



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA UN  
PROYECTO DE COGENERACION DE ENERGIA  
CON APLICACION EN LA INDUSTRIA HOTELERA

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
**INGENIERO MECANICO**  
P R E S E N T A :  
**MARIA ELENA SIERRA GALINDO**



DIRECTOR DE TESIS: ING. AUGUSTO SANCHEZ CIFUENTES

MEXICO, D.F.

2002

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## AGRADECIMIENTOS

**A la Universidad Nacional Autónoma de México:** mi Alma Mater, institución que me ha brindado una excelente formación tanto personal como académica. Por mi raza hablara el espíritu.

**A la Facultad de Ingeniería:** la cual fungió como mi segunda casa por muchos años. Al M. I. Gerardo Ferrando Bravo, por el apoyo y la ayuda que me ha brindado.

**Al Hotel Acapulco Princess:** por facilitarme los datos necesarios para la realización de esta tesis. Principalmente al Ing. Jorge Moctezuma, gracias por tu amabilidad, tiempo y disposición

**A la Dirección de Cogeneración de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía:** CONAE, dirigido por el Ing. Federico Hungler, por su colaboración e información ofrecida, sumamente valiosas para mi tesis. Con especial agradecimiento al Ing. Margarito Sánchez, quien con su constante orientación y ayuda me facilitó la realización de este trabajo.

### **A mi Director de tesis:**

Al Ing. Augusto Sánchez Cifuentes, mis más sinceros agradecimientos por sus conocimientos, por rescatar esta tesis al aceptar dirigirla y por su valioso tiempo, orientación y apoyo.

### **A mis Sinodales:**

Al Ing. Eduardo Hernández Goribar, por haber sido una inspiración como maestro y como persona.

Al Dr. Federico Mendez Lavielle, al M.I. Jorge Naude, al Dr. José Luis Fernández Zayas y M.I. Rodrigo Rincón Gómez por sus valiosas aportaciones a este trabajo.

### **A mis profesores de la facultad:**

Sin ustedes no hubiera sido posible llegar hasta aquí. Gracias por compartir sus conocimientos y experiencias y por la invaluable labor que hacen al prepararnos.

Especialmente quiero agradecer a los siguientes maestros:

Al Mtro. Esteban Barrios Bonilla, al Ing. Gustavo Becerra, al Mtro. Víctor González Villela, al Ing. Jorge Ontiveros Junco y al Dr. Roberto Zenit Camacho.

## DEDICATORIAS

**A mi padres:** por haberme dado un a familia envidiable, centro de mi vida y coprotagonistas de mis logros.

A ti George por tu amor, y apoyo incondicional, que han sido el pilar más importante en mi vida y sin los cuales no hubiese logrado muchas cosas. Por darme libertad para descubrir la vida sola y a mi paso, pero siempre detrás de mi apoyándome y aconsejándome. Por enseñarme con tu ejemplo los valores bajo los cuales rijo mi vida. Te quiero papá

A ti Susi, por inculcarme tu tenacidad, coraje y ambición para lograr lo que quiera en esta vida y por enseñarme que mis sueños son el límite. Gracias por ayudarme a concretarlos. Tu amor siempre está conmigo. Te quiero mamá.

### **A mis hermanos:**

A mis dos personas favoritas, con quienes he compartido mi vida.

A ti Jorge: Por impulsarme a ser mejor, por ser mi confidente y amigo, pero principalmente por tu facilidad de hacerme sonreír y hacerme divertida la vida. Sabes que te quiero muchísimo.

A ti Clau: Por tu grandísimo apoyo y protección, por ser mi amiga y por hacerme sentir orgullosa de ti como profesionalista y persona. Te admiro y te quiero mucho sis.

**A Bruno:** *El amor es la más bella de las mentiras, porque nos hace sentirnos fuertes y poderosos, dice Nietzsche y, además, embellece lo que ama. El amor es la fuerza que transforma, entonces, la vida en arte.* Aparte de mi novio has sido mi mejor amigo, a lo largo de estos seis años, gracias por enriquecer mi vida, por tu amor, tu confianza, y apoyo. Por enseñarme a valorar lo que tengo a luchar por lo que quiero, a vivir sin miedo y enfrentarme a la vida con una sonrisa. Lo logramos....Gracias por tu ayuda en la realización de esta tesis.

### **A mi familia:**

Gracias por ser parte importante en mi formación; de cada uno de ustedes he aprendido algo.

A mi abuelita Maria de la Luz, quien es una mujer admirable que no deja de sorprenderme. Gracias por tu ejemplo. Te quiero mucho abue.

A mis tíos y primos por su cariño, apoyo y consejos. Principalmente a mi tío Alex, por tu amor y amistad.

### **A mis amigos de la Facultad:**

A Angel, Diego y Joel, gracias por su ayuda, apoyo y amistad que tantas veces fueron cruciales. Por hacerme mucho más amenas tantas horas de estudio. Pero principalmente por enriquecerme con su forma de ser y de vivir.

Agustín, Diego, Chac, Cinthya, Enrique, Esperanza, Germán, Ismael, José Humberto, Lorenzo, Marcela, María Berta, Margarita, Miguel, Pablo, Ricardo, Tere, Ulises y Víctor.

Quienes a lo largo de estos seis años en algún momento sufrieron y gozaron conmigo esta carrera y mi Universidad. Complementaron mi vida de muchas maneras. Gracias por los momentos especiales que me han dado, por compartir momentos agradables y difíciles y por lo divertida que ha sido mi vida a su lado. Los quiero mucho.

Y tantas otras personas que en la facultad que en algún momento me brindaron su ayuda y amistad. Gracias.

## ÍNDICE

INTRODUCCIÓN .....	3
OBJETIVOS .....	5
CAPITULO 1 SITUACIÓN DE LA COGENERACIÓN EN MÉXICO... 6	6
1.1 Desarrollo de la Cogeneración .....	6
1.2 Situación de Cogeneración en México.....	7
CAPITULO 2 LA COGENERACIÓN .....	13
2.1 Definición.....	13
2.2 Generación vs. Cogeneración .....	15
2.3 Sistemas de Cogeneración .....	19
2.3.1 Clasificación de los Sistemas de Cogeneración.....	20
2.4 Índices Característicos de los Sistemas de Cogeneración.....	24
2.4.1 Índices y Eficiencias .....	24
2.5 Criterios de Comparación para la Selección de Tecnologías de Cogeneración.....	26
2.6 Trigeneración .....	28
2.7 Algunas Aplicaciones de la Cogeneración .....	28
CAPÍTULO 3 MICROCOGENERACION .....	30
3.1 Antecedentes.....	30
3.2 Generación distribuida.....	30
3.3 Microcogeneración .....	30
3.3.1 Tecnologías Disponibles para Micro Cogeneración.....	32
3.3.2 Microturbinas .....	32
3.3.3 Micro motores de Combustión Interna.....	34
3.3.4 Celdas de Combustible .....	36
3.4 Aspectos Generales.....	38
3.5 Aplicaciones de la Microcogeneración.....	39
3.5.1 Sector Doméstico.....	40
3.5.2 Sector de Servicios .....	41
3.6 Costos de Inversión de una Central de Micro Cogeneración.....	42
CAPITULO 4 ESTUDIO DE PREVIABILIDAD .....	43
4.1 Información Requerida .....	43
4.2 Información Técnica que se solicitará a la Empresa. ....	45
4.2.1 Procesamiento de la información obtenida.....	45
4.3 Principales Factores que definen la Viabilidad de un Proyecto.....	48
4.4 Selección y Análisis del Sistema de Cogeneración .....	49
4.5 Tipo de Arreglo.....	51
4.5.1 Turbina de Vapor.....	51
4.5.2 Turbina de Gas .....	52
4.5.3 Motores de Combustión Interna .....	53
4.5.4 Ciclo Combinado .....	53
4.6 Definición del Nivel de Cogeneración .....	53
4.7 Evaluación del Sistema de Cogeneración Seleccionado .....	54

4.7.1	Viabilidad Técnica.....	54	
4.8	Especificación de Equipos Principales .....	55	
<b>CAPÍTULO 5 EVALUACION ECONOMICA FINANCIERA Y MARCO REGULATORIO .....</b>			<b>59</b>
5.1	Evaluación Económica del Estudio de Cogeneración. ....	59	
5.2	Análisis de Resultados.....	60	
5.3	Financiamiento.....	60	
5.4	Formatos de Solicitud del Permiso .....	61	
5.5	Marco Legal.....	62	
5.5.1	Resumen de la Reglamentación.....	64	
<b>CAPÍTULO 6 CONSUMOS Y USOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA INDUSTRIA HOTELERA. ....</b>			<b>66</b>
6.1	Introducción.....	66	
6.2	Empresas de Servicios Energéticos (eses).....	67	
6.3	Cogeneración en la Industria Hotelera. ....	68	
6.3.1	Estudio de Viabilidad .....	69	
6.3.2	Criterios de Dimensionamiento .....	71	
6.3.3	Parámetros Energéticos .....	71	
6.4	Monitoreo & Verificación de las Mejoras de Desempeño (M&V): .....	72	
6.5	¿Cómo identificar Fuentes de Financiamiento? .....	72	
<b>CAPÍTULO 7 EJEMPLO DE APLICACIÓN . CASO: HOTEL ACAPULCO PRINCESS.....</b>			<b>74</b>
7.1	Características y Condiciones del sitio.....	74	
7.2	Situación Actual en consumos de energéticos y producción.....	75	
7.3	Condiciones de operación actuales.....	77	
<b>CONCLUSIONES .....</b>			<b>87</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>			<b>91</b>

## INTRODUCCIÓN

El problema mundial de energía viene caracterizado por dos circunstancias muy concretas:  
*La gran dependencia de recursos naturales y el impacto ambiental asociado a su uso.*

Desde el punto de vista medioambiental, puede decirse que el uso de la energía es en la actualidad el primer vector de impacto. Si los consumos energéticos siguen creciendo en los próximos años de la forma exponencial a como lo hace ahora, o se produce la crisis por el agotamiento de los recursos, o bien éste se produce por problemas ambientales. En cualquier caso, alguno de los dos factores alterará la situación.

Hay una demanda de energía creciente en todo el mundo. La mayor parte de esta demanda proviene de los sectores comercial, de transporte, doméstico e industrial, y casi todos los procesos que tiene que ver son su conversión y uso tiene algo en común: son muy ineficientes desde su extracción primaria hasta su uso final.

El ahorro de la energía pasa a ser un tema de prioridad para todos los países, tanto por las implicaciones que tiene por desarrollar economías más competitivas, como por el control que ejerce en el ritmo de crecimiento de la demanda de energía de un país.

Resulta innegable que a nivel mundial, los requerimientos de energía eléctrica continúan siendo cada vez mas elevados. En la contra parte, las reservas de energéticos no renovables, como es lógico, tienden a disminuir. Este panorama, aunado a la grave escasez de energía sufrida en años recientes en muchos países, ha puesto la semilla para la creación de empresas cuya finalidad es apoyar a las compañías generadoras en la solución del problema de déficit de capacidad.

Históricamente el problema fundamental de energía en México ha sido satisfacer la demanda de diversos usuarios requiriendo hidrocarburos y electricidad. Dicho fundamento esta basado en el criterio de que una escasez de los energéticos representa un freno en el desarrollo económico.

Actualmente ante el aspecto de finitud de recursos, entre las diversas maneras de enfrentar el problema, se tiene que recurrir a otros recursos como son las plantas hidráulicas, nucleares, geotérmicas, etc. Sin embargo, la conservación es otra manera de alargar la vida de los energéticos no renovables.

El uso eficiente es sólo una parte de la conservación. La conservación de energía representa la medida más económica para retrasar el agotamiento de los combustibles fósiles y permitir el acceso a tecnologías de alto costo de capital, como son nucleares, solares y geotérmicas.

A raíz de la llamada primera crisis petrolera, provocada por el conflicto armado árabe israelí de los años 1973 y 1974, los precios de los hidrocarburos se elevaron considerablemente y su oferta se vio reducida. Los países industrializados se percataron de la fragilidad de sus sistemas y del importante papel que juega el petróleo, (principal fuente de energía), en las sociedades modernas.

Un aspecto importante a comentar es la clarísima desproporción que existe en los consumos de energía entre las distintas regiones del planeta. Mientras que los países

desarrollados (un 20% de la población) consumen el 75% de la energía, los países subdesarrollados y en vías de desarrollo (el 80% de la población), consumen el 25% restante. Repentinamente bajo estas condiciones, estos países toman conciencia de su vulnerabilidad energética y de la necesidad de hacer más eficientes sus unidades usuarias de energía, sucediéndose cambios y transformaciones en los hábitos de consumo.

Los cambios más importantes se dieron del lado de la demanda, los países desarrollados impulsaron la implantación de políticas y programas de ahorro eficiente o conservación de energía. El uso de alternativas tecnológicas, alternativas energéticas y el aprovechamiento de todos los recursos locales, incluso las energías alternas y renovables, favorecieron un balance energético mundial con tendencia a la baja en un 0.3% anual global, en tanto que en los países industrializados este valor alcanzó el 3% en promedio anual.

Esta tendencia en los países desarrollados, fue provocada por una serie de nuevas tecnologías más eficientes, programas estructurados de gestión energética y sobre todo una concientización total de la población. Es un hecho comprobado que los resultados más espectaculares de disminución en las facturas energéticas fueron logradas gracias al comportamiento humano. La concientización juega un papel determinante en el éxito de cualquier programa que se emprenda.

En el periodo 1970-1980 mientras que en los países industrializados se observaban tendencias favorables; en México, el consumo nacional total de energía creció 9.4% en promedio anual, mientras que el PIB se incrementaba solo en 6.7%. Las elevadas tasas de crecimiento de la demanda eléctrica hacen que, de haber continuado tal cuales, en el año 2000 se hubiese requerido de una capacidad instalada de casi el doble de la que se tenía.

En suministro de electricidad, comprar a los sistemas centralizados ya no es la única opción. Bajo ciertos esquemas, generar en sistemas pequeños puede ser más barato que comprar la energía a sistemas centralizados. En algunas partes del mundo, invertir en sistemas de microturbinas que operan con diversos combustibles, principalmente gas natural, son la mejor opción para tener electricidad segura y barata.

En los últimos cinco años el panorama del uso eficiente de la energía ha cambiado radicalmente y tomado un ritmo vertiginoso: cada vez más son las empresas tanto privadas como públicas que empiezan a interesarse en la aplicación de medidas correctivas, para esto organismos empresariales han tomado la iniciativa e impelen actuar en pro del uso racional de los energéticos.

Las dependencias e instancias oficiales, así como las instituciones de investigación y de educación superior, promueven continuamente el uso eficiente de los energéticos. No obstante los resultados medibles alcanzados hasta ahora no son espectaculares y se reiteran cotidianamente una serie de factores limitantes que afectan el cabal desarrollo de una estructura de consumo de energía más eficiente.

Por su parte, la cogeneración es la opción para quienes utilizan grandes cantidades de calor, como ocurre en los procesos industriales, y compite también en precio con lo que se cobra en la tarifa eléctrica. Para aprovechar cabalmente todas las oportunidades de ahorro y uso eficiente de la energía, de cogeneración, y de aprovechamiento de energías renovables se requiere de acciones descentralizadas, es necesario que se desarrollen capacidades no sólo técnicas sino también institucionales a nivel local, ya sea estatal o municipal.

## OBJETIVOS

Al concluir la investigación del presente trabajo, se pretende:

- ◆ Determinar la previabilidad de instalar un sistema de cogeneración para la industria hotelera.
- ◆ Conocer algunos de los beneficios y la problemática de la implementación de un sistema de cogeneración en la industria.
- ◆ Contribuir a la investigación y divulgación en materia de ahorro y aprovechamiento de energía, por medio de la implementación de sistemas de cogeneración, en la industria hotelera.
- ◆ Divulgar alguna información existente respecto al concepto de cogeneración.

## Capítulo 1 SITUACIÓN DE LA COGENERACIÓN EN MÉXICO

Habitualmente las industrias satisfacen sus necesidades energéticas comprando la electricidad y los combustibles a las correspondientes compañías suministradoras. Esta modalidad de abastecimiento, cómoda para el industrial, resulta ser, en determinados casos, demasiado cara, y desde el punto de vista de uso racional de la energía, bastante ineficiente.

La **cogeneración** es un sistema alternativo, de alta eficiencia energética, que permite reducir de forma importante la factura energética de ciertas empresas, sin alterar su proceso productivo. Se define como: *"la producción conjunta, por el propio usuario, de electricidad o energía mecánica y energía térmica útil, partiendo de una fuente primaria de energía"*.

Este aprovechamiento simultáneo de calor, que conlleva un rendimiento global más elevado, es lo que la distingue de la autogeneración, en la cual no hay aprovechamiento térmico como efecto útil secundario.

La importante penetración del gas natural ha permitido ampliar el abanico de sistemas de cogeneración, incluyendo, además de los convencionales, turbinas de vapor y motores diesel ya empleados, las turbinas y motores de gas. El mayor rendimiento eléctrico de estos equipos, su bajo impacto ambiental, unido a fiabilidad y disponibilidad muy elevadas, han hecho posible un importante desarrollo de estos sistemas de cogeneración.

La participación de empresas de gas, eléctricas o ingenierías en agrupaciones que constituyen y explotan las plantas, así como su aplicación de la cogeneración en el sector terciario son algunas de las tendencias que definen este sector.

La cogeneración es un medio importante para hacer un uso más racional y eficiente de la energía, lo cual implica beneficios tanto particulares: reducción de costos de producción, como nacionales: disminución del consumo de combustibles y protección del medio ambiente

### 1.1 Desarrollo de la Cogeneración

La cogeneración no es un proceso nuevo, su aplicación data de los principios de este siglo, la encontramos en los ingenios azucareros, en las plantas de papel, siderúrgicas y en otros procesos. Sin embargo, su aplicación no obedecía, como lo es ahora, a la necesidad de ahorrar energía, sino al propósito de asegurar el abasto de la energía eléctrica, que en esos años era insuficiente y no confiable.

Conforme las redes eléctricas se extendieron y el suministro de energía eléctrica se hizo más confiable, resultaba más barato abastecerse de este fluido de la red pública. Así, los proyectos de cogeneración poco a poco se fueron abandonando. Más tarde, debido al incremento en el costo de la energía eléctrica, la problemática ambiental y al desarrollo tecnológico de los equipos, la cogeneración vuelve a ser rentable y por ello renace, principalmente, en el ámbito industrial.

Por el lado del desarrollo tecnológico, la cogeneración recibe su impulso tecnológico más importante en los años ochenta, cuando se inicia la aplicación de las turbinas aeroderivadas en la generación de energía eléctrica, es decir, se toman las turbinas utilizadas en la aviación comercial y con pequeñas modificaciones se adaptan a tierra y se acoplan a generadores eléctricos que las transforman, por primera vez, en grupos turbogeneradores industriales.

Al mismo tiempo, se desarrollan nuevos materiales de alta resistencia mecánica para la fabricación de alabes de turbinas y se emplean materiales cerámicos de alta resistencia térmica en la construcción de cámaras de combustión. También se ha logrado en la presente década mejorar los rendimientos energéticos en las turbinas de gas y se han mejorado los ciclos termodinámicos tradicionales.

Es importante resaltar que el desarrollo de las calderas de recuperación con presiones múltiples, también contribuyó al desarrollo de los sistemas de cogeneración, así como el inicio de la tecnología de gasificación de combustibles, el desarrollo de la fabricación de sistemas de cogeneración tipo paquete y la introducción de la aplicación del ciclo combinado.

Las máquinas alternativas de combustión interna, MCI también tuvieron un desarrollo paralelo al de las turbinas de gas, aplicándose cada día más en los procesos de cogeneración, sobretodo gracias a la creciente necesidad de transporte marítimo, el cual ha permitido la disponibilidad de motores altamente eficientes, alcanzando rendimientos térmico/eléctricos del orden del 40%.

Según el Centro Nacional de Información de Energía de los Estados Unidos, en enero de 1999, la capacidad total instalada en el mundo para generar energía eléctrica era de 3,180.25 millones de kW. De acuerdo con un estudio elaborado ese mismo año por Allied Bussiness Intelligence, Inc. (ABI)<sup>1</sup>, a la cogeneración correspondía 6.5% del total.

Dicho potencial da una buena idea del potencial e importancia de la cogeneración en el sector eléctrico de los diversos países del mundo, teniendo en mente que la premisa principal del usuario final es contar con un suministro continuo y de calidad de energía eléctrica, a costos razonables y competitivos.

El previsible crecimiento en el uso de la cogeneración en el futuro contribuirá, de forma notable, a un mayor desarrollo económico, equilibrado y en armonía con los requerimientos del medio ambiente.

## 1.2 Situación de Cogeneración en México.

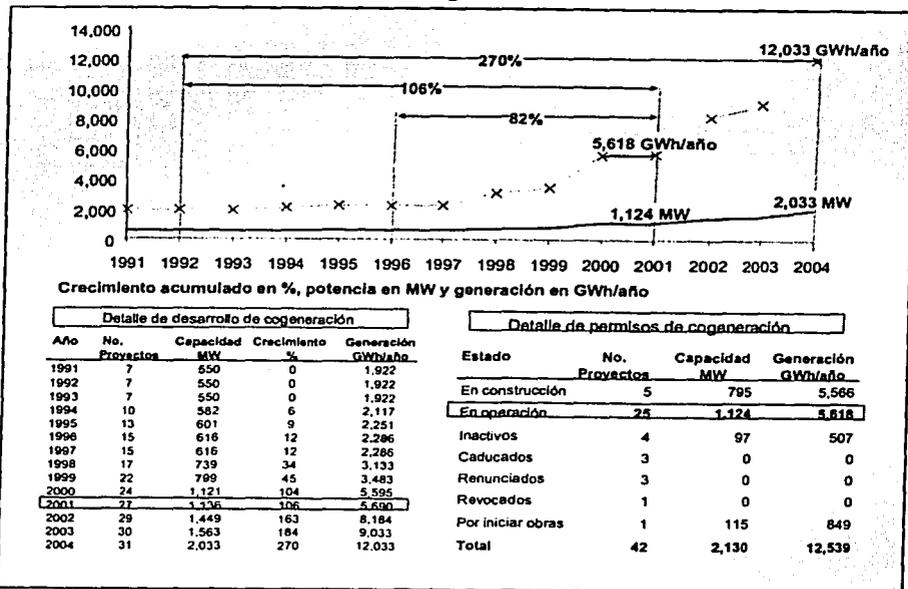
En muchas partes del país existen las condiciones necesarias para la generación de electricidad a partir del autoabastecimiento con sistemas de cogeneración, ya que se cuenta con un marco regulatorio que lo permite y promueve; una mayor variedad de combustibles, en particular el gas natural, cuyas redes se extienden progresivamente; tecnología de generación con equipos cada vez más pequeños, pero que, por su eficiencia,

<sup>1</sup> Fuente: La Cogeneración en el Mundo. Artículo publicado por la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. Revista Entorno Químico. Dic. 2001 N° 40

permitan competir con la electricidad proveniente de la red operada por las empresas suministradoras de energía.

Así mismo crece cada día el número de empresas interesadas en generar su propia energía eléctrica y de emprendedores que buscan oportunidades de negocios en esta coincidencia de factores.

**TABLA 1**  
**Estado Actual de la Cogeneración en México**



Fuente:

¿Qué es la Cogeneración? y el Porqué de su Importancia en México  
Artículo publicado por la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.  
Revista Entorno Químico. Dic. 2001 N° 40

La Secretaría de Energía apoya, a través de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) la promoción de proyectos de cogeneración.

En 1990 prácticamente se duplicó la Cogeneración en la industria, contando con 600 MW instalados en el sector privado. Por otro lado, dentro del sector público en el mismo periodo el desarrollo de la Cogeneración fue muy importante instalándose 1,400 MW, en los sectores petrolero siderúrgico y azucarero, para un total nacional a fines de 1992 de cerca de 2,000 MW.

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica no permitía de forma explícita el vender o producir energía hasta antes del 31 de mayo de 1991.

En enero de 1992 se creó dentro de la CONAE, la Coordinación de Cogeneración (a partir de 1995 se convirtió en Dirección de Cogeneración y Fuentes no Convencionales de Energía), con el objetivo de promover, difundir y estimular la aplicación de sistemas de cogeneración en todo el país, siendo una de sus funciones determinar el potencial de cogeneración en México.

Las funciones de regulación se asignaron a la CRE a través de la expedición, en 1995, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía. Esta Ley transformó a la CRE, de ser un órgano consultivo en materia de electricidad, como lo estableció su decreto de creación en 1993, a uno desconcentrado de la Secretaría de Energía, con autonomía técnica y operativa, encargado de la regulación de gas natural y energía eléctrica en México.

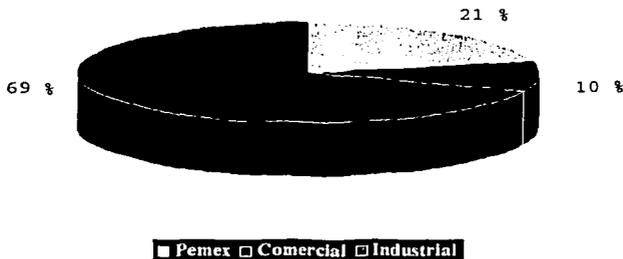
El Congreso de la Unión promulgó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía en octubre de 1995. A partir de esa fecha, la CRE se constituyó como autoridad reguladora en la materia e inició un proceso de definición, organización y desarrollo institucional acorde a las funciones, atribuciones y responsabilidades otorgadas por el Congreso.

El desarrollo del potencial nacional de cogeneración en México depende de varios factores, entre los que se encuentran, el Marco Regulatorio, la disponibilidad de capital, los costos de inversión, los precios de la electricidad y los precios de los combustibles, entre otros.

Según datos de la CONAE (Potencial Nacional de Cogeneración publicado en 1995), se estima que se podrá desarrollar una capacidad de cogeneración en México, de 1996 al año 2006, de 3,507 MW<sub>e</sub> en el escenario bajo y de 6,578 MW<sub>e</sub> en el escenario alto, requiriendo una inversión, en ese período, del orden de 2,805 a 7,894 millones de dólares americanos respectivamente.

Una vez que se implante este potencial de cogeneración, se podrán obtener ahorros anuales en el consumo de combustibles equivalentes a 28.0 millones de barriles equivalentes de petróleo, para el escenario bajo, y de 52.7 millones de barriles equivalentes de petróleo para el escenario alto.

