



# CLAROSCUROS EN LA GESTIÓN DE LA POTENCIALIDAD DE LA COGENERACIÓN EN LAS INSTALACIONES DE PEMEX

**Gabriel de León\***

Fecha de recepción: 26 de mayo de 2005. Fecha de aceptación: 18 de agosto de 2005.

## *Resumen*

*Los esquemas de cogeneración son ampliamente rentables en plantas que realizan procesos industriales que presentan una elevada relación calor-electricidad, y es en éstos en los que se presentan los mayores beneficios económicos de los proyectos de cogeneración. Los procesos de PEMEX caen dentro de esta situación. En esta empresa existe un gran potencial de cogeneración, mucho mayor que toda la capacidad instalada actualmente en México. Se están buscando crear las posibilidades legales para que pueda ser realizado con la mayor eficiencia posible. Pero también se observa que existen posturas que no ven con buenos ojos esta alternativa tecnológica.*

*Palabras clave: PEMEX, CHP, cogeneración, potencial, costos.*

## *Abstract*

*Co-generation programs are very profitable at facilities that realize industrial processes with a strong relationship between heat and electricity, and in these where there are major economic benefits for co-generation projects. Pemex's processes are in this situation. In this company there exists a great potential for co-generation, much greater than the entire present installed co-generation capacity in Mexico. It is sought to create legal possibilities so that this can be realized with the greatest possible efficiency. However, postures can also be detected that do not see this technological alternative in a good light.*

*Keywords: PEMEX, CHP, co-generation, potential, costs.*

---

\* Profesor del Posgrado en Energía, Departamento de Sistemas Energéticos, FI-UNAM. Correo electrónico: tesgleon@aol.com

### *Résumé*

*Les schémas de cogénération sont amplement rentables dans des centrales qui réalisent des processus industriels avec une relation élevée chaleur-électricité et c'est dans ceux-là que l'on trouve les plus grands bénéfices économiques des projets de cogénération. Les processus de PEMEX rentrent dans cette situation. Il existe dans cette entreprise un grand potentiel de cogénération, beaucoup plus important que toute la capacité installée actuelle de cogénération au Mexique. On cherche à créer les possibilités légales pour que ceci puisse être réalisé avec la plus grande efficacité possible. Cependant, on observe aussi des points de vue qui ne sont pas très en accord avec cette alternative technologique.*

*Mots clés: PEMEX, CHP, cogénération, potentiel, coûts.*

### *Resumo*

*Os esquemas de co-geração são grandemente rentáveis em plantas que realizam processos industriais com elevada relação calor-eletricidade e é nestos nos quais há maiores benefícios económicos dos projetos de co-geração. Os processos de PEMEX estão dentro desta situação. Nesta empresa existe um grande potencial de co-geração, muito maior do que toda a capacidade instalada atual de co-geração no México. Procura-se criar as possibilidades legais para que isto possa se realizar com a maior eficiência possível. Porém, também se observam posturas que não gostam desta alternativa tecnológica.*

*Palavras chave: PEMEX, CHP, co-geração, potencial, custos.*



## Panorama

La cogeneración surgió a principios del siglo xx no como una forma de ahorrar energía, sino para hacer frente a la falta de fluido eléctrico en las regiones alejadas de los centros urbanos. Las industrias que se establecían en esas zonas generaban su propia electricidad y reutilizaban el calor de rechazo para abastecer el proceso productivo.

A mediados del siglo xx comenzó a ser utilizada en los países más desarrollados en las industrias ubicadas en los grandes centros urbanos, con lo cual se redujeron costos, al mejorar la eficiencia térmica de los procesos.

La Organización para el Desarrollo y Cooperación Económica (OCDE) diferencia tres potenciales: 1) de cogeneración industrial, 2) de industrias muy grandes, por ejemplo, las del sector energético (*large scale potential*), y 3) del sector comercial, servicios y residencial o micro cogeneración (*small scale potential*); además de estimarlo con base en el potencial de excedentes<sup>1</sup> eléctricos naturales o técnicos (sin combustible adicional o sin excedentes comerciales) (1998).

Por sus amplias ventajas, la cogeneración ha llamado la atención de las empresas y los gobiernos, y esto ha llevado a su rápido desarrollo en muchos países.

En Estados Unidos,<sup>2</sup> con el fomento de la ley PURPA de 1978, estaban en operación 65 900 MWe en 2000, de los cuales 21 300 se encuentran en plantas químicas, 11 800 en la industria del papel, 6 190 en refinerías, 5 605 en la industria de los alimentos, 4 240 en la industria metalúrgica y 9 990 en otras industrias, y se estima llegar a 92 000 MWe para 2010.

En España, desde la promulgación de la *Ley de conservación de energía* en 1980, se logró pasar de 694 MWe a 5 912 MWe en 1999. En Italia, la cogeneración era de 5 660 MWe en 1994; en 2001 era de 10 482 MWe. Cabe hacer mención que en Europa los niveles más altos de aprovechamiento de la cogeneración y de participación en la generación nacional se presenta en Dinamarca, con 35%. En el mundo, la capacidad más grande instalada por cogeneración está en Estados Unidos, con 41 343 MWe, y en China, con 27 712 MWe.

La importancia que le conceden algunos países a esta técnica queda demostrada con la formación de asociaciones y grupos de trabajo para su desarrollo y fomento. Un ejemplo

<sup>1</sup> Un esquema se tiene cuando la demanda térmica y eléctrica tiene una relación fija de la generación de excedentes eléctricos para 100% del abasto térmico (excedentes naturales o técnicos); cuando se adiciona combustible extra, los excedentes eléctricos pueden ser del nivel que se quiera, y estará en función del combustible adicional que se use (excedentes comerciales), lo cual, estrictamente, constituye una planta eléctrica.

