria: Sector curtidos*. Instituto para la diversificación y ahorro de la energía. IDAE. Madrid, 1995.
23. Heck. R. *et al.* "The Automobile Catalyst. Its Present and Future Family Tree", *Cattech*. 2 (1997). pp. 117-124.
24. Hoppe, M. *et al.* "Methane Number Sensor Optimises Gas Engine Operation". *Eurogas'99 -The European Applied Research Conference on Natural Gas*. Bochum. Alemania, 1999.
25. Departamento técnico de Man B&W Diesel AG y Pasch. "Motores de gas y dual-fuel. Unidades económicas, seguras y ecológicamente compatibles". *Innovación Química*. No. 24. Madrid. 1997. pp. 57-61.
26. S. Rousseau. B. *et al.* "Combustion Characterization of Natural Gas in a Lean Burn Spark-ignition Engine". *Proceeding of the Instn Mechanical Engineers*. Vol. 213. D05098. 1999. pp. 481-489.
27. C. R. Stone. *et al.* "Measurement and modelling of a lean burn gas engine". *Proceeding of the Instn Mechanical Engineers*. Vol. 210, A00296. 1996. pp. 449-462.
28. Horlock. J.H. *Cogeneration: combined heat and power. Thermodynamics and economics*. U.K. Pergamon Press. 1987.