Potencial de Cogeneración por Sector  
Figura 1



Fuente: CONAE, Potencial Nacional de Cogeneración 1995

En México hay varios sectores que poseen un razonable potencial de Cogeneración y que resultarán beneficiados de implementar la misma, tal es el caso de las industrias: química y petroquímica, celulosa y papel, alimentos, refinación y petróleo, agroindustria, metalmeccánica hotelera, entre otras. Desde luego existen diversas aplicaciones importantes en otras áreas. Pueden señalarse las siguientes: calefacción centralizada de zonas urbanas, desalación de agua y recuperación secundaria de petróleo.

Existen en nuestro país aproximadamente 300 centrales eléctricas con fines de autoabastecimiento y con una potencia instalada de 3,000 MW. Puede resultar atractivo integrar parte de este potencial a la red nacional de suministro eléctrico ya que a pesar de tratarse de unidades generadoras relativamente pequeñas, el costo marginal de aumentar su factor de utilización puede resultar competitivo en relación con el costo marginal total de la generación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), particularmente cuando el aprovechamiento de esas fuentes de energía está ligado a la utilización de desperdicios de combustibles derivados de los procesos industriales.

El apoyo que se busca concretar para lograr un desarrollo ascendente de la cogeneración, representará un paso en la dirección correcta hacia la implementación de mercados competitivos de electricidad. Los problemas que enfrenta la cogeneración son similares a los que enfrentan los productores independientes de energía, los autoabastecedores y los promotores de energías renovables. Ejemplos de problemas que pueden ser comunes a algunos de estos esquemas de generación son las condiciones de regulación del mercado, la definición de precios justos, la seguridad en el abasto de combustibles y la definición de puntos de interconexión. En ese sentido, la implantación de mejoras a las condiciones de cogeneración beneficiarán también a inversionistas que pretendan intervenir en otros esquemas disponibles de producción eléctrica.

En el presente, el mercado eléctrico exige cambios porque sus participantes han alcanzado una mayor sofisticación debida al análisis de las condiciones de apertura existentes en los sectores eléctricos de otros países y a la incorporación en sus organizaciones, como asesores o como inversionistas, de un número importante de personal con amplia experiencia en el sector eléctrico público.

En contraposición con lo anterior, existe desconocimiento de parte de actores pequeños o nuevos, de los mecanismos establecidos para intervenir en la cogeneración y de las estipulaciones de la normativa vigente. Para atraer a esos inversionistas potenciales, es necesaria una mayor difusión de los términos participativos, proponerles sistemas adecuados para su industria y el establecimiento en forma pública de reglas transparentes.

El documento presentado por la CONAE, **PROPUESTA DE MEDIDAS PARA EL FOMENTO DE LA COGENERACIÓN**, comprende 9 propuestas importantes que son:

- Dar cumplimiento a lo establecido en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y su Reglamento
- Eliminar y/o acotar la discrecionalidad del Regulador
- Modificar los artículos del Reglamento de la LSPEE que inhiben el desarrollo de los proyectos de cogeneración
- Dar transparencia y certidumbre a la compra-venta de energía eléctrica con CFE

- Proporcionar garantías en cuanto al suministro de combustibles
- Dar certidumbre al diseño de políticas tarifarias de combustibles
- Dar certidumbre y transparencia a los términos contractuales con PEMEX y CFE
- Simplificar y agilizar trámites de obtención de permisos
- Dar certidumbre al marco fiscal y proporcionar incentivos fiscales para mejorar la competitividad
- El alto crecimiento de la demanda de energía eléctrica en México, así como las restricciones presupuestarias del sector público, requieren del desarrollo de plantas de generación con la participación del sector privado. La cogeneración ofrece una opción con mayor eficiencia en el uso de energéticos, lo que se traduce en mayor competitividad y mayor beneficio para los particulares y para el país.

El interés manifiesto de la iniciativa privada por los proyectos de cogeneración en particular, permiten vislumbrar un desarrollo promisorio de estos sistemas en el futuro inmediato, con lo cual se lograría un incremento de la eficiencia del sector eléctrico y una reducción importante en la emisión de contaminantes por la generación de energía eléctrica.

Aunque la reglamentación vigente abre los mercados de energía eléctrica y establece condiciones equitativas para los cogeneradores, el Marco Legal no siempre se cumple en su totalidad, anulando parcialmente los efectos de las reformas legislativas recientes.

Dado que aprovechar cabalmente todas las oportunidades de ahorro y uso eficiente de la energía, de cogeneración, y de aprovechamiento de energías renovables requiere de acciones descentralizadas, es necesario que se desarrollen capacidades no sólo técnicas sino también institucionales a nivel local, ya sea estatal o municipal. En nuestro país el avance tecnológico en energía debe tener un respaldo institucional que lo aproveche adecuadamente. La tendencia de la tecnología en generación de electricidad lleva a sistemas que se integran en grandes redes a partir de pequeños sistemas de generación cercanos a quienes consumen lo que éstos producen. No obstante, los estados, municipios y muchas grandes empresas carecen de capacidades propias, internas e integrales, que les permitan definir y aprovechar las mejores alternativas.

La descentralización del país debe pasar también por el sector energético y esto empieza, precisamente, por el ahorro de energía, la cogeneración, el autoabastecimiento y el aprovechamiento de las energías renovables. El papel del Gobierno Federal en este gran esfuerzo de descentralización, debe ser el de aportar herramientas aplicables de planeación, sistemas de información, análisis y toma de decisiones a nivel estatal y municipal para los proyectos y programas locales; capacitar recursos humanos en el uso de esas herramientas, mediante cursos, diplomados y maestrías; y proponer y catalizar la integración institucional de actores públicos y privados para llevar adelante esos proyectos.

La instalación masiva de sistemas de cogeneración en México, permitirían aliviar en gran medida los problemas de falta de capacidad en la oferta; de ahí la importancia que la Secretaría de Energía (Sener) y su sector atribuyen a la promoción de esta tecnología en nuestro país, ya que esta representa una oportunidad para la modernización de nuestra planta industrial, así como una alternativa viable a los usuarios para satisfacer sus

necesidades energéticas con una mayor rentabilidad, confiabilidad y calidad de la energía eléctrica.

En este sentido, la generación distribuida, en la que los usuarios conectados a la red producen la totalidad o parte de los requerimientos eléctricos, es una solución viable a la actual problemática, especialmente en zonas urbanas. De hecho, la microgeneración ofrece grandes posibilidades de aprovechamiento en el país, particularmente en el sector comercial y el de servicios, según estudios de la Sener y de los organismos que conforman el sector energético.

En la Tabla 2 se muestran los porcentajes que representa la capacidad instalada de cogeneración en 28 países del mundo, respecto de la capacidad total instalada de cada uno de ellos para generar energía eléctrica. Estos porcentajes varían, desde 2%, como mínimo, para países como Francia, Irlanda y Japón, hasta valores superiores a 40%, como es el caso de Dinamarca, Suiza y Luxemburgo.

**TABLA 2**  
**Capacidad instalada de cogeneración en algunos países.**

No.	País	Capacidad Instalada		
		Total MW <sup>11</sup>	MW	%
1	Francia	108,291	2,166	2 <sup>4</sup>
2	Irlanda	4,165	83	2 <sup>4</sup>
3	Japón	226,385	4,528	2 <sup>5</sup>
4	Belgica	14,088	423	3 <sup>10</sup>
5	Brasil	65,209	1,956	3 <sup>0</sup>
6	México	40,000	1,131	3 <sup>3</sup>
7	Canadá	109,769	4,391	4 <sup>8</sup>
8	Estados Unidos	775,884	41,343	5 <sup>1</sup>
9	Reino Unido	69,866	3,493	5 <sup>4</sup>
10	Suecia	32,934	1,976	6 <sup>4</sup>
11	Eslovenia	2,652	212	8 <sup>4</sup>
12	Alemania	107,769	10,777	10 <sup>4</sup>
13	China	277,116	27,712	10 <sup>7</sup>
14	Grecia	9,401	940	10 <sup>4</sup>
15	Hungría	7,847	785	10 <sup>4</sup>

No.	País	Capacidad Instalada		
		Total MW <sup>11</sup>	MW	%
16	España	44,921	5,912	11 <sup>2</sup>
17	Lituania	5,834	642	11 <sup>4</sup>
18	Bulgaria	12,428	1,988	16 <sup>4</sup>
19	Italia	65,513	10,482	16 <sup>4</sup>
20	Portugal	9,784	1,565	16 <sup>4</sup>
21	República Checa	13,746	2,474	18 <sup>4</sup>
22	Austria	13,517	3,785	28 <sup>10</sup>
23	Holanda	14,210	4,263	30 <sup>10</sup>
24	Finlandia	16,143	5,166	32 <sup>4</sup>
25	Rumania	22,194	8,878	40 <sup>4</sup>
26	Dinamarca	12,544	6,272	50 <sup>4</sup>
27	Suiza	14,606	7,303	50 <sup>4</sup>
28	Luxemburgo	109	63	58 <sup>4</sup>

(1) Study from Allied Business Intelligence, Inc. ABI - 1999

(2) Comisión Nacional de Energía - 1999

(3) Comisión Reguladora de Energía (CRE) - 2001

(4) Cogeneration and On - Site Power Production 2001

(5) The Dai - Ichi Kangyo Bank, Limited - 1997

(6) Cogeneration and On - Site Power Production 2000

(7) Cogeneration and On - Site Power Production - Volume 2 Issue 2, March - April 2001

(8) Cogeneration and On - Site Power Production - Volume 2 Issue 2, March - April 2001 - James & James(9) Agencia

Internacional de Energía - 1999

(10) Cogen Europa - 1997

(11) National Energy Information Center - 1999

## Capítulo 2 LA COGENERACIÓN

### 2.1 Definición.

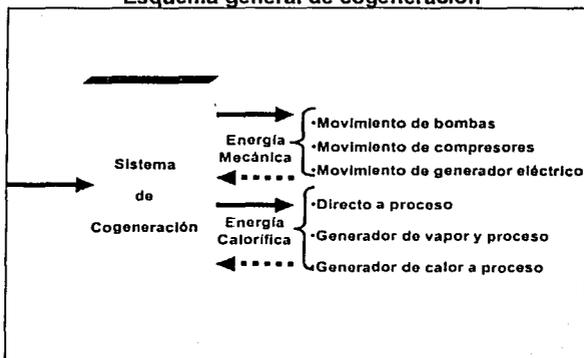
Convencionalmente, el término “*cogeneración*” se utiliza para definir a los sistemas tecnológicos, que a partir de una sola fuente de energía primaria o combustible, producen de manera secuencial dos diferentes tipos de energía útiles a los procesos industriales; generalmente, energía eléctrica y energía térmica, esta última en forma de fluido caliente, que comúnmente es vapor, empero, también puede ser aire caliente, agua helada o aire acondicionado, en el propio lugar de consumo.

La definición oficial en México conforme a la Ley se muestra en el siguiente cuadro.

**Definición de cogeneración en México de acuerdo a  
a la Ley (Artículo 103º, Fracc.II)**

- I. La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas
- II. La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate, o
- III. La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.

### Esquema general de cogeneración



Fuente: Manual de Cogeneración. [www.conae.gob.mx](http://www.conae.gob.mx)

Figura 2

Los **Beneficios Potenciales** de la cogeneración industrial son ampliamente reconocidos. Estos se pueden enfocar de diferente manera.

Desde el punto de vista de los intereses nacionales incluyen entre otros:

- **Ahorros de energía primaria.** Incrementando la capacidad de cogeneración en la industria, puede ayudar a reducir el consumo de combustibles que actualmente se usan en las plantas de generación de potencia. Se estima que con la instalación de una capacidad de 4,200 kW<sub>e</sub>, en un período de 10 años, se podría lograr un ahorro acumulado, equivalente a 325 millones de barriles de petróleo crudo.
- **Incremento de la eficiencia de distribución.** Las pérdidas por transformación y distribución disminuyen al tener a los sistemas generadores ubicados en los centros de consumo. Con la misma base anterior se estiman ahorros de 1.3 TWh anuales.
- **Difiere inversiones requeridas en ampliar la capacidad instalada en el país.** Con los sistemas de cogeneración industrial se disminuye el crecimiento de la demanda, por lo que el crecimiento de la oferta se puede realizar más lentamente, lo que implica disminuir la velocidad de construcción de nuevas plantas generadoras.
- **Reduce emisiones globales.** Al disminuir globalmente el uso de energía primaria, produce que las emisiones derivadas de la combustión de combustibles fósiles disminuya, con el consiguiente beneficio.
- **Actúa como impulsor de riqueza** vía ejecución de inversiones y es fuente de creación de empleo.

Desde el punto de vista de los intereses de la industria se tienen los siguientes beneficios:

- **Reducción de los costos de energía.** Al utilizar el calor para la generación de potencia, los costos de la compra de energía eléctrica disminuyen considerablemente. Se ha estimado que la reducción en la facturación energética total puede alcanzar hasta un 50%.
- **Más confiabilidad en el suministro de energía.** Generando su propia energía, en su propia planta, le da más confiabilidad y autosuficiencia a su suministro de energía. Un sistema de cogeneración conectado en paralelo con la red eléctrica como respaldo garantiza la continuidad en el suministro de energía eléctrica.
- **Mejora en la calidad de la energía suministrada.** Se puede corregir inmediatamente cualquier desviación, fuera de lo normal, del voltaje o la frecuencia.
- **Elevado rendimiento energético global (70%-90%)**
- **Incrementa la competitividad.** Menor coste específico por unidad de producto.
- **Es una fuente de ingresos** cuando se tienen contratos competitivos en la venta de excedentes.

Sin embargo, a pesar de las grandes y muchas ventajas que tiene la utilización de la cogeneración, existen una serie de inconvenientes que se necesitan tomar en consideración antes de decidir la realización de un proyecto en específico. Los principales de estos son:

- Los sistemas de cogeneración requieren de una inversión substancial, que muchas compañías no están en disposición de erogar por tratarse de un proyecto que no incrementa su capacidad de producción, aunque sea altamente favorable.
- Los sistemas de cogeneración pueden llegar a ser **complejos** en su diseño, instalación y operación, por lo que requieren la utilización de empresas o personas bien capacitadas en esta área. Lo cual podría ser una ventaja al ser un detonador de la modernización de la planta industrial.

En algunos proyectos su economía puede ser muy sensible a los costos de energía eléctrica y de los combustibles, los cuales son impredecibles, aunque la tendencia normal es hacia la alza, por lo menos en el mediano plazo. Para los proyectos que son altamente dependientes de la venta de excedentes a la red, deben de buscar contratos a largo plazo con precios de compra que mantengan la rentabilidad del proyecto.

## 2.2 Generación vs. Cogeneración

En los sistemas de cogeneración la energía empleada para generar la energía eléctrica y térmica es mucho menor que la utilizada en los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica y térmica por separado, es decir, que de un 100% de energía contenida en el combustible, en una termoeléctrica convencional sólo 33% se convierte en energía eléctrica, el resto se pierde a través del condensador, los gases de escape, las pérdidas mecánicas. Aparte se tienen las pérdidas eléctricas por transmisión y distribución entre otras.

En el esquema tradicional, la industria consume energía eléctrica proveniente de una planta de generación externa y energía térmica transformada dentro de la misma planta industrial, al cambiar a un esquema cogenerador, la industria compra combustible, y dentro de sus mismas instalaciones genera electricidad y vapor simultáneamente. Para un mismo nivel de consumo de energía eléctrica y térmica (vapor o agua caliente) el consumo de combustible baja a 690 unidades energéticas por cada 1000 unidades consumidas anteriormente, lo que representa un ahorro del 31%. Este nivel de ahorro de energía primaria es una función de la eficiencia térmica original, su relación de energía térmica a energía eléctrica y de la eficiencia final del proyecto de cogeneración.

En los sistemas de cogeneración, se aprovecha hasta el 84% de la energía contenida en el combustible para la generación de energía eléctrica y calor a proceso (25-30% eléctrico y 59-54% térmico). Lo anterior se muestra en la siguiente figura 3.

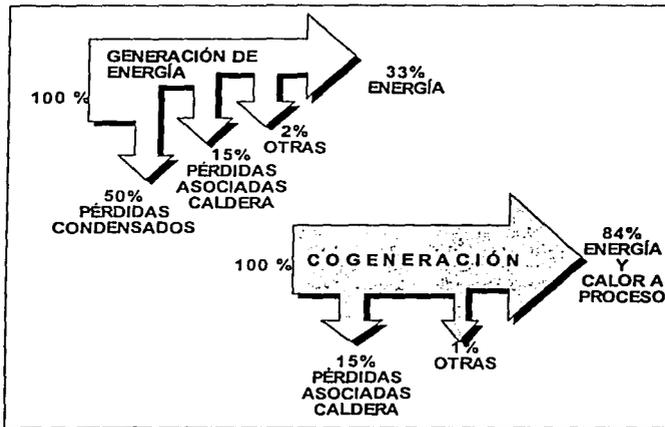


FIGURA 3

Fuente:  
Manual de Cogeneración  
Publicado en la página electrónica de Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.  
[www.conae.gob.mx](http://www.conae.gob.mx)

Cabe mencionar que los sistemas de cogeneración no siempre resultan ser la mejor opción, ya que la inversión de capital inicial es alta, así que los beneficios económicos deben ser mayores que el gasto inicial para que este sea factible. Esto obliga a que los proyectos sean analizados cuidadosamente a través de un análisis de prefactibilidad técnica y económica. Posteriormente se realiza el estudio detallado de factibilidad para analizar el rendimiento del mismo.

En la siguiente TABLA 3 se resumen las ventajas comparativas de los sistemas de cogeneración.

TABLA 3

La Cogeneración Respecto a los Sistemas Convencionales de Generación Energética

<b>Tecnología</b>	<b>Energía Eléctrica</b>	<p>Una central de cogeneración representa, de hecho, disponer de una segunda fuente de energía eléctrica, además de la red, de alta confiabilidad.</p> <p>Contribuye a la estabilización de la tensión en la red (dado que mejora el equilibrio al reducir la intensidad eléctrica circulante desde las subestaciones de distribución hasta los consumidores) y en consecuencia, reduce las pérdidas de energía en la red.</p> <p>Las actuales tecnologías de control permiten asegurar una óptima calidad de la energía eléctrica generada, tanto en tensión como en frecuencia, superando en muchos casos a la de la propia red, inevitablemente influenciadas por armónicas y desequilibrios de carga originadas por industrias vecinas.</p>
	<b>Energía Térmica</b>	<p>Normalmente implica una renovación del parque de calderas de la fábrica, que puede eliminar sus equipos más obsoletos y dejar los más nuevos y eficientes para situaciones de emergencia o para complemento de los equipos de la central.</p> <p>Los equipos térmicos de las centrales de cogeneración son, de hecho, muy convencionales. En muchos casos son equipos que no disponen de un proceso de combustión, lo que prácticamente elimina su mantenimiento y permite que su disponibilidad sea muy elevada.</p>

	<p><b>Operación y Mantenimiento</b></p>	<p>Existe un mantenimiento muy especializado, que es el que debe realizarse en determinadas áreas de los equipos principales: turbina de gas, turbina de vapor y motores recíprocos. Este tipo de mantenimiento debe de ser contratado (en muchas ocasiones al mismo fabricante del equipo), el cual tiene un costo muy elevado.</p> <p>El resto de equipos (calderas, equipos eléctricos, etc.), no requieren de atenciones especiales, sus costos de operación son bajos. Estas centrales son completamente automáticas y requieren de muy poca atención. El mismo personal que lleva las calderas puede ocuparse de ellas. Es conveniente que exista un técnico encargado de la planta que la conozca completamente, que se ocupe de su supervisión y que pueda comunicarse con los fabricantes de los equipos y los encargados de mantenimiento para eventuales intervenciones.</p>
	<p><b>Combustibles Empleados</b></p>	<p>El gas natural dentro de la gama de combustibles es el más conveniente, el que menos contamina y el que permite disponer de sistemas de generación más modernos y eficientes. Asegura también la viabilidad de su operación al ser un combustible muy limpio.</p>
	<p><b>Seguridad</b></p>	<p>Las plantas de cogeneración disponen de modernos sistemas de control y seguridad que impiden la aparición de accidentes graves. De todas formas, es conveniente la contratación de seguros de accidentes y de incumplimiento para cubrir estas eventualidades.</p>
	<p><b>Vida del proyecto</b></p>	<p>Las plantas de cogeneración, adecuadamente mantenidas y operadas pueden estar operando por periodos de entre 20 y 30 años.</p>
<p><b>Economía</b></p>	<p><b>Costos Energéticos</b></p>	<p>En general una planta de cogeneración producirá una energía que será siempre más económica que la obtenida de la red eléctrica. La razón de ello es que su consumo específico será siempre inferior al de una planta de energía convencional que no pueda sacar provecho de sus efluentes térmicos (es decir, la generada por las grandes centrales termoeléctricas). El mayor o menor ahorro dependerá, en cualquier caso, de políticas de subsidio a las tarifas de la energía eléctrica que pueda tomar el Estado en determinadas</p>

**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

		circunstancias.
<b>Administración de la Energía</b>	<b>Control Operativo</b>	La existencia de una Planta de Servicios Auxiliares implica tener un control operativo detallado de los consumos de energía eléctrica y térmica del proceso industrial. Eso es siempre positivo, pues permite reconocer la aparición de ineficiencias dentro del mismo proceso industrial, que de otra forma posiblemente hubieran pasado desapercibidos.
<b>Ecología</b>	<b>Impacto Ambiental</b>	La cogeneración reduce la emisión de contaminantes, debido principalmente a que es menor la cantidad de combustible que consume para producir la misma cantidad de energía útil, además los sistemas de cogeneración utilizan tecnologías más avanzadas y combustibles más limpios como el gas natural.

### 2.3 Sistemas de Cogeneración

La selección adecuada de un sistema de cogeneración depende de las cargas eléctricas y térmicas que tiene que satisfacer, de las necesidades operacionales de los usuarios, de la disponibilidad de equipo y de combustibles, así como, de los parámetros económicos que se utilizan en la empresa en donde se piensa que es conveniente contar con el sistema. La evaluación preliminar de la viabilidad de un proyecto de este tipo, requiere de un análisis sistemático de todos esos factores.

Los principales elementos constituyentes de un sistema genérico de cogeneración son:

- Elemento primotor
- Elemento de recuperación de calor de desperdicio
- Sistema de transmisión de energía
- Sistemas auxiliares (bombas, compresores, alternador, etc.)
- Sistema de control

El componente más importante es el motor primario o primotor, el cual convierte la energía del combustible en la energía que suministra la flecha. Los dispositivos de conversión más ampliamente utilizados en la actualidad, son las turbinas de vapor, las turbinas de gas y los motores de combustión interna o alternativos.

Existe una gran variedad de equipos para la recuperación del calor de desperdicio, por lo que la selección adecuada de éste dependerá del uso que se le necesite dar. Estos pueden ir, desde sistemas de baja presión de distribución de vapor a la salida de las extracciones de las turbinas, hasta calderas de recuperación para extraer la energía de los gases producidos en una turbina de gas.

Los sistemas de control son necesarios para la automatización del primotor, la operación segura del sistema de recuperación de calor y en general para la operación eficiente del sistema.

### 2.3.1 Clasificación de los Sistemas de Cogeneración.

Recientemente, ha surgido un amplio rango de opciones en materia de la integración de sistemas de cogeneración. En particular, las turbinas de gas son altamente deseables tanto por su eficiente productividad como por el hecho de utilizar el combustible más "limpio" desde el punto de vista ambiental.

Los sistemas de cogeneración se clasifican:

De acuerdo a los ciclos termodinámicos clásicos o con el tipo de maquinaria utilizada, (motor). Sin embargo, también se pueden clasificar tomando en cuenta el orden de producción de electricidad o energía térmica en:

- ◊ Sistemas superiores (Topping Cycles).
- ◊ Sistemas inferiores (Bottoming Cycles).<sup>2</sup>

Los *sistemas superiores* de cogeneración. (Los más frecuentes), son aquellos en los que una fuente de energía primaria (como el gas natural, diesel, carbón u otro combustible similar) se utiliza directamente para la generación de energía eléctrica en el primer escalón. A partir de la energía química del combustible se produce un fluido caliente que se destina para generar la energía mecánica y la energía térmica resultante, el denominado calor residual como vapor o gases calientes, es suministrada a los procesos industriales ya sea para secado, cocimiento o calentamiento, que constituyen el segundo escalón. Este tipo de sistemas se utiliza principalmente en la industria textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, entre otras, donde sus requerimientos de calor son moderados o bajos con temperaturas de 250 ° C a 600 ° C.

En los *sistemas inferiores* la energía primaria se utiliza directamente para satisfacer los requerimientos térmicos del proceso del primer escalón y la energía térmica residual o de desecho, se usará para la generación de energía eléctrica en el segundo escalón. Los ciclos inferiores están asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas como el cemento, la siderúrgica, vidriera y química. En tales procesos resultan calores residuales del orden de 900 ° C que pueden ser utilizados para la producción de vapor y electricidad.

Una amplia variedad de equipos y tecnologías existentes pueden ser considerados para una aplicación específica de cogeneración.

*Otra clasificación generalmente empleada para los sistemas de cogeneración, es la que se basa en el tipo de motor principal empleado para generar la energía eléctrica. La integración de los equipos que constituyen un sistema de cogeneración dan lugar a los siguientes esquemas:*

---

<sup>2</sup> NOTA: La clasificación la realiza la Agencia Internacional de Energía. En base a la producción de electricidad y calor.

- Generador y Turbina de vapor.
- Turbina de gas con recuperación de calor.
- Motor Alternativo con recuperador de calor.
- Turbina de gas - recuperador de calor - turbina de vapor, (ciclo combinado).

### Esquemas de Cogeneración

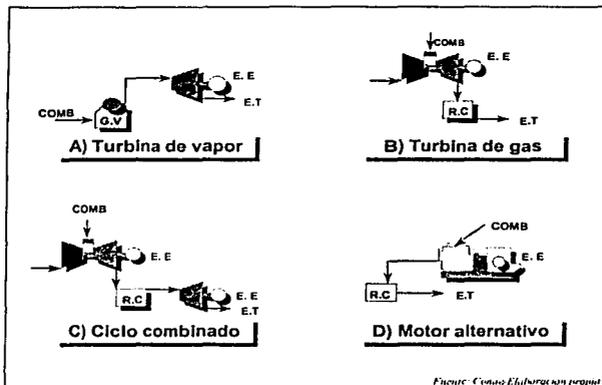


FIGURA 4

#### 2.3.1.1.1 Descripción de los principales sistemas de cogeneración.<sup>3</sup>

##### • Cogeneración con turbinas de vapor

Son las más comunes debido a la flexibilidad de emplear combustibles alternativos para generar el vapor.

