



03074

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA

**VIABILIDAD DE COGENERACIÓN EN EL CONTEXTO
DE LA REFORMA ELÉCTRICA EN MÉXICO**

**TESIS QUE PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRA EN
ENERGÍA SOLAR
(OPCIÓN FOTOTÉRMICA)**

PRESENTA

ING. MARÍA MAGDALENA MORALES GUILLÉN

DIRECTOR DE TESIS: DR. JORGE ISLAS SAMPERIO

2004



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

DEDICATORIAS

A DIOS, por mi existencia

A MI MAMÁ, donde quiera que estés

*A MIS HIJOS ALEJANDRO Y
MARIA FERNANDA
Motor para terminar este trabajo*

*A MANUEL
Esposo comprensivo y que me apoyo en
todo momento*

*A MI PAPA Y HERMANOS
por el cariño brindado*

AGRADECIMIENTOS

Al Centro de investigación en Energía, por el uso de sus instalaciones.

A la Universidad Nacional Autónoma de México.

A los Revisores de este trabajo, Dr. Jorge Islas, Dr. Roberto Best, Dr. Alejandro Arriola, Dr. Manuel Martínez, Dr. Carlos Meléndez.

Al CONACYT por el apoyo brindado en la realización de esta tesis.

A DGAPA-UNAM por el financiamiento recibido a través del proyecto PAPIIT IN303400 "Análisis de Economía Industrial de las Experiencias Internacionales de la Reestructuración del Sector Eléctrico: las Enseñanzas para México".

INDICE GENERAL

LISTA DE TABLAS Y FIGURAS	i
LISTA DE GRÁFICAS	iii
INTRODUCCIÓN	iv
OBJETIVOS	Viii
CAPITULO I	1
CAPITULO II. COGENERACIÓN	
2.1 Clasificación en base a la producción de electricidad y calor.....	9
2.2 Clasificación de los sistemas de cogeneración en función de su ciclo termodinámico	11
2.2.1 Ciclo simple	11
2.2.2 Ciclo combinado	11
2.2.3 Ciclo de secado	11
2.2.4 Ciclo de turbina de vapor combinado	12
2.3. Clasificación de los sistemas de cogeneración de acuerdo a la máquina utilizada	12
2.3.1 Cogeneración con turbina de gas	12
2.3.1.1 Ventajas	13
2.3.1.2 Desventajas	13
2.3.2 Cogeneración con Turbina de vapor	14
2.3.2.1 Ventajas	14
2.3.2.2 Desventajas	15
2.3.3 Cogeneración con ciclo combinado	15
2.3.3.1 Ventajas	16
2.3.3.2 Desventajas	16
2.3.4 Cogeneración con motor de combustión interna	16

2.3.4.1	Ventajas	17
2.3.4.2	Desventajas	16
2.6	Cálculo del ahorro energético	18
2.6.1	Ahorro energético sin excedentes de energía cogenerada	22
2.6.2	Ahorro energético con excedentes de energía cogenerada	19
2.7.3	Rendimiento global de un equipo de cogeneración	22

CAPITULO III. EL NUEVO MARCO REGULATORIO

3.1	La reforma de 1992 a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y el Nuevo Marco Regulatorio	24
3.1.1	Esquemas de cogeneración.....	26
3.1.2	Energía de respaldo	31
3.1.3	Interconexión	32
3.1.4	Compra de excedentes	32
3.1.5	Venta de excedentes menores a 20 MW	34
3.1.6	Venta de excedentes mayores a 29 MW	40
3.1.7	Exportación de excedentes eléctricos	35
3.1.8	Procedimiento para solicitar el permiso de cogeneración.....	36
3.2	Reformas y disposiciones del Reglamento de la LSPEE del 24 de mayo de 2001.....	38
3.3	Regulación ambiental entorno a la cogeneración.....	39
3.3.1	Sector eléctrico: Ordenamiento ecológico e impacto ambiental	41
3.4	Desarrollo de la cogeneración	44

CAPITULO IV ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA COGENERACIÓN EN MÉXICO

4.1	Índices Económicos.....	49
4.2	Criterios de evaluación	50

4.3	Costos de generación	53
4.3.1	Costos de inversión.....	53
4.3.2	Costos de los combustibles	54
4.3.3	Costos de operación y mantenimiento	54
4.3.4	Plan de inversión y flujo convencional de gastos en un proyectos de cogeneración	55
4.4	Costo Nivelado	55
4.4.1	Costo nivelado por concepto de combustible	57
4.4.2	Método de cálculo para el costo de producción de electricidad de sistemas de cogeneración	59
4.5	Aplicación de la metodología	61
4.6	Análisis microeconómico	65
4.6.1	Sin excedentes de energía eléctrica	66
4.6.2	Con excedentes de energía eléctrica	67
4.7	Análisis de Sensibilidad	68

CAPITULO V BARRERAS PARA EL DESARROLLO DE LA COGENERACIÓN EN MÉXICO

5.1	Problemas de regulación	74
5.2	Problemas de abastecimiento de combustible a largo plazo	82
5.3	Problemas de interconexión y transmisión.....	83
5.4	La iniciativa para el fomento de cogeneración en PEMEX.....	84

CONCLUSIONES	86
---------------------------	----

BIBLIOGRAFÍA	89
---------------------------	----

ANEXOS	92
---------------------	----

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1	Tabla resumen de los equipos disponibles para instalar un sistema de cogeneración	18
Tabla 3.1	Emisiones a la atmósfera en la producción de energía eléctrica....	44
Tabla 3.2	Permisos otorgados por la CRE para la generación de energía eléctrica.....	45
Tabla 4.1	Precios de los combustibles.....	58
Tabla 4.2	Parámetros básicos para el cálculo del costo de generación en sistemas de cogeneración.....	62
Tabla 4.3	Programa de Inversión.....	62
Tabla 4.4	Comportamiento de los sistemas de cogeneración en condiciones ISO.....	63
Tabla 4.5	Costo unitarios de generación total con un sistema de Cogeneración	63
Tabla 4.6	Costos unitarios de generación de calor en una caldera equivalente.....	64
Tabla 4.7	Costos unitarios de generación.....	68
Tabla 4.8	Variables generales para la evaluación microeconómica.....	66
Tabla 4.9	Resultados del análisis microeconómico.....	66
Tabla 4.10	Precio de la energía eléctrica	67
Tabla 4.11	Resultados del análisis microeconómico con excedentes eléctricos 170 MW.....	68
Tabla 4.12	Resultados del análisis microeconómico con excedentes eléctricos 51 MW	68

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Esquemas generales de cogeneración..... 5

Figura 1.2 Sistema de cogeneración vs sistema convencional..... 5

Figura 2.1 Clasificación de los sistemas de cogeneración (a, b)..... 10

Figura 2.2 Cogeneración con turbina de gas..... 13

Figura 2.3 Sistema de cogeneración con turbina de vapor..... 14

Figura 2.4 Sistema de cogeneración con ciclo combinado..... 15

Figura 2.5 Sistema de cogeneración con motor de combustión interna..... 16

Figura 2.6 Flujo de energía en un sistema convencional..... 19

Figura 2.7 Flujo de energía en un sistema de cogeneración de calor y
electricidad..... 20

Figura 2.8 Flujo de energía en un sistema de cogeneración con excedentes de
Producción de energía cogenerada 21

Figura 2.9 Variación de η_{cg} en función de R_{cg} 23

Figura 3.1 Generación de energía eléctrica conjuntamente con vapor..... 27

Figura 3.2 Generación de energía eléctrica a partir de energía térmica..... 27

Figura 3.3 Generación de energía eléctrica mediante el uso de combustible
derivado del proceso 28

Figura 3.4 Generación de energía eléctrica conjuntamente con vapor teniendo
excedentes de energía eléctrica..... 29

Figura 3.5 Generación de energía eléctrica a partir de energía térmica teniendo
excedentes de energía eléctrica..... 29

Figura 3.6 Generación de energía eléctrica mediante el uso de combustible
derivado del proceso teniendo excedentes de energía eléctrica.....30

Figura 3.7 Exportación de energía eléctrica generada en el país..... 36

Figura 3.8 Adiciones de capacidad de cogeneración de acuerdo a los permisos
otorgados.....46

Figura 3.9 Capacidad acumulada de cogeneración de acuerdo a los permisos
otorgados.....47

Figura 3.10	Distribución por sector industrial del potencial nacional de cogeneración.....	47
Figura 3.11	Distribución por sector industrial del potencial nacional de cogeneración.....	48
Figura 4.1	Ejemplo de flujo de efectivo	50
Figura 4.2	Cronograma de inversión de un proyecto de cogeneración.....	55

LISTA DE GRAFICAS

Gráfica 1.1	Situación de la cogeneración en México (1992-2002).....	2
Gráfica 4.1	Variación periodo de recuperación de capital frente al factor de planta.....	52
Gráfica 4.2	Precio del escenario medio de los combustibles	59
Gráfico 4.3	Variación de los parámetros básicos para el sistema de cogeneración de 270 MW.....	69
Gráfico 4.4	Variación de los parámetros básicos para el sistema de cogeneración de 171MW.....	70
Gráfico 4.5	Variación de los parámetros básicos para el sistema de cogeneración de 69MW.....	70
Gráfico 4.6	Variación de los parámetros básicos para el sistema de cogeneración de 51MW.....	71
Gráfico 4.7	Variación de los parámetros básicos para el sistema de cogeneración de 20 MW.....	72

INTRODUCCIÓN

Una de las ramas de la teoría económica moderna (concerniente con la innovación) establece que la manera de diseminar rápidamente un sistema técnico consiste en abrir una ventana a través de la cual sus ventajas excedan las barreras económicas, institucionales y culturales. Encontrar y abrir esta ventana para la tecnología de la cogeneración, en México ha sido difícil ya que el proceso a través del cual los actores, sus relaciones y actitudes se identifican con la cogeneración ha sido lento y poco eficaz. Debido a esto se requiere de algunos cambios en la forma de pensar de los actores públicos y privados que influyen en el desarrollo del sector eléctrico mexicano.