<sup>2</sup> EPA CHP, *Partners Meeting*, Chicago, septiembre de 2003.

es el Grupo Europeo de Cogeneración (GEC) —más de 190 compañías de electricidad y autoridades involucradas en 30 países—, cuyo objeto es promoverla en los países miembros de la Unión Europea (UE). Las actividades prioritarias son la investigación de los desarrollos en la UE para dar a conocer su situación a esta comunidad.

En México, como en todo el mundo, las primeras industrias basaron sus primeros consumos eléctricos en energía autogenerada y, si el proceso lo permitía, con cogeneración. La reforma de 1992 a la *Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica* y su reglamento permitieron la apertura del sector eléctrico a la inversión de particulares en la generación, autorizando las figuras legales de productor independiente, autoabastecimiento, cogeneración e importación de energía eléctrica como complemento a lo que hace la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Este reglamento fue publicado en mayo de 1993, y ha sufrido modificaciones en 1994 y 1997, y adiciones sobre la metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica en mayo de 1998, y sobre la aprobación del contrato de adhesión para la prestación del servicio de respaldo de energía eléctrica para ser utilizado por la CFE o la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LFC) con los responsables del otorgamiento de los permisos de las modalidades cogeneración y autoabastecimiento, en febrero de 1998. También tuvo adiciones con respecto de la implantación de los modelos de contrato (interconexión) y en cuanto a los convenios de compraventa de excedentes de energía eléctrica (energía económica) y de otros que hacen a la aplicación de cargo mínimo y sus opciones de ajuste.

En contraste con el rápido crecimiento de la cogeneración en muchos países, en México ha sido relativamente lento. Desde el primer intento de desarrollo, a finales de los años setenta, y pasando por la reforma de 1992, se han dado 33 permisos de cogeneración,<sup>3</sup> de los cuales dos están en construcción, dos inactivos y el resto en operación, sumando una capacidad en permisos de 1 630 MW en la industria privada, a agosto de 2005.

Con la ratificación del Protocolo de Kyoto en 2001, ahora es posible el intercambio de emisiones mediante el Mecanismo de Desarrollo Limpio, permite ingresar recursos adicionales a los proyectos de cogeneración, con lo cual unos incrementan la rentabilidad.

El costo de reducción de emisiones de carbón oscila entre los 10 y 20 dólares por tonelada métrica.

La reducción promedio en los consumos de energía de entre 22 y 31% con el uso de la cogeneración —respecto de la forma convencional— implica disminuir la emisión de gases a la atmósfera y una proporcional reducción en el consumo de combustible, para obtener los mismos niveles energéticos.

El estudio de los beneficios obtenidos con la implantación de los sistemas de cogeneración en las plantas industriales —en costos, operación, funcionamiento y eficiencia— indican la viabilidad de esa tecnología. Asimismo, determinan el potencial de reducción en la

<sup>3</sup> Fuente: CRE con datos propios.

emisión de contaminantes por medio de la disminución del consumo de combustible y el cambio en los usos energéticos.

En México, el desarrollo industrial debe incluir la optimización de procesos, equipos y sistemas para ser más competitivos en los mercados, con mejores sistemas de calidad y costos de producción más bajos.

Las acciones que se realicen deben de tener presente la importancia del medio ambiente, la rehabilitación de las zonas afectadas, la alteración de los ecosistemas y de los afluentes y, en general, todo aquello que se ha dañado. Además, se debe aminorar el ritmo de afectación al entorno. Es aquí donde habría que realizar un gran esfuerzo para inducir a la industria establecida a que tome acciones técnico-operativas para modificar el funcionamiento de sus equipos y procesos industriales, implantando dispositivos o sistemas que mejoren su eficiencia, a fin de reducir, por un lado, el consumo de energía y, por el otro y en forma intrínseca, la emisión de contaminantes.

El efecto de la cogeneración es reducir el consumo de energía primaria usada para los requerimientos térmicos y eléctricos de un proceso, con el aprovechamiento óptimo de los combustibles mediante el incremento de la eficiencia global desde 56% hasta 86%, obteniendo con ello costos muy competitivos. Adicionalmente, la cogeneración libera una carga conectada al sistema eléctrico, lo que es una contribución real de alta potencialidad en lo relativo a la construcción de infraestructura de generación eléctrica y de abasto de la nueva demanda en la red pública, pues reduce o retrasa las demandas de nuevas inversiones.

En la práctica, las limitantes al desarrollo de la cogeneración y del aprovechamiento de sus potencialidades están dadas por los costos económicos y elementos políticos, ambientales, legales, comerciales e inclusive culturales.

### *Objetivo*

El objetivo de este trabajo es mostrar los potenciales teóricos de cogeneración y los montos razonables de inversión requeridos. Del mismo modo, argumentar la necesidad de reformar la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional* con relación al petróleo, así como el artículo 3o. de la *Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios*, en función de las necesidades técnicas, económicas y de financiamiento necesarias para una gestión óptima del proceso de aprovechamiento del potencial de cogeneración de PEMEX.

En el caso de este organismo, al ser una empresa de carácter público, debe regirse en su toma de decisiones por criterios políticos e intereses de carácter nacional, por lo cual su manejo no puede ser explicado solamente por prácticas usuales en empresas privadas. Para desarrollar la cogeneración en las instalaciones de PEMEX, primero se debe dotar de facultades y posibilidades legales a la empresa para hacerlo, con la mayor eficiencia y economía posible. La problemática está siendo tratada por los legisladores mediante un proceso de



reforma iniciado a finales de 2003; después de un año, se dio en términos de su obligatoriedad o recomendación en las cámaras de Diputados y Senadores.