En esta configuración la energía mecánica es producida en la turbina acoplada a un generador eléctrico, mediante la expansión de vapor de alta presión generado en una caldera convencional. En este sistema la eficiencia global es del orden del 85 al 90% y la eléctrica del 20 al 25%.

Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos: a contrapresión, a extracción y a condensación.

En las turbinas de contrapresión la principal característica es que el vapor, cuando sale de la turbina, se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como torres de enfriamiento.

<sup>3</sup> NOTA: Todos los datos proporcionados en esta sección fueron obtenidos del Manual de Sistemas de Cogeneración publicado por la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.

En la turbina de extracción / condensación, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida del condensador, obteniendo así, vapor a proceso a varias presiones. mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida del condensador.

Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 4 a 1 o mayor.

La eficiencia de generación de energía eléctrica en una turbina de vapor oscila entre 30 y 40 %, mientras que la eficiencia de cogeneración con una turbina de vapor oscila entre 75% y 83%. A diferencia de la turbina de gas y el motor de combustión interna la eficiencia de la turbina de vapor no se ve afectada por los cambios de altura o temperatura.

#### Ventajas.

- Capacidades de 500 kW hasta de 100 000 kW o más.
- Eficiencia global del sistema alta, (90%).
- Alta seguridad de operación.
- Vida útil larga (25 años).

#### Desventajas.

- Altos costos de inversión.
- Tiempo de arranque muy lento.
- Baja relación de energía eléctrica/energía térmica (15%).

#### • *Cogeneración con turbinas de gas.*

En este arreglo un compresor alimenta aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible, que al quemarse generará gases a alta temperatura y presión, que a su vez, se alimentan a la turbina donde se expanden generando energía mecánica que se transforma en energía eléctrica a través de un generador acoplado a la flecha de la turbina.

Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650°C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a procesos de secado, o pueden ser aprovechados para procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15% al 16%, y debido a su alta temperatura, estos gases suelen ser empleados a su vez para producir vapor, que se utiliza en los procesos industriales e inclusive, como veremos más adelante para generar más energía eléctrica por medio de una turbina de vapor.

La cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica, por su facilidad de recuperación de calor.

Se consideran eficiencias de 30% para la turbina de gas, de 99% para el generador de electricidad, 70% para el sistema de recuperación de calor y del 70% para la caldera convencional.

#### Ventajas

- Amplia gama de capacidades.
- Altas eficiencias de conversión de energía térmica.
- Eficiencias de conversión a energía eléctrica del 27%.
- Alcanza eficiencias globales arriba del 80%.

- Alta seguridad de operación.
- Bajo costo relativo de inversión.
- Tiempo corto de arranque.
- Requiere de poco espacio.

**Desventajas**

- Baja eficiencia en carga parcial
- Vida útil relativamente baja
- Limitantes en cuanto al combustible usado

• ***Cogeneración con ciclo combinado.***

Este sistema se caracteriza porque emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. En este sistema los gases producidos en la combustión de la turbina de gas, se emplean para producir vapor a alta presión mediante una caldera de recuperación, para posteriormente alimentar la turbina de vapor, sea de contrapresión o extracción/condensación y producir por segunda vez energía eléctrica, utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las extracciones para los procesos de que se trate. El ciclo combinado se aplica en procesos donde la razón electricidad/calor es mayor a 6.

**Ventajas**

- Alta producción de electricidad.
- Elevada eficiencia térmica.
- Operación flexible

**Desventajas.**

- Limitantes en cuanto al empleo de combustibles.
- Alto costo de inversión

• ***Cogeneración con ciclo combinado a condensación***

Este ciclo, que se basa en procesos estrictamente cogenerativos es una variante del ciclo combinado de contrapresión clásico y tiene su fundamento en su gran capacidad de regulación ante demandas de vapor muy variables.

El proceso clásico de regulación de una planta de Cogeneración consiste en evacuar gases a través del by-pass cuando la demanda de vapor es menor a la producción y utilizar la postcombustión cuando sucede lo contrario.

• ***Cogeneración con motor alternativo.***

El motor alternativo genera la mayor cantidad de energía eléctrica por unidad de combustible consumido del 34 al 40 %, aunque los gases residuales son a baja temperatura, entre 200°C y 250 °C. Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, la eficiencia de cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas (85%). Con los gases residuales, se puede producir vapor de baja presión (de 10 a 15 kg/cm<sup>2</sup>) o agua caliente de 80°C a 100°C.

**Ventajas.**

- Alta eficiencia de producción de energía eléctrica (hasta 40%).

- Eficiencia global del sistema del orden del 70%.
- Bajo costo de inversión.
- Vida útil larga (25 años).
- Capacidades desde 15 kW a mayores de 20,000 kW.
- Alta eficiencia a baja carga.
- Consumo medio de agua de enfriamiento.
- Requiere de poco espacio para su instalación

**Desventajas.**

- Altos costos de mantenimiento.
- Baja temperatura de la energía térmica producida.
- Dispersidad de la energía térmica recuperable

## 2.4 Índices Característicos de los Sistemas de Cogeneración.

En esta sección se plantean los índices y eficiencias de evaluación energética de los sistemas de cogeneración.

Si se parte de las condiciones de operación de las plantas o centrales eléctricas convencionales, se ha determinado que éstas trabajan con eficiencias térmicas globales del orden del 33%, en el mejor de los casos. En este tipo de instalaciones solo alrededor de una tercera parte de la energía inicial del combustible, se transforma en potencia eléctrica; las dos terceras partes restantes, se descargan en fluidos que liberan el calor no utilizado, ya sea a través de torres de enfriamiento, condensadores a la atmósfera, ríos, etc..

En general, el propósito de la generación de potencia mecánica es maximizar el trabajo entregado por el equipo primotor y minimizar el calor rechazado,  $Q_R$ . Sin embargo, existen limitantes termodinámicas entre ellas, la segunda ley de la termodinámica que impone las condiciones para la operación de las máquinas térmicas éstas deben trabajar entre dos fuentes de energía a diferentes temperaturas dándose de esta forma un flujo de calor del cual parte es transformado en trabajo mecánico y el resto se descarga a la fuente de calor de baja temperatura (caso ideal).

Por lo tanto, no es posible que el dispositivo emplee toda la energía suministrada para transformarla completamente en energía mecánica (máquina de Carnot).

Mejorar la eficiencia energética de las empresas, constituye una oportunidad de evitar erogaciones innecesarias por el uso inadecuado de los recursos energéticos comprados o generados dentro de las empresas.

Para caracterizar las instalaciones generadas de potencia convencionales y en particular las de cogeneración, se presentaran en las siguientes secciones, diferentes relaciones de evaluación energética.

### 2.4.1 Índices y Eficiencias

- **Eficiencia de la Caldera.**

La eficiencia global de la caldera se puede definir como la energía aprovechada por el valor entre la energía suministrada por el combustible.

$$EFI_{caldera} = \eta_{caldera} = [m_{vap} (h_{sal} - h_{ent}) / m_{comb} (PC)_{comb}]$$

Siendo  $m_{comb}$  el flujo del combustible,  $(PC)_{comb}$  en el poder calorífico del combustible. Por otra parte,  $m_{vap}$  es el flujo de vapor,  $h_{ent}$  es la entalpía del agua de alimentación y  $h_{sal}$  es la entalpía de salida del vapor de la caldera.

- **Índice del calor (IC)**

Relación que indistintamente se puede emplear a la inversa. Describe el cociente entre las demandas de energía térmica y eléctrica requeridas en planta, se expresa mediante la relación:

$$Q / E = Q_u / P$$

Donde  $Q_u$  es el calor útil y  $P$  es la potencia demandada por la empresa o instalación. Este índice es la importancia fundamental, es el primer indicador empleado para considerar la tecnología más apropiada de cogeneración. Básicamente se tienen tres categorías en las que pueden entrar cierto tipo de instalación, éstas son:

Si  $Q/E < 2$ , se trata de centros preferentemente consumidores de energía eléctrica, tales como grandes talleres electromecánicos, centros del sector comercial y de servicios (hoteles, hospitales, universidades etc.).

Si  $2 < Q/E < 10$ , corresponde a centros de consumo equilibrado, como fábricas de papel, industria química, petroquímica, alimentaria y textil, así como algunos centros del sector servicios (grandes hospitales, lavanderías, etc.).

- **Índice de Calor Neto o Incremental (ICN)**

Este índice relaciona el combustible utilizado para la generación de energía eléctrica en sistemas de cogeneración. Está definido como el consumo de combustible requerido exclusivamente para la producción de electricidad.

$$ICN = [Q_s - (Q_u / \eta_c)] / E.E.$$

Donde  $\eta_c$  es la eficiencia de la caldera o calentador de agua o fluido térmico.  
E.E. = Energía eléctrica generada por el sistema de cogeneración.

- **La Eficiencia de generación de potencia**

La eficiencia de generación de potencia en un sistema de cogeneración se define como el inverso del ICN, es decir:

$$EFI_{gen} = \eta_{generación} = 1 / ICN$$

- **Eficiencia Global:**

$$EF_{gsc} = \eta_{glob} = [ (Q_u + EE) / Q_s ] * 100$$

Suministro de energía por combustible:

$$Q_s = m_c \times PCI$$

Calor útil del agua generada:

$$Q_u = \Sigma m_{vi} \times \Delta h_i$$

Donde:

$m_c$  = Flujo de combustible [kg/h]

PCI = Poder calorífico inferior del combustible [kJ/kg]

$\Sigma m_{vi}$  = Flujos del vapor generado [kg/h]

$\Delta h_i$  = Entalpías del vapor generado [kJ/kg]

## 2.5 Criterios de Comparación para la Selección de Tecnologías de Cogeneración.

En la siguiente TABLA 4 se indican los criterios más importantes para seleccionar sistemas de cogeneración de acuerdo a sus índices operativos.

**Tabla 4 Resumen de los equipos disponibles para instalar un sistema de Cogeneración.**

Características	Motores de Combustión Interna	Turbinas de Gas	Turbina de Vapor a Contrapresión (Incluyendo Calderas)
Rango de eficiencia en la generación de energía eléctrica	40 – 46 %	30 – 42 %	30 – 40 %
Eficiencia Típica en un Sistema de Cogeneración	70%	85%	83%
Rango de Consumo Específico KJ/KWh	9700 – 10,996	8,6661 – 14,581	10,000 – 14,000
Disponibilidad	95%	90%	94%
Rango de la temperatura de los gases de escape	500 – 600°C	400 – 600 °C	N / A
Perdidas de potencia por el incremento de altura	2% por cada 300 mts.	1.2% por cada 100 mts.	N / A
Perdidas de potencia por el incremento de Temperatura	1% por cada 5°C de aumento en la Temperatura	9% por cada 10°C de aumento en la Temperatura	N / A
Rango de la relación Q/ E	0.6 – 1.2	2.3 – 4.8	4.4 – mayores
Rangos de generación disponibles en el mercado [MW]	0.5 – 5	0.5 – 2.4	1 - 350
Generación de vapor	Poco significativa	Significativa	Muy significativa
Requerimiento de Agua	Considerable	Considerable	Muy Considerable
Recuperación de calor Útil	Gases de escape Agua de enfriamiento Del aceite	Gases de Escape	Vapor en Extracciones

## 2.6 Trigeneración.

La empresa AESA introdujo en 1982 el concepto de Trigeneración, que se basa en la producción conjunta de calor, electricidad y frío.

Básicamente, una planta de Trigeneración es sensiblemente igual a una de Cogeneración, a la que se le añade un sistema de absorción para producción de frío. Sin embargo, las diferencias conceptuales son mucho más importantes:

- La Cogeneración que en principio no era posible en centros que no consumieran calor, puede acceder a centros que precisen frío que se produzca con electricidad, Existen en este aspecto oportunidades importantes en las industrias del sector alimentario, que de otra manera no serían cogeneradores potenciales.
- Otro mercado que abre el concepto de trigeneración es el del sector terciario, donde además de necesidades de calefacción y agua caliente (hospitales, hoteles, etc.) se requieren importantes cantidades de frío para climatización, que consume una gran proporción de la demanda eléctrica. La estacionalidad de estos consumos (calefacción en invierno y climatización en verano) impediría la normal operación de una planta de Cogeneración clásica. Por el contrario, una planta de trigeneración puede funcionar eficientemente

La trigeneración es una evolución de las plantas de cogeneración, con una flexibilidad incrementada.

La producción de frío mediante absorción suaviza el pico eléctrico de demanda en verano. La posibilidad de producir calor o frío a partir de la misma planta permite operarla durante muchas más horas al año.

## 2.7 Algunas Aplicaciones de la Cogeneración

Como puede comprenderse, las aplicaciones de la cogeneración son numerosas y sólo dependientes de la capacidad del ingeniero que debe encontrar la manera de incorporarlas en el proceso adecuado en forma segura, eficiente y con la suficiente rentabilidad que permita asegurar la inversión. De todos modos, se pueden enumerar a los ya indicados una serie de aplicaciones clásicas como:

- Aplicaciones de secado:  
Se han aplicado diversas aplicaciones al secado, especialmente en industrias como cerámicas que utilizan atomizadores. Estas plantas son muy simples en su concepto y muy económicas, ya que los gases calientes generados por una turbina o un motor son utilizables directamente en el proceso de secado.
- Aplicaciones para industrias textiles:  
La gran mayoría de las industria textiles de este sector utilizan máquinas de tipo RAME alimentadas con aceite térmico. Cuando se dispone de gas natural, la tendencia es sustituir el aceite térmico por gases de combustión directa. Como alternativa a esta solución es posible utilizar el gas en motores para Cogenerar electricidad y producir el aceite térmico en una caldera de recuperación. De esta manera se logran rentabilidades superiores a la simple conversión a gas natural.

- Calefacción y refrigeración de distrito:

No obstante que en el país no se han desarrollado en forma masiva, esta aplicación es probablemente la más utilizada en el centro y norte de Europa, donde la climatología ayuda sustancialmente a esta típica aplicación.

La empresa AESA en España, ha realizado una serie de programas de investigación, que les ha permitido estar convencidos de que en España y países mediterráneos ( tropicales), también por razones climatológicas se desarrollarán plantas de este tipo, basadas en Trigeneración en zonas cálidas y en Cogeneración en zonas más frías. Estas investigaciones permitirán que en un futuro se incrementen.

### **Aplicaciones para la Industria del Medio Ambiente**

Las plantas depuradoras de tipo biológico, o de residuos y de secado de fangos, son demandantes de calor y, por tanto, potencialmente cogeneradoras.

En estas aplicaciones la Cogeneración puede ser un factor importante de la reducción del costo de tratamiento de los residuos y tanto las empresas especializadas en este tratamiento como las entidades municipales con responsabilidad sobre las mismas, deberían considerar las aplicaciones de la Cogeneración en sus planteamientos del futuro.

## Capítulo 3 MICROCOGENERACION

### 3.1 Antecedentes

En muchos países el suministro de energía eléctrica fue una obligación de los gobiernos federales, constituyéndose monopolios geográficos. Estos monopolios permitieron una planeación a largo plazo, incluyendo proyectos de generación a gran escala. Sin embargo, partir de los procesos de reestructuración y desregulación del sector eléctrico a nivel mundial, la búsqueda de alternativas para generar energía eléctrica limpia y de alta calidad ha cobrado mayor importancia.

Además, el surgimiento de la economía digital y el rápido crecimiento de la red de Internet han originado una creciente demanda de energía eléctrica con una mayor confiabilidad. Interrupciones de menos de 1 segundo en el suministro de energía significan pérdidas económicas para muchas compañías.

El primer acercamiento hacia un suministro sin interrupción fue con el empleo de baterías ácidas, y en última instancia, generadores diesel. Sin embargo, las baterías tienen serios limitantes en cuanto a la cantidad de energía que pueden almacenar, mientras que los generadores diesel son generalmente reservados para casos de emergencia. Su lado débil son las emisiones y su mantenimiento. En muchas partes de los Estados Unidos, los generadores diesel no pueden operar más de 200 hrs./año por razones de calidad del aire.

### 3.2 Generación distribuida.

La generación distribuida representa un cambio de paradigma en el concepto de generación de potencia. Generando potencia en, o muy cerca de, la carga, se eliminan o al menos se reducen muchos de los requerimientos de la infraestructura de la red eléctrica y sus costos relacionados.

La generación distribuida es normalmente empleada para generación de potencia de menos de 1 MW hasta 5 MW. Sus principios son simples:

- ◊ La generación distribuida es otra forma de distribuir energía, no sólo otra forma de generarla.
- ◊ La generación distribuida puede ser rápidamente aprovechada. Su implementación es generalmente cuestión de semanas o meses, en lugar de ser asunto de años.
- ◊ La generación distribuida es económica cuando se manejan grandes volúmenes. El problema es encontrar la forma de comercializarla a gran escala.

La generación distribuida propicio, entre otros, el desarrollo de lo que comúnmente se conoce como microgeneración.

### 3.3 Microcogeneración

Micro cogeneración es un concepto que se maneja en el campo de la generación simultanea de energía eléctrica y térmica, en pequeñas capacidades, con la finalidad de aprovechar eficientemente la energía contenida en los combustibles y de reducir las emisiones contaminantes a la atmósfera, mediante la utilización de tecnologías de punta. Para realizar esta generación simultánea, se utilizan tecnologías conocidas que, con base en equipos moto generadores, turbo generadores, celdas de combustible y de sistemas auxiliares de transferencia de calor, permiten recuperar la energía contenida en los gases producto de la combustión de las máquinas de combustión interna y en los productos de la reacción química que se desarrolla en las celdas de combustible.

La investigación realizada sobre la micro cogeneración, revela que a nivel mundial no existe una definición clara de micro cogeneración, ni de la clasificación de los sistemas de cogeneración con capacidades pequeñas, que sea respetada por todos los involucrados en este tema. Las capacidades de los equipos que se manejan son muy variadas aún cuando se hable de una tecnología específica.

En el Congreso Mundial de Ingeniería en Energía y en el Congreso para la Administración de la Energía, celebrados en Atlanta el pasado 26 de Octubre de 2000 y en la Costa Este el pasado 21 de Junio de 2000, respectivamente, se mencionaron las capacidades más frecuentes de los equipos utilizados en la cogeneración y en la generación distribuida, utilizando fuentes no renovables, la TABLA 5 siguiente muestra dichas capacidades y su clasificación:

**TABLA 5**

TECNOLOGÍA	RANGO DE POTENCIA
Micro turbinas	30 – 200 kW
Mini turbinas	200 – 1,000 kW
Turbinas pequeñas	1,000 – 15,000 + kW
Maquinas reciprocantes	30 – 15,000 kW
Celdas de combustible	30 – 1,000 kW
Celdas de combustible híbridas	200 – 1,000 + kW

Considerando que a nivel mundial no existe una unificación de criterios para la clasificación de la micro cogeneración, ya sea en función de la capacidad de los equipos o del tipo de tecnología que se utilice, es indispensable tomar en cuenta la definición de cogeneración que hace la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) mexicana, y de la clasificación que se muestra en el documento del potencial nacional de cogeneración, con la finalidad de establecer un criterio propio para la definición buscada.

Para la LSPEE se entiende como micro cogeneración, al conjunto de instalaciones que permiten generar simultáneamente energía térmica y eléctrica, partiendo de una misma fuente de energía primaria, cuya capacidad no exceda de 500 kW.

Bajo esta definición, las instalaciones de micro cogeneración se verán beneficiadas por lo establecido en el Artículo 89 del Reglamento de la LSPEE, el cual permite la generación de

energía eléctrica destinada al autoabastecimiento, sin exceder de 500 kW, sin el permiso, que en su caso, otorga la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y por lo establecido en el artículo 5° del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA), en materia de evaluación del impacto ambiental, el cual menciona que las instalaciones de cogeneración con capacidades inferiores a 3 MW, no requieren presentar el estudio de la manifestación de impacto ambiental.

Tomando en cuenta la definición dada, las demandas de energía de pequeños y micro industriales, así como de comercios y prestadores de servicios, parece ser el mercado más indicado para la difusión de este esquema de generación.

El documento del Potencial Nacional de Cogeneración, reporta un potencial de cogeneración para los sectores industrial y comercial, de entre 5,973 MW<sub>e</sub>, y 11,203 MW<sub>e</sub>, en diferentes escenarios, de donde el potencial industrial correspondiente a la micro cogeneración se estimó en 161 MW, que equivale a un 2.2 % de un total de 7,475 MW obtenido como promedio ponderado de los dos escenarios mencionados, distribuido en 636 micro empresas.

### **3.3.1 Tecnologías Disponibles para Micro Cogeneración**

Las tecnologías disponibles para el desarrollo de la micro cogeneración incluyen los equipos moto generadores y turbo generadores, que mediante un proceso de combustión obtienen la energía latente de los combustibles, ya sean líquidos o gaseosos, para accionar los generadores eléctricos que tienen acoplados en sus flechas y las celdas de combustible, en las que una reacción química produce la energía eléctrica y el calor utilizado para la micro cogeneración.

Los ductos de escape de las máquinas de combustión interna, reciben los gases calientes producto de la combustión, una vez que han sido utilizados en la generación de la energía eléctrica y los conducen hacia los equipos de recuperación de calor en donde se aprovecha su energía residual, generando, en la mayoría de los casos, vapor o agua caliente para su utilización en los diferentes procesos industriales o para alimentar equipos de refrigeración por absorción, donde se produce el aire frío utilizado en el acondicionamiento de espacios y oficinas.

Las celdas de combustible es una tecnología, que aunque no es del conocimiento de las mayorías, muestra un potencial interesante para ser usada en la generación de energía limpia, pues las emisiones a la atmósfera de estas celdas son prácticamente despreciables.

### **3.3.2 Microturbinas**

Una de las tecnologías que puede desempeñar un papel importante en el mercado de la generación distribuida es la de microturbinas: son flexibles, comercialmente viables, fáciles de instalar y tienen un buen desempeño ambiental. También tienen bajos costos de mantenimiento, bajas emisiones y pueden ser controlados remotamente.

Estas turbinas se encuentran comercialmente en módulos de cogeneración, los cuales están constituidos básicamente por un compresor, cámara de combustión, turbina de gas, recuperador de calor y generador eléctrico.

### Características

Según el artículo *Aplicación de Microturbinas para generación distribuida* publicado por la CONAE en julio 2001, entre las características de las micro turbinas de gas más relevantes, reportadas por los fabricantes y proveedores, se puede mencionar:

- o Rango de generación: de 15 a 500 kW
- o Frecuencia de generación: 1600 Hz. Para bajar a 50/60 Hz se requiere de electrónica de potencia.
- o Mantenimiento: mínimo. La vida útil de estas micro turbinas es del orden de 40,000 y hasta 70,000 horas, requiriendo de mantenimientos menores cada 8,000 horas de operación aproximadamente, así como de inspecciones anuales. Los mantenimientos mayores deben realizarse a las 40,000 horas de operación.
- o Altas eficiencias eléctricas en el rango de 27% a 30%
- o Más pequeñas, son equipos de tamaño compacto, similar a un refrigerador doméstico
- o Más ligeras
- o Operan sin vibración, que trabajan a altas velocidades por arriba de las 40,000 rpm.
- o Generan menos ruido.
- o Tiempo de operación: 40,000 – 75,000 hrs.
- o Combustibles: Gas natural, keroseno, gasolina, etanol, diesel, propano, biomasa

Las microturbinas pueden emplearse de diversas formas:

- a) Como energía de respaldo
- b) Para satisfacer picos de demanda
- c) En Sistemas Híbridos con celdas de combustible
- d) En vehículos eléctricos híbridos.
- e) En Sistemas de Cogeneración.

Las emisiones de partículas contaminantes a la atmósfera están entre 9 ppm de  $\text{NO}_x$  y 25 ppm de  $\text{NO}_x$ , con 15% de  $\text{O}_2$  en exceso, cuando operan con gas natural y cuando lo hacen con otros combustibles respectivamente.

Utilizan como combustible principalmente el gas natural, aunque tienen una gran versatilidad para la utilización de otros combustibles, entre los que se pueden mencionar keroseno, gasolina, etanol, diesel, propano y biomasa.

Algunas características adicionales de estos equipos incluyen el hecho de que pueden ser instaladas modularmente y son del 20% del peso y tamaño de un generador tradicional de capacidad similar, minimizando los costos de la obra civil y de la instalación en general.

Los costos iniciales de inversión para un módulo de cogeneración con micro turbina, están del orden de 1,300 a 1,600 USD por kW, sin incluir el equipo de recuperación de calor.

A continuación se muestra esquemáticamente un arreglo de micro turbina con recuperación de calor.

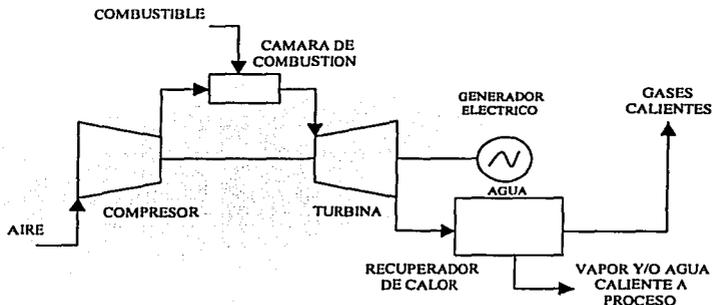


FIGURA 5

El compresor, accionado por la misma flecha de la turbina, succiona el aire de la atmósfera para comprimirlo y alimentarlo a la cámara de combustión, donde se recibe el combustible que será oxidado, para la producción de los gases calientes que alimentan al conjunto turbo generador.

De la energía que poseen los gases, un 30 % aproximadamente es aprovechado en la generación de la energía eléctrica y el 70 % restante, es pasado por el equipo recuperador de calor para la producción del vapor y/o del agua caliente, antes de ser liberados a la atmósfera.

### 3.3.3 Micro motores de Combustión Interna

Los motores de combustión interna para aplicaciones en micro cogeneración, comercialmente se encuentran en capacidades desde 60 kW hasta 375 kW aproximadamente, sin sobrepasar de los 500 kW definidos para la micro cogeneración y al igual que las turbinas de gas, tienen la opción de aprovechar el calor residual en los gases producto de la combustión, generando calor o frío en equipos de recuperación de calor y de refrigeración.