El realizar estos cambios es importante ya que en el estado de arte actual la cogeneración en nuestro país es una alternativa viable y de gran potencial para lograr el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos finitos, como son los hidrocarburos, y puede jugar en las próximas décadas un papel importante en el desarrollo de la oferta eléctrica.

En México hasta 1991 a la cogeneración no se le otorgaba importancia en este país. Sin embargo, en 1992 la Comisión Nacional para el Ahorro de energía, CONAE, llevó a cabo las Primeras Jornadas de Cogeneración y en la Universidad Nacional Autónoma de México se llevó a cabo el Primer Diplomado en Cogeneración a través de la División de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería, con lo que se mostraba una creciente preocupación por el desarrollo de esta alternativa energética.

Esto permitió una cierta promoción de la cogeneración, ya que se delinearon de mejor manera las bondades de esta tecnología para satisfacer necesidades energéticas nacionales, tales como (Luis Noriega Giral, Jornadas de Cogeneración 1993):

- Modernización y desarrollo de la infraestructura industrial, la cual debe basarse en un uso eficiente y racional de los recursos naturales y en un crecimiento sustentable, lo que implica un desarrollo de tecnologías que permitan el ahorro de energéticos primarios y generen menores emisiones por unidad de producto generado.
- Una posición competitiva de la industria Mexicana, ya que actualmente esta posición es menor con respecto a regiones competidoras con las cuales se tienen acuerdos y tratados de comercio, lo cual resulta crítico para

industrias como son las intensivas en energía, exportadoras, con procesos modernos con altos requerimientos de calidad en sus productos y que por tanto requieren un suministro confiable y de calidad adecuada de electricidad.

Este trabajo plantea la problemática actual que enfrenta la cogeneración en México que es de tipo institucional, regulatorio, económico y financiero. En particular la problemática institucional y regulatoria es analizada a través de los cambios realizados en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) en 1992 y como estos cambios han tenido efectos sobre el desarrollo de la cogeneración.

Con las modificaciones introducidas, se aprecia en principio un panorama amplio, para el desarrollo de la cogeneración en México. En particular en el nuevo entorno reglamentario el concepto de cogeneración se extiende desde el punto de vista jurídico y crea una multiplicidad de sus posibilidades que parecieran anular muchos de los obstáculos reglamentarios y técnicos que históricamente bloqueaban su desarrollo. Sin embargo, ¿Son suficientes estos cambios para desarrollar la cogeneración en México? ¿Cuáles son los determinantes del desarrollo de la cogeneración en el nuevo contexto de la reforma del sector eléctrico en México?, estas preguntas nos llevan a particularizarlas de la siguiente manera:

En el contexto de la reforma eléctrica en México.

En relación al desarrollo de la cogeneración ¿Cuál es el significado desde una perspectiva histórica de la reforma de 1992?

¿Cuáles son las ventajas e insuficiencias de la reforma de 1992 respecto al desarrollo de la cogeneración?

¿Cuales son las ventajas técnicas y económicas de la cogeneración?

¿Qué factores afectan su rentabilidad?

¿Cuales son las barreras para su desarrollo?

Este trabajo tiene como objetivo principal el responder a esta problemática de desarrollo de la cogeneración en México. Para tal fin se propone en esta tesis :

1) Analizar el desarrollo histórico de la cogeneración y su relación con la evolución del marco jurídico y meter en relevancia los cambios ocurridos desde 1992 a la Ley del Servicio Público de Energía eléctrica y su Reglamento y sus implicaciones para el desarrollo de la cogeneración.

2) Analizar las tecnologías que pueden ser utilizadas para la implantación de la cogeneración, destacando sus ventajas en eficiencias y los parámetros técnicos determinantes en la optimización técnica y económica de estos sistemas.

3) Analizar los factores económicos y financieros que inciden en la rentabilidad de los sistemas de cogeneración,

4) Finalmente, analizar las principales barreras regulatorias, económicas y de política energética que se han hecho evidentes para el pleno desarrollo de la cogeneración, así como alternativas de solución.

Este trabajo se divide en cinco capítulos en los cuales se plantean cada una de las situaciones comentadas, de tal manera que:

En el capítulo uno se hace un estudio de la evolución de la reglamentación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y se analiza como incide en el desarrollo de la cogeneración. Se identifican tres periodos en los cuales el marco regulatorio se modificó y se abrió ciertos nichos de desarrollo para la cogeneración.

En el capítulo dos se hace un análisis de las tecnologías que pueden ser empleadas para cogenerar, así como los criterios técnicos y económicos de decisión para implantar sistemas de cogeneración, donde se concluye que la tecnología con mayor rendimiento energético es la del ciclo combinado.

En el capítulo tres se analizan los cambios en el marco regulatorio producto de la reforma de 1992, así como sus implicaciones para el desarrollo de la cogeneración en México. Finalmente, a partir de 1992 se analizan los cambios regulatorios, metodologías y contratos que repercuten en el desarrollo de estos sistemas. En particular, se hace un estudio al Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica emitido en 1993 y los últimos cambios pretendidos en el 2001.

En el capítulo cuatro, se plantea una metodología para determinar el costo del kWe y kWt a partir de los sistemas de cogeneración. Posteriormente se procede a hacer una comparación entre la tarifa industrial y los costos de generación de los sistemas de cogeneración, para centrales de ciclo combinado de 270 MW y 20 MW y centrales de turbogas de 171 MW, 69 MW y 51 MW. Asimismo, se realizó un análisis de sensibilidad de cada uno de los sistemas mencionados respecto a los siguientes parámetros: factor de planta, eficiencia, tasa de descuento, precio de combustible y vida útil. Finalmente, se realizó un análisis considerando excedentes de energía eléctrica y sus repercusiones en los parámetros económicos de la tasa interna de retorno, Relación Beneficio costo y Periodo de recuperación de capital.

Por último, en el capítulo cinco, se identifican las barreras (regulatorias, financieras, subsidios y políticas tarifarias) que han incidido de manera significativa en el desarrollo de la cogeneración. Para esto se realizó un análisis de los cambios del marco regulatorio y del juego de actores y como estos han alentado o detenido el desarrollo de la cogeneración.

En este análisis se encontró que cada uno de los sistemas evaluados están por debajo de la tarifa eléctrica, el sistema de ciclo combinado de 270 MW está en 39% por debajo de la tarifa eléctrica comercial, el de 171 MW en 28%, el de 69 MW y 51 MW en 13% y finalmente el ciclo combinado de 20 MW en 14%, ,

siendo todos los sistemas sensibles a la variación del precio de combustible y a la eficiencia.

OBJETIVOS

- ❖ Plantear a la cogeneración como una tecnología capaz de hacer un uso racional y eficiente de la energía, tomando en cuenta que a través de ella se logran eficiencias energéticas mayores a las que se obtienen en las plantas convencionales de generación de energía eléctrica, además de aprovechar la calidad y cantidad de la energía.
- ❖ Contemplar a la cogeneración en el panorama energético del país, haciendo un análisis en los cambios efectuados en el marco regulatorio de la Ley del Servicio Público de Energía eléctrica así como las consecuencias del mismo.
- ❖ Con base a los cambios efectuados en el marco regulatorio determinar de que manera ha sido favorable esta apertura del marco regulatorio para la iniciativa privada y cuales son las barreras para su desarrollo.
- ❖ Mostrar la factibilidad técnica y económica de la cogeneración frente a los sistemas convencionales, aplicando la metodología de costo nivelado.

CAPITULO I

DESARROLLO DE LA COGENERACIÓN EN MÉXICO

La mayor parte de los bienes y servicios, del sector industrial y comercial requieren a través de los procesos que los generan de dos tipos principales de energía: térmica y eléctrica. Estas tradicionalmente han sido suministradas por sistemas independientes, la energía térmica, directa o indirectamente, por medio de la combustión de diversos tipos de energía primaria (hidrocarburos, carbón, biomasa, etc) y la segunda por medio de la red pública de energía eléctrica.