Finalmente, este trabajo realiza una mezcla de los resultados técnicos con el fin de analizar las posibilidades de la cogeneración que ofrecen las plantas de PEMEX, dadas las características de los procesos que realizan y de los montos de energía que requieren, así como de las posibilidades comerciales y legales para realizar su implantación de la mejor forma posible.

### *Situación de PEMEX frente a la cogeneración*

La cogeneración en PEMEX representa grandes oportunidades de ahorro en los costos de abasto de los requerimientos térmicos y eléctricos. Estos potenciales ya han sido identificados dentro de la misma empresa y desde fuera, y se han planteado algunas estrategias para tratar de establecerlos y aprovecharlos.<sup>4</sup>

En abril de 2004, las comisiones de Energía y de Gobernación de la Cámara de Diputados celebraron reuniones para revisar la minuta con proyecto de decreto, mediante la cual se adiciona un párrafo al artículo 6o. de la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional*, en el ramo del petróleo, y se reforma el artículo 3o. de la *Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios*. La finalidad es dotar a PEMEX de las facultades jurídicas para que establezca “plantas de cogeneración de electricidad para autoabastecimiento en las refinerías o para la venta de electricidad” a la CFE y LFC, para que pueda aprovechar, al menos, 4 000 MWe en 2008.

La recomendación (en el dictamen anterior enviado por el Senado, el carácter era de obligatoriedad; en este momento el debate se da en torno a esta recomendación) tiene como origen o motivo que del establecimiento de la cogeneración podrían obtenerse beneficios tales como: menores emisiones de bióxido de carbono, ahorros financieros para el sector energético nacional, diversificación de medios de generación eléctrica, reducción de riesgos de abastecimiento eléctrico, ahorros de combustible y la generación de empleos, además de que se podría recuperar la inversión en periodos de entre tres y cinco años.

De dicho análisis se estableció en la minuta que, ocho años después de que sea publicado el decreto, PEMEX deberá contar con una capacidad instalada de cuando menos 4 000 MW y que los proyectos de cogeneración deben desarrollarse en los estados de la república de menor desarrollo económico y social. También que, dada la importancia del sector eléctrico en el desarrollo económico nacional, así como lo esencial que es la diversificación del

---

<sup>4</sup> De acuerdo con el Plan de Negocios, en PEMEX se están realizando importantes esfuerzos de inversión, con el fin de lograr desarrollar y establecer la cogeneración, el cual está dentro del plan de PEMEX Refinación.

portafolio energético, el ahorro financiero y el cuidado del medio ambiente, la cogeneración debe ser una obligación del Estado y no sólo una posibilidad.

Si así sucede, la oportunidad de instalar plantas de cogeneración en la paraestatal ofrece un gran potencial para su tecnología, en virtud de los tipos de procesos que realiza en sus plantas de refinación y petroquímicas, altamente demandantes de vapor —dado que presentan relaciones de calor electricidad (Q/E) en órdenes de 5 a 7—, aptas para implantar ese esquema sobre la base de tecnologías de turbina de vapor, con extracciones o a contrapresión o sobre la base de turbina de gas con poscombustión o sin poscombustión.

PEMEX ya cuenta con una capacidad de generación eléctrica convencional de 1 784 MWe, por lo cual las oportunidades de optimar este recurso de inversión pueden ser muy altas, dada la posibilidad de aprovechar estos equipos o parte de ellos, tratar de maximizarlos y con ello reducir el costo de inversión.<sup>5</sup>



**Cuadro 1**  
**Esquemas de cogeneración y costo medio comercial**

<i>Esquema</i>	<i>Eficiencia global (%)</i>	<i>Costo medio comercial instalado (dólares/kW)</i>
TV-Condensador	30	1 500
TV-E-C	60	1 200
TV-CP	83	1 000
TG-CPC-HRSG	86	1 150
TG-SPC-HRSG	70	950

TV-E-C: turbina de vapor con extracción y condensador

TV-CP: turbina de vapor a contra presión

TG-CPC-RCGV: turbina de gas con poscombustión-recuperador de calor generador de vapor (HRSG, por sus siglas en inglés)

TG-SPC-RCGV: turbina de gas sin poscombustión-recuperador de calor generador de vapor

CI: la tecnología de combustión interna, por su baja relación calor electricidad, tiene nulas posibilidades de aplicación para este caso.