Se encuentran disponibles comercialmente en módulos de micro cogeneración, que básicamente utilizan gas natural como combustible, aunque pueden quemar propano y gas licuado de petróleo en capacidades pequeñas y hasta combustóleo de bajo contenido de azufre en módulos de mayor capacidad.

Los módulos de micro cogeneración incluyen un generador eléctrico por inducción, tableros de transferencia para operar en paralelo con la compañía eléctrica y los equipos de

recuperación para la producción de agua caliente, llegando a tener eficiencias hasta el 90 % de aprovechamiento de la energía primaria.

Entre las características más relevantes de los motores de combustión interna, reportadas por los fabricantes, se puede mencionar que alcanzan altas eficiencias eléctricas en el rango de 34 % a 38 % trabajando a velocidades de 1,800 rpm.

La vida útil de estos motores es de 80,000 horas, sometiéndolo a sus periodos anuales de inspección y de mantenimiento menor, así como a dos mantenimientos mayores a las 35,000 y a las 60,000 horas de operación. Las emisiones de partículas a la atmósfera están por debajo de 11 ppm de  $\text{NO}_x$ , 32 ppm de hidrocarburos y 72 ppm de monóxido de carbono, cuando operan con gas natural.

Algunas características adicionales de estos equipos incluyen el hecho de que pueden ser instalados modularmente, para satisfacer las demandas térmica y eléctrica de sus usuarios, son de operación silenciosa que les permite ser instalados en hospitales y casas de retiro, son ligeros y de tamaño compacto, reduciendo los costos de la obra civil y de la instalación en general.

Los costos iniciales de inversión de un módulo de micro cogeneración con motores de combustión interna, para capacidades cercanas a 60 kW es del orden de los 1,050 USD por kW y de 644 USD por kW, para una capacidad de 365 kW aproximadamente, incluyendo los equipos de recuperación de calor y de control.

Adicionalmente a la inversión anterior se debe de considerar el costo del equipo de control de emisiones, así como el del manejo y flete de los equipos hasta el sitio de la central, costos de seguros y de la instalación.

La figura siguiente muestra en forma esquemática un arreglo de micro cogeneración que se puede tener con motores de combustión interna, para el aprovechamiento al máximo de la energía suministrada en el combustible.

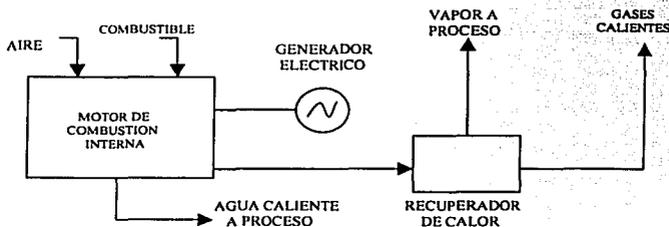


FIGURA 6

El equipo principal del módulo de cogeneración lo constituyen el motor de combustión interna, el generador eléctrico que tiene acoplado en su flecha y el equipo de recuperación de calor.

El motor es alimentado con el combustible y el aire requerido para la combustión, mediante la cual se libera la energía que posee dicho combustible, para ser aprovechada en la flecha del motor y en forma de gases calientes en los equipos de recuperación de calor.

Del total de la energía que es alimentada al motor a través del combustible, cerca del 40 % es aprovechada por el generador eléctrico y del 60 % que es enviada en forma de gases calientes a los equipos de recuperación de calor rumbo a la chimenea, aproximadamente hasta un 75 % puede ser aprovechada en la generación de vapor y agua caliente.

El aprovechamiento de la energía de los gases calientes, que ya han sido utilizados para la generación de energía eléctrica, permite, en el caso de un motor de 90 kW de capacidad, la producción de hasta 78 kg por hora de vapor saturado a 10 bares de presión o hasta 27 toneladas de refrigeración en un equipo de absorción y en el caso de un motor de 450 kW de capacidad, la producción de vapor se incrementa hasta 248 kg por hora de vapor y 89 toneladas de refrigeración.

### 3.3.4 Celdas de Combustible

Las celdas de combustibles son sistemas generadores de potencia altamente eficientes, en donde se produce corriente continua, sin la reacción convencional de combustión, por la reacción electroquímica de un combustible con el oxígeno del aire, que pueden utilizar una gran variedad de combustibles, como gas natural, propano, gas licuado de petróleo (LPG), gasificación de carbón, diesel e hidrógeno.

Una celda de combustible está constituida por un elemento electrolito que se ubica entre dos electrodos, uno donde se recibe el combustible (ánodo) y otro que contiene el elemento oxidante (cátodo).

Típicamente, el combustible usado en la celda es el hidrógeno extraído del combustible fósil y el oxidante es el oxígeno tomado del aire directamente.

El combustible es oxidado en el ánodo, liberando electrones que viajan hasta el cátodo a través de un circuito externo, esto provoca una disminución de la cantidad de oxígeno en el cátodo, por lo que finalmente, a través del electrolito conductor, viajan hasta este punto los iones requeridos para completar el circuito eléctrico.

Las celdas de combustible comúnmente son conocidas por el tipo de electrolito que utilizan para el transporte interno de electrones e iones cargados, ya que este electrolito determina su temperatura de operación y por ende sus características técnicas.

Comparadas con las tecnologías de generación tradicionales, que usan primero procesos de combustión para convertir combustible en calor y en energía mecánica, las celdas de combustible convierten la energía química de un combustible a energía eléctrica directamente, sin procesos de conversión intermedia, por lo que no solo ofrecen la forma más eficiente de generación eléctrica a partir de combustibles fósiles, sino que además ofrecen muy bajas emisiones contaminantes.

**CELDA DE COMBUSTIBLE**

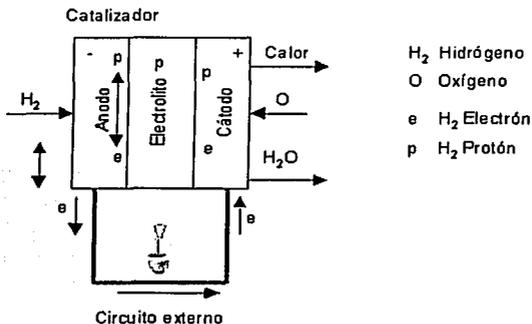


FIGURA 7

La alta eficiencia de las celdas de combustible es independiente de su tamaño; cerca del 80% de la energía suministrada por los combustibles puede ser convertida en potencia eléctrica y en calor utilizable, por lo que la mayoría de estas plantas operan bajo esquemas de cogeneración.

TABLA 6

CELDA CONVENCIONALES DE COMBUSTIBLE			
<u>TIPO</u>	<u>CAPACIDAD</u>	<u>TEMPERATURA</u>	<u>EFICIENCIA</u>
Acido fosfórico	200 kW – 11 MW	200 °C - 220 °C	40 – 80 %
Membrana Intercambio Protónico	50 kW – 250 kW	50 °C – 100 °C	40 - 50 %
Carbonato Fundido	10 kW a 2 MW	600 °C - 650 °C	60 - 80 %
Óxido Sólido	25 kW – 100 kW	500 °C – 1,000 °C	60 %
Alcalina	0.3 kW – 5 kW	50 °C – 250 °C	70 %

La vida útil de una celda de combustible está entre 5 a 7 años para un uso normal y para los niveles de eficiencia mencionados. La figura siguiente muestra un esquema

representativo de una celda de combustible en un esquema de micro cogeneración de energía eléctrica y térmica:

### COGENERACIÓN CON CELDAS DE COMBUSTIBLE

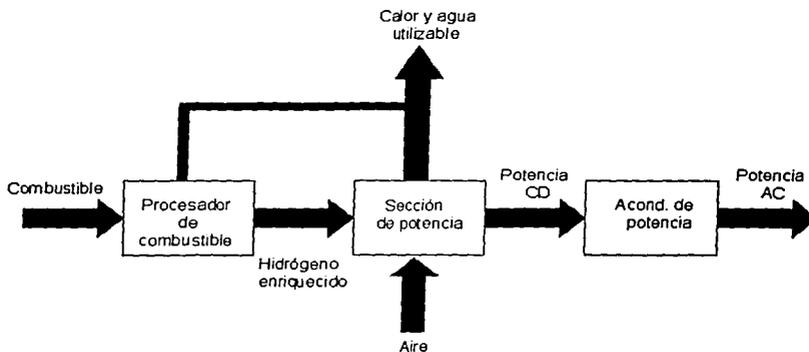


FIGURA 8

#### 3.4 Aspectos Generales

La magnitud de los consumos y la relación térmica eléctrica de cada usuario será uno de los puntos principales para la selección adecuada de la micro cogeneración.

La generación de vapor por ejemplo, dependerá de las necesidades del usuario y es uno de los puntos que definirán el esquema, ya sea con base en motores de combustión interna, de micro turbinas de gas o de celdas de combustible.

Los potenciales de recuperación de calor de los gases producto de la combustión varían dependiendo del equipo utilizado, siendo estos aproximadamente para cada caso, los siguientes:

- Micro Turbinas de gas 35 % - 40 %
- Motores de combustión interna (MCI) 45 % - 50 %
- Celdas de combustible (PAFC) 40 % - 45 %

Los combustibles más utilizados en estas tecnologías lo constituyen el gas natural, el diesel y el combustóleo para las turbinas y los motores de combustión interna, respectivamente.

### 3.5 Aplicaciones de la Microcogeneración

La micro cogeneración permite la satisfacción de las necesidades térmicas y eléctricas del sector terciario, en donde se requiere una gran cantidad de estos energéticos, pudiendo mencionarse, principalmente, los siguientes usuarios con gran potencial:

- Pequeñas industrias
- Hospitales,
- Escuelas,
- Hoteles,
- Condominios,
- Lavanderías,
- Centros comerciales,
- Servicios,
- Deportivos,
- Baños públicos,
- Bancos, y
- Oficinas.

Las ventajas que se pueden lograr en estos sectores, por la utilización de la micro cogeneración para su autoabastecimiento térmico eléctrico, principalmente son:

- Aumentar la calidad de la energía eléctrica.
- El aumento de confiabilidad en el suministro de la energía eléctrica y térmica requeridas.
- Recorte de picos de demanda eléctrica, que repercuten en ahorros económicos.
- Eliminación de las interrupciones del suministro eléctrico por parte de los prestadores del servicio público.
- Mayor protección al medio ambiente por utilizar equipos de tecnologías de punta con bajas emisiones de contaminantes a la atmósfera.
- Ahorro de petróleo para el país.
- Programación de paros para mantenimiento de los equipos, reduciendo al máximo las pérdidas que por este concepto suelen tenerse.
- Suministro alternativo de la red del prestador del servicio público, ante la eventualidad de una falla del equipo.
- Ventajas por no requerirse el pago de derechos para la obtención de permisos ante las diferentes autoridades, por tratarse de equipos que no sobrepasan los 500 kW de capacidad.

- Costo competitivo del kWh generado, con respecto a las tarifas de CFE y LyFC
- Ahorros económicos por no requerirse la presentación de estudios de impacto ambiental ante la autoridad competente, por tratarse de centrales de cogeneración de capacidades inferiores a 3 MW.<sup>4</sup>
- Operación aislada o interconectada con la red.

La implantación de un esquema de micro cogeneración, se refleja en ahorros económicos que van en beneficio del usuario, los cuales pueden ser evaluados de una manera sencilla, por simple comparación de la reducción del monto de sus facturas por suministro de combustibles, energía eléctrica y energía térmica, con los costos de inversión, operación y mantenimiento de la nueva central de micro cogeneración.

A pesar de que se trata de una tecnología muy novedosa, en virtud de su diseño, las tecnologías de microcogeneración, son de las mejores opciones, ya que ha demostrado sus bondades y eficiencias repetidamente en una diversidad de aplicaciones, pues además de reducir costos de operación y la obtención de eficiencias cercanas a 90% en sistemas de cogeneración, revolucionándose la idea de producción y control de energía eléctrica y térmica remota, y usándose diversidad de combustibles eficientemente, incluidos los producidos por rellenos sanitarios.

Sólo tenemos que volver los ojos a esta importante opción de generación, la cual aparte de lo ya reseñado, ayuda en mucho a la conservación ambiental, ello debido a sus emisiones tan bajas, su bajo nivel de ruido; sus importantes economías, así como la simplicidad en instalación y conservación.

Dentro de la tecnología de la micro-cogeneración, podemos distinguir entre micro-cogeneración para uso doméstico (por ejemplo para una vivienda unifamiliar) y micro-cogeneración para uso comercial (hospitales, hoteles, etc).

### 3.5.1 Sector Doméstico.

El sector doméstico tiene ciertas características propias que hacen necesaria la elaboración de especificaciones distintas:

- Para que la tecnología alcance el mercado doméstico la simplicidad es fundamental. Si los sistemas de micro-cogeneración no son tan fáciles de conectar y operar como una caldera tradicional nunca alcanzarán el mercado;
- Aplicar los estándares existentes, concebidos para grandes equipos, significaría que los costos de conexión a la red serían mayores que los del producto;

---

<sup>4</sup> Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental, SEMARNAT, 2000.

- Las especificaciones para el sector doméstico han de ser más seguras que para otros sectores, ya que los clientes domésticos en general carecen de conocimientos técnicos al respecto y por lo tanto necesitan de una mayor protección;
- Si no se crean ciertos estándares al respecto, existe el riesgo de que los clientes domésticos se conecten a la red de todas formas, ya sea legal o ilegalmente, ya que tienden a estar mal informados sobre temas de seguridad y responsabilidad, creando una situación de inseguridad en la red. Existe ya un precedente de esto en el Reino Unido, donde muchos consumidores domésticos empezaron a conectar sistemas de energía fotovoltaica a la red sin que se hubiera desarrollado ninguna norma y sin advertir a las compañías de distribución.

Es más, si no se crea un acuerdo en la materia a nivel país o inclusive mundial, cada fabricante desarrollará sus propios estándares, dificultando el desarrollo del Mercado Interno.

### 3.5.2 Sector de Servicios

A diferencia del sector industrial, en el sector terciario, los consumos de energía no están ligados a la función del edificio exclusivamente, sino que dependen de las condiciones climatológicas de la región en la que se encuentra.

Los usos suelen incluir, aparte de consumo eléctrico, agua caliente y vapor para calefacción y lavandería; una gran parte de la electricidad destinada la refrigeración, que puede sustituirse por agua fría a partir de un sistema de absorción.

El sector servicios (hoteles, hospitales, colegios, residencias, restaurantes, etc.) es un importante sector económico que tiene un peso destacado en el consumo de energía. En las instalaciones habituales, una gran cantidad de energía debe ser utilizada para crear y mantener un entorno confortable.

Dos fuentes de energía son las más utilizadas: gas y electricidad.

>> El gas sirve como base fundamentalmente a: agua caliente sanitaria (A.C.S.), calefacción y cocinas. El consumo total de este combustible es fácilmente medible por medio del contador de la compañía del gas. Debe haber un contador para cada uno de los tres usos que se hacen: A.C.S. (habitaciones, piscinas, cocina, etc.), calefacción y restaurantes (cocinas). Un buen proyecto requiere una producción centralizada de calefacción y A.C.S. para obtener un óptimo aprovechamiento.

>> Por el contrario la electricidad alimenta a: iluminación, cocinas, refrigeración, aire acondicionado, y otros: ascensores, equipos, tomas de corriente, etc. Todos los datos referidos al consumo total de energía eléctrica y a la potencia absorbida son suministrados por el contador de la compañía. Cuando se tienen programas de administración de energía es conveniente instalar un contador para los principales sistemas de consumo: aire acondicionado, iluminación, etc.

### 3.6 Costos de Inversión de una Central de Micro Cogeneración

Cuando se evalúa un proyecto de micro cogeneración, el costo inicial de la inversión es un indicador de la viabilidad del mismo, sin embargo, deben ser tomados en cuenta otros aspectos como el costo de operación y mantenimiento que en ocasiones constituye el costo más importante.

Las celdas de combustible son muy promisorias para convertirse en una fuente de energía limpia y eficiente, sin embargo, hoy en día los costos de estos equipos están por los 3,000 y 4,300 USD por kW, (según información proporcionada por la CONAE ene 2002), sin incluir, en el caso de las celdas basadas en hidrógeno, la infraestructura requerida para su manejo, lo que representa un mayor reto técnico y económico.

Las máquinas de combustión convencionales tienen una enorme ventaja económica, el precio inicial es bajo y las partes de repuesto están disponibles en casi todo el mundo, sin embargo, enfrentan problemas cuando se habla de las emisiones contaminantes a la atmósfera ya que la instalación de estos equipos cerca de los centros urbanos es restringido por las normas ecológicas, por lo que en contra parte, instalarlas lejos es necesario tomar en cuenta los costos de la infraestructura necesaria para la transmisión de la energía eléctrica, las pérdidas que esto implica y el pago por el uso de la red de la CFE.

Los costos reportados por los proveedores de estos equipos para una central de micro cogeneración, ascienden a 1,500 USD por kW instalado para una micro turbina y entre 650 y 1,050 USD por kW instalado en el caso de los motores de combustión interna, dependiendo básicamente de la capacidad del equipo. (Según información proporcionada por la CONAE ene 2002)

Los costos de mantenimiento de las celdas de combustible son despreciables en comparación con su costo inicial de inversión.

En el caso de los equipos de combustión para la micro cogeneración, estos costos dependen de la capacidad del equipo, siendo entre 0.0053 y 0.015 USD por kWh, (según información proporcionada por la CONAE ene 2002), los cuales consideran básicamente lo siguiente:

- Materiales de reemplazo para el sistema de lubricación,
- La mano de obra por los cambios de lubricantes,
- Costo de los lubricantes requeridos,
- Partes de repuesto,
- Costo del reemplazo de partes de repuesto,
- Mantenimientos menores y mayores
- Costo de la mano de obra para los mantenimientos menores y mayores

## Capítulo 4 ESTUDIO DE PREVIABILIDAD

El estudio de previabilidad permite identificar si existe un potencial de Cogeneración interesante, el cual se pueda integrar satisfactoriamente al proceso, es decir, satisfacer las necesidades de energéticos (eléctricas y térmicas) en la planta y de esta manera establecer un criterio para realizar un estudio de mayor detalle o dejarlo a nivel de prefactibilidad.

Este estudio previo de instalar un sistema de cogeneración, como una medida de ahorro de energía en una planta industrial, o en instalaciones dedicadas a los servicios, tiene como objetivos los siguientes:

- Definir que tipo de arreglo es el más conveniente en cada caso específico, con la finalidad de que la inversión a realizar sea rentable.
- Tener el conocimiento del tamaño de la inversión que se requiere para llevar a cabo el proyecto.
- Conocer el tamaño de los equipos y los requerimientos adicionales de combustible necesarios para la operación adecuada del sistema de cogeneración.
- Tener el análisis de rentabilidad económico y financiero.

### 4.1 Información Requerida

Para desarrollar un análisis de viabilidad técnica y económica, es necesario conocer:

- Identificación del ramo industrial de la empresa y proceso utilizado (textil, químico, hospital, comercial, etc.)
- Condiciones geográficas y climáticas donde se ubica la empresa (altitud sobre el nivel del mar y temperatura ambiente promedio).
- Facturación energética.
- Cómo, cuánto y qué tipo de energía utiliza.
- La información particular de las características energéticas del sitio, en donde se planea instalar el sistema de cogeneración. Incluye los consumos y demandas de vapor, agua caliente, energía eléctrica; los combustibles usados en la planta, los equipos existentes (calderas, turbinas, etc.).
- La información de los precios y costos de los combustibles y de la electricidad.
- La información de las horas de operación de la planta,
- Conocer los planes de crecimiento,
- Tener claros los criterios aplicados de rentabilidad y las oportunidades de financiamiento así como, de las oportunidades de comercializar excedentes eléctricos.

Debido a que una planta de cogeneración es una oportunidad relativamente cara de conservación de energía, se debe de abordar después de asegurar la eficiencia energética de la planta o proceso a donde va a servir, desarrollando medidas de baja inversión, derivadas de un diagnóstico energético. Si se pierden cantidades importantes de la energía térmica en fugas de vapor, o en aislamientos deficientes de las líneas que la conducen, etc., estos problemas se deben de corregir antes de evaluar la carga térmica a considerar en el sistema de cogeneración.

La *viabilidad técnica*, de un proyecto de este tipo, se basa en la compatibilidad entre el sistema de cogeneración y los sistemas electromecánicos de la planta, la determinación de la disponibilidad del espacio para su instalación y de un análisis para ver si los sistemas existentes son los adecuados. Dentro de los datos requeridos para hacer esta determinación, en un estudio de previabilidad, se deben de tener los balances de energía térmica y eléctrica, los cuales muestran como se está usando la energía, por lo menos en las cargas principales que lleguen a representar el 85% del consumo. Una buena fuente de esta información es a partir de la facturación energética y se deben de complementar con los diagramas unifilares de ambos tipos de energía, en donde se compruebe el balance entre la energía comprada o generada con los equipos consumidores. Cuando sea posible, es conveniente contar con una caracterización confiable de las variaciones diarias y estacionales de los perfiles de uso de la energía de los consumidores finales, de los sistemas que se consideran que estén dentro del sistema de cogeneración.

Para realizar el balance es necesario conocer los servicios eléctricos que entran a la planta a través de diferentes acometidas de energía comprada o producida en la planta. También es conveniente el contar con algunos medidores en algunas de las líneas.

El levantamiento de las principales cargas consumidoras de energía eléctrica se realiza inicialmente por medio de los datos de placa. Es también importante el estimar la energía nominal demandada por ellos, ya sea calculando la salida o haciendo una medición puntual de sus parámetros.

La viabilidad económica de un proyecto de cogeneración será proporcional al número de horas totales de operación a plena carga. Estas solo se pueden determinar de los datos históricos, a los cuales se les hacen las adecuaciones de acuerdo a los cambios proyectados en expansiones o cambios en la programación de producción.

Finalmente, cuando el proyecto no es el resultado de un diagnóstico energético, en donde se hayan corregido los desperdicios y se tengan los verdaderos consumos de energía, es recomendable hacer una inspección general para determinar si existen oportunidades de implantar medidas de baja o nula inversión, que alteren los perfiles del uso de la energía, que se determinarán de los datos recogidos.

Para obtener la información mencionada se propone dar respuesta a los formatos proporcionados por la CONAE, en su página electrónica, ([www.conae.gob.mx](http://www.conae.gob.mx)), ó en el Manual de Cogeneración, tratando de acercarse lo más posible a datos reales, ya que la confiabilidad de los resultados obtenidos en el análisis de previabilidad está en función directa de la veracidad de los datos que se utilicen.

#### 4.2 Información Técnica que se solicitará a la Empresa.

Es conveniente prever el acopio de toda la información que pueda obtenerse de la empresa, la cual deberá incluir la siguiente información:

- a) Planos o croquis de la ubicación física del equipo principal, diagramas actualizados de instalaciones electromecánicas e instrumentación que incluyan la identificación del equipo principal, auxiliar y de instrumentación.
- b) Para los sistemas que se consideran dentro del posible esquema de cogeneración tener los diagramas y descripción general de los procesos de producción en donde se involucre el uso del vapor o de cualquier fluido térmico, de la disposición final o de retorno de condensados.
- c) Relación de datos de placa del equipo consumidor de energía instalado. Manuales del fabricante y hojas de datos de operación y mantenimiento del equipo.
- d) Consumos y costos del combustible empleado, de ser posible de los últimos tres años (copias de la facturación).
- e) Consumos y costos de la energía eléctrica utilizada, de ser posible de los últimos tres años (copias de facturación). Es necesario que la información indique consumos horarios, si es el caso, demandas máximas y facturables y el factor de potencia o consumo de reactivos.
- f) Relación de equipo de medición con que cuenta la empresa; fijo y portátil con su rango y unidades de medición.

##### 4.2.1 Procesamiento de la información obtenida.

La información de la empresa, se debe procesar con objeto de determinar sus necesidades energéticas y cuales son sus principales puntos de consumo, la cantidad y la forma en que se utiliza cada tipo de energético.

Este trabajo se logra a partir de los datos de diseño e instalación de los equipos, con las mediciones de consumo energético en los principales de ellos y con la información de consumos de energía a nivel facturación. En general los datos de consumos durante un año se consideran representativos de la operación típica de la empresa, a menos que se especifique lo contrario por el usuario.

Quando se tenga la medición confiable de los principales equipos consumidores de energía en la planta, es conveniente compararlos contra los consumos facturados para comprobarlos y así tener mejores criterios de decisión y en su caso poder proponer sistemas de cogeneración más adecuados a la operación de la planta. Sin embargo, para un primer análisis de previabilidad, se pueden utilizar los datos de la facturación.

Costos de la Energía. Se debe determinar el costo de todos los energéticos que ingresan a la empresa, así como el de los energéticos que se generan dentro de ella. Resulta conveniente evaluar también la proyección en el tiempo de los costos de los mismos.

El costo actual de los combustibles es el facturado a la empresa, la proyección se podrá efectuar atendiendo a las estadísticas que presente el mercado de los mismos.

El costo de la electricidad, de la red pública, se obtiene de los datos de las facturas mensuales, el que está compuesto por los cargos por consumo y por demanda, que si es el caso, será diferenciado en horarios base, intermedio, semipunta y punta, según la región

del país en que se encuentre y las tarifas a las que estén contratadas las acometidas de la empresa.

El costo de la electricidad autogenerada o cogenerada estará en función del consumo de combustible aplicable a dicha generación eléctrica y, en adición, los costos de mantenimiento y personal de operación correspondientes.

En el caso de vapor o fluidos a alta temperatura, producidos mediante el quemado de un combustible, se determinará la cantidad de éste que resulte aplicable a cada corriente.