Actualmente en México para enfrentar la demanda de energía eléctrica, es necesario enfocar esfuerzos hacia otras fuentes de financiamiento y hacia otras alternativas energéticas; entre estas alternativas está la cogeneración. En la actualidad la cogeneración, aunque no es una tecnología nueva, es escasamente considerada entre las opciones de generación y su desarrollo enfrenta una serie de dificultades legales, técnicas y de financiamiento.

Hasta 1991 el desarrollo de la cogeneración fue prácticamente nulo y su capacidad instalada apenas alcanzaba 550 MW. Posteriormente, entre 1992 y 2002, un crecimiento adicional de capacidad de 900 MW se observa (fig. 1.1) proveniente principalmente de los sectores petrolero, siderúrgico y azucarero. Para este último año, el total nacional de la capacidad de cogeneración ascendió a 1449 MW los cuales generaban 8184 GWh anualmente [CONAE, 2002].

Si se considera el potencial de permisos otorgados, la capacidad adicional se elevaría a 2100 MW de acuerdo a esta última referencia. Por último, se observa una tasa de crecimiento anual mayor de la generación eléctrica (16%) que de la capacidad instalada (10%) de la cogeneración, en dicho periodo, lo cual refleja una utilización de mayores factores de planta en estos sistemas.

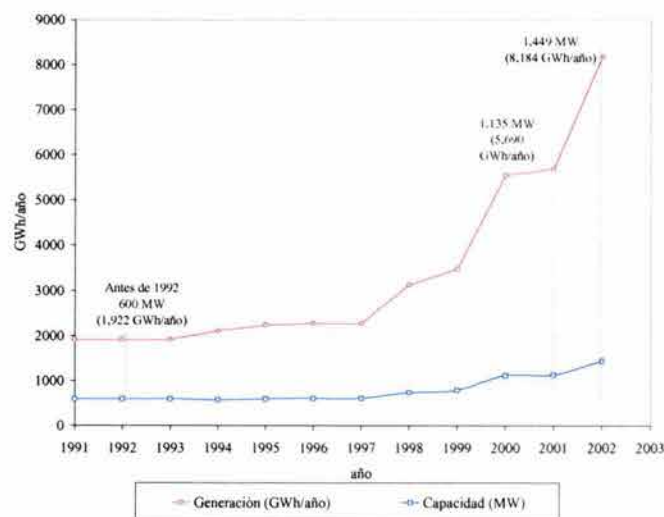


Figura 1.1 Situación de la cogeneración en México (de 1992 a 2002)

Fuente: elaboración propia

El desarrollo histórico de la cogeneración en México se puede dividir en tres periodos. En el primer periodo comprendido de 1937 a 1960, se promulgó la ley que creó la CFE, con la finalidad de organizar y dirigir un sistema nacional de generación transmisión y distribución de energía eléctrica y el concepto jurídico de cogeneración no existía. Esto limitó el uso de los sistemas de cogeneración y su uso se limitaba únicamente para dar seguridad de suministro eléctrico en las industrias. En este periodo la CFE coexistió con empresas eléctricas privadas y fue hasta 1960 cuando el gobierno Federal adquirió la mayoría de acciones de estas empresas eléctricas y se propuso que el artículo 27 de la Constitución fuera modificado, para que quedara de la siguiente manera: "Corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgará concesiones a los particulares y la nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines". [Constitución Política Mexicana. 1969].

En el segundo periodo comprendido de 1960 a 1978, varias instalaciones industriales no estaban conectadas a la red eléctrica lo que obligaba a muchas empresas a tener que proporcionar toda la potencia eléctrica y térmica necesarios para su producción lo cual dio un pequeño desarrollo de la cogeneración. Sin embargo, este desarrollo muy poco se guió por objetivos de aumento de eficiencia energética y productividad y además se vio obstaculizado por una gran cantidad de problemas, resultantes de:

1. la carencia de información necesaria para el diseño y operación de pequeñas plantas de potencia.

2. la falta de comprensión de la economía de la cogeneración y
3. la oposición de la CFE para proporcionar potencia suplementaria o de respaldo, o en un dado caso comprar excedentes.

Además el choque petrolero de mediados de los años setenta condujeron a una cierta incertidumbre en el suministro de gas y petróleo, sin embargo esto no alentó al uso de la cogeneración en México ya que finalmente los precios del combustible y la electricidad fueron soportados por el gobierno. Asimismo, la más frecuente respuesta del usuario en este contexto fue la de suscribir contratos de compra de combustibles y potencia producidos convencionalmente. La combinación de todos estos factores contribuyeron de manera muy efectiva a detener el desarrollo de la cogeneración.

En este período hubo una reforma del sector eléctrico que ocurrió en el año de 1975 cuando se expidió una nueva Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) basada en la modificación constitucional de 1960. Esta nueva ley estipula que la prestación del servicio público es responsabilidad exclusiva de la CFE y toda la energía eléctrica generada en las instalaciones industriales de los particulares para fines de autoabastecimientos en términos de cogeneración también será considerada servicio público, a excepción de la energía generada en caso de emergencia bajo ciertas circunstancias. El resultado de esta situación fue una regulación que tendería a limitar el desarrollo de la cogeneración a mediados de los años 70's.

El tercer período que comprende 1978 a 1992 hubo un cierto incremento en la implantación de sistemas de cogeneración, esto fue debido a una modificación efectuada en 1983 de la ley relativa al autoabastecimiento. En ella se consideran dos situaciones para otorgar permisos. En la primera se otorgan permisos para plantas cogeneradoras destinadas exclusivamente al uso en emergencia derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica. La segunda para plantas de autoabastecimiento en donde se incrementa la eficiencia de transformación de energéticos primarios. Esto último cuando con el proceso utilizado en la generación eléctrica se produce otro u otros energéticos secundarios requeridos para la satisfacción de las necesidades del solicitante. En este último caso se obligaba al permisionario el otorgar a CFE las facilidades necesarias para utilizar la electricidad que resultara en exceso de la necesaria para el autoabastecimiento requerido.

En ese mismo periodo hubo un cierto desarrollo en el uso de la cogeneración que aunque jurídicamente no era aún definido estos esquemas se facilitaban bajo los permisos para autoabastecimiento.

En diciembre del año de 1992 se introdujeron disposiciones al artículo 3º de la LSPEE, que anteriormente decía así "No se considera servicio público el abastecimiento de energía eléctrica para satisfacer intereses particulares, individualmente considerados", donde este texto finalmente aprobado incluye

cambios a fin de ampliar los rubros que no serán considerados como servicio público, siendo los siguientes.[DOF,23 diciembre de 1992].

La constitución Mexicana establece que la generación, transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica, constituye un servicio público perteneciente y reservado exclusivamente a la nación, a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), el cual es un organismo descentralizado del gobierno.

El 23 de diciembre de 1992, se llevaron a cabo cambios importantes en la ley que regula el servicio eléctrico, que determina la estructura actual de la industria eléctrica y el desarrollo de la cogeneración.

No se considera servicio público:

- I. La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción.
- II. La generación de energía que realicen los productores independientes para su venta a la comisión Federal de Electricidad.
- III. La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción.
- IV. La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios.
- V. La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

A partir de estas modificaciones, se plantea, por primera vez, la definición jurídica de la cogeneración en el artículo 103 del Reglamento, conforme a lo que se establece en el artículo 36 fracción II de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Esta definición comprende los siguientes esquemas generales [DOF, 23 de diciembre de 1992]

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.

A partir de estas definiciones en la figura 1.1 se muestran los esquemas generales de cogeneración. Y en la figura 1.2, se muestran los flujos de energía de los sistemas convencionales vs cogeneración.

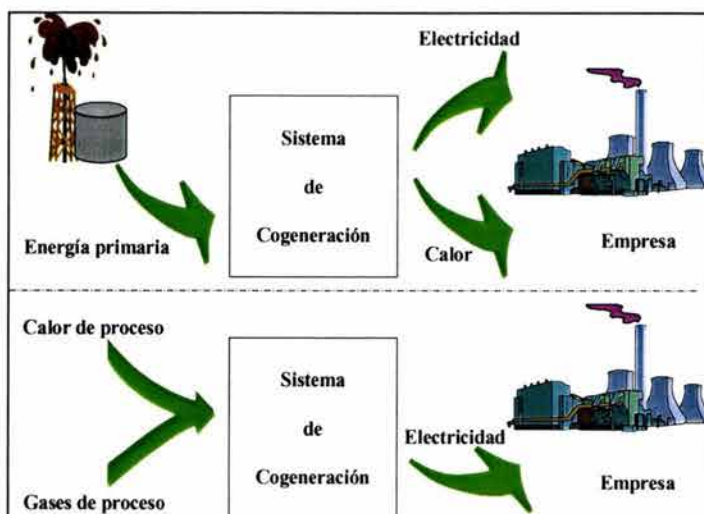


Figura 1.1 Esquemas generales de cogeneración.