**Fuente:** elaboración con datos de fabricantes y representantes comerciales.

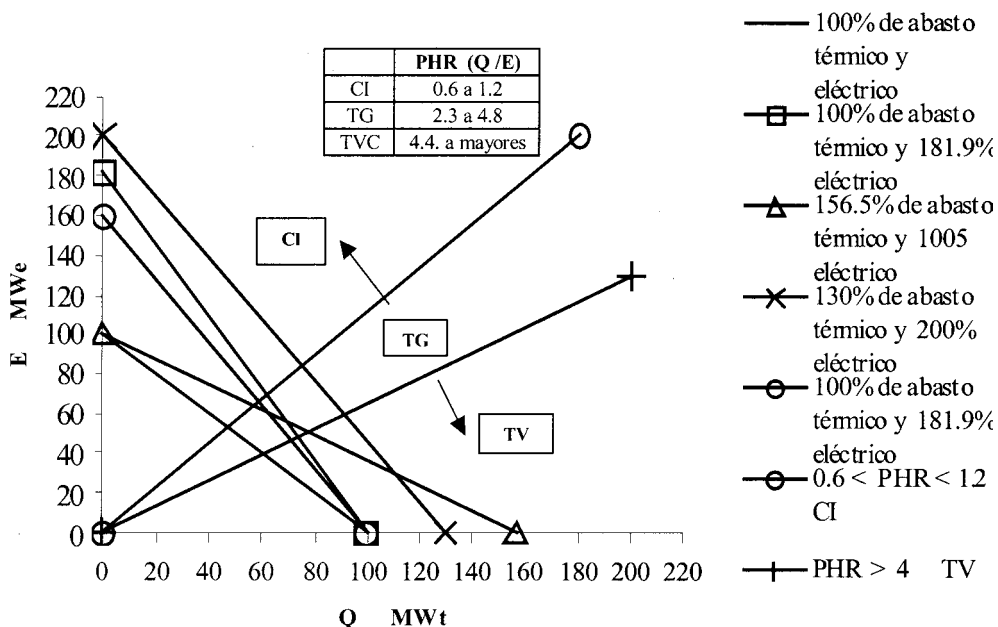
Las inversiones para establecer los esquemas de cogeneración (véase Cuadro 1), considerando todo el sistema nuevo, para la adquisición e instalación de las plantas de cogeneración industriales, básicamente son funciones del arreglo seleccionado y del fabricante. Así que, para los fines de este análisis y dada la gran variedad de situaciones prácticas que se pueden presentar, se hace uso de costos medios ofrecidos comercialmente, los cuales coinciden, en general, con los datos reportados por la CRE, en los proyectos de cogeneración realizados en el país de 1992 al 2002 y los usados por CFE en el COPAR (Costos y Parámetros de Referencia para estudios de expansión).

<sup>5</sup> Primer análisis del proyecto de cogeneración, cuyo objetivo es cubrir las necesidades al menor costo posible. Y esto puede lograrse al poner a operar los equipos ya existentes, en forma de algún esquema de cogeneración.

En cuanto a la selección del esquema, éste debe de tener fuerte relación con las características del propio proceso productivo desarrollado por la industria que desea explorar sus posibilidades y potenciales de aprovechar con esa técnica. El proceso de producción, la práctica en el diseño de sistemas de cogeneración y el tamaño de la industria indican una tendencia técnica en uso de tecnologías de cogeneración, ya sea en lo relativo a motores de combustión interna para capacidades de 0.5 a 20 MW, turbina de gas para capacidades de 5 a 100 MWe o de turbina de vapor para capacidades de 10 a 300 MWe.

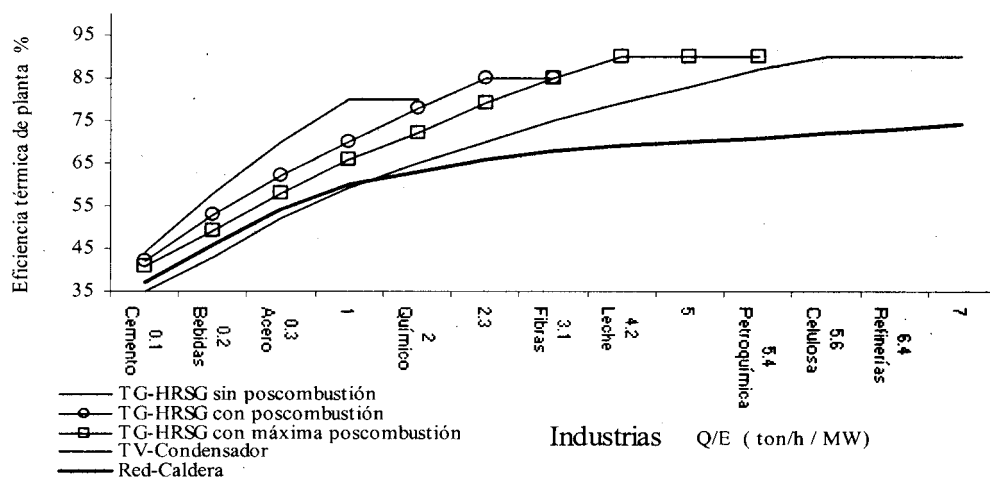
La Gráfica 1 muestra la relación entre diferentes tecnologías (más comunes) y sus características de aplicación en función del nivel de recuperación de calor. Para procesos con gran demanda térmica, la tecnología de turbina de vapor ofrece las mejores posibilidades técnicas y, por el contrario, la de combustión interna brinda poca generación de energía térmica. Queda la turbina de gas en posición intermedia, pero ello puede modificarse con la adición de la poscombustión, con lo cual cubriría aplicaciones que caen dentro de la turbina de vapor.

Además, existen otras variantes que permiten competitividad comercial. Como son las celdas de combustible y quemadores especiales aplicados en los sistemas de combustión de las calderas y recuperadores de calor y en los diferentes tipos de lechos *fluidizados*, y gasificación, entre otros. En ciclos de fuerza convencionales son comunes los esquemas de tur-



**Gráfica 1.** Ábaco de cogeneración.  
**Fuente:** elaboración propia.





Gráfica 2. Eficiencia térmica vs. Q/E

Fuente: elaboración propia con datos de Masao Ishikawa.

bina de gas y de vapor operando en ciclo combinado, en plantas de 100 a 1 200 MW, en adición a plantas de gasificación integrada a ciclo combinado (IGCC), como nueva tecnología.

La Gráfica 2 muestra la experiencia práctica en el uso de tecnologías de cogeneración en función de las características del proceso industrial del sector que pretende cogenerar, en función de la relación calor-electricidad. La gráfica da una idea de las tecnologías por considerar en la evaluación del potencial de cogeneración de PEMEX y sus montos de inversión.