El combustible aplicable al vapor que se produce en calderas, por ejemplo, estará en función del consumo de combustible necesario para producir cada kg de vapor, conocido como consumo específico de combustible, valor que puede calcularse a partir de las estadísticas de producción de vapor vs. las de consumo de combustible o bien, mediante la evaluación del comportamiento de la caldera y el cálculo de su eficiencia. El valor del consumo específico en cada generador de vapor se obtiene conforme a la siguiente expresión.

$$CEC = ( h_v - h_{aa} ) / \text{EFI}_{\text{caldera}} \text{ PCI}$$

En donde:

**CEC** Consumo Especifico de Combustible en kg o m<sup>3</sup> de combustible/kg de vapor o m<sup>3</sup>/kg

**h<sub>aa</sub>** entalpía del agua de alimentación de la caldera en kJ/kg.

**h<sub>v</sub>** entalpía del vapor a la salida de la caldera en kJ/kg.

**PCI** poder calorífico inferior del combustible en kJ/kg o kJ/m<sup>3</sup>

**EFI<sub>caldera</sub>** eficiencia de la caldera o generador de vapor.

Los costos del vapor debido al combustible se pueden calcular en base al costo unitario del mismo como:

$$C_v = \frac{CEC(F_A)}{1000}$$

En donde:

**C<sub>v</sub>** costo unitario del vapor, considerando exclusivamente el combustible en \$/Ton.

**CEC** Consumo Especifico del Combustible en kg o m<sup>3</sup>.

**P<sub>c</sub>** costo unitario del combustible en \$/kg (\$/m<sup>3</sup>)

En base al costo energético del combustible los costos del vapor se pueden calcular conforme a la siguiente expresión:

$$C_v = [ ( h_v - h_{aa} ) F ] / [ 1000 * \text{EFI}_{\text{caldera}} ]$$

En donde:

**C<sub>v</sub>** costo unitario del vapor, considerando exclusivamente el combustible en \$/Ton.

**F** costo unitario energético del combustible en \$/GJ.

Estas fórmulas también son válidas para conocer los costos del calentamiento de cualquier sustancia o fluido energético en la planta, que utilice la combustión como fuente energética. Las consideraciones que se tienen que hacer es la de tomar las entalpías de la sustancia o fluido de que se trate.

Este análisis de costos energéticos tiene como objetivo conocer cuál es éste en una planta y su repercusión dentro de los costos de producción. Para llevarlo a cabo se requiere contar con la siguiente información:

- Conocer las tarifas a las que se tienen contratados el suministro eléctrico y en cuáles de ellas se tiene tarifa horaria.
- Los costos de combustibles, considerando para los líquidos, el sobre costo que genera su manejo, inyección y mantenimiento de los sistemas de combustión.

### **Obtención de la Relación Energía Térmica/Eléctrica (Q/E) y sus variaciones.**

Los requerimientos de potencia eléctrica y de energía térmica son diferentes para cada planta. En algunas industrias, comercios o servicios, se requiere poca energía en forma de calor y en cambio la mayoría del consumo de energía es en forma eléctrica, existiendo otras en las que esto es a la inversa e inclusive existen lugares en el que el consumo de ambos tipos de energía es muy similar.

Se define la relación calor/electricidad (Q/E) por la relación de las demandas máximas térmica y eléctrica, promedio y con dicho parámetro se identifican los esquemas de cogeneración cuya relación adimensional de producción de calor y electricidad se ajuste a la existente en la planta. Esta relación se puede calcular como:

$$Q/E = \frac{\text{Consumo anual de energía termica en (kJ)}}{\text{Consumo de energía electrica anual (kWh)} \times 3600 \text{kJ / kWh}}$$

o en función de las demandas como:

$$Q/E = \frac{\text{Demanda máxima térmica a cubrir con el sistema en kW}}{\text{Demanda máxima eléctrica a cubrir con el sistema en kW}}$$

Es conveniente analizar de qué manera será su comportamiento para satisfacer las necesidades térmicas y eléctricas de dicha empresa bajo diferentes condiciones de operación.

El objetivo de la evaluación de las demandas térmica y eléctrica que ocurren en una aplicación es el de aproximar las necesidades particulares de la instalación a las características inherentes de uno o varios esquemas de cogeneración. Los valores máximos de las mencionadas demandas definirán la capacidad del sistema que pueda satisfacerlas, ambas o a una de ellas. Por supuesto, la decisión de la satisfacción térmica o la eléctrica al 100 %, se debe basar en los análisis del comportamiento tanto termodinámico como económico.

Como se dijo previamente, las características de comportamiento de los diferentes esquemas de cogeneración podrán aplicarse en diversos arreglos y combinaciones con el fin de acoplarlos, al máximo, a la operación propia de la empresa (modos de producción, variaciones de las condiciones ambientales, salidas de servicio para mantenimiento de ciertos equipos, etc.).

El arreglo también se verá afectado al incluir la confiabilidad y disponibilidad que debe poseer el contemplar en términos del número y arreglo de componentes.

Obviamente, los costos del sistema, tanto por inversión inicial como por mantenimiento, se verán incrementados con respecto a los del esquema más simple que pudiera concebirse para la aplicación específica.

El análisis de las estadísticas de demanda energética definirán por lo tanto diferentes relaciones Q/E que indicarán la aplicabilidad de los esquemas seleccionados preliminarmente. Es importante destacar que la elaboración detallada de estas estadísticas dará como resultado el mejor ajuste posible del esquema, y sus características, a los requerimientos de la instalación.

Los datos de demanda térmica se recolectarán a partir de registradores de flujos de vapor, agua caliente, corrientes térmica, etc. En algunos casos será necesario calcularlos a partir del consumo de combustible utilizado para satisfacer las necesidades de calor. Se puede decir que la obtención de estos datos implica mayor problema que la de los eléctricos, ya que la instrumentación necesaria para realizarla no posee la misma facilidad de implantación que la eléctrica, no debe descartarse incluso la necesidad de elaborar balances térmicos para determinar los datos.

### 4.3 Principales Factores que definen la Viabilidad de un Proyecto.

- i. El tipo de combustible*
- ii. Relación calor electricidad Q/E*
- iii. Disponibilidad.*

La mayoría de los procesos industriales requieren de una disponibilidad ininterrumpida de vapor y electricidad, las plantas de cogeneración pueden satisfacer completamente estos requisitos si se selecciona y dimensional en forma adecuada, por lo que contar con la información de la empresa es sumamente importante con la finalidad de definir el sistema más adecuado en cada caso.

- iv. Costo de inversión.*
- v. Protección ambiental.*
- vi. Situación geográfica*

Por razones de carácter técnico y económico, la planta de cogeneración debe de ubicarse lo más cerca posible de los consumidores de vapor. Los factores del medio ambiente que tienen más influencia sobre la operación del sistema son la altura sobre el nivel del mar y la temperatura y humedad ambientales.

Es importante resaltar que la posibilidad de usar un sistema de cogeneración, es resultado, en la mayoría de los casos, de un estudio previo de diagnóstico energético en las

instalaciones, por lo que la mayoría de las actividades aquí propuestas probablemente ya fueron realizadas y se puede utilizar la información ahí recabada, a menos que se considere conveniente verificarla o ampliarla.

#### 4.4 Selección y Análisis del Sistema de Cogeneración

Los factores más importantes que afectarán la selección del ciclo de cogeneración para su evaluación preliminar son:

- La relación Q/E, ya que existen diferentes tecnologías y que cada una es adecuada para una relación dada.
- La calidad de la energía térmica requerida, por ejemplo la temperatura y presión con que se debe de suministrar el vapor.
- Los costos de los equipos que dependen de la tecnología seleccionada. Para un estudio de previabilidad se considera aceptable los costos del equipo dentro de un rango de  $\pm 25\%$ , lo que es consistente con tomar valores promedio de cargas.
- El tipo de combustible a utilizar por su costo y su disponibilidad.
- El tamaño del sistema ya que algunas tecnologías se vuelven competitivas solamente en capacidades mayores de un MW.

Si la cogeneración es parte de un proyecto nuevo no se tienen restricciones de espacio para la selección del sistema más adecuado. Si por el contrario es resultado de una adaptación en una planta ya operando es necesario considerar la disponibilidad de espacio, el equipo existente que podría aprovecharse y la capacidad de la red pública externa para, en su caso, exportar excedentes de energía.

En el dimensionamiento de los sistemas, uno debe seleccionar entre satisfacer la potencia eléctrica o la demanda térmica como base de operación del sistema y una tecnología adecuada para que siga de cerca la relación Q/E en la planta o en el proceso.

Idealmente, los requerimientos térmicos y eléctricos deberían de ser simultáneos para un sistema particular, pero esto nunca sucede. Por esta razón el planificador debe decidir entre usar un generador de vapor auxiliar o tener excedentes de electricidad, o por otro lado entre tener exceso de vapor o comprar electricidad, de acuerdo con el mapa energético de la industria en particular.

#### RELACIÓN Q/E BAJA

Para una relación Q/E baja, el ciclo superior debe tener mayor énfasis en la eficiencia de conversión de potencia. Aquí, un motor recíprocante o un motor grande de turbina de gas debe ser indicado como motor primario. Con esta configuración, el rango general de la razón debe esperarse entre 3.2 a 6.4 GJ de calor de proceso por MW de salida eléctrica (una razón Q/E de 1 a 1.7).

Esta razón puede ser usada en instalaciones donde la recuperación de calor de desperdicio se usa totalmente para una máxima generación de vapor, con quemadores suplementarios para el balance de vapor requerido.

Los motores grandes de diesel se han vuelto populares recientemente para la generación de potencia en varias industrias, y presentan oportunidades atractivas para cogeneración a través del uso del proceso de vapor a baja presión. Los motores de gasolina, disponibles en tamaños más pequeños, pueden optimizar las conversiones de energía en aplicaciones comerciales ya sea en carga térmica para una cocina o lavandería o carga de enfriamiento con equipos de absorción para aire acondicionado. También se pueden tomar ventajas de esta relación Q/E baja, del motor recíprocante, utilizando la potencia de la flecha para operar enfriadores centrífugos y usar el calor de desperdicio para los enfriadores de absorción y lograr una eficiencia de conversión de energía muy grande para los requerimientos de las grandes centrales de aire acondicionado.

### RELACIÓN Q/E MEDIA

Para esta razón, las pequeñas turbinas de gas con quemadores suplementarios, son usadas como motores primarios con la recuperación del calor de desperdicio de los calentadores para la producción de vapor. Sin embargo estas turbinas son motores de baja eficiencia (las turbinas más pequeñas normalmente solo tienen entre 18 y 25 por ciento de eficiencia), por lo que existe un calor de desperdicio considerable disponible en la corriente de salida. Con las configuraciones del ciclo superior descritas anteriormente, se tiene un rango general de salida térmica de 8.4 a 12.6 GJ de calor de proceso por MW de salida eléctrica, por lo que se puede esperar una razón de Q/E de 2 a 4.

Las turbinas de gas, con configuración del calentador de calor directo o de recuperación de calor, encuentran requerimientos de calor en cantidades adecuadas para muchos procesos en el sector industrial. En climas más cálidos, pueden proveer el balance correcto de calor para sistemas de aire acondicionado medianos y grandes, especialmente para los hospitales, hoteles y aeropuertos, donde el servicio se requiere las 24 horas básicamente durante todo el año. Entre las relaciones Q/E media y alta podemos localizar a las microturbinas.

### RELACIÓN Q/E ALTA

Para cargas de calor muy grandes en relación con los requerimientos de potencia, o una relación Q/E alta, una turbina de vapor alimentada con vapor a baja, media o alta presión de los calentadores y uso de extracción a contrapresión o turbinas de extracción/condensación proveen las relaciones más flexibles. Esto es porque las condiciones de la entrada de vapor y la eficiencia de la turbina pueden variar para obtener la combinación más económica para la carga de vapor deseada.

Con una turbina de vapor de baja presión a contrapresión con un consumo específico de vapor de 55 kg/kWh, se requieren de 45.4 toneladas de vapor/hr (aproximadamente 105 GJ/hr) para producir 1 megawatt de electricidad. En el caso de una turbina de alta presión extracción/condensación con un consumo específico de vapor de 3.6 kg/kWh, se necesita de 3,628 kg/hr de vapor para generar 1 megawatt de electricidad. Sin embargo solo la parte de vapor tomada en el puerto de extracción debe ser aplicada a satisfacer los requerimientos de calor del proceso. Las razones Q/E varían en un rango muy amplio, desde, tan bajas como 2 hasta tan altas como 40.

TABLA 7

TIPO	CALOR DISPONIBLE A PROCESO	RAZÓN TÉRMICA-ELÉCTRICA	COMBUSTIBLES COMUNES
Turbina de vapor	393.15 K a 673.15 K	2 a 30	destilados, gaseosos, residuales, residuos de madera
Turbina de gas	393.15 K a 773.15 K	2.3 a 4.8	residuales, gaseosos y destilados
Motor Reciprocante	353.15 K a 393.15 K	0.6 a 1.2	residuales, gaseosos y destilados

#### 4.5 Tipo de Arreglo.

##### 4.5.1 Turbina de Vapor

Este caso se considera si la carga de vapor está por arriba de 10 t/h y se tienen potencias eléctricas por arriba de 500 kW. Por debajo de estos valores la generación de vapor a alta presión lo hace incosteable, sin embargo, si ya se tienen las calderas operando se puede considerar con valores más bajos.

En las turbinas a contrapresión el vapor sale a la presión que se requiere en el proceso; si se tienen usos del vapor a diferentes presiones se debe de utilizar una turbina de contrapresión con extracciones.

Los sistemas a contrapresión normalmente se diseñan para surtir los requerimientos de vapor del proceso a quien da servicio y la producción de potencia es variable, dependiente de la demanda de vapor, por lo que normalmente se tiene que comprar energía a la red, en los períodos en que la demanda de vapor baja y la turbina trabaja a carga parcial. Las unidades pequeñas tienen el inconveniente de tener un bajo rendimiento interno.

Para estos casos es preferible utilizar una sección de condensación que de los faltantes de energía eléctrica que no proporciona la contrapresión. En estos sistemas se tiene extracción y condensación por lo que se puede considerar, para su análisis, como dos turbinas en serie.

Estos sistemas tienen como principal característica su capacidad para satisfacer una relación energía térmica/eléctrica muy variante. Cuando la demanda del vapor de proceso es elevada puede extraerse una gran cantidad de vapor por la extracción, pasando por la turbina de baja presión sólo la cantidad mínima necesaria para que no se dañe el equipo. Cuando la demanda del vapor disminuye se aumenta el flujo por la turbina de baja presión la que aumentará su generación. Si no existiera el condensador, el exceso de vapor que se tiene cuando baja la demanda del proceso tendría que ser venteado o se tendría que bajar la carga del generador de vapor disminuyendo su eficiencia.

Estrictamente, solamente la energía producida por el vapor que fluye por la extracción es la cogenerada, ya que si no se tuviera vapor de proceso no existiría la cogeneración.

#### 4.5.2 Turbina de Gas

Este tipo de tecnología encuentra su mejor utilización cuando se requieren potencias eléctricas constantes y vapor a mediana o alta presión, ya que las temperaturas típicas de los gases de salida fluctúan entre 720 K y 790 K.

Los sistemas de turbina de gas son compactos y presentan una serie de características que los hacen muy apropiados para su aplicación en la cogeneración. La potencia generada por una turbina de gas está en función directa de su rendimiento, el cual se define como la relación que existe entre su producción de energía mecánica y su consumo de combustible. El rendimiento es función de las siguientes características:

Relación de presiones.

Temperatura del aire de admisión.

La altitud del lugar donde opera.

El régimen de funcionamiento.

El funcionamiento a carga parcial afecta la operación de la turbina de dos formas que son:

Conforme la carga disminuye también lo hace el rendimiento, de manera que cada kWh producido supone un mayor costo de combustible.

Al disminuir la carga, la temperatura de escape y el flujo másico también disminuyen, por lo que se tendrá una baja en la energía térmica disponible para los procesos. Este efecto es compensado en parte, por el aumento en la energía residual que supone la disminución del rendimiento térmico.

La forma más adecuada de operar una turbina de gas es a plena carga ya que es la que menores costos de inversión y de operación produce. Si la disponibilidad de energía térmica residual es superior a la demanda de vapor del proceso, el exceso de gases de escape se pasa directamente a la chimenea. Con el fin de reducir esta pérdida, se pueden instalar dos turbinas, una funcionando continuamente y la otra de modo intermitente. Cuando por el contrario, exista un defecto de energía térmica residual, que el proceso requiera más vapor del que pueda generar la caldera de recuperación, éste se tendrá que dar con un generador de vapor auxiliar.

El comportamiento de una turbina de gas es directamente proporcional al flujo másico de aire que la atraviesa. Debido a que este sistema es una máquina volumétrica, el flujo de masa cambia directamente como una función de la densidad del aire, por esta razón al aumentar la altura la presión disminuye y por lo tanto baja el comportamiento de la turbina. La pérdida de potencia es de aproximadamente 3.6% por cada 300 m de elevación. También se tiene pérdida de presión debido a un incremento de la temperatura ambiente y un incremento de 22 K puede representar una pérdida del 20% en potencia.

La eficiencia de un ciclo simple de gas es relativamente baja, sin embargo con la recuperación del calor de salida se puede incrementar considerablemente dicha eficiencia.

Actualmente se ha desarrollado bastante la tecnología de las turbinas de gas encontrándose en el mercado equipos que trabajan con relaciones de presión de 30 y con eficiencias hasta del 40%.

#### 4.5.3 Motores de Combustión Interna

La eficiencia eléctrica de un motor reciprocante fluctúa entre 20% y 42%, dependiendo del motor utilizado y de la configuración. En un sistema de cogeneración la eficiencia total, considerando la entrega de energía eléctrica más la energía térmica, varía significativamente dependiendo del esquema de recuperación de calor que se seleccione. La temperatura de los gases de salida normalmente oscilan entre 575 K a 875 K y se ha encontrado que la mejor forma de recuperar esta energía es por medio del calentamiento de agua ya que se logran obtener eficiencias del combustible hasta del 80%. En la generación de vapor de baja presión, se utiliza menos de la mitad del calor de salida, por lo que la eficiencia baja hasta 72%. En términos generales la eficiencia promedio se encuentra entre un 60% y un 75%.

Para cargas parciales los motores reciprocantes presentan una curva muy plana de consumo específico, en variaciones de carga eléctrica hasta aproximadamente un 40% de su carga nominal, por lo que su mejor utilización es en operaciones con cargas eléctricas parciales, a diferencia de las turbinas. Aunque esto no es una gran ventaja en los sistemas de cogeneración.

En cargas térmicas parciales los gases de salida se necesitan desviar o el agua de enfriamiento de la máquina se debe de enviar a una torre de enfriamiento.

#### 4.5.4 Ciclo Combinado

Una forma de utilizar las turbinas de gas, que actualmente está tomando auge, es la del ciclo combinado. En este sistema se genera vapor a alta presión, utilizando los gases de escape de la turbina de gas, y el cual se expande en una turbina de vapor de contrapresión, generándose energía eléctrica en ambas turbinas y obteniéndose vapor de baja presión para el proceso. Actualmente se considera que ésta es una de las mejores soluciones para tener excedentes de energía eléctrica a un buen costo, siempre que se tenga un buen acoplamiento de la energía térmica.

Su mejor rango de utilización es cuando se tienen cargas muy variables de vapor y se requiere generar una potencia en firme, como puede ser vender una potencia en firme con la turbina de gas y darle seguimiento a su carga con la turbina de vapor apoyada en la de gas.

#### 4.6 Definición del Nivel de Cogeneración

Los niveles de cogeneración que se definen por la CONAE son:

1. Satisfacer al 100% la demanda térmica.
2. Satisfacer al 100% la demanda eléctrica.

Dado que pueden existir altas variaciones de la relación Q/E en las que resulta difícil que el sistema de cogeneración siga a la demanda térmica, se debe de seguir como criterio que es preferible incrementar la capacidad eléctrica del sistema con objeto de tener excedentes que puedan ser vendidos a la red.

#### 4.7 Evaluación del Sistema de Cogeneración Seleccionado

Los sistemas de cogeneración no operarán a carga constante durante todo el tiempo, sino que deberán modularla para adaptarse a las necesidades de la empresa. Como los esquemas presentan variaciones en sus parámetros Q/E e ICN ( Índice de Calor Neto \* 4.7.1 ), dependiendo de la carga, resulta importante evaluar la potencia que pueden entregar, así como el incremento en consumo de combustible bajo la operación a diferentes cargas, considerando la duración que presente la operación a cada carga. Para esto, se hace uso de la información de los días seleccionados como típicos de operación y que se utilizaron para dimensionar y analizar cada sistema, ya que los datos corresponden a situaciones extremas, por lo que cubren prácticamente todo el espectro que presente la operación de la empresa.

##### 4.7.1 Viabilidad Técnica

Considerando que las plantas de cogeneración utilizan equipo y tecnología que son ampliamente conocidos, la viabilidad técnica de un proyecto de cogeneración quedará definida por la determinación de los siguientes parámetros:

- a) **Consumo térmico unitario, CTU, ó \* ICN Índice de Calor Neto** el cual indica la cantidad de energía térmica consumida por el sistema de cogeneración para producir una unidad de energía eléctrica.

La energía térmica atribuible a la generación eléctrica es la diferencia de la energía total suministrada al sistema de cogeneración y el cociente entre la energía térmica útil producida por el sistema y la eficiencia de generación de esta energía térmica en los equipos de la empresa.

El CTU de un sistema de cogeneración se expresa como:

$$\text{ICN} = (Q_s - (Q_u / \text{EFlconv})) / \text{E.E.} \quad [\text{kWt/kWe}]$$

donde:

$Q_s$  = Energía térmica total suministrada al sistema de cogeneración (kWt)

$Q_u$  = Energía térmica útil generada por el sistema de cogeneración (kWt)

$\text{EFlconv}$  = Eficiencia de generación de la energía térmica útil en el equipo de la empresa

$\text{E.E.}$  = Energía eléctrica generada por el sistema de cogeneración [kWe]

El CTU del sistema de cogeneración comparado con el CTU de las plantas de generación eléctrica convencional (termoeléctricas, etc.), nos indica la manera en que se consume la energía en el sistema de cogeneración para generar electricidad respecto a la planta convencional de referencia.

Cuanto menor sea el CTU del sistema de cogeneración con respecto al CTU de la planta convencional, mayor será el ahorro de energía.

- b) **Eficiencia de generación eléctrica bajo el concepto de cogeneración (EFl gec.)**  
Esta eficiencia que es el inverso del CTU, es comparada con la eficiencia total del ciclo de la planta de generación eléctrica convencional de referencia (EFl ec).

La eficiencia de generación eléctrica bajo el concepto de cogeneración deberá ser mayor a la eficiencia de generación eléctrica en una planta convencional.

- c) **Eficiencia global del sistema de cogeneración (EFIGsc).** Indica el grado de aprovechamiento de la energía suministrada al sistema de cogeneración para producir la energía eléctrica y térmica útiles al proceso productivo.

$$EFIGsc = ((E.E. + Qu) / Qs) * 100 (\%)$$

donde:

EFIGsc = Eficiencia global del sistema de cogeneración (%)

E.E. = Energía eléctrica generada por el sistema de cogeneración [kWe]

Qu = Energía térmica útil generada por el sistema de cogeneración [kWt]

Qs = Energía térmica total suministrada al sistema de cogeneración [kWt]

Esta eficiencia es comparada con la eficiencia de un sistema convencional que genere la misma cantidad de energía eléctrica y energía térmica útil generadas por el sistema de cogeneración. Lógicamente la eficiencia global del sistema de cogeneración deberá ser mayor a la eficiencia del sistema convencional energéticamente equivalente.

- d) **Índice de ahorro de combustible (IAC).** Representa el combustible desplazado de las plantas térmicas convencionales de generación eléctrica, es decir, indica el ahorro de combustible por unidad de energía eléctrica producida por el sistema de cogeneración respecto al consumo de combustible de una planta convencional para generar la misma unidad de energía eléctrica. El IAC se expresa como:

$$IAC = ((Qu / EFIGconv) + (EE / EFlec) - Qs) / ((Qu / EFIGconv) + (EE / EFlec))$$

#### 4.8 Especificación de Equipos Principales

El objetivo que debe cumplir una especificación para estudio de factibilidad de proyecto es la evaluación del costo de los equipos que integran las opciones a analizar económicamente. En general es conveniente contar con información estadística de costos de equipo con el fin de estimar la inversión que deba realizarse; la especificación permitirá entonces obtener cotizaciones para complementar y actualizar la información estadística con que se cuente.

#### TURBINAS DE VAPOR

Las condiciones a especificar para las turbinas de vapor se refieren a las siguientes:

	PRESIÓN	TEMPERATURA	FLUJO
ENTRADA	X	X	X
DESCARGA	X		
EXTRACCIONES	X		X

Se debe especificar también la capacidad de generación eléctrica que se espera de la máquina, con objeto de comprobar si efectivamente se podrá obtener la potencia esperada del sistema.

Adicionalmente, se debe indicar el tipo de extracción, controlada o no, y si la turbina es condensante o de contrapresión, aunque la presión a la descarga lo indique.

Particularmente en el caso de turbina condensante, se deberá proporcionar al fabricante datos de la disponibilidad de agua de enfriamiento y su temperatura, o bien las condiciones ambientales promedio, máximas y mínimas de la zona en que se instalaría.

El fabricante podrá tener opción de ofrecer una turbina que requiera un reductor de velocidad para poder mover un generador eléctrico, la cotización deberá incluir su costo.

En adición, la cotización debe incluir los equipos auxiliares de la turbina tales como válvulas gobernadoras, sistema de control, sistema de lubricación e incluso es factible que el fabricante cotice equipos auxiliares tales como el sistema de enfriamiento (bombas de circulación y torre de enfriamiento), en el caso de turbinas condensantes, bombas de retorno de condensado, etc. Asimismo, se deberá incluir el consumo de energía que sus equipos auxiliares requieran.

#### **TURBINAS DE GAS**

En el caso de las turbinas de gas se debe especificar lo siguiente:

	<b>PRESIÓN</b>	<b>TEMPERATURA</b>
<b>ENTRADA</b>	X	X
<b>DESCARGA</b>	X	

Dado que el comportamiento de las turbinas de gas es muy sensible a las condiciones atmosféricas, se debe proporcionar al fabricante la altura sobre el nivel del mar que la instalación tendría, así como la temperatura ambiente media de la zona y las máximas y mínimas que se presenten en un año.

Se deberá especificar también el combustible con el que operará, la capacidad eléctrica deseada de la máquina y, adicionalmente, la demanda térmica que se planea recuperar a la descarga, con el límite de temperatura de los gases para garantizar la posibilidad de producción de vapor a las condiciones deseadas.

Se deben considerar las restricciones de emisiones contaminantes de la zona en que el equipo se instalaría, con objeto de que el fabricante pueda recomendar los equipos auxiliares que satisfagan dichas restricciones.

La cotización deberá incluir el costo de los equipos auxiliares que la máquina requiera, tales como filtro de aire, sistema de control, sistema de lubricación, centros de control de motores etc., así como los consumos de energía de dichos equipos.

Existen fabricantes que manejen también las calderas de recuperación de calor de tal manera que se puede atender a ellos para cotizar el arreglo completo.

### **CALDERAS DE RECUPERACIÓN DE CALOR**

Las condiciones a especificar para los recuperadores de calor son las siguientes:

	PRESIÓN	TEMPERATURA	FLUJO
VAPOR DESCARGA	X	X	X
AGUA DE ALIMENTACIÓN		X	
GASES A LA ENTRADA	X	X	X
GASES A LA SALIDA			X

La especificación debe contener datos sobre el tipo o composición de los gases producto de la combustión, además, en los casos de calderas de dos o más presiones de operación, se debe establecer los rangos de combinaciones de producción esperada de vapor a las diferentes presiones.

En caso de requerir postcombustión, se debe indicar el combustible que se utilizaría en ello la cotización debe incluir los equipos auxiliares tales como bombas de agua de alimentación, sistema de control, protección contra sobrepresión, etc., así como su consumo de energía.

### **CALDERAS A FUEGO DIRECTO**

Las condiciones a especificar son similares a las de las de recuperación de calor, excepto que en lugar de indicar el flujo y condiciones de los gases a utilizar, en este caso se debe indicar el combustible que la caldera manejará.

De igual manera, se deberá informar al fabricante de las restricciones de emisiones contaminantes para que pueda ofrecer los equipos auxiliares que requiera para satisfacerlas.

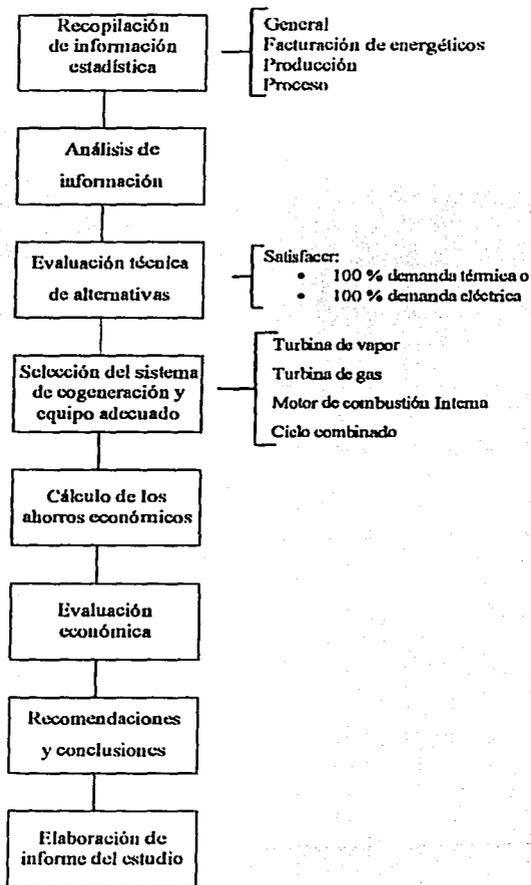
### **MOTORES RECIPROCANTES**

Las condiciones a especificar en los motores reciprocantes son:

	PRESIÓN	TEMPERATURA
ENTRADA	X	
DESCARGA	X	X

Por otro lado se requiere especificar la potencia máxima a generar, la relación de compresión, el tipo de combustible a utilizar y su poder calorífico, las condiciones ambientales en donde opera y el tipo de inyección del combustible.

## DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL ANÁLISIS DE PRÉVIABILIDAD DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN



Fuente: Seminario sobre Inducción a la Cogeneración 1995.  
CONAE

## Capítulo 5 EVALUACION ECONOMICA FINANCIERA Y MARCO REGULATORIO

La implantación de un esquema de cogeneración, se refleja en ahorros económicos que van en beneficio del usuario, los cuales pueden ser evaluados de una manera sencilla, por simple comparación de la reducción del monto de sus facturas por suministro de combustibles, energía eléctrica y energía térmica, con los costos de inversión, operación y mantenimiento de la nueva central de cogeneración.

La cogeneración requiere de inversiones elevadas y por lo tanto, como cualquier proyecto necesita un análisis exhaustivo para determinar el beneficio que aportarían dichas inversiones.

El correcto estimado de los costos de inversión es la parte medular de un estudio de factibilidad, ya que no considerar algún costo, puede llevar a conclusiones erróneas, además de que el inversionista puede encontrarse en dificultades con el flujo de recursos financieros durante el desarrollo del proyecto.

### 5.1 Evaluación Económica del Estudio de Cogeneración.

#### Viabilidad Económica

La evaluación de rentabilidad de un proyecto de cogeneración parte del principio de que existen dos alternativas para abastecer energéticamente a la empresa: con un sistema convencional o bien a través de un sistema de cogeneración.

Los flujos de efectivo de las alternativas a evaluar comprenden casi exclusivamente costos, excepto la alternativa de cogeneración con excedentes eléctricos, en el que se tiene un ingreso por venta de estos excedentes a la CFE o a la LyFC, por lo tanto, la evaluación consiste generalmente en comparar la facturación energética en la que incurre una empresa al suministrar estos energéticos en forma independiente (sistema convencional), contra los gastos o costos en los que se incurre al generar la misma energía (eléctrica y térmica) mediante el sistema de cogeneración.

#### CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO:

- 1.- Periodo de recuperación real de inversión
- 2.- Valor Presente neto
- 3.- Tasa Interna de retorno
- 4.- Relación benéfico / costo

Como las dos alternativas corresponden a proyectos que incurren en costos, el método generalmente utilizado para evaluar económicamente la alternativa de cogeneración es conocido como análisis incremental, el cual consiste en el principio de que el incremento de inversión que requiere una alternativa, en este caso la planta de cogeneración, respecto a otra de menor inversión inicial (sistema convencional), debe generar beneficios adicionales en valor presente, de magnitud suficiente para justificar la inversión adicional.

Para definir la viabilidad económica del proyecto se pueden utilizar los criterios tradicionales de evaluación de proyectos: el periodo de recuperación de la inversión, el valor presente neto, la tasa interna de retorno y la relación beneficio / costo.

La evaluación de la rentabilidad del proyecto de cogeneración mediante cualquiera de los métodos económicos mencionados anteriormente, requiere determinar una serie de parámetros de costos a futuro que permiten calcular el flujo del efectivo esperado del proyecto (caso base). Sin embargo, estos parámetros están sujetos a la incertidumbre derivada de la evolución de la actividad económica, del tipo de cambio, de la tasa de interés, de los precios y tarifas de la energía, tanto eléctrica como del gas natural, y otros factores.

Por estas razones la evaluación de rentabilidad de un proyecto de cogeneración deberá complementarse con un análisis de sensibilidad que muestre la fortaleza del proyecto ante la incertidumbre antes mencionada.

## 5.2 Análisis de Resultados.

El proyecto debe realizarse buscando de entre las diferentes alternativas de arreglos aquel que resulte más rentable, es decir, los parámetros más convenientes para la empresa o el que se considere mejor bajo, con los periodos de recuperación más cortos, bajo el criterio más conveniente de la empresa. Considerando los riesgos de inversión en cada caso, los gastos administrativos correspondientes, el pago de impuestos adicionales por el aumento de utilidades, etc. Por otro lado, el análisis técnico debe calcularse con las eficiencias reales respectivas a las condiciones ambiente de operación de los equipos, obtener el máximo aprovechamiento del calor residual y la posibilidad de vender los excedentes de energía eléctrica.

## 5.3 Financiamiento.

En el país existen diversas fuentes de financiamiento para los proyectos de cogeneración a diversas escalas, entre las que se pueden mencionar está Bancomex, PROTEGO, Nacional Financiera, FIDE e Instituciones Bancarias que manejan esquemas para proyectos relacionados con la energía.

Generalmente, para el otorgamiento de los créditos las instituciones requieren que el solicitante demuestre, principalmente, su solvencia económica, la viabilidad del proyecto, que el proyecto presentado esté dentro del esquema de financiamiento seleccionado y que se apegue a las normas y la legislación aplicable y que el mismo muestre una tasa de recuperación atractiva de acuerdo al monto de la inversión solicitada.

Bancomex es una de las instituciones que da financiamientos para el sector energético, con tasas de interés fácilmente pagaderas, con los ahorros que se tienen por la instalación de esquemas de cogeneración altamente eficientes y que utilizan tecnología de punta para garantizar el cumplimiento de las normas ambientales aplicables.

Otra institución con una gran experiencia en el financiamiento de proyectos de energía en México, es PROTEGO, la cual se ha enfocado al apoyo de grandes proyectos de

generación de energía eléctrica, bajo el esquema de producción independiente de energía y grandes consumidores, como CEMEX, Peñoles y el Grupo Alfa.

Los clientes que típicamente ha manejado PROTEGO, son grandes consumidores de energía térmica y eléctrica, cuyo principal objetivo es obtener ahorros importantes en la factura energética y mejorar la calidad en el suministro, aplicando la economía de escala, para lo cual es necesario asociar a grupos de usuarios, con la finalidad de reducir los riesgos en el financiamiento de los proyectos.

#### 5.4 Formatos de Solicitud del Permiso

Se deben utilizar impresiones de los formatos publicados como parte del Manual de Servicios Público en Materia de Energía Eléctrica, que se encuentran a disposición del solicitante en las oficinas de la Comisión Reguladora de Energía.

La CRE realiza la evaluación de la solicitud. Para esto, la CRE considera la opinión del suministrador y evalúa la congruencia del proyecto con los objetivos de la Política Energética Nacional establecidos por la Secretaría de Energía. (Atr. 36 fracc. I de la Ley).

En caso de que la documentación presentada no cumpla con los requisitos establecidos por la Ley y el Reglamento, la CRE requerirá las modificaciones necesarias al solicitante.

En la Figura 9 se presentan los permisos administrados en la CRE por modalidad y capacidad.

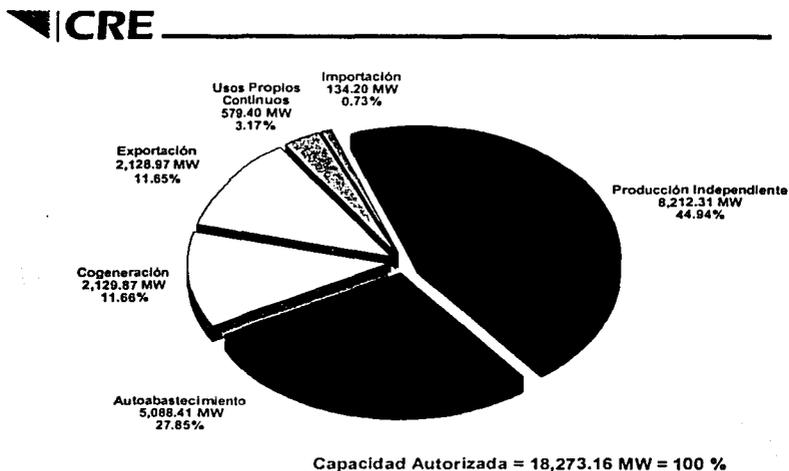


Figura 1. Modalidad y capacidad de los permisos administrados

Fuente: página electrónica de Comisión Reguladora de Energía. [www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx)

En la Figura 10 se presentan las capacidades de generación por sector autorizadas por la CRE.

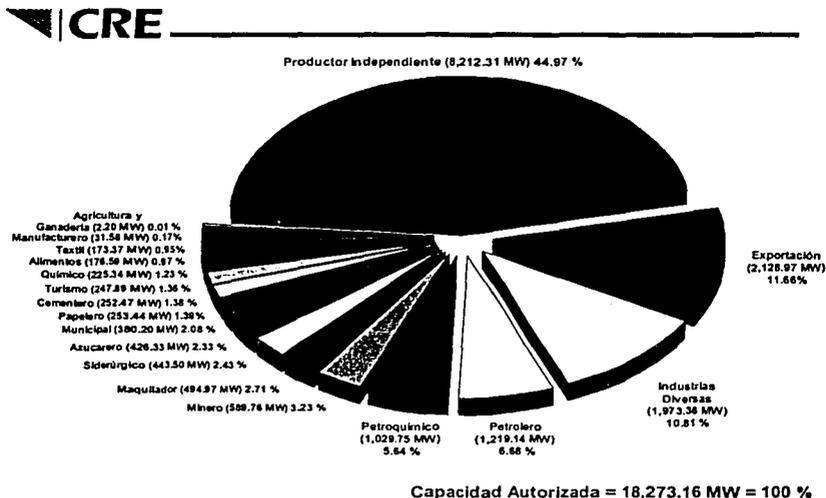


Figura 3. Capacidad de generación autorizada por sector

Fuente: página electrónica de Comisión Reguladora de Energía. [www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx)

### 5.5 Marco Legal

Cualquier persona física o moral puede generar la energía para su propio consumo y los sobrantes venderlos al proveedor encargado o comisionado por los gobiernos en diferentes países, para generar y distribuir la energía eléctrica; esto implica establecer una serie de leyes y reglamentos o regulaciones, para definir los procedimientos necesarios para los permisos, contratos de compraventa y otros asuntos relacionados con la autogeneración y cogeneración.

En México no había leyes ni reglamentos para la cogeneración, aunque implícitamente, es decir, discrecionalmente se otorgaban los permisos para tales casos, cuando la energía térmica y eléctrica era para el consumo propio.

Dadas las ventajas que ofrecen los sistemas de cogeneración en el ahorro de energéticos primarios de un país, el gobierno mexicano ha estado tratando de impulsarlo y como una de las primeras medidas de apoyo ha desarrollado un marco regulatorio en esta área.

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica reformada en 1992 <sup>5</sup> permite la participación privada de electricidad en las siguientes modalidades:

- Autoabastecimiento
  - Cogeneración
- Pequeña producción
- Producción independiente
- Exportación e Importación

La Ley determina las actividades del sector público y privado que se encuentran sujetas a regulación. Las actividades reguladas definidas en la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, la CRE, son las siguientes:

- El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público;
- La generación, exportación e importación de energía que realicen los particulares;
- La adquisición de energía eléctrica para el servicio público;
- Los servicios de conducción, transformación y entrega de energía entre entidades que tienen a su cargo el servicio público, y entre éstas y los particulares;
- Las ventas de primera mano de gas natural y gas licuado de petróleo;
- El transporte y almacenamiento de gas natural que no estén relacionados con la explotación, producción o procesamiento;
- La distribución de gas natural, y
- El transporte y distribución de gas licuado de petróleo mediante ductos.

Los principales instrumentos de regulación que la Ley brinda a la CRE son: otorgar permisos, autorizar precios y tarifas, aprobar términos y condiciones para la prestación de los servicios, expedir disposiciones administrativas de carácter general (directivas), dirimir controversias, requerir información y aplicar sanciones, entre otros.

Además, la Ley establece disposiciones de carácter orgánico para la propia CRE. La Comisión se constituye como un órgano desconcentrado con autonomía técnica y operativa, cuyas decisiones son tomadas en forma colegiada por los cinco comisionados que la integran.

### Características de los permisos

- Capacidad de generación superior a 500 kW
- Se otorgan por tiempo indefinido. Los permisos otorgados, sin embargo, tiene caducidad de 6 meses si no se inician las obras de construcción o se suspenden éstas.
- Tiempo de trámite: 60 días hábiles
- Se deben pagar derechos
- Se puede usar la red nacional para transmitir la energía generada a centros de consumo lejanos
- Se puede contratar respaldo para asegurar suministro
- Se puede vender la energía excedente a CFE o LyFC.  
La Secretaría tiene 10 días para examinar la solicitud, admitirla a trámite o rechazarla.

<sup>5</sup> Actualmente cuestionada por el poder legislativo de la Nación.

- La CFE tendrá de 30 días para dar su opinión sobre la solicitud admitida por la SE ( 10 días par ala pequeña producción). La opinión de la CFE no será obligatoria para la SE.

Las demás condiciones generales para obtener un permiso se encuentran en la Ley del Servicio Publico de Energía Eléctrica Mexicana.

Los Requisitos y PROCEDIMIENTOS PARA LA OBTENCIÓN DE PERMISOS Y LICENCIAS Se pueden consultar en la página web u oficinas de la CRE o de la CONAE.<sup>6</sup>

### 5.5.1 Resumen de la Reglamentación

Las leyes, que tienen la relación directa con las nuevas disposiciones para la autogeneración y cogeneración, se pueden resumir como sigue:

- Por mandato constitucional corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. De esta manera no se entregan concesiones a los particulares.
- No se consideran como monopolios las funciones que el Estado ejerce de manera exclusiva en las áreas estratégicas: emisión de monedas, billetes, correos, telégrafos, comunicación vía satélite, petróleo y demás hidrocarburos, petroquímica básica, minerales radioactivos, generación de energía nuclear, electricidad, ferrocarriles.
- La Comisión Federal de Electricidad, entre otros objetivos, tiene el de importar y exportar en forma exclusiva energía eléctrica.
- La Secretaría de Energía otorga permisos de autoabastecimiento de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales, pero bajo la condición indispensable que la CFE esté imposibilitada o no le conviene el suministro.

*Como excepción de esta regla son los siguientes casos:*

- Que se trate de plantas generadoras para uso exclusivo de emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público.
- Que se incremente la eficiencia de transformación de energéticos primarios, con base en la producción simultánea de otros energéticos secundarios, o en la utilización de fuentes de calor provenientes de procesos industriales.
- Que el proceso utilizado en la generación de electricidad produzca otro u otros energéticos secundarios requeridos para la satisfacción de las necesidades del solicitante como vapor, o bien que utilice energéticos obtenidos durante algún proceso industrial, como gas de alto horno.

La modificación del artículo tercero define lo que no se considera servicio público:

- La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción.
- La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad.

<sup>6</sup> [www.conae.gob.mx](http://www.conae.gob.mx), [ww.cre.gob.mx](http://ww.cre.gob.mx)

- La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción.
- La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios.
- La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

Como se puede observar, los cambios de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica abren los caminos a la inversión privada, una vez precisados los términos de pequeña producción y las condiciones de compraventa entre los productores y CFE.

## Capítulo 6 CONSUMOS Y USOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA INDUSTRIA HOTELERA.

### ¿Quién puede Cogenerar?

La respuesta a esta pregunta, si bien es simple, se complica porque existen muchas posibilidades de cogeneración en un mismo centro de consumo.

En forma simple, puede cogenerar todo consumidor de energía térmica que la utilice a una temperatura inferior a los 500°C. Así, todos los consumidores de vapor, fluido térmico, agua caliente, o gases para secado son potenciales usuarios de sistemas de Cogeneración. También los grandes consumidores de frío pueden utilizar sistemas de Cogeneración. Paradójicamente, no son potencialmente cogeneradores los grandes consumidores de electricidad que no requieren consumos térmicos ni los grandes consumidores de calor que requieren elevadas temperaturas en su proceso.

También los grandes usuarios del sector terciario (centros comerciales, hospitales, **complejos hoteleros**) tienen capacidad cogeneradora. Otro aspecto a considerar, al determinar la capacidad cogeneradora de un centro, es su régimen de trabajo (horario de uso de calor) y la variaciones de la demanda a lo largo del día (modulación) y del año (estacionalidad) y sobre todo, su consumo absoluto anual, ya que por debajo de ciertas cantidades los proyectos no suelen resultar económicos.

### 6.1 Introducción.

A los huéspedes de los hoteles no se les puede negar la comodidad y conveniencia que esperan durante su estadía. Ellos desean controlar la temperatura de su cuarto, tener agua caliente a cualquier hora, salir de sus cuartos sin preocuparse que las luces estén apagadas. Desean que el servicio de habitación sea las 24 horas al día y tener acceso a los restaurantes, oficinas, salas de conferencia, tiendas, etc., sin ningún problema. El objetivo principal de los propietarios y de los encargados de los hoteles es entregarles estas comodidades.

La información disponible sobre los consumos de energía en el sector permite afirmar que la eficiencia energética es baja en los establecimientos hoteleros o, de otro modo, que existe un importante potencial de ahorro por aplicación de tecnologías suficientemente probadas y, por tanto, de bajo riesgo, para la climatización de habitaciones o la producción de agua caliente sanitaria o, incluso, electricidad.

El hecho de que los costos energéticos, aun siendo la segunda partida de gasto en importancia para el sector después de los costos de personal, no constituyan una variable de decisión para el gerente del hotel, ha hecho que las decisiones sobre optimización de las instalaciones energéticas hayan sido relegadas a un segundo plano frente a decisiones de inversión en otros activos. Sin embargo, cada vez más, las instalaciones energéticas aparecen ligadas a la calidad del servicio que los establecimientos hoteleros prestan a sus clientes y se percibe un interés creciente entre los empresarios del sector por las soluciones y equipos alternativos.

Reducir los costos energéticos y atender todos los requisitos de los clientes puede ser un reto. Pero es un reto digno de tomar. Los hoteles consumen enormes cantidades de

energía. El costo promedio energético de la Industria Hotelera es aproximadamente \$175.00 por metro cuadrado<sup>7</sup>. Aunque estos costos no sean los más altos que la gerencia paga, si representan una gran oportunidad de ahorro.

El reto que enfrentan los gerentes de hoteles es encontrar el tiempo, los conocimientos técnicos y los recursos financieros para identificar y poder implementar medidas de desempeño rentables. Afortunadamente, hay empresas en México que pueden ayudar.

## 6.2 Empresas de Servicios Energéticos (ESES)

Este tipo de empresas ayudan a vencer barreras que obstaculizan muchas de las inversiones potenciales en proyectos de eficiencia energética en hoteles, incluyendo falta de experiencia técnica y de financiamiento. Las ESEs hacen un diagnóstico energético para evaluar las oportunidades de ahorro de dinero, identifican fuentes de financiamiento y ofrecen servicios de mantenimiento para los nuevos equipos que instalan. Muchas ESEs ofrecen un servicio de Contratos de Desempeño, donde las ESEs reciben pagos basados en el nivel de ahorro generado por las medidas realizadas. Mientras que el Contrato por Desempeño es un servicio relativamente nuevo en México, es un servicio que se ofrece con frecuencia en Estados Unidos y en Europa para financiar proyectos de eficiencia energética.

### ¿Cómo identificar Oportunidades de Ahorro de Energía?

Las ESEs aprovechan el conocimiento práctico de los empleados y gerentes para identificar y seleccionar las medidas de eficiencia energética más rentables para ser implementadas. Proveen información técnica, realizan el evaluo técnico necesario, desarrollan especificaciones técnicas, localizan a los proveedores de equipos, identifican fuentes de financiamiento e implementan las medidas de ahorro de energía.

Las mejoras de desempeño típicas incluyen:

- Optimización del desempeño de los equipos existentes y de las operaciones.
- Integración de los sistemas y de las operaciones.
- Mejoramiento de las operaciones y de los procedimientos de mantenimiento.
- Actualización y puesta en marcha de equipos nuevos.
- Análisis y renegociación de las tarifas energéticas y servicios con la compañía suministradora.

En la industria hotelera, las áreas más oportunas para ahorrar energía son en el sistema de enfriamiento (42%) y en el sistema de iluminación (36%) seguidos por el sistema de refrigeración, los motores, los elevadores y la lavandería.

Además de las oportunidades de ahorro de energía en aire acondicionado, iluminación y motores. Los sistemas de generación y distribución de vapor son, quizás, igual de importantes porque su mantenimiento es casi siempre descuidado. Con una mayor atención al mantenimiento y por la instalación de equipo moderno en un sistema que regularmente ha sido desatendido, normalmente se puede alcanzar un incremento de eficiencia de 30 a 40 %, por lo que la aplicación de estas dos soluciones se pagan, por si solas, en pocos años. Ya que las mejoras en el sistema reducen costos directamente, un ahorro de \$5,000

<sup>7</sup> Contratos de Desempeño: Financiamiento Alternativo para Proyectos de Eficiencia Energética en la Industria Hotelera. por Joe Loper, La Alianza para el Ahorro de Energía

(USD) por año, puede equivaler a un incremento de \$10,000 ó \$15,000 (USD) por concepto de ingresos por renta de cuartos en los estados financieros del hotel.<sup>9</sup>

El operar un sistema de vapor más eficiente, no únicamente ahorra dinero a los hoteleros, a través de reducir el consumo de combustible, sino que también hace que se alcance un mejor servicio en la lavandería, una cocina de mejor calidad y un lugar de trabajo mas seguro.

El vapor es la mejor forma de transferir calor a temperatura constante. Comúnmente el uso del vapor en hoteles, hospitales y universidades, incluye lo siguiente:

- **Lavandería.** Los rangos de consumo de vapor en la lavandería puede estar arriba de las 112 kg/hr cuando las planchas están trabajando, las lavadoras de ropa y secadoras o cuartos de secado están en uso. Típicamente la lavandería opera con vapor a una presión de 7.031 kg/cm<sup>2</sup>.
- **Cocina.** Los equipos para cocinar, tales como las vaporeras, pueden necesitar arriba de las 1.758 kg/cm<sup>2</sup> de vapor. Esterilizadores de loza, así como la preparación de la comida y el lavado utilizan vapor de bajo nivel.
- **Agua caliente.** Los baños y las albercas no pueden utilizar vapor directamente, sin embargo, se emplean intercambiadores de calor que utilizan vapor para generar agua tibia.
- **Calentadores de espacios.** Como en muchos edificios, la calefacción de los cuartos se hace a través de radiadores. Además, para ofrecer a los ocupantes un control individual de la temperatura por cuarto, se utilizan calentadores de vapor que cargan un circuito de agua caliente.

### 6.3 Cogeneración en la Industria Hotelera.

La cogeneración se presenta especialmente atractiva bajo el punto de vista de ahorro energético. La aplicación de sistemas de cogeneración en el sector terciario presenta notables diferencias frente a su aplicación en el sector industrial. Efectivamente en este sector no existe una necesidad de producción, y los consumos energéticos no están englobados en un sistema productivo, sino que son función del uso que se hace de los edificios y se sujetan a hábitos y condiciones meteorológicas en mayor medida que a la actividad propia del edificio. En cualquier caso, las necesidades a cubrir con una instalación de cogeneración se refieren fundamentalmente a:

- Consumo eléctrico.
- Necesidades de calefacción.
- Necesidades de frío para climatización.
- Producción de ACS.
- Suministro de vapor a lavandería, cocina u otros.

<sup>9</sup> Contratos de Desempeño: Financiamiento Alternativo para Proyectos de Eficiencia Energética en la Industria Hotelera. por Joe Loper, La Alianza para el Ahorro de Energía

Asimismo este sector está caracterizado por un menor número de horas de utilización anual y por la diversidad de necesidades en los diferentes períodos estacionales. Esta situación que puede parecer adversa a la instalación de cogeneración, presenta ventajas importantes como son:

- Los consumos eléctricos se realizan principalmente en horas punta y llano.
- El costo del kilowatt eléctrico es muy superior al que se aplica al sector industrial.
- Los costos de los combustibles para calefacción son superiores, mientras que las tarifas aplicadas a cogeneración son más baratas.

Por otro lado para mejorar el aprovechamiento de la cogeneración se debe homogeneizar la curva de la demanda horaria de calor a lo largo del año, por ejemplo mediante la instalación de máquinas de absorción. Estas unidades son equipos frigoríficos cuya fuente de energía no es otra que el calor procedente de los gases de escape o del agua de refrigeración de la instalación.

De esta forma se aprovecha más la instalación de cogeneración que en verano suele estar parada o en régimen bajo, y por otro lado hace que se aumente su tamaño haciéndola más rentable, ya que permite el empleo de equipos con menor inversión específica y mayor rendimiento eléctrico.

Desde el punto de vista del usuario las principales ventajas de la cogeneración son las mismas mencionadas en capítulos anteriores:

- Ahorro económico, por el menor costo de la electricidad autoproducida y posible beneficio adicional por la vendida a la red.
- Aumento en la garantía de suministro de electricidad ante fallo de red, aunque éstos suelen ser escasos.
- Reducción de la contaminación debido a que un sistema de cogeneración disminuye la emisión de CO<sub>2</sub> y NOx a la atmósfera al reducirse el consumo de combustible a nivel nacional.

Los principales inconvenientes:

- Una inversión inicial elevada.
- Actividad fuera de línea de actuación de la empresa hotelera, enfrentándose a riesgos poco conocidos.
- En hoteles ya construidos, la necesidad de espacio disponible para instalar la planta.

### 6.3.1 Estudio de Viabilidad

Para el estudio de viabilidad de una planta de cogeneración en hoteles es necesario conocer, específicamente, la demanda energética y los aspectos económicos.

#### **Demanda Energética**

La demanda energética debe quedar caracterizada como sigue:

a) **Electricidad**

- Usos:
  - Iluminación.
  - Fuerza.
- Consumos:
  - Facturación de los últimos 12 meses.
  - Distribución horaria de los consumos.
- Características:
  - Tensión de suministro.
  - Potencia contratada.
  - Tarifa.
  - Discriminación horaria.

b) **Calor**

- Usos:
  - Calefacción (período horario de funcionamiento).
  - Agua caliente sanitaria.
  - Cocinas.
  - Lavandería.
  - Otros.
- Consumos:
  - Tipo de combustible.
  - Equipos donde se utiliza.
  - Facturación de los últimos doce meses.
  - Consumo horario en días tipo.

c) **Frío**

- Usos:
  - Aire acondicionado.
  - Frío industrial.
- Consumos:
  - Período y horario de funcionamiento.

**Aspectos Económicos**

Para el estudio de viabilidad económica hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

a) **Inversión prevista**

La inversión necesaria para una planta de cogeneración se distribuye aproximadamente como se refleja en la Tabla 8.<sup>9</sup>

**TABLA 8**

Concepto	%
Equipos	67
Sistema Eléctrico	20
Obra Civil	4
Ingeniería, dirección de obra	9

<sup>9</sup> Cogeneración en Hoteles por Rafael Gaos. Revista Gestión de Hoteles Diciembre 1999. Tecnología Energética Hostelería y Sistemas de Ahorro. <http://www.tehsa.com>

### **b) Gastos de Explotación**

En este punto se deben contemplar los costos energéticos (consumos) y no energéticos (mantenimiento y seguro).

- Energéticos:
  - Combustible del grupo generador y calderas.
  - Electricidad (consumos auxiliares).
  
- Mantenimiento:
  - Mano de obra.
  - Accesorios y repuestos.
  
- Seguro.

### **c) Ingresos**

Ingresos por venta de excedentes de energía a la red.

### **d) Ahorros**

Los ahorros obtenidos son la diferencia de los ingresos menos los costos más los gastos de las facturas eléctrica y térmica que se tenían como situación de referencia.

Estos ahorros deben ser tales que permitan un período de retorno simple en un entorno de 3-6 años.

## **6.3.2 Criterios de Dimensionamiento**

Los criterios que se deben considerar para dimensionar un sistema de cogeneración son básicamente:

- Asegurar el cumplimiento de las condiciones del Marco Legal.
  
- Obtener la máxima aportación posible a los consumos anuales totales con un criterio conservador, asegurando la demanda e importando la energía eléctrica restante.
  
- Seleccionar motores o turbinas que permitan el funcionamiento a carga parcial con rendimientos aceptables.
  
- Fraccionar el total de la energía, en al menos dos equipos que permitan, en caso de avería de uno de ellos, seguir contando con el 50% de la producción disponible.
  
- En los casos en los que fuera posible, tener en cuenta posibles ampliaciones.
  
- En los casos particulares de las zonas del litoral, considerar el acoplamiento de sistemas de desalación de agua mediante sistemas de ósmosis inversas o evaporativas.

## **6.3.3 Parámetros Energéticos**

Es muy difícil dar unas relaciones válidas al 100% que definan "a priori" la viabilidad o no de los sistemas de cogeneración, debido a la gran versatilidad de estos sistemas que se pueden adaptar a las condiciones particulares de cada hotel.

Es importante mencionar que si el sistema se dimensionara por debajo de la mínima demanda térmica/eléctrica, el sistema puede seguir siendo rentable, pero si se sobredimensiona, aparte de exceder la limitación de exportación eléctrica, habría que instalar sistemas de disipación del calor sobrante.

#### 6.4 Monitoreo & Verificación de las Mejoras de Desempeño (M&V):

La ESE trabaja con el gerente o dueño del hotel para establecer el método de evaluación para determinar y comprobar la existencia y los beneficios de las mejoras de desempeño, a través de un protocolo de Monitoreo & Verificación (M&V) el cual es utilizado para determinar el valor y la distribución de los beneficios de estas mejoras. Antes de que un proyecto sea implementado se debe desarrollar un protocolo efectivo de M&V tal que asegure el éxito del proyecto y que las medidas implementadas sean sustentables en el tiempo. Dependiendo de la naturaleza del proyecto y de las necesidades del dueño, el M&V del desempeño de un proyecto puede ser extenso (por ejemplo, que cubra una instalación completa) o puede comprender sistemas simples o piezas de los equipos.

- *Capacidad Medida/Desempeño Estipulado:* El M&V está basado en la medición del factor de desempeño acordado (por ejemplo, horas de operación, índice energético, etc.) y aplicado al desempeño de los equipos antes y después de la implementación de la medida de ahorro de energía. Este trabajo se aproxima mejor donde las medidas implementadas involucran la instalación de unidades individuales de equipos o sistemas discretos dentro del hotel. La ESE y el dueño acuerdan una secuencia de pagos que no estén en función de la fluctuación debida a los cambios en la operación, ni de las condiciones climatológicas, ni otros factores. Los pagos pueden ser revisados de acuerdo a mediciones periódicas del desempeño de los equipos o procesos instalados.
- *Capacidad Medida/Desempeño Medido:* Las medidas implementadas son monitoreadas continuamente para medir y verificar su desempeño. Estas son comparadas contra una base de referencia para determinar el nivel de beneficio alcanzado. Esta aproximación aplica mejor cuando el dueño desea un contrato a largo plazo y con ello medir el desempeño en forma continua (el largo plazo permite ver si los "datos son consistentes") esto hace que las medidas implementadas puedan ser optimizadas en una base de tiempo real.
- *Desempeño de la Instalación Completa (Medición Principal):* Los beneficios del desempeño son determinados por la medición de los cambios en el desempeño de la instalación completa. Esta aproximación es mejor en situaciones donde el dueño quiere medir interacciones entre los sistemas cuando las medidas implementadas individualmente no pueden ser evaluadas directamente.

El M&V es, tal vez, el ingrediente más importante de los Contratos de Desempeño. Al mismo tiempo, el M&V puede añadir costos adicionales de mano de obra y equipo de monitoreo al proyecto. El M&V debe ser lo suficientemente riguroso para asegurar el desempeño del proyecto, pero sin que socave económicamente el proyecto. Esta es el punto medular de la negociación entre la ESE y su hotel cliente.

### 6.5 ¿Cómo identificar Fuentes de Financiamiento?

La gama de opciones que existen para financiar las mejoras de desempeño, incluyen: compras directas, financiamientos convencionales, arrendamientos o financiamientos basados en el desempeño. Una vez que un proyecto potencial es identificado, la ESE estructurará y recomendará un menú de opciones de financiamiento y explicará los pros y los contras de cada una de ellas. El gerente o dueño del hotel puede escoger el plan que mejor se adapte a sus necesidades.

Aunque existen varios mecanismos contractuales para negociar con el hotel cliente, ESEs pueden invertir su propio capital y tomar el riesgo del éxito futuro de las medidas por implementar para garantizar el desempeño de las mismas y distribuir la recuperación de la inversión. La ESE también puede involucrar la participación de prestamistas comerciales y otras fuentes similares para manejar el riesgo y asegurar un capital de bajo costo.

Contratos no incluidos en el balance general (Off- Balance Sheet Contracts): La mayoría de las ESEs ofrecen financiamiento de "contratos no incluidos en el balance general" donde solo aparece el pago que se hizo durante ese periodo de contabilidad en el balance general. La ESE aporta o coordina (con otros grupos) todo el valor líquido y deuda basado en el ahorro generado en el proyecto y típicamente provee una garantía de ahorro o una parte de los ahorros generados por un periodo de tiempo una vez terminando el proyecto. Si el proyecto no cumple con las condiciones inicialmente acordadas, la ESE o los accionistas tendrán que cumplir con la obligación financiera. "Contratos no incluidos en el balance general" pueden ser una opción valiosa para los hoteles que ya tienen un nivel de *préstamo demasiado alto para adquirir financiamiento adicional de otras fuentes.*

*Contratos incluidos en el balance general (On-Balance Sheet Financing):* Por otra parte, la ESE puede obtener un préstamo basado en el crédito del cliente. La ESE vuelve a garantizar un cierto nivel de desempeño para cumplir con las condiciones del prestamista y a los accionistas, pero en este caso el cliente se arriesga financieramente si la ESE no poder cumplir con la garantía de mejora de desempeño. En este caso, el financiamiento es un "contrato incluido en el balance general" y la porción corriente de la obligación se anota como un pasivo corriente en el balance general del cliente y la porción de largo plazo corriente se anota como un pasivo de largo plazo.

El éxito de los hoteles Mexicanos depende de su habilidad para reducir sus costos energéticos y otros costos y proveer, con la misma calidad, un ambiente confortable a sus clientes. El financiamiento basado en el desempeño actualmente es una alternativa, en lugar del financiamiento corporativo tradicional, para poder llevar a cabo las mejoras necesarias en los hoteles.

Algunos hoteles tienen los recursos financieros, técnicos y administrativos para permitirles identificar, evaluar, financiar, implementar, y mantener un proyecto de ahorro de energía. Probablemente es mejor que estos hoteles usen sus propios recursos para financiar proyectos de eficiencia energética. Los hoteles que no tienen todos estos recursos deberían aprovechar y trabajar con ESEs para poder llevar a cabo oportunidades que ahorren dinero e implementar proyectos de eficiencia energética que de otra manera no se ejecutarían.

## Capitulo 7. EJEMPLO DE APLICACION Caso: Hotel Acapulco Princess

### 7.1 Características y Condiciones del sitio .

**FAIRMONT ACAPULCO PRINCESS** es una industria hotelera ubicada en Acapulco Guerrero a 20 msnm cuyas condiciones climatológicas son: **temperatura media de 35°C y una humedad relativa de 70%.**

El hotel abarca **194 hectáreas**. Tiene **1017 habitaciones**, divididas en 3 Torres: Pirámide con 449 habitaciones, Princesa con 252 habitaciones y Marquesa con 316 habitaciones. Dos campos de golf de 18 hoyos, 4 albercas y una de agua salada, 9 canchas de Tennis exteriores y 2 interiores, y un gimnasio.

Cuatro restaurantes en operación todo el año , 2 Snacks y un club nocturno.  
 Dos restaurantes no están abiertos todo el año, los cuales abren dependiendo la ocupación.

Salas de Conferencia: 3 Salones de Fiestas, 4 Salones Marquesas, 4 Salones Pirámide y 4 Salones Princesa. Y como apoyo: Restaurante Jardín, Le Gourmet y Rest. Princesa, que en algún momento operaron como restaurantes y actualmente se utilizan para conferencias.

El SPA está en construcción; Willow Stream, se estima abra el 10 de Junio, 2002. Va a contar con 6 salas de Masajes, 6 Salas de Faciales, Cuartos Húmedos, 2 Salas VIPS dobles, y sala de recepción.

El hotel cuenta con su propia Planta de Tratamiento de Aguas y una planta de emergencia para fallos de luz eléctrica.

Para la realización del estudio se tomaron como base las demandas y consumos registrados en **2001**, es una industria de servicios, cuyo principal consumo es la energía eléctrica de la cual la mayor parte se utiliza para satisfacer la demanda de aire acondicionado. El hotel actualmente compra la energía eléctrica a Comisión Federal de Electricidad, con una demanda máxima mensual de 3920 kW, con tarifa contratada HM.

Periodo 2001	Demanda promedio Actual (kW)	Consumo total (MWh)	Costos totales (\$)
Punta	3597	2.3	2,949,016.8
Intermedia	3636	13.9	5,632,880.19
Base	3440	7.07	2,436,612.2
<b>Total</b>	<b>10672</b>	<b>23.31</b>	<b>14,502,553</b>

La demanda térmica es cubierta mediante 2 calderas Cleaver Brooks que utilizan Gas L.P. como combustible, de 300 caballos caldera, con las cuales producen vapor saturado a 240 °C con una presión de 784 kPa (8 kg/cm<sup>2</sup>). En cuanto al combustible se consumieron 153mil litros de Gas LP en el año, el cual tuvo un costo de 390 mil pesos mexicanos, con una generación promedio de vapor de 4.9393 Ton / h.

7.2 Situación Actual en consumos de energéticos y producción

Energía eléctrica

Periodo	DEMANDAS*			CONSUMOS				Factor de Potencia	
	PUNTA kW	INTERMEDIA kW	BASE kW	PUNTA KWh E3	INTERMEDIA KWh E3	BASE KWh E3	Total KWh	%	
<b>2001</b>									
ene	3811	3742	3527	301,8	1147,3	623	2072100	95.81	
feb	3606	3573	3530	266,9	1040	586,6	1893500	95.58	
mar	3823	3675	3518	294,4	1141	611,8	2047200	95.58	
abr	3615	3669	3266	151,4	1176,5	572,2	1900100	96.06	
may	3097	3221	3372	104,4	1120,4	583,1	1807900	96.61	
jun	3398	3682	3258	122,1	1249,1	568,7	1939900	95.98	
jul	3613	3702	3578	138,3	1331,2	642,6	2112100	95.6	
ago	3746	3893	3639	145,7	1396,8	628,1	2170600	95.4	
sep	3613	3702	3578	99,2	1044,6	523,4	1667200	96.9	
oct	3195	3472	2972	135,2	1167,9	518,2	1821300	96.63	
nov	3722	3591	3549	280,1	1067,8	599,1	1947000	95.64	
dic	3920	3712	3494	270	1044	621	1935000	95.9	
promedio	3596,58	3636,17	3440,08	192,4583333	1160,55	589,82			
Total	43159,00	43634,00	41281,00	2309,5	13926,6	7077,8			
		Total General	12807,400		Total General	23313,00			

Costos

MX \$/Mes

Periodo	PUNTA	CONSUMOS INTERMEDIO	BASE	DEMANDA FAC.	TOTAL	\$/kWh	Factor de Carga %
ene	406735,86	494830	224342,3	611454,35	1737363	0,838	73,080
feb	375955,34	468832	220796,24	410897,42	1476481	0,780	78,139
mar	385428,48	478079	214007,64	398550,88	1476066	0,721	71,976
abr	193428,64	481070,85	236890,8	311645,71	1223036	0,644	71,928
may	134676	462613,16	200994,57	310276,27	1108560	0,613	72,066
jun	156190,32	511381,54	194381,66	340556,48	1202510	0,6199	73,175
Jul	171519,66	528353,28	212957,64	188635,64	1101466,22	0,5215	76,684
ago	174650,59	538606,08	202248,2	189930,13	1105435	0,5093	74,942
sep	118911,04	400708,56	167645,02	164291,86	851556,48	0,511	62,549
oct	160766,32	444385,95	164632,14	168194,72	937979,13	0,5150	70,506
nov	337520,5	411743,68	192910,2	185926,41	1128100,79	0,5794	72,654
dic	333234	412275,6	204805,8	203683,7	1153999,1	0,5964	66,347
Total	2949016,75	5632880,19	2436612,21	3484043,57	14502552,7	0,6207	

### Combustibles

El consumo de Gas L.P. por las calderas para la producción de vapor es en promedio de 153009,5 lts/mes, con un costo de \$2.62 el lt., considerando una eficiencia de las calderas del 75%.

#### Consumo de Combustible Mensual

Mes	CONSUMO COMBUSTIBLE (m <sup>3</sup> /mes)	COSTO COMBUSTIBLE (\$/m <sup>3</sup> )	COSTO TOTAL MENSUAL DEL COMBUSTIBLE
ene	158,09	2850,00	450.550,80
feb	96,13	2960,00	284.541,84
mar	82,77	2860,00	236.716,48
abr	80,24	2770,00	222.256,49
may	86,42	2770,00	239.388,94
jun	92,67	2770,00	256.693,13
jul	199,00	2680,00	533.325,36
ago	246,72	2340,00	577.320,12
sep	179,75	2260,00	406.235,00
oct	182,30	2350,00	428.407,35
nov	196,60	2420,00	475.781,68
dic	235,43	2420,00	569.730,92
<b>total</b>	<b>153009,5</b>	<b>2.620,00</b>	<b>400.848,42</b>
máx	246,72	2.960,00	577.320,12
mín	80,24	2.260,00	222.256,49

Gas L.P.

Pot comb	257.138,84 l/m <sup>3</sup>
Densidad	330 kg/m <sup>3</sup>

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

**Demanda de vapor**

Mes	DEMANDA CALDERAS 1 Y 2 t/mes	DEMANDA TOTAL DE VAPOR t/mes
ene	1177,34	2354,684
feb	715,91	1431,819
mar	616,41	1232,81
abr	597,56	1195,112
may	643,62	1287,236
jun	690,14	1380,283
jul	1482,04	2964,089
ago	1837,40	3674,807
sep	1338,67	2677,335
oct	1357,67	2715,331
nov	1464,19	2928,371
dic	1753,31	3506,616
	<b>Anual</b>	<b>27.118,9</b>
mensual	<b>Máximo</b>	<b>3.674,81</b>
	<b>Mínimo</b>	<b>1.195,11</b>
	<b>Promedio</b>	<b>2.279,04</b>

**Principales áreas consumidoras de vapor**

La hotelería es una industria de servicios, por lo que la mayor parte del vapor generado es utilizado en:

- Agua caliente sanitaria.
- Cocinas.
- Lavandería.
- Otros.

**7.3 Condiciones de operación actuales**

Determinación de la relación Q/E del Sistema Actual.

$m_c = 0,33 \text{ m}^3/\text{h} = 9.1667 \text{ m}^3/\text{seg}$   
 PCI Gas L.P. 25790688 kJ/m<sup>3</sup>  
 EF<sub>conv</sub> = 0,75 0 - 1

**Combustible Gas L.P.**  
 Densidad (kg/m<sup>3</sup>) 560  
 PCI (kJ/m<sup>3</sup>) 25790688  
 PCI metodología (kJ/kg) 46055  
 Precio promedio (\$/m<sup>3</sup>) 2.620,83

$Q_s = m_c \times \text{PCI}$

$Q_{\text{max}} = 2376 \text{ kWt}$

$E_{\text{max}} = 3920 \text{ kWe}$

$Q_{\text{max}}/E_{\text{max}} = 0,61$

$E_{\text{prom}} = 3558$

$Q_{\text{max}}$  = Demanda máxima térmica kWt  
 $W_c$  = flujo de combustible máx.  
 $E_{\text{max}}$  = Demanda máxima eléctrica a cubrir con el sistema

PCI = Poder Calorífico Inferior  
 EF<sub>conv</sub> = Eficiencia de generación de energía térmica útil en el equipo de la empresa.  
 $E_{\text{prom}}$  = Demanda eléctrica promedio kWe

### Relación calor electricidad

La relación calor/electricidad (Q/E) se define por la relación de las demandas maximas térmica y eléctrica, promedio y con dicho parámetro se identifican los esquemas de cogeneración cuya relación adimensional de producción de calor y electricidad se ajuste a la existente en la planta.

Mes 2001	DEMANDA		RELACION CALOR / ELECTRICIDAD Q/E
	ELÉCTRICA KW <sub>E</sub>	TÉRMICA KW <sub>T</sub>	
ene	3811	1522	0.399436
feb	3606	1025	0.284197
mar	3823	797	0.208471
abr	3615	798	0.220848
may	3097	832	0.268702
jun	3398	922	0.271356
jul	3613	1916	0.530368
ago	3746	2376	0.634192
sep	3613	1789	0.495027
oct	3195	1755	0.549422
nov	3722	1956	0.525586
dic	3920	2267	0.578304
	$Q_{\text{máx}}/E_{\text{máx}}$		0.61

La relación calor / electricidad que se calculó para el diseño del esquema de cogeneración fue de 0.61, valor que se encuentra entre el rango mínimo y máximo de la relación Q/E, lo que garantiza que el esquema de cogeneración no va a tener gran dispendio de energía térmica en caso de no ser flexible. Con el valor de Q/E calculado, el esquema de cogeneración apropiado para la planta es un motor de combustión interna, conforme ea lo mencionado en el capítulo 4.

El esquema de cogeneración es para producir únicamente el vapor de proceso y la energía eléctrica requerida, sin considerar excedentes.

## 7.4 Alternativas propuestas del sistema de cogeneración

### Opción 1.- Esquema de cogeneración con motor de combustión interna (MCI) satisfaciendo al 100% la demanda eléctrica. <sup>10</sup>

*El equipo consiste de dos (2) módulos de potencia formado por dos motores Wärtsila 12V220 y sus respectivos sistemas auxiliares, así como la caldera de recuperación de calor, para la generación de vapor. El Consumo Específico de la planta es de 10,133 kJ/kWh de acuerdo a las condiciones de sitio. Los equipos utilizan Gas Natural como combustible.*

Potencia eléctrica nominal: 3720 kW  
 Potencia en sitio: 3526 kW  
 Flujo de vapor: 0.55556 kg/s  
 Vapor faltante: 0.81389 kg/s

El vapor faltante se obtendrá de una de las calderas, y la demanda eléctrica se cubrirá al 100% por el motor de combustión interna.

Con el esquema de cogeneración de MCI a gas natural, se tendrían excedentes eléctricos 7,537,780 kWh/año, que se podrían vender a Comisión Federal de Electricidad.

El precio total de acuerdo al alcance del suministro es de:

EUR \$ 2,300,000.00

Dos millones trescientos mil Euros

Condiciones:

El precio no incluye impuestos aduanales u otros impuestos fuera del país de origen.

No incluye interconexión con sistemas existentes, térmicos y/o eléctricos.

No incluye preparación general del sitio.

**Opción 2.- Esquema de cogeneración con motor de combustión interna (MCI) satisfaciendo al 100% la demanda eléctrica.<sup>10</sup>**

*El equipo consiste de dos (2) módulos de potencia formado por dos motores Wärtsila 12V200 utilizando Diesel como combustible y sus respectivos sistemas auxiliares, así como la caldera de recuperación de calor, para la generación de vapor. El Consumo específico de la planta es de 9,703 k J/kWh de acuerdo a las condiciones de sitio.*

Potencia eléctrica nominal: 4000 kW

Potencia en sitio: 3834 kW

Flujo de vapor: 0.5722 kg/s

Vapor faltante: 0.8 kg/s

El vapor faltante se obtendrá de una de las calderas actuales, y la demanda eléctrica se cubrirá al 100% por el motor de combustión interna

Con el esquema de cogeneración de MCI se estima el lograr excedentes eléctricos 16,807,869 kWh/año, debidos al no acoplamiento de demandas máximas térmicas y eléctricas, que se podrían vender a Comisión Federal de Electricidad. Sin embargo para este análisis se requiere hacer un estudio detallado de demandas horarias.

El precio total de acuerdo al alcance del suministro es de:

EUR \$ 2,900,000.00

Dos millones novecientos mil Euros

Condiciones:

El precio no incluye impuestos aduanales u otros impuestos fuera del país de origen.

No incluye interconexión con sistemas existentes, térmicos y/o eléctricos.

No incluye preparación general del sitio.

La eficiencia de generación es un factor importante, caracterizado por el consumo específico de calor por unidad de generación eléctrica, índice de cogeneración neto o de aprovechamiento energético (ICN).

<sup>10</sup> Las características y cotizaciones de los MCI tanto para la opción 1 como la opción 2, fueron proporcionadas por el Departamento Técnico, Ing. Samuel Cevada Ramírez de Wärtsila México.

Suministro de energía por combustible:

$$Q_s = m_c \times \text{PCI}$$

Calor útil del agua generada:

$$Q_u = \sum m v_i \times \Delta h_i$$

Donde:

$m_c$  = Flujo de combustible [kg/h]

PCI = Poder calorífico inferior del combustible [kJ/kg]

$\sum m v_i$  = Flujos del vapor generado [kg/h]

$\Delta h_i$  = Entalpías del vapor generado [kJ/kg]

$h_v$  = entalpía de vapor generado [kJ/kg]

$h_{aa}$  = entalpía del agua de alimentación de la caldera. [kJ/kg]

**Para ambas opciones, ya sea utilizando diesel ó gas natural como combustible :**

#### **Alcance del proyecto**

El proyecto se integrará básicamente de las siguiente forma:

- Dos MCI Wärtisilä
- Sistemas auxiliares mecánicos ( Sistemas de: Combustible, lubricación, arranque, enfriamiento, admisión de aire, gases de escape, etc.),
- Sistemas auxiliares eléctricos (Sistemas de: control y automatización, tableros, eléctricos de distribución e interruptores, sistemas de corriente directa, etc.),
- Edificio estándar, estructuras metálicas, cimentación, iluminación, ventilación),
- Ingeniería,
- Puesta en marcha de la planta,
- Herramientas para mantenimiento de rutina y refacciones para puesta en marcha
- Sistemas de recuperación de calor
- Capacitación para operación de la planta.

#### **Consideraciones para la evaluación económica del proyecto.**

El análisis económico se basa en los siguientes supuestos.

- Entrega del proyecto instalado en sitio, de acuerdo al alcance del suministro que se resume,
- Costo estimado del proyecto (sujeto a cotización final).
- Los costos en este análisis no incluyen IVA, ni impuestos de importación
- Costo de mantenimiento estimado 9 USD\$/MWh
- Potencia total generada en sitio 3526 kW para la opción 1 y 3,834 kW para la opción 2 (dos unidades en cada caso)
- Costo del gas natural de 1.1641 MXP \$/m3

**Beneficios adicionales de la planta propuesta:**

- ✓  Bajo consumo de combustible
- ✓  Producción de energía a costos competitivos
- ✓  Fácil operación de la planta
- ✓  Capacidad de crecimiento modular
- ✓  Elevada disponibilidad aproximadamente 90%
- ✓  Energía eléctrica de alta calidad
- ✓  Elevada confiabilidad
- ✓  Respaldo del proveedor del MCI.

**OPCION 1. MCI Gas Natural**

$Qu = mv \times (hv - haa)$   
 $mv = 0,56 \text{ kg/s}$   
 $hv = 2768 \text{ kJ/kg}$   
 $haa = 253,1 \text{ kJ/kg}$   
 $Qu = 1397 \text{ kWt}$   
 $EF_{\text{conv}} = 0,75$  Eficiencia de generación de energía térmica útil en el equipo de la empresa.  
 $E.E. = 3526 \text{ KWe}$   
 $Ef. E. = 35,53\%$   
 $Ef. T. = 14,08\%$   
 $ICN = 2,29$  Índice de Calor Neto  
 $EF_{\text{gsc}} = 43,74\%$   
 $EF_{\text{lec}} = 33,00\%$  Eficiencia Total del ciclo de la planta de generación eléctrica convencional  
 $EF_{\text{gsc}} = 49,61\%$   
 $IAC = [(Qu/EF_{\text{conv}}) + (EE/EF_{\text{lec}}) - Qs] / [(Qu/EF_{\text{conv}}) + (EE/EF_{\text{lec}})]$   
 $IAC = 20,90\%$  Índice de Ahorro de Combustible

**OPCION 2. MCI Diesel**

$Qu = mv \times (hv - haa)$   
 $mv = 0,57 \text{ kg/s}$   
 $hv = 2768 \text{ kJ/kg}$   
 $haa = 253,1 \text{ kJ/kg}$   
 $Qu = 1439 \text{ kWt}$   
 $EF_{\text{conv}} = 0,75$  Eficiencia de generación de energía térmica útil en el equipo de la empresa.  
 $E.E. = 3834 \text{ KWe}$   
 $Ef. E. = 37,10\%$   
 $Ef. T. = 13,93\%$   
 $ICN = 2,19$  Índice de Calor Neto  
 $EF_{\text{gsc}} = 45,56\%$   
 $EF_{\text{lec}} = 33,00\%$  Eficiencia Total del ciclo de la planta de generación eléctrica convencional  
 $EF_{\text{gsc}} = 51,03\%$   
 $IAC = [(Qu/EF_{\text{conv}}) + (EE/EF_{\text{lec}}) - Qs] / [(Qu/EF_{\text{conv}}) + (EE/EF_{\text{lec}})]$   
 $IAC = 23,60\%$  Índice de Ahorro de Combustible

**Eficiencia de los Sistemas de Cogeneración propuestos.**

	Alternativas	
	I	II
Potencia Eléctrica generada (kWe)	3526	3834
Calor útil (kWt)	1397	1439
Índice de aprovechamiento energético. Calor neto (kwt / kWe)	2.29	2.19
Eficiencia de cogeneración (%)	43.74	45.56
Eficiencia global	49.61	51.03

Un factor importante para la realización del análisis económico, es el precio de los combustibles, el cual va variando mes a mes con lo cual puede aumentar los costos por este concepto, además de que también las tarifas eléctricas van variando mes con mes con lo cual pueden aumentar nuestros ingresos por concepto de electricidad.

La cotización del dólar también influye, ya que la devaluación encarecería el equipo con lo cual nuestro proyecto podría no ser viable.

La TREMA, tomada es del 11%, la tasa de los CETES del 7%,( mayo 2002) más un 4% de factor de seguridad.

Datos tomados en abril 2002:

Combustible	Gas L.P.	Gas Natural	Diesel
Precio promedio (\$/m3)	2,620,83	1,1641	4,680

ANÁLISIS TÉCNICO

**Opción 1.- Dos motores combustión interna  
12V220**

**a gas natural**

Número de unidades		2
<i>Condiciones ISO</i>	% carga	100
Potencia eléctrica	kWe	3,720
Combustible suministrado	kWt	9,508
Eficiencia eléctrica	%	39.1

*Condiciones en sitio*

Altitud	msnm	20
Temp. amb. prom. anual	°C	35
Horas de operación	h/año	8,760

Densidad del combustible	kg/m3	0.72
Poder calorífico inferior	kJ/m3	32,321
Poder calorífico inferior	kJ/kg	44,890
Combustible suministrado	kg/s	0.2211
Combustible suministrado	kg/h	796
Combustible suministrado	kJ/h	35,728,958
Combustible suministrado	kWt	9,925
		312,985,672
Combustible suministrado	kJ/año	,080

Consumo Especifico	kJ/kWh	10,133
Potencia eléctrica neta	kW	3,526
	kWh/año	
Energía eléctrica neta		30,887,760
Eficiencia eléctrica	%	35.53
Eficiencia térmica	%	14.08

Vapor generado (HRSG)	kg/h	2,000
Presión del vapor saturado	barg	8
Agua caliente 60 a 110 °C	m3/h	0
Temperatura inicial del agua	°C	
Temperatura final del agua	°C	
Densidad del agua	kg/m3	1,000

**ANÁLISIS ECONÓMICO**

**Opción 1.- Dos motores combustión interna 12V220**

*Consumo de combustible con la alternativa de cogeneración:*

Equipo de cogeneración	Gas Natural	795.92
Caldera actual	Gas L.P.	213.33 kg/h
	Total*	
Consumo de combustible actual para producir con calderas actuales	4.9393 t/h de vapor	
	Gas L. P.	0.3316 m3/h
		185.7017 kg/h

Consumo de combustible faltante (caldera actual)

$$Wc = \frac{Wv \times (hv - haa)}{11 \times PCI}$$

Wv = 2930.00 kg/h	Vapor faltante
Wc = 213.33 kg/h	Combustible faltante

*Variación en el consumo de combustible*

Gas Natural	795.92 kg/h
Gas L.P.	27.63 kg/h

**Ahorro de energía eléctrica :**

Aee = EE x h x Cee =	19,171,715\$/año	Costo actual de energía eléctrica	14,502,553\$/año
Cee: [\$/ kWh]			
h: [hr / año]			

**Costo por incremento de combustible**

Cic = Variación * h * Pc =	12,405,442\$/año	Costo actual de combustible	4,680,948\$/año
----------------------------	------------------	-----------------------------	-----------------

Pc = precio del combustible [\$/kg]

**Ingresos por venta de excedentes eléctricos**

Energía eléctrica excedente =	7,573,780 kWh/año	Costo total actual de energéticos	19,183,501\$/año
-------------------------------	-------------------	-----------------------------------	------------------

Precio de compra de excedentes =

0.15\$/kWh

IVExe = Exe \* PceX =

1,136,067\$/año

Compra de Energía Eléctrica CEE =

0\$/año

**Ahorro total = Aee - Cic + IVExe - CEE =**

7,902,339\$/año

En VP = 24,515,164 \$  
con i=11% en 4 años

Nota: \* Sumar en caso de utilizar el mismo combustible

TREMA 11%

Inversión requerida = 23,750,000\$

PSR = Inv. Req. / Ahorro Tot.

PSR = 3.01 años

Periodo Simple de Retorno

ANÁLISIS TÉCNICO

**Opción 2.- Dos motores de combustión interna 12V200 a diesel**

Número de unidades		2
<b>Condiciones ISO</b>	% carga	100
Potencia eléctrica	kWe	4,000
Combustible suministrado	kWt	9,320
Eficiencia eléctrica	%	42.9

**Condiciones en sitio**

Altitud	msnm	20
Temp. amb. prom. anual	°C	35
Horas de operación	h/año	8,760

Densidad del combustible	kg/m <sup>3</sup>	865
Poder calorífico inferior	kJ/m <sup>3</sup>	36,031,447
Poder calorífico inferior	kJ/kg	41,655
Combustible suministrado	kg/s	0.2481
Combustible suministrado	kg/h	893
Combustible suministrado	kJ/h	37,201,302
Combustible suministrado	kWt	10,334
Combustible suministrado	kJ/año	325,883,405,520

Consumo Específico	kJ/kWh	9,703
Potencia eléctrica neta	kW	3,834
Energía eléctrica neta	kWh/año	33,585,840
Eficiencia eléctrica	%	37.10
Eficiencia térmica	%	13.93

Vapor generado (HRSG)	kg/h	2.060
Presión del vapor saturado	barg	8,00
Agua caliente 60 a 110 °C	m <sup>3</sup> /h	0
Temperatura inicial del agua	°C	
Temperatura final del agua	°C	
Densidad del agua	kg/m <sup>3</sup>	1.000

## ANÁLISIS ECONÓMICO

### Opción 2.- Dos motores de combustión interna 12V200

#### Consumo de combustible con la alternativa de cogeneración:

Equipo de cogeneración	Diesel	893.08
Caldera actual	Gas L.P.	209.69 kg/h
	<b>Total*</b>	
Consumo de combustible actual para producir con calderas actuales		4.9393 t/h de vapor
	Gas L. P.	0,3316 m3/h
		185.7017 kg/h

#### Consumo de combustible faltante (caldera actual)

$$W_c = \frac{W_v \times (h_v - h_{aa})}{\eta \times PCI}$$

$$W_v = 2880.00 \text{ kg/h}$$

$$W_c = 209.69 \text{ kg/h}$$

Vapor  
faltante

Combustible faltante

#### Variación en el consumo de combustible

Diesel	893.08 kg/h
Gas L.P.	23.99 kg/h

#### Ahorro de energía eléctrica :

$$A_{ee} = EE \times h \times C_{ee} =$$

$$C_{ee}: \{ \$ / kWh \}$$

$$h: [ hr / año ]$$

$$C_c = \text{Variación} \times h \times P_c =$$

#### Ingresos por venta de excedentes eléctricos

$$\text{Energía eléctrica excedente} =$$

$$\text{Precio de compra de excedentes} =$$

$$IVExe = Exe \times P_{cex} =$$

$$\text{Compra de Energía Eléctrica CEE} =$$

$$\text{Ahorro total} = A_{ee} - C_c + IVExe - CEE =$$

Nota: \* Sumar en caso de utilizar el mismo combustible

Inversión requerida

=

23,287,000\$

$$PSR = \text{Inv. Req.} / \text{Ahorro Tot.}$$

$$PSR =$$

-1.11 años

Periodo Simple de Retorno

Costo actual de energía  
eléctrica

20,846,385\$/año

14,502,553\$/año

Costo actual de combustible

43,311,310\$/año

4,680,948\$/año

Costo total actual de  
energéticos

10,271,860 kWh/año

19,183,501\$/año

0.15\$/kWh

1,540,779\$/año

0\$/año

-20,924,146\$/año

## CONCLUSIONES

La Cogeneración en México se presenta como una alternativa real, viable y necesaria frente a la creciente demanda de energía eléctrica del país y ante todo, como una importante solución para el sector industrial, que requiere de energía eléctrica y térmica, en condiciones de oportunidad, calidad y costos competitivos para el desarrollo de sus actividades productivas. No obstante que avanza en su grado de participación, todavía no alcanza, en el contexto nacional, los niveles esperados en virtud del potencial y tamaño del mercado de oportunidades para el desarrollo de este tipo de proyectos.

Frente al futuro, la cogeneración ofrece tan importantes ventajas sobre cualquier otro sistema de producción de electricidad que parece tendrá asegurado su desarrollo por las siguientes razones:

- Es el proceso más eficiente y menos contaminante para producir electricidad a partir de gas natural y derivados de petróleo.
- Permite utilizar residuos para la producción eléctrica.
- Es el proceso más económico y que permite el empleo de suministros locales, ofreciendo importantes ventajas en las áreas donde se aplica.
- Sigue el concepto de "Producción Descentralizada" por sus indudables ventajas frente al obsoleto sistema de producción centralizada.

Asimismo, es importante considerar que si bien las tecnologías actuales permiten generar mayor cantidad de electricidad por unidad de energía térmica, esto provoca excedentes eléctricos que implican la venta de energía a terceros o a la red. En tanto se modifica la legislación respectiva, la opción de venta a terceros, que actualmente no está permitida en nuestro país, debe hacerse mediante el establecimiento de una sociedad entre la empresa generadora y aquella que utilizará los excedentes. En el caso de venta a la red, es necesario conocer el precio al que ésta la tomaría y que el mismo resulte atractivo.

Si a lo anterior le sumamos la cantidad de permisos, trámites y el hecho de que la legislación relativa a la generación de electricidad no es muy clara en algunos aspectos, el riesgo aumenta, encareciendo el financiamiento y el desarrollo del proyecto.

Por otra parte, las tecnologías que ofrecen una mayor eficiencia requieren de inversiones en moneda extranjera, lo cual añade un riesgo al proyecto y, por ende, aumenta el costo. Cabe señalar que cuando las empresas adquieren estas tecnologías, tienden a contratar el mantenimiento con el propio fabricante del equipo, por motivos tales como la garantía del servicio, que se traduce en confianza, o por falta de experiencia en el manejo del nuevo equipo. Es obvio que ello también tiene un costo.

No obstante, algo se ha logrado y la realidad es que sí se han podido desarrollar proyectos de cogeneración. Si estos representan sólo una muy pequeña parte del potencial de cogeneración, la situación se explica por las razones anteriormente expuestas, como también por el desconocimiento del entorno o la desconfianza.

Han transcurrido más de 8 años de haber sido publicadas las modificaciones a la Ley del Servicio Público de energía Eléctrica, pero aún existen empresarios que desconocen las posibilidades que otorga, como son, entre otras, los mecanismos de asociación para el autoabastecimiento y para la cogeneración. Por otro lado, está la desconfianza en celebrar

contratos a largo plazo entre las empresas para comprometerse en la adquisición de vapor o de energía eléctrica.

Seguramente es necesario cambiar nuestras leyes y reglamentos, pero también se requiere cambiar nuestra mentalidad para poder jugar en un nuevo entorno.

Podemos afirmar que la cogeneración se presenta en este nuevo milenio como una importante alternativa tecnológica para cubrir los requerimientos crecientes del sector eléctrico en cualquier país. Ello queda demostrado ampliamente con la gran cantidad de naciones que la han adoptado y los porcentajes de participación que llega a representar en el total de la capacidad instalada para generación de energía eléctrica, así como las asociaciones u organizaciones internacionales y el material de difusión existente, dedicados especialmente a promover las ventajas y beneficios de la implantación de sistemas de cogeneración.

Las industrias de servicios son un campo potencial para la cogeneración, más ahora con tecnologías como las microturbinas.

En el caso particular de los hoteles, la cogeneración es una posible opción para disminuir sus costos de energía eléctrica y asegurar suministro de esta todo el año. Se pueden diseñar sistemas confiables y óptimos para cada caso. El éxito de los hoteles Mexicanos depende de su habilidad para reducir sus costos energéticos entre otros y proveer, con la misma calidad, un ambiente confortable a sus clientes.

Algunos hoteles tienen los recursos financieros, técnicos y administrativos para permitirles identificar, evaluar, financiar, implementar, y mantener un proyecto de ahorro de energía. Probablemente es mejor que estos hoteles usen sus propios recursos para financiar proyectos de eficiencia energética. Los hoteles que no tienen todos estos recursos deberían aprovechar y trabajar con las ESE, (Empresas de Servicios Energéticos), para poder llevar a cabo oportunidades que ahorren dinero e implementar proyectos de eficiencia energética que de otra manera no se ejecutarían.

De acuerdo con la información proporcionada por la empresa y apoyándome en la metodología desarrollada por la Conae, realice el estudio de previabilidad, el cual es la base para el desarrollo de un estudio más detallado o de viabilidad para instalar un sistema de cogeneración.

Básicamente el estudio de previabilidad comprendió el análisis de dos alternativas:

La primera de ellas consiste en instalar un motor de combustión interna que utilizaría gas natural, satisfaciendo el 100 % de la energía eléctrica. Mediante esta alternativa se generarían 3,526 kW. Se contaría con una caldera de recuperación de calor que generaría parte del vapor requerido (2.003 t/h a las condiciones requeridas) y el vapor faltante será producido con las calderas actuales (2.930 t/h). Adicionalmente se tendrían 7,573,780 kWh/año de excedentes eléctricos, que se podrían portear a alguna de las empresas pertenecientes al grupo o en su caso venderlas a la compañía suministradora de energía eléctrica.

De acuerdo con el análisis económico, en esta primera opción se tendrían ahorros anuales de \$7,043,391. La inversión requerida es del orden de \$23,750,000, por lo que el periodo de retorno simple de la inversión es de 3.37 años.

La segunda opción también emplea un motor de combustión interna pero el cual utilizaría diesel, satisfaciendo el 100 % de la energía eléctrica. Con este esquema se producirían 3,834 kW por lo que se tendrían excedentes eléctricos de 10,271,860 kWh/año, los cuales, igual que en la opción 1 se pueden portear o vender a la compañía suministradora. Asimismo, con la caldera de recuperación se podrían generar 2.06 t/h de vapor y el vapor faltante será producido con las calderas actuales (2.88 t/h).

Para esta opción no existen ahorros anuales ya que resultó ser más caro el esquema de cogeneración que el convencional, debido al costo del combustible diesel, en el año se pagarían \$43,311,310.

En la tabla siguiente, se muestra el resumen de los resultados obtenidos para cada una de las opciones de cogeneración propuestas.

Es importante señalar que en el análisis faltó incluir por falta de información, los flujos de aire y de agua caliente requeridos en el proceso lo cual favorecería a los índices económicos obtenidos.

**Tabla resumen de la evaluación técnica-económica**

	Situación actual	Opción 1 MCI Gas Natural	Opción 2 MCI Diesel
Generación kWh/año	23,331.9	30,887,760	33,585,840
Excedentes eléctricos (kWh/año)	-	7,537,780	10,271,860
Vapor generado @ 8 kg/cm <sup>2</sup> a 240 °C			
HRSG (kg/h)	0	2,000	2,060
Calderas actuales (kg/h)	4,939	2,009	2,059
Combustible total suministrado			
Cogeneración Gas Natural (kg/h)	0	-	-
Calderas actuales Gas L.P. (kg/h)	185.70	234.28	209.69
Calor útil (kWt)	-	1,397	1,143
ICN	-	2.29	2.19
Ef <sub>gsc</sub> (%)	-	49.61	51.03
Inversión (M\$)	-	23,750	23,287
Ahorros (M\$/año)	-	7,902	-20,924
PRS (años)	-	3.01	-

De acuerdo con el estudio técnico y económico realizado, se concluye que el esquema de la opción 2 tiene las mejores perspectivas para instalar el sistema de cogeneración propuesto. Sin embargo, de acuerdo con las características técnicas que presenta el proceso, observamos que algunas tecnologías no se podían utilizar en cualquier lugar de la República, ello debido a la falta de disponibilidad del gas natural, sobre todo porque se carece de estructura para su transportación.

Cabe mencionar, que a pesar de que la falta de disponibilidad de gas natural en Acapulco Guerrero, se realizó el análisis para demostrar los beneficios que este combustible presenta; ya que existen otros complejos hoteleros en el país con características similares a este, donde sí hay disponibilidad de gas natural, el cuál es un combustible limpio y contamina mucho menos que los combustibles convencionales, por lo que su utilización es favorable y preferible.

La inestabilidad de su precio es un problema adicional. Contrario a lo que piensan todavía muchos industriales, el precio no lo fija PEMEX ( ni Pemex Gas ni Petroquímica Básica), sino que esta sujeto a las condiciones del mercado del sur de Texas desde principios de los años 90. Para regular en alguna medida esta volatilidad, se dispone del almacenamiento del energético; sin embargo, este no es suficiente y en el caso de México este no existe.

Una forma de que los industriales puedan protegerse ante esta situación, consiste en contratar coberturas garantizando un precio máximo, mínimo o ambos, por un tiempo determinado. Desde luego esta protección tiene un costo.

En general si observamos los resultados obtenidos en los análisis económicos, los proyectos de cogeneración no son altamente rentables, esto es debido principalmente a los costos de los equipos, precio de combustible y a los precios estimados para la venta de excedentes de energía eléctrica. En el caso de la primera opción, utilizando gas diesel como combustible, el estudio no resultó favorable principalmente por el costo de este combustible, el cual elevó demasiado los costos.

Sin embargo, la segunda opción sí tiene ahorros económicos, además de proporcionar a la empresa energía de alta calidad sin interrupciones o problemas por fallas en la red. Y el costo de electricidad esta por debajo del costo sin cogeneración. Con esta opción obtuvimos un ahorro total de 7,043,391 MXP \$ / año ya considerando el costo por incremento de combustible. Comparando este ahorro con los \$ 14,502,553 MXP que pagó el hotel únicamente por consumo de energía eléctrica en el año 2001, podemos decir que es un ahorro considerable. Este ahorro junto con los otros beneficios que la implementación de este esquema conlleva, hacen atractiva la implementación de este esquema de cogeneración.

## BIBLIOGRAFÍA

1. La Cogeneración en el Mundo.  
Artículo publicado por la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.  
Revista Entorno Químico. Dic. 2001 N° 40
2. Eficiencia Energética en Sistemas de Generación y Distribución de Vapor.  
Metodología para Diagnósticos Energéticos  
CONAE  
1997.
3. Folleto de Cogeneración  
PEMEX Gas y Petroquímica Básica.  
2001
4. Instalaciones  
Revista de Ingeniería  
2002, año 6, número 64.
5. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. SE. 1992.
6. Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente. SEMARNAT.
7. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica  
Diario Oficial de la Federación  
1993.
8. López F.V., Medina H. E., Sánchez C. A., Valera N. A.  
Dimensionamiento de Plantas de Cogeneración  
Dpto. de Termoenergía. FI-UNAM  
1993.
9. M. en I. Ramón Sandoval Peña  
Manual de Microcogeneración  
Reporte del estudio de micro cogeneración presentado a la Comisión Nacional para  
el Ahorro de Energía. 2001
10. Metodología para el Análisis de Previabilidad en los sistemas de Cogeneración.  
versión 2.0 julio 1999  
CONAE
11. Monedero V.A.  
Esquemas de Cogeneración  
Módulo I. Diplomado de Cogeneración  
DEPFI-UNAM  
1992.
12. Mora Campos Alejandro  
Sistemas de Cogeneración para el Ahorro de Energía en la Industria

- TESIS de Licenciatura. Ing. Mecánica  
UNAM. Campus Aragón  
México 2000
13. Portes M. E., Álvarez CH. J.M.  
Seminario de Inducción Sobre Sistemas de Cogeneración  
CONAE  
1995.
  14. Potencial Nacional de Cogeneración. CONAE. 1995.
  15. Prospectiva del Sector Eléctrico 2000 – 2009. CFE.
  16. Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica  
Diario Oficial de la Federación  
1997.
  17. Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. SE. 1993.
  18. Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente  
en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental. SEMARNAT. 2000.
  19. Ruiz E. R.  
Diseño de Sistemas de Cogeneración  
Módulo II. Diplomado en Cogeneración  
DEPFI UNAM  
1992.
  20. RCG/Hagler. Bailly. Inc.  
Sánchez C. A.  
Uso Eficiente de la Energía Eléctrica  
Módulo 5. Diplomado de Ahorro de Energía para PEMEX  
FQ-UNAM  
1997.
  21. Sala Lizarraga J. Ma.  
Cogeneración  
Universidad del país Vasco  
Bilbao 1994.
  22. Sheimbaum Claudia  
Estudio de Cogeneración industrial  
Revista Instituto de Ingeniería. UNAM  
Dic. 2001
  23. Spiewak S. A., Weiss L.  
Cogeneration & Small Power Production Manual  
The Fairmont Press Inc.  
1994.

### Páginas Electrónicas.

1. Alliance to Save Energy. Enero 2002.  
<http://www.ase.org/programs/international/financiamento.htm>
2. Australian Greenhouse Office. Cogeneration Association. Nov. 2001.  
<http://www.greenhouse.gov.au/lgmodules/workbook/energy/e20.pdf>
3. Asociación Europea para la Promoción de la Cogeneración (COGEN Europe).  
Comité Europeo de Normalización (CEN). Nov. 2002  
<http://www.cogeneracion.org/anuncios/cogecen.htm>
4. ALM Turbine. Inc. <http://www.miniturbine.com>. Abril 2002
5. Capstone turbines. [www.capstoneturbine.com](http://www.capstoneturbine.com). Nov. 2001
6. Celdas de combustible. [www.intermedia.cl/~jocortes/general.html](http://www.intermedia.cl/~jocortes/general.html) Nov. 2002
7. [www.cogeneracion.com](http://www.cogeneracion.com). Feb. 2002
8. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. Oct. 2001  
[www.conae.gob.mx](http://www.conae.gob.mx).
9. Comisión Reguladora de Energía. Oct. 2001  
[www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx)
10. Environmental and Energy Study Institute. Abril 2002  
<http://www.eesi.org/publications/02.00fuelcell.pdf>
11. Energy Efficiency and Renewable Energy Network. (EREN). U.S. Department of Energy. <http://www.eren.doe.gov/consumerinfo/refbriefs/ea6.html>. Abril 2002
12. Fuel Cells. <http://www.americanhistory.si.edu/csr/fuelcells/basics.html>. Abril 2002
13. Tecnología Energética Hostelera y Sistemas de Ahorro.  
<http://www.tehsa.com>. Dic. 2001
14. The European Association for the Promotion of Cogeneration . PROSMACO..  
<http://www.cogen.org/projects/prosmaco.htm>. Feb. 2002
15. West Cost Energy Management Congress and the World Energy Engineering Congress. [www.distributed-generation.com/Library/AEE\\_Presentation.pdf](http://www.distributed-generation.com/Library/AEE_Presentation.pdf).  
<http://www.ecn.nl/events/old/conf293.html>. Ene. 2002