Fuente: CONAE 2002

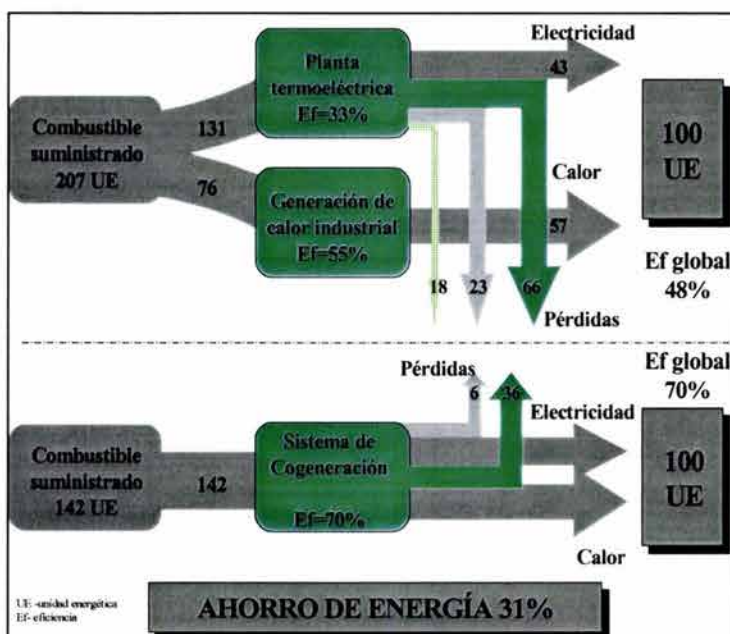


Figura 1.2. Sistema de cogeneración vs Sistema convencional

Fuente: CONAE 2002

En ambos casos, como se aprecia en la figura 1.2, se obtienen 100 unidades energéticas útiles (UE) para el proceso industrial, distribuidas para el caso de sistemas de cogeneración en:

- 43 UE de energía eléctrica (con una eficiencia de generación del 30%)
- 57 UE de energía térmica (con una eficiencia de generación del 40%)
- Eficiencia global del 70%

142 unidades de energía primaria suministrada

Para los sistemas de generación por separado los valores anteriores son:

43 UE de energía eléctrica (con una eficiencia de generación del 33%)

57 UE de energía térmica (con una eficiencia de generación del 75%)

Eficiencia global del 48%

207 unidades de energía primaria suministrada

Comparando eficiencias, es claro que, los sistemas de cogeneración al lograr una mayor eficiencia global, requieren de menor energía primaria por unidad de energía de uso final produciendo un ahorro en combustible del 31%.

Es importante señalar que los sistemas de cogeneración deben diseñarse, para alcanzar la mayor eficiencia, para abastecer el total de la energía térmica de la empresa de que se trate, y para cubrir total o parcialmente sus requerimientos de energía eléctrica. Sin embargo, en el caso de satisfacer el total de los requerimientos eléctricos, por lo general, se tendrán excedentes de energía eléctrica que se venderán, según sea el caso, a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) o a la Compañía de Luz y Fuerza del Centro. En el caso de una cobertura eléctrica parcial, los faltantes, pueden ser adquiridos de la red pública de energía eléctrica previo pago de la energía de respaldo.

De acuerdo a la definición jurídica de cogeneración más adelante se discutirá como se ha desarrollado esta tecnología en México siguiendo los lineamientos del marco regulatorio.

A lo largo de esta discusión de antecedentes se ha podido observar que cuando ha ocurrido un cambio en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, este cambio ha tenido efectos sobre el desarrollo de la cogeneración. Por ejemplo, la reforma de 1992 tuvo como efectos la definición de permisos para cogenerar, así como una ampliación de las posibilidades de cogeneración a través de la conformación de las sociedades de cogeneración. También desde el punto de vista de los industriales que invierten en proyectos de cogeneración, un factor determinante para decidir desarrollar estos sistemas son las fallas en el suministro eléctrico de las empresas eléctricas estatales, lo cual incide negativamente en la productividad de sus actividades industriales. Por último cabe esperar que el precio de los energéticos, los subsidios, régimen de impuestos y el marco fiscal, sean factores de cambio que en el futuro incidan en el desarrollo de la cogeneración.

Las distintas modificaciones que se han presentado en el marco regulatorio que promueven la participación de los particulares en la cogeneración se muestran a continuación en orden cronológico.

- 23 de diciembre de 1992, modificación a la Ley del Servicio Público de Energía eléctrica, la cual establece la posibilidad para los particulares de

participar en la generación de electricidad en las modalidades de cogeneración, autoabastecimiento, pequeña producción, producción independiente, exportación e importación.

- 31 de mayo de 1993, se publica el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, donde se especifican los mecanismos para incorporar los excedentes eléctricos notificados y no notificados de los sistemas de cogeneración al Servicio Eléctrico Nacional (SEN).
- 8 de octubre de 1996, se publica la resolución sobre la aprobación del modelo de “Contrato de Adhesión para Interconexión”, el cual establece la relación contractual entre la CFE y un permisionario de generación de energía eléctrica, cuando estos últimos requieran utilizar la infraestructura de transmisión y distribución de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), como en los casos de porteo, venta de excedentes y respaldo eléctrico. Con respecto a la cogeneración este contrato resolvería el porteo de electricidad que se generaría de manera natural entre los integrantes no contiguos de una sociedad de cogeneración. Asimismo el contrato lograría una mayor certidumbre en los casos de venta de excedentes de la cogeneración y en los casos de demanda de respaldo eléctrico al SEN.
- 25 de julio de 1997, se publica el Decreto que reforma el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, a través del cual:

-Se especifica con mayor precisión el concepto de establecimiento asociado a la cogeneración (art. 104), por los cuales se entiende “las personas físicas o morales que a) utilizan o producen el vapor, la energía térmica o los combustibles que dan lugar a los procesos base de la cogeneración o b) sean copropietarios de las instalaciones o socios de la sociedad de que se trate”.

esta reforma secundaria permitió en la instrumentación del permiso por parte de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) una mayor ampliación horizontal. En efecto, en esta instrumentación se permiten los casos en que personas físicas o morales que no sean propietarios originales de un proceso base de cogeneración, pueda beneficiarse con los flujos eléctricos y térmicos de los sistemas de cogeneración.

-Se flexibilizan los requerimientos de participación de los particulares en concursos de capacidad de la CFE (art.125) en cuanto a las posibilidades por parte de los particulares de: ofrecer una parte de la capacidad solicitada, proponer la tecnología, combustible, diseño, ingeniería y ubicación de la planta, y en los casos en que se especifique el combustible el concursante podrá proponer un sitio de instalación de la planta diferente al sugerido. En cuanto a la cogeneración estas dos reforma secundarias

mencionadas le permite más fácilmente participar en un proceso de licitación atendiendo a una parte de la capacidad solicitada proponiendo un sistema de cogeneración en un sitio factibles en donde es posible desarrollarla. en el caso en donde se especifica el combustible también sería posible definir partes de la capacidad solicitada con sistemas de cogeneración

-Se definen las fuentes alternativas para la adquisición de energía por parte de la CFE en caso de emergencia. En lo que compete a la cogeneración se estipula que en caso de emergencia la CFE puede obtener energía de un sistema de cogeneración sin tener en cuenta el límite de 20 MW que se establece en tiempos normales.

-Se establece la posibilidad para los particulares de construir y mantener sus propias líneas de transmisión, las cuales deberán estar dedicadas a su uso propio. En lo que respecta a la cogeneración esta posibilidad permitiría a las sociedades de cogeneración que no requieren del uso de las redes eléctricas del SEN, dar certidumbre a sus inversiones para desarrollar su propia infraestructura de transmisión.

Con estas modificaciones secundarias y primarias relacionadas con la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, se amplía el concepto de cogeneración y pareciera multiplicarse sus posibilidades en un nuevo entorno regulatorio que parece anular muchos de los obstáculos reglamentarios y técnicos que bloquean su desarrollo. Sin embargo, ¿Son suficientes estos cambios para desarrollar la cogeneración en México?, ¿Cuáles son los determinantes del desarrollo de la cogeneración en el nuevo contexto de la reforma del sector eléctrico en México?, estas preguntas nos conducen a particularizar la problemática de la cogeneración en México de la siguiente manera:

En el contexto de la reforma eléctrica en México.

- ¿Cuales son las ventajas técnicas, económicas y ambientales de la cogeneración?
- ¿Qué factores afectan su rentabilidad?
- ¿Como influyen los precios de los energéticos, los subsidios, la regulación y la aparición de tecnologías más eficientes, en el desarrollo de la cogeneración?
- ¿Cuales son las barreras que subsisten para su desarrollo?

Esta tesis tiene como objetivo contestar estas preguntas que parecen cruciales para el desarrollo de la cogeneración en México.

CAPITULO II

2 COGENERACIÓN

En este capítulo se abordarán las tecnologías y parámetros termodinámicos que son de importancia para una selección adecuada de los equipos de cogeneración. Antes que nada se comentarán algunos detalles que son necesarios considerar para implementar esta tecnología.