El desarrollo y la evaluación de las alternativas para cogenerar deben resultar técnicamente más eficientes, rentables y competitivos que las formas convencionales de generación de los requerimientos energéticos en las industrias y en los servicios. De modo que los métodos, elementos de análisis y valoración aplicables deben estar presentes en ambas formas de generar requerimientos. Éste es el caso de los indicadores de consumo de combustible, del costo de generación, de la flexibilidad y los de producción de energía. Las técnicas de análisis de esquemas de cogeneración, además de hacer uso de los indicadores de efectividad, deben de emplear un método estadístico que permita la obtención de datos, su ordenamiento, estudio y procesamiento, a fin de establecer parámetros de diseño, control y comparación.

### Potencial técnico<sup>6</sup> de cogeneración en PEMEX

En esta sección se evalúa ese potencial con base en los consumos energéticos convencionales que reportan las plantas, tomando el criterio de satisfacer totalmente los requerimientos térmicos y, con ello, obtener su máxima eficiencia. Esto se realiza para las dos posibi-

<sup>6</sup> Se evalúa sin combustible adicional o con excedentes técnicos a naturales.

**Cuadro 2**  
**Datos base reportados por PEMEX**

<i>Refinerías</i>	<i>t/h Vapor</i>	<i>MW<sub>e</sub> Electricidad</i>
Tula	823	80
Salamanca	755	85
Cadereyta	643	100
Madero	531	125
Minatitlán	814	110
Salina Cruz	934	130
Petroquímicas	2 360	770
Total	6 860	1 400

**Fuente:** Dirección Corporativa de Planeación Estratégica, PEMEX, febrero de 2004.

**Cuadro 3**  
**Relación calor/electricidad y posible esquema de uso**

<i>Refinerías</i>	<i>MW<sub>t</sub> vapor real/E posible esquema de uso</i>		
Tula	520.1	6.5	TV/TG
Salamanca	477.1	5.6	TV/TG
Cadereyta	406.3	4.1	TV/TG
Madero	335.6	2.7	TV/TG
Minatitlán	514.4	4.7	TV/TG
Salina Cruz	590.2	4.5	TV/TG
Petroquímicas	1 491.4	1.9	TV/TG

MW<sub>t</sub> = mega-watt térmico.

**Fuente:** elaboración propia.

lidades que aplican en este estudio, dadas sus relaciones calor/electricidad y el tipo de proceso que realizan las instalaciones.

El Cuadro 2 muestra los valores de demanda térmica y eléctrica que poseen las instalaciones de PEMEX, con lo cual es posible determinar su relación calor/electricidad y con ello identificar los posibles esquemas de cogeneración.

El Cuadro 3 muestra la relación calor/electricidad y las tecnologías más viables para implantar un esquema de cogeneración en las refinerías y plantas petroquímicas de PEMEX.

El arreglo que se evalúa es la turbina de vapor a contrapresión; se suponen 60 bar de presión y 500°C de temperatura a la entrada de la turbina, además un vapor seco a proceso con 20 bar. Todo el flujo sale a contrapresión para maximizar la eficiencia del sistema en su conjunto, considerando este parámetro a los valores estándar de los equipos. De esta forma se obtienen los siguientes potenciales:

**Cuadro 4**  
**Esquema tv a contra presión: máxima eficiencia\* (MWe)**

<i>Refinerías</i>	<i>Generación</i>	<i>Autoconsumo</i>	<i>Excedente eléctrico</i>	<i>Excedente térmico</i>	
Tula	117.9	85.9	32.0	0	
Salamanca	108.2	90.4	17.8	0	
Cadereyta	92.1	104.6	-12.5	0	
Madero	76.1	128.8	-52.7	0	
Minatitlán	116.6	115.8	0.8	0	
Salina Cruz	133.8	136.7	-2.9	0	
Petroquímicas	338.1	786.9	-448.8	0	
<b>Total</b>	<b>982.9</b>	<b>1 449.1</b>	<b>-466.3</b>	<b>0</b>	<b>983</b>

tv Turbina de vapor.

\* Térmica de recuperación de calor de rechazo.

**Fuente:** elaboración propia.

Con esto se obtendría un potencial de 983 MWe y habría que autogenerar en forma convencional 466 MWe, para dar abasto a la totalidad de la demanda eléctrica, satisfacer el mismo porcentaje de la demanda de vapor y 67.8% eléctrica por cogeneración.

Para la evaluación del esquema con base en la turbina de gas se consideran 550°C en la entrada del recuperador de calor (HRSG), 180°C a la salida, relación de presiones en la turbina de 14, eficiencias estándares de los equipos junto con la producción de vapor capaz de abastecer 100% la demanda térmica que permite que la generación eléctrica se ajuste a la producción de vapor para maximizar la eficiencia térmica.

Con este esquema se obtendría un potencial de 2 803 MWe, de los cuales estarían disponibles como excedentes, para entrega a la red pública o a establecimientos asociados, 1 291 MWe. Se da abasto a 100% de la demanda eléctrica y se satisfacen en igual medida los requerimientos de vapor. El potencial de PEMEX con esa estimación se ubicaría entre 983 y 2 803 MWe, dependiendo del esquema seleccionado.

**Cuadro 5**  
**Esquema t.g. sin postcombustión máxima eficiencia MWe**

<i>Refinerías</i>	<i>Generación</i>	<i>Autoconsumo</i>	<i>Excedente eléctrico</i>	<i>Excedente térmico</i>	
Tula	336.2	93.4	242.8	0	
Salamanca	308.5	97.3	211.1	0	
Cadereyta	262.7	110.5	152.2	0	
Madero	216.9	133.7	83.3	0	
Minatitlán	332.6	123.3	209.3	0	
Salina Cruz	381.6	145.3	236.3	0	
Petroquímicas	964.2	808.6	155.6	0	
<b>Total</b>	<b>2 802.7</b>	<b>1 512.1</b>	<b>1 290.6</b>	<b>0</b>	<b>2 803</b>

**Fuente:** elaboración propia.



La CONAE estimó el siguiente potencial para las instalaciones de PEMEX:

**Cuadro 6**  
**Potencial de cogeneración en PEMEX a 1995 (MWe)**

<i>Sector</i>	<i>Con combustible adicional</i>	<i>Sin combustible adicional</i>
Petroquímica	1 613	3 026
Refinación	783	1 469
<b>Total</b>	<b>2396</b>	<b>4495</b>

**Fuente:** CONAE.

Por su parte, PEMEX calculó:

**Cuadro 7**  
**Datos base reportados por PEMEX (MWe)**

Refinerías	2 645
Tula	480
Salamanca	440
Cadereyta	375
Madero	310
Minatitlán	475
Salina Cruz	565
Petroquímicas*	1 355
<b>Total</b>	<b>4 000</b>

\* Llamadas *otras instalaciones*, aquí denominadas plantas petroquímicas

**Fuente:** Dirección Corporativa de Planeación Estratégica, PEMEX, febrero de 2004.

### *Estimación económica*

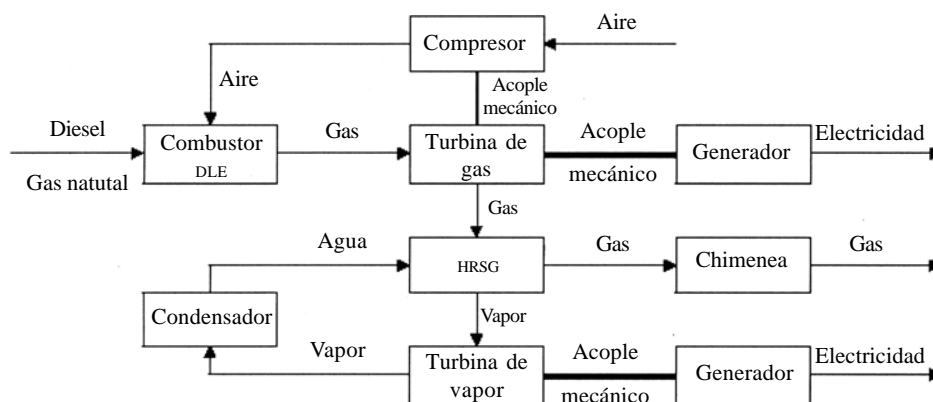
#### *Turbina de gas en ciclo combinado (CCGT)*

Las turbinas de gas y de vapor pueden estar acopladas a un mismo generador (eje común) o a dos generadores independientes (doble eje). Una planta CCGT (por sus siglas en inglés) puede operar en ciclo abierto, usando una o varias turbinas de gas, o en ciclo combinado, integrando varias turbinas de gas y de vapor. En los proyectos de cogeneración evaluados aquí, se evita la turbina de vapor y sus auxiliares, al ser enviado el vapor directo de su generador al recuperador de calor (*heat recovery steam generator*, HRSG) a proceso para procesarse y de esta manera se reduce el costo de inversión antes mencionado.

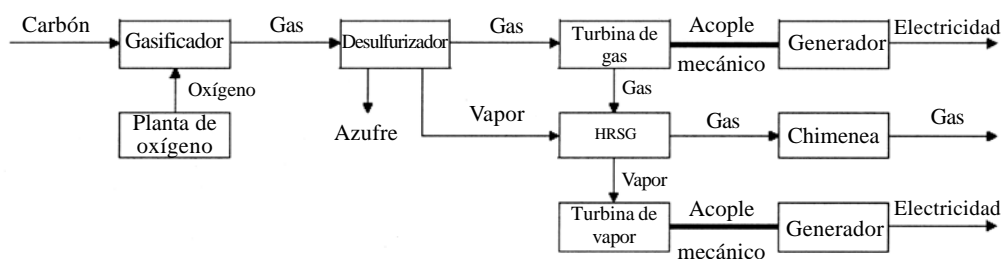
#### *Gasificador y ciclo combinado integrados (IGCC)*

Hoy existen plantas IGCC (por sus siglas en inglés) con potencia de 50 a 100 MW (eficiencia de 38 y 42% y costo de 1 200 a 1 400 dólares/kW). Esta tecnología es reciente y se

recomienda para países con altas exigencias ambientales, debido a que tienen baja emisión de NOx (menos de 50 ppm)<sup>7</sup> y alta reducción de SOx (más de 99%).



Gráfica 3. Turbina de gas en ciclo combinado (CCGT).



Gráfica 4. Gasificador y ciclo combinado integrados (IGCC).

Al igual que en el caso anterior, se puede evitar la turbina de vapor y sus auxiliares, al enviar el vapor directo a proceso, haciendo que el costo de referencia se reduzca considerablemente.

De acuerdo con el Cuadro 5, usando el esquema TG, las plantas de cogeneración en las refinerías deben de ser de las siguientes capacidades (en MW): 336.2, 308.5, 262.7, 216.9, 332.6, 381.6, con lo cual es factible considerar plantas de 350 MW; en el caso del esquema TV (véase Cuadro 4), las instalaciones podrían ser de menor capacidad. En general, para las plantas de 350 MW los costos estimados por economía de escala podrían ser muy parecidos a los de CFE en plantas similares.

La CFE estima costos en órdenes de 0.6 mdd/MWe para ciclos combinados de 350 MW, usando gas. Considerando gasificación, este costo subiría, pero aún no es fácil disponer de esta tecnología en los rangos de capacidades de 350 MW (en IGCC todavía no

<sup>7</sup> Valores de emisión permitidos por la norma NOM-085-ECOL-1994: 110 ppm de NOx, para combustibles líquidos y gaseosos en equipos de más de 110000 MJ/h.

es disponible comercialmente en esos valores) y de ser posible, su costo, alto con respecto de los CCGT, se incrementaría mucho más.

La opción más lógica y viable para las plantas modulares de 350 MW es CCTG con base en gas natural, como lo muestra el Cuadro 5, y en los sitios en donde la capacidad requerida pueda ser cubierta con el esquema IGCC disponible comercialmente (50 a 100 MW), como los señalados en el Cuadro 4; si se opta por este esquema y nivel de excedentes, conviene considerar esta última alternativa, como podría ser en las plantas petroquímicas.

El costo de inversión, combinando los esquemas CCGT y IGCC, alcanza 2 308 mdd, satisfaciendo las necesidades —térmicas y eléctricas— de PEMEX.

Este valor está muy por debajo de las estimaciones previas de PEMEX y AMEE debido, fundamentalmente, al potencial considerado de 4 000 y 10 000 MW, respectivamente, y sin duda representaría una carga menor a las necesidades de inversión del presupuesto, si PEMEX mismo optara por realizar los proyectos. Pero existen esquemas prácticos y comerciales de construcción de plantas de cogeneración que liberan por completo a la planta de realizar cualquier inversión, como por ejemplo el *outsourcing*.<sup>8</sup>

### ***Implantación de la cogeneración en PEMEX y su viabilidad legal***

Dentro del ámbito de los proyectos de cogeneración, los potenciales en PEMEX deben tener niveles de rentabilidad más altos, dada las características de sus procesos.

Para la implantación de este proyecto deberá tener prioridad quien ofrezca mayor rentabilidad, pero aun así se debe realizar un esfuerzo para no desaprovechar la oportunidad.

Por ejemplo, una empresa de servicios energéticos, una empresa de *outsourcing* o un fabricante de equipo de cogeneración podría realizar este tipo de proyectos, si éstos tuvieran tasas de rendimiento por encima de 18%.<sup>9</sup>

<sup>8</sup> *Outsourcing* significa, conceptualmente, obtener en fuentes externas lo que no es rentable producir *in situ*. La gestión en las empresas y organizaciones evoluciona lentamente, con algunas excepciones, como respuesta a su exposición a un medio más exigente, competitivo, informado, tecnificado pero, a la vez, más turbulento e incierto.

Enfoques administrativos como el de la calidad total, justo a tiempo, gerencia del servicio, planeación estratégica, mejoramiento continuo, gestión por principios, *outsourcing* y el *benchmarking* son herramientas de uso, pero no una solución mágica en las direcciones empresariales pública y privada.

La idea de fondo en el *outsourcing* es la especialización empresarial, pues una compañía podrá hacer mejor y a costos menores una actividad específica, que no es parte de las funciones habituales de la empresa analizada. Este concepto se ha difundido ampliamente y en eso radica su importancia y novedad. El *outsourcing* no se limita a la subcontratación o a la contratación de servicios específicos. Se trata de una extensión del concepto de empresa organizada en forma de red. En este enfoque, la organización es plana o aplastada con respecto a la pirámide organizacional tradicional y se compone de muchas unidades autónomas y autogestionadas que se relacionan entre sí.

<sup>9</sup> Valor considerado aceptable por estas empresas, observado en el país en los últimos cinco años. Con este valor, PEMEX u otra empresa industrial que tenga otra actividad que le proporcione rentabilidad mayor, dudaría en invertir, optaría por hacerlo en su actividad más rentable.

**Cuadro 8**  
**Proyección de inversión**

	EE*	CONAE	PEMEX	AMEE**	CFE
Potencial teórico (MWe)	2 803	2 396	4 000	10 000	4 000***
Potencial viable (MWe)	100%	100%	100%	100%	100%
<b>Aprovechamiento del potencial</b>					
CCGT	1 839				4 000
IGCC	964		4 000	10 000	
<b>Costo medio estimado instalado (mdd/MWe)</b>					
CCGT	0.600				0.600
IGCC	1.250		1.250	1.200	
<b>Inversión (mdd)</b>					
CCGT	1 103				2 400
IGCC	1 205		5 000	12 000	
<b>Inversión total (mdd)</b>	<b>2 308</b>	<b>—</b>	<b>5 000</b>	<b>12 000</b>	<b>2 400</b>

EE: este estudio.

AMEE: Asociación Mexicana de Energía Eléctrica.

mdd: millones de dólares.

\* Con este valor se cubren en 100% los requerimientos térmicos y eléctricos, además existe capacidad eléctrica disponible para venta.

\*\* En su escrito *Pemex, bajo fuego amigo*, el presidente de la Asociación Mexicana de Energía Eléctrica (AMEE), Eduardo Andrade Iturrigarria, argumenta un potencial en PEMEX de 10 000 MWe a un costo de 12 000 mdd. La cifra realmente es elevada.

\*\*\* Asumiendo que CFE construyera esa capacidad.

**Fuente:** elaboración propia.

Las Energy Services Companies (ESCO)<sup>10</sup> y su esquema *outsourcing* tienen capacidad suficiente para diseñar, implantar y financiar cualquier tipo de proyecto, ambiental o de energía —o ambos—, y la posibilidad de tomar los riesgos técnicos y financieros mediante contratos de desempeño (*performance contracting*)<sup>11</sup> y contratos de servicios externos (*outsourcing*).

Esta figura existe en México y hay empresas establecidas que ofrecen este esquema, específicamente para cogeneración. Entonces, como una opción, se puede buscar que

<sup>10</sup> Empresas con recursos propios o asociadas con alguna empresa financiera.

<sup>11</sup> Estos contratos están basados en el desempeño de un bien o en los resultados de un servicio en el cual el cliente no invierte por éstos y solamente paga si recibe el beneficio estipulado en el mismo. Se pueden hacer este tipo de contratos para diseño, compra e instalación de equipos y la ESCO será quien los opere y dé mantenimiento, pero el monitoreo y la verificación de los ahorros son realizados por ambas partes y de forma continua. La figura legal es un contrato de servicio en el cual se establece una sociedad operativa cliente-proveedor a mediano o largo plazos; se incluye un arrendamiento puro y es adicionado con un convenio de compraventa.



PEMEX celebre este tipo de contratos y aprovechar su potencial; sólo necesita la figura legal para realizarlo, lo cual hace necesaria una reforma que le permita, en función de la *Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica* y su *Reglamento General de Electricidad*, vender excedentes eléctricos a CFE, LFC (o transferir a cambio de combustible) o crear establecimientos asociados a la cogeneración.

Una reforma de este tipo es la que está siendo impulsada y cabildeada en las cámaras de Diputados y Senadores, pero sería deseable incluir las características antes mencionadas de transacción eléctrica, porque maximizar la recuperación de energía hace al proceso más eficiente y permite la generación de mayores recursos económicos, lo cual puede implicar generar más electricidad de la requerida.

El proceso de reforma fue iniciado a finales de 2003; un año después se dio en términos de su obligatoriedad o recomendación en dichas cámaras. Es necesario que en esta discusión se considere explícitamente dotar a PEMEX de las facultades para aprovechar su potencial en los términos y condiciones de cualquier otra empresa, pero sin descuidar los mecanismos de control y fiscalización para evitar desviaciones del objetivo central.

### **Conclusión**

PEMEX tiene un gran potencial de cogeneración por aprovechar, dados los tipos de procesos que lleva a cabo en sus instalaciones. Los proyectos que se pueden desarrollar en ellas, sin duda presentarán tasas de rendimiento muy altas, respecto del uso de la energía primaria consumida actualmente; de hecho, es de las más elevadas que se puedan presentar en proyectos de cogeneración. Esto se ha confirmado en los estudios de previabilidad realizados en México: eficiencias por encima de 44% y hasta 76%. Pero aun así, estos proyectos presentan desventajas económicas y financieras; aunque podría decirse que no son estrictamente inconvenientes, son proyectos que compiten financieramente con los *tradicionales* de la empresa. De implantarse la cogeneración, liberaría recursos para seguir invirtiendo en los procesos *genéricos*, propios de la actividad central de PEMEX, como la producción de petróleo, gas, la refinación y la petroquímica.

Por el lado de las ventajas que ofrecería la cogeneración, en PEMEX podrían estar presentes dos condiciones: ahorros en sus costos de producción y, al mismo tiempo, disminución en sus ventas o transferencias de combustibles para usos propios. Este último efecto es bueno y malo; si fueran dos entidades separadas, sería bueno para la entidad que cogenerara y mala para la entidad que vende combustible.

Por razones éticas y de interés público, la parte comercial debe estar subordinada a los intereses nacionales, ambientales y macroeconómicos.

Lo cierto es que cuenta con el potencial y cada día que pasa sin aprovecharse se desperdician recursos económicos y energéticos; entonces, en teoría, toda acción encaminada a lograr su aprovechamiento debería ser vista con buenos ojos. Explorar el potencial de



cogeneración de PEMEX, ya sea con inversiones de 3 000 o 5 000 mdd (según la estimación que se considere), puede realizarse con esquemas de inversión que ya están en práctica en el país, por lo cual la paraestatal no necesita realizar las inversiones por sí sola, siempre y cuando se les vea en su justa dimensión, es decir, comparando proyectos similares: cogeneración con cogeneración y producción de petróleo con producción de petróleo.

La cogeneración en PEMEX sólo necesita de voluntad e interés por parte de los legisladores que revisan los términos en los cuales se planteó la reforma al artículo 6o. de la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional* en el ramo del petróleo y al artículo 3o. de la *Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios*. Con ello se daría la posibilidad legal y administrativa de aprovechar lo que ya se tiene ahí y que día tras día se desperdicia. Esta reforma, además, debe de ser complementada con una buena gestión de PEMEX y una mejor reorientación de sus inversiones, como lo muestran los acontecimientos en los últimos meses en materia de mantenimiento (excesivos accidentes en muchas de sus instalaciones).



### Bibliografía

- Andrade Iturribarría, Eduardo, PEMEX, bajo fuego amigo, México, Presidencia de la Asociación Mexicana de Energía Eléctrica, 2004.
- Comisiones Unidas de Energía y de Gobernación, *Dictamen del proyecto de decreto mediante el cual se adiciona un párrafo al artículo 6o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo y se reforma el artículo 3o. de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios*, México, H. Cámara de Diputados, abril de 2004.
- CONAE, *Potencial nacional de cogeneración 1995*, México, Secretaría de Energía, 1996.
- , *La CONAE y la cogeneración*, México, Secretaría de Energía, 2003.
- CONAE y U.S. Agency for International Development, *Case Study, The PEMEX-CONAE Collaboration in Energy Efficiency Actions and Programs*, junio de 2002.
- EPA CHP, *Partners Meeting*, Chicago, septiembre de 2003.
- Países del Istmo Centroamericano, Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (PREEICA), *Costos típicos para proyectos termoeléctricos, Informe final*, marzo de 2004.
- Petróleos Mexicanos, *Evaluación del Proyecto de Cogeneración en PEMEX*, México, Dirección Corporativa de Planeación Estratégica, febrero del 2004.
- The United States Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, *The Economics of Gas Turbines in the PJM Region*, agosto de 2001.