La cogeneración vista desde una perspectiva futurista, se puede aplicar a cualquier proceso de tecnología avanzada. Para su desarrollo se requiere únicamente la existencia de una fuente de calor residual aprovechable a las condiciones adecuada para ser utilizado en un proceso industrial. Es factible la utilización de combustibles no convencionales en procesos de cogeneración como biomasa, residuos domésticos, carbón de baja calidad y en general cualquier material combustible que mediante procesos de reciente desarrollo pueden ser aprovechados. La tecnología requerida para su utilización es una tecnología cara, pero su uso se justifica por las grandes ventajas que representa al disponer de un residuo y al utilizar de manera íntegra su poder calorífico.

A continuación se dan a conocer las dos maneras en que se puede cogenerar.

2.1 CLASIFICACIÓN DE ACUERDO AL ORDEN DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD Y CALOR

Los sistemas de cogeneración pueden clasificarse de acuerdo con el orden de producción de electricidad y energía térmica en:

- Sistemas superiores (Topping Cycles)
- Sistemas inferiores (Bottoming Cycles)

Los sistemas superiores de cogeneración ver (figura 2.1a), que son 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.

Los sistemas inferiores (ver figura 2.1b), la energía primaria se utiliza directamente para satisfacer los requerimientos térmicos de los procesos 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 a los 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.

Existe una gran variedad de equipos y tecnologías que pueden ser considerados para una aplicación específica de cogeneración. Cada tecnología tiene sus características propias, que deben ser consideradas en el contexto de los requerimientos específicos del lugar.

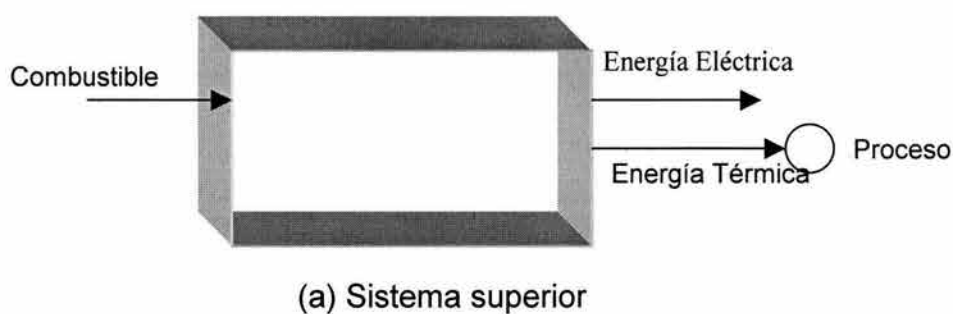


Figura 2.1 Clasificación de los Sistemas de Cogeneración

2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN EN FUNCIÓN DE SU CICLO TERMODINÁMICO

La Clasificación de las instalaciones de cogeneración no es una tarea sencilla, puesto que cada planta debe adaptarse a las características del centro consumidor al cual está asociada, es decir, las plantas de cogeneración deben diseñarse a medida. Sin embargo, en este capítulo se clasificarán las diferentes plantas en función de su ciclo termodinámico. De esta forma distinguiremos: [IDAE, 2001]

2.2.1 *Ciclo simple*

En el que existe un único tipo de motor y un aprovechamiento térmico no directo del calor residual. En función del motor considerado tendremos:

Ciclo Simple con turbina de gas, con generación de vapor en una caldera de recuperación. Esta caldera puede tener un sistema de combustión adicional (postcombustión) que permita producir una mayor cantidad de vapor que con la simple recuperación de calor de los gases de escape.

2.2.2 *Ciclo combinado*

En el que se utiliza una turbina de gas cuyos gases de escape alimentan un generador de vapor que produce vapor a alta presión, que pasa por una turbina de vapor que lo sitúa a una presión igual a la demandada por el usuario. De esta forma se genera una cantidad adicional de energía eléctrica, con lo que se aumenta el rendimiento eléctrico y el global de la planta de cogeneración. Para mejorar todavía más estos resultados energéticos puede instalarse un generador de vapor de dos niveles de presión, que permite recuperar una cantidad de calor mayor de los gases de escape.

2.2.3 *Ciclo de secado*

Consiste en el aprovechamiento directo de los gases de escape para procesos de secado o atomización. En función de la calidad del producto a secar (p.ej. industria de alimentos).

2.2.4 *Ciclo de turbina de vapor*

Además de los ciclos mencionados anteriormente, existe el ciclo con turbinas de vapor que fue el más extendido antes de los años 80. Este tipo de ciclo permitía a las primeras centrales de cogeneración aprovechar el salto de temperatura que podían obtener del combustible para la generación de electricidad a través de

vapor sobrecalentado (a 400-500°C) que era expandido hasta la presión de proceso (a temperatura de unos 150°C).

2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN DE ACUERDO A LA MÁQUINA UTILIZADA

A continuación se exponen en detalle cada una de las tecnologías mencionadas anteriormente señalando las ventajas y desventajas que cada una de ellas pueden presentar.

2.3.1 COGENERACIÓN CON TURBINA DE GAS

El sistema formado por turbina de gas (TG) (figura 2.2) consta de un compresor, un quemador de combustible y un generador eléctrico conectado a la turbina; los gases calientes que salen de la turbina se utilizan para generar calor útil. Algunas turbinas van equipadas con un recuperador de calor que precalienta el aire comprimido impulsado por el compresor, antes de ser introducido en la cámara de combustión, con lo cual se consigue un ahorro sustancial de combustible para la misma producción eléctrica a costa de reducir el calor útil generado. Habitualmente el compresor, el quemador y la turbina forman un conjunto compacto y el generador eléctrico va separado.

Normalmente las TG son parte de un ciclo Brayton que constituye el ciclo básico para las plantas generadoras que funcionan con turbinas de gas, y el combustible más utilizado es el gas natural.

Nomenclatura:

E.E - Energía eléctrica

R.C - Recuperador de calor

E.T. -Energía Térmica

G.V.-Generador de vapor

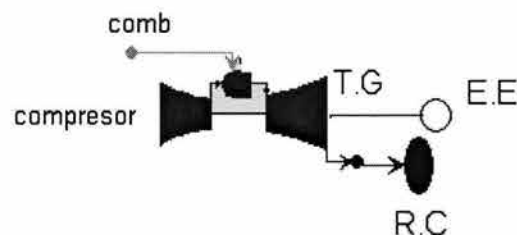


Figura 2.2 Cogeneración con turbina de gas

Fuente: CONAE, 2002

2.3.1.1 Ventaja

Las turbinas de gas llegan a tener eficiencias en la generación de energía eléctrica de entre los 30 y 58% y una eficiencia global del 85%, actualmente se cuenta en el mercado con una gran variedad de turbinas de gas que pueden trabajar con distintos tipos de combustible o en el mejor de los casos pueden trabajar con uno o más combustibles. Los combustibles que por lo general utilizan las turbinas de gas son el combustóleo, el gas natural y el diesel. En el mercado se pueden encontrar turbinas de capacidades desde 5 MW hasta 330 MW.

Cuando se trabajan a cargas constantes y elevadas, las turbinas de gas suelen ser mucho más eficientes que cuando se trabajan a cargas variables y bajas.

Debido a la gran variedad de turbinas existentes y a su versatilidad, la turbina de gas puede ser utilizada en diversos procesos y aplicaciones, como en el caso de plantas generadoras de energía eléctrica, plataformas petroleras o estaciones de bombeo.

2.3.1.2 Desventajas

Debido a que la turbina de gas es una máquina volumétrica, su funcionamiento es directamente proporcional a los cambios del flujo másico del aire que utiliza, por lo que se llegan a tener pérdidas de un 1.2% de potencia por cada 100 metros de incremento de altura y una cogeneración de un 9% en su eficiencia por cada 10°C de incremento en la temperatura. [Banyera Lluís, 1996]

Cuando una turbina de gas trabaja a bajas cargas su eficiencia disminuye considerablemente, por lo que es necesario que en aquellas industrias en las cuales se instale un sistema de cogeneración integrado por una turbina de gas se trabaje a cargas elevadas y constantes.

2.3.2 COGENERACIÓN CON TURBINA DE VAPOR

Esta tecnología es la más conocida y utilizada para generar energía eléctrica. Las turbinas de vapor (TV) son máquinas rotativas que convierten la energía contenida en vapor a alta presión y temperatura, que se expande hasta un estado a menor presión y temperatura, en energía mecánica, figura 2.4.

Normalmente las TV son parte de un ciclo cerrado (ciclo Rankine), que está constituido por los siguientes procesos:

- 1.- Calentamiento reversible a presión constante.
- 2.- Expansión adiabática reversible.

- 3.- Enfriamiento reversible a presión constante.
- 4.- Compresión adiabática reversible.

Este ciclo utiliza agua como fluido de trabajo, formado en esencia por un generador de vapor, la turbina propiamente dicha, un condensador de vapor, un depósito de condensados y una bomba de presión.

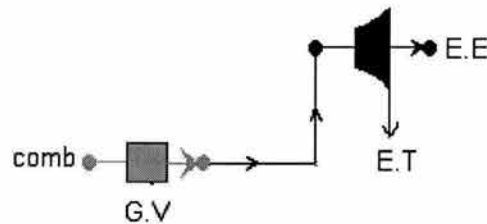


Figura 2.3 Sistema de cogeneración con turbina de vapor

Fuente: CONAE, 2002

2.3.2.1 Ventajas

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 85 y 90 %. 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.

La turbina de vapor puede ser utilizada en aquellos lugares en donde los combustibles líquidos o gaseosos no se encuentran disponibles para ser utilizados por algún otro primotor. La turbina de vapor no depende directamente del combustible disponible en la zona, ya que quien quema el combustible es el generador de vapor. Actualmente existen en el mercado una variedad de generadores de vapor capaces de quemar cualquier tipo de combustible con capacidades de 5 MW hasta 100 MW.

2.3.2.2 Desventajas

Una turbina de vapor no es tan versátil como una turbina de gas, debido a que para instalar un sistema de cogeneración con una turbina de vapor se requerirá que la planta consuma simultáneamente vapor y energía eléctrica, para obtener así una máxima eficiencia, debido a que si no se aprovecha el vapor y este se condensa en el condensador se estará perdiendo eficiencia en el sistema.

La gran cantidad de agua que se requiere en un sistema de cogeneración con turbina de vapor llega a ser una desventaja cuando dicho fluido se encuentra escaso en la región en donde se planea instalarlo. Debemos de recordar que el agua convertida en vapor es quien moverá los alabes y a su vez generará la

energía eléctrica requerida. Adicionalmente se requiere una elevada pureza del agua para evitar incrustaciones en el generador de vapor que se utilizará para alimentar a la turbina, por lo que se tendrá que contar con una planta de tratamiento de aguas.

El rendimiento de una turbina de vapor se encuentra ligado a la carga que tenga la caldera por lo que cualquier variación en ella afectará directamente a la eficiencia de la turbina.

2.3.3 COGENERACIÓN CON CICLO COMBINADO

El ciclo combinado (CC) consiste en la asociación de una turbina de gas y una turbina de vapor, produciendo ambas energía eléctrica.

La TG se instala en cabeza (figura 2.6), y funciona como si fuera un quemador produciendo gases calientes que se introducen en una caldera de recuperación que puede ser con o sin poscombustión y adición opcional de aire; esta caldera genera vapor recalentado que se utiliza para mover la TV y alimentar procesos industriales. A la salida de los gases de escape puede instalarse un intercambiador de calor para la producción de agua caliente.

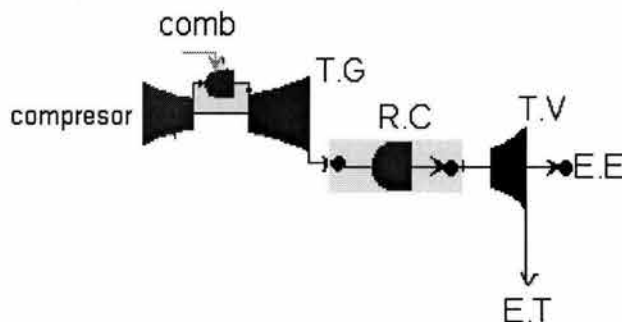


Figura 2.4 Sistema de cogeneración con ciclo combinado
Fuente: CONAE, 2002

2.3.3.1 Ventajas

La ventaja del CC en relación con los otros sistemas consiste en su mayor elasticidad frente a las variaciones de las curvas de demanda de calor y electricidad, puesto que hay cierta independencia entre las dos turbinas y puede modularse la poscombustión, con lo cual es posible actuar sobre la producción de vapor y agua caliente.

2.3.3.2 Desventajas

Este sistema únicamente se aplica a grandes instalaciones que requieran una gran potencia eléctrica en cogeneración, de alrededor de 10 MWe o superior, y gran demanda de calor, lo cual no permite que pequeñas industrias puedan utilizar esta tecnología. Otra limitación es que la capacidad de generación varía

constantemente de acuerdo a las condiciones climáticas del sitio donde se encuentra instalada además de que no pueden quemar directamente combustibles sólidos, ni combustibles con contenido de azufre y partículas altos en la turbina de gas.

2.3.4 COGENERACIÓN CON MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA.

Los motores de combustión interna han sido utilizados a lo largo de la historia en aplicaciones marítimas, transporte motriz y para generar energía eléctrica.

En un sistema de cogeneración integrado por un motor de combustión interna el calor recuperable proviene básicamente de los gases de escape del motor (figura 2.8) y del calor que puede ser recuperado en el agua de enfriamiento que circula a través de la chaqueta de éste. Un sistema de cogeneración integrado por un motor de combustión interna llega a alcanzar eficiencias de hasta un 75%.

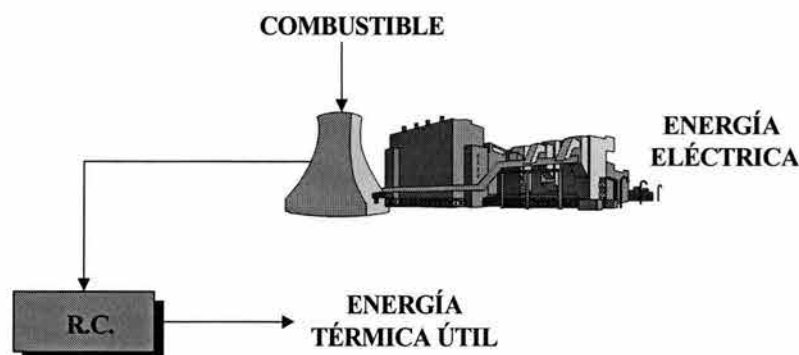


Figura 2.5 Sistema de cogeneración con motor de combustión interna

Fuente: elaboración propia

2.3.4.1 Ventajas

Una de las mayores ventajas de los motores de combustión interna es su elevada eficiencia de generación de energía eléctrica, que se encuentra en un rango de un 40 a un 46%.

El motor de combustión interna tiene la ventaja de poder absorber las variaciones de carga que se tienen en la planta sin disminuir significativamente la eficiencia de generación además de presentar una disponibilidad y confiabilidad elevada, factor importante si tomamos en cuenta que una de las principales preocupaciones de los empresarios es la disponibilidad y confiabilidad del suministro eléctrico para su planta. Cuando se combinan dos o más motores de combustión interna en una planta de cogeneración se puede llegar a alcanzar una disponibilidad de un 98%.

Un aspecto importante es el espacio que se requiere para el sistema de cogeneración y el tiempo que se tarda en construirlo, los motores de combustión interna no requieren de gran espacio para su instalación y un sistema completo de cogeneración puede ser erigido y puesto en marcha en 8 meses.

2.3.4.2 Desventajas

Debido a que el motor de combustión interna es muy eficiente, se tendrá una cantidad reducida de calor útil recuperable, por lo que la generación de vapor se verá limitada. Otra posibilidad que se tiene de recuperar el calor útil es en forma de agua caliente.

Las condiciones ambientales del sitio en donde trabajará el sistema de cogeneración resultan ser factores determinantes en el funcionamiento de un motor de combustión interna. Debido a que el motor de combustión interna es una máquina volumétrica, su funcionamiento es directamente proporcional a los cambios del flujo másico del aire que utiliza, se llegan a tener pérdidas de un 2% de potencia por cada 300 metros de incremento de altura y una disminución de un 1% en su eficiencia por cada 5°C de incremento [IDAE, 2002]. En la figura 2.9 se muestra el diagrama de flujo de energía de un motor de combustión interna.

Como se ha mencionado, la tecnología para la implantación y desarrollo de la cogeneración está muy avanzada. Existen una serie de elementos comunes a todos los sistemas de cogeneración, los cuales se encuentran también en cualquier central termoeléctrica convencional, como son los combustibles utilizados y los elementos motrices que pueden ser turbinas de gas, turbinas de vapor, motores de combustión interna, y los generadores eléctricos, con esto se pensaría que estas centrales pueden llegar a cogenerar para hacer más eficiente el uso del combustible que se utiliza en cada uno de estos elementos.

Enseguida se muestra una tabla resumen en la cual se mencionan las características principales de cada uno de los dispositivos con los que se puede cogenerar.

Tabla 2.1 Tabla resumen de los equipos disponibles para instalar un sistema de cogeneración

Características	Turbina de gas	Turbina de vapor	Motor de combustión interna
Rango de eficiencias en la generación de energía eléctrica	30-45%	30-40%	40-43%
Eficiencia en un sistema de cogeneración	85 -90%	85%	75%
Rango de régimen térmico (kJ/kWh)	8661-14581	10000-14000	9700-10998
Disponibilidad	90%	94%	95%
Rango de temperatura de los gases de escape (°C)	400-600	N/A	500-600
Perdidas de potencia por el incremento de altura	1.2% por cada 100 mts.	N/A	2% por cada 300 mts.
Perdidas de potencia por el incremento de temperatura ambiente	9% por cada 10°C	N/A	1% por cada 5°C
Rango de relación Calor/Electricidad	2.3-4.8	4.4 y mayores	0.6-1.2
Tiempo de construcción	2 años	4 años	8 meses

Valores típicos de fabricantes a condiciones ISO (15°C, 1.03 bar, 60 % humedad y nivel del mar).
Fuente: C.F.E. 2002

En la tabla anterior se muestra que los sistemas que tienen más oportunidades de competir en el mercado de la cogeneración es el ciclo combinado, ya que estos tienen una eficiencia mayor en la generación de energía eléctrica así como en la eficiencia de cogeneración.

Para cada uno de los equipos mencionados se puede realizar una serie de análisis que ayudarían a quien este interesado en cogenerar, a continuación se muestran una serie de cálculos y consideraciones que se deben tomar en cuenta cuando se desea sustituir un sistema convencional termoeléctrico por un sistema de cogeneración.

2.4 CALCULO DEL AHORRO ENERGÉTICO

(Jutglar B. L., 1996)

El ahorro energético se calcula tomando como referencia una instalación convencional determinada y comparándola con la equivalente con cogeneración.

Como energía de cálculo se utiliza la energía primaria, y como unidad de medida normalmente se usa la tonelada equivalente de petróleo (tep) o el KWh, tanto para el calor como para la electricidad.

Un sistema presenta una demanda de calor útil, (Q) y una demanda de electricidad (E), que es independiente de cómo se cubra esta demanda (caldera, central eléctrica, cogeneración). Sin embargo, el consumo de energía primaria, ocasionado por esta demanda, sí depende del convertidor de energía primaria en energía útil y esta es la que interesa ahorrar.

Cuando un industrial desea cogenerar, puede tener dos formas de llevar a cabo la cogeneración, una con excedentes de energía eléctrica que vendería a CFE y otra sin éstos.

2.4.1 Ahorro energético sin excedentes de energía cogenerada (Jutglar B. L., 1996)

En la figura 2.10 se presenta un diagrama ilustrativo del flujo de energía en un sistema convencional; la electricidad demandada se consume de la red nacional y el calor es proporcionado por una caldera. El consumo en energía primaria será:

$$EP_{scg} = EP_e + EP_q = \frac{E}{\eta_e} + \frac{Q}{\eta_q} \quad 2.1$$

Donde:

E es la demanda de energía eléctrica.

Q es la demanda de energía térmica.

EP_e es el consumo en energía primaria debido a la demanda de energía eléctrica.

EP_q es el consumo en energía primaria debido a la demanda de energía térmica

η_e es el rendimiento global de la red nacional de producción y distribución de energía eléctrica.

η_q es el rendimiento global del sistema de producción de calor.

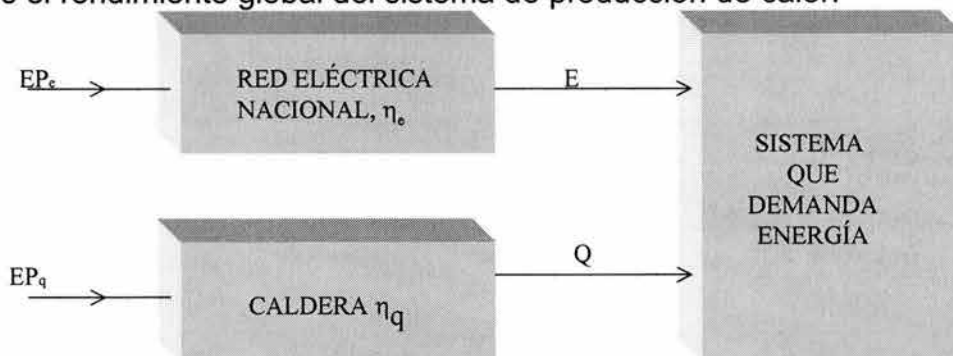


Figura 2.6 Flujo de energía en un sistema convencional

Fuente: Jutglar, B. L., 1996

En la figura 2.11 se presenta un diagrama ilustrativo del flujo de energía en un sistema con cogeneración de calor y electricidad, que cubre la misma demanda que el sistema convencional anterior sin excedentes de energía eléctrica ni térmica. El consumo en energía primaria estará dado por la expresión:

$$EP_{ccg} = EP'_e + EP_{cg} + EP'_q = \frac{E_a}{\eta_e} + \frac{E_{cg}}{\eta_{cg}} + \frac{Q_a}{\eta'_q} \quad 2.2$$

siendo: $E_a = E - E_{cg} \quad 2.3$

$$Q_a = Q - Q_{cg} \quad 2.4$$

$$\eta_{cg} = \frac{E_{cg}}{EP} \quad 2.5$$

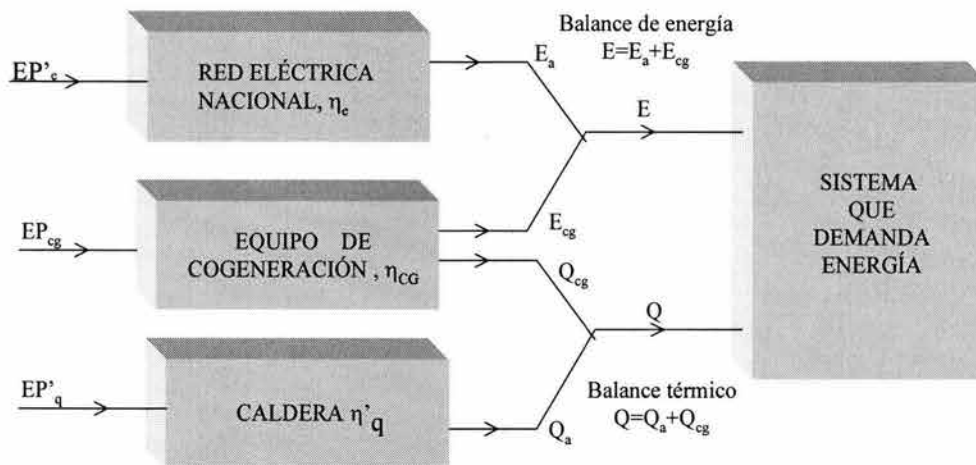


Figura 2.7 Flujo de energía en un sistema de cogeneración de calor y electricidad
Fuente: Jutglar, B. L., 1996

Donde:

- Ec_g es la electricidad cogenerada.
- Qc_g es el calor cogenerado.
- E_a es la electricidad de apoyo tomada de la red nacional.
- Q_a es el calor de apoyo de producción convencional.
- EP'_e es el consumo de energía primaria debido a la demanda de energía eléctrica del sistema con cogeneración.
- EP'_q es el consumo en energía primaria debido a la demanda de energía térmica del sistema de cogeneración
- EP_{cg} Es el consumo de energía primaria debido al equipo de cogeneración.
- η_{cg} es el rendimiento eléctrico del sistema de cogeneración.
- η'_q es el rendimiento del generador de calor convencional, que puede ser distinto de η_q

De lo anterior, el ahorro de energía primaria, debido a la cogeneración, será.

$$A_{ep} = EP_{scg} - EP_{ccg} \quad 2.6$$

2.4.2 Ahorro energético con excedentes de energía cogenerada.
[Jutglar B. L., 1996]

En la figura 2.2 se presenta un diagrama ilustrativo del flujo de energía en un sistema con cogeneración con excedentes de producción de energía cogenerada y que se pueden vender a CFE.

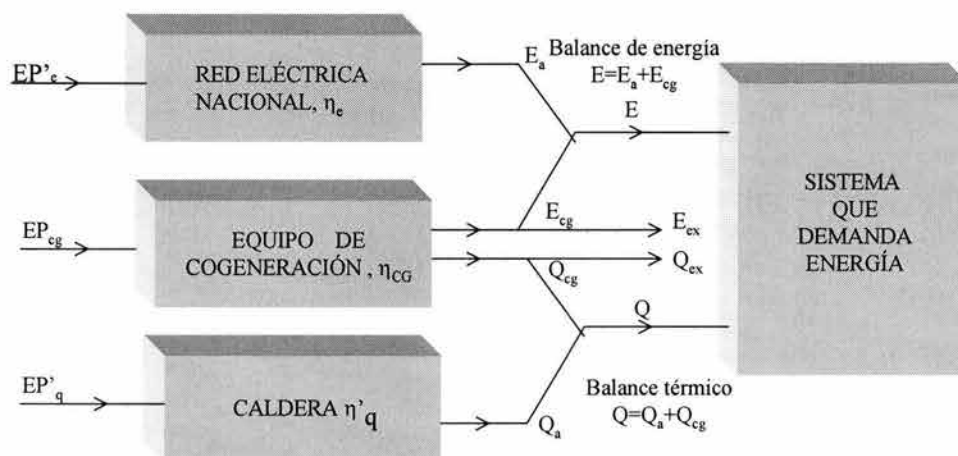


Figura 2.8 Flujo de energía en un sistema con cogeneración con excedentes de Producción de energía cogenerada

Fuente: Jutglar, B. L., 1996

En este caso el consumo de energía primaria esta dado por la ecuación 2.2, pero ahora se tendrá un ahorro extra de energía primaria debido a la energía exportada.

$$A'_{ep} = \frac{E_{ex}}{\eta_e} + \frac{Q_{ex}}{\eta''_q} \quad 2.7$$

siendo:

$$E_{ex} = +E_a + E_{cg} - E \quad 2.8$$

$$Q_{ex} = Q_a + Q_{cg} - Q \quad 2.9$$

donde:

E_{ex} es la electricidad excedente.

Q_{ex} es el calor excedente.

η''_q es el rendimiento del sistema de generación de calor al cual se exporta el calor sobrante.

Cuando existen excedentes de energía el ahorro de energía primaria será mayor ($A_{ep}+A'_{ep}$), en México esta segunda alternativa, aun no se encuentra favorable para el industrial, ya que aún faltan muchos puntos por definir en cuanto a la venta principalmente de excedentes eléctricos. Estos se tratarán con mayor detalle en el capítulo V.

Otro parámetro usual para establecer el comportamiento de un sistema de cogeneración es la razón de energía térmica/energía eléctrica $R_{cg} = \frac{Q_{cg}}{E_{CG}}$. La

potencia eléctrica y el calor de proceso tienen el mismo nivel de importancia tanto en la eficiencia de utilización de combustible como en la razón de energía eléctrica a energía térmica. Lo anterior se basa en la primera ley de la termodinámica. Sin embargo, de acuerdo con la segunda ley, la potencia es más valiosa que el calor de proceso. En todo caso, un proceso resulta mejor en la medida que consuma menos exergía. De acuerdo con lo anterior, la razón de la cantidad de exergía contenida en los productos a la cantidad de exergía suministrada es un parámetro de medición más apropiado para caracterizar el comportamiento de un sistema.

Así como es conveniente conocer la relación anterior, es también importante saber el rendimiento global de un equipo de cogeneración.

2.4.3 Rendimiento global de un equipo de cogeneración

Antes que nada se debe conocer el rendimiento eléctrico del equipo de cogeneración (η_{cg}) como la relación entre la energía eléctrica generada y la energía consumida en forma de combustible. Si tenemos en cuenta la energía total proporcionada por el cogenerador, calor y electricidad, puede definirse un rendimiento global como:

$$\eta_{gcg} = \frac{E_{cg} + Q_{cg}}{EP_{cg}} \quad 2.10$$

La ecuación anterior nos da idea de la eficiencia del equipo, para entender la importancia de la relación calor/electricidad, en la figura 2.13 se muestra la variación de η_{gcg} en función de R_{cg} para distintos valores de η_{cg} . Cuando una máquina trabaja fuera de sus condiciones nominales, su rendimiento eléctrico suele disminuir mientras aumenta su R_{cg} y disminuye el rendimiento global.

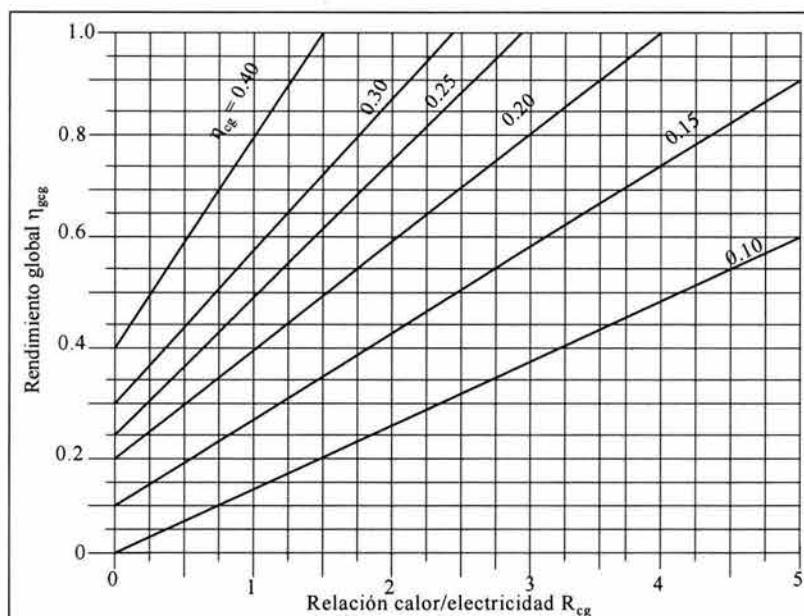


Figura 2.9 Variación de η_{gcg} en función de R_{cg}

Fuente: Banyeras L. J. 1996

La implantación de cualquiera de los diferentes equipos que se encuentran en el mercado ellos para la cogeneración de calor y electricidad siempre implica una inversión adicional a la que debería hacerse en una instalación convencional, así como un costo de mantenimiento superior; lo cual plantea la posibilidad de que en algún caso no sea rentable desde el punto de vista económico e incluso que tampoco lo sea desde el punto de vista exclusivamente energético.

Cuando se estudia la viabilidad de un proyecto de cogeneración deben tenerse en cuenta distintas soluciones, la posibilidad de utilizar diferentes equipos y su tamaño, así como distintos aspectos del problema que pueden agruparse en criterios de viabilidad técnica, económica y legal.

Finalmente después de haber mencionado los principales equipos que se utilizan en los sistemas de cogeneración, se puede decir que no existen inconvenientes para implantar esta tecnología en la industria de México ya que la cogeneración es solamente el acoplamiento de varios procesos existentes en la mayoría de las plantas industriales.

CAPITULO III

3 EL NUEVO MARCO REGULATORIO

Las reformas de 1992 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), tiene como antecedente inmediato incorporar modificaciones que obedecen a los lineamientos de acciones que permiten cogenerar. En primera instancia en el Plan Nacional de Desarrollo 1989-1994 y posteriormente en el Programa Nacional de Modernización Energética 1990-1994 [SE, 1990], en los que señala que los objetivos nacionales en materia de energía requieren un aumento en las inversiones para generar más electricidad, de manera que la actividad económica y social no se vea frenada por limitaciones en la oferta eléctrica, y que en tal sentido, será preciso incrementar los recursos de inversión utilizando financiamiento público, privado y externo en los términos que establezca la Ley de la materia, buscando a mediano plazo la autosuficiencia financiera en la prestación del servicio público de energía eléctrica con precios adecuados a los costos y con una eficiencia operativa creciente.

La LSPEE de 1992 es clara en el sentido de que la prestación del servicio público es responsabilidad exclusiva de la CFE, sin embargo, en el Artículo 36 de la nueva LSPEE se establece de manera más amplia la posibilidad de otorgar permisos de cogeneración para la satisfacción de necesidades energéticas propias mediante el aprovechamiento conjunto de diversas formas de energía. Esta ampliación de las posibilidades de cogeneración tiene como base jurídica un cambio en el concepto de servicio público en la nueva Ley, en la que se excluye la cogeneración de este concepto.

El análisis del nuevo marco regulatorio ocupará nuestra atención en el desarrollo del presente capítulo.

A continuación se presenta un estudio de las modificaciones a Ley publicada en el Diario Oficial de la Federación con fecha 23 de diciembre de 1992, donde este ordenamiento prevé la regulación de los nuevos esquemas de participación privada, particularmente los relacionados con los permisos de la cogeneración.

3.1 LA REFORMA DE 1992 A LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y EL NUEVO MARCO REGULATORIO

Se modificó el artículo 3º de la anterior LSPEE a fin de ampliar los rubros que no serán considerados como servicio público, siendo los siguientes [DOF, 23 diciembre de 1992]:

- I. La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la CFE.
- II. La generación de energía eléctrica para su exportación, la cogeneración, producción independiente y pequeña producción;
- III. La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente a satisfacer sus necesidades propias; y
- IV. La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

Con lo anterior, en la propia LSPEE se determina en forma clara que la generación de energía eléctrica derivada de la cogeneración, no se considera como servicio público y por tanto podrán realizarla personas físicas o morales distintas a Comisión Federal de Electricidad.

Además la reglamentación [DOF, 31 de mayo de 1993], define jurídicamente lo que se debe entender por cogeneración, así en el Artículo 103 del reglamento de la LSPEE señala lo siguiente:

ARTICULO 103. De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 36, Fracción II, de la LSPEE, se entiende por cogeneración.

- 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.

La definición jurídica, es una manera clara de entender lo que es cogeneración, a diferencia de la antigua LSPEE donde está no era definida,

Con estas nuevas definiciones, se tiene entonces mayor certidumbre jurídica con respecto a la cogeneración. Sin embargo, para desarrollarla es necesario un permiso de cogeneración de la Secretaría de Energía (SENER), a través de la

Comisión Reguladora de la Energía (CRE), previo cumplimiento de los requisitos que se encuentran previstos en la propia Ley.

Definida jurídicamente la cogeneración y su permiso, se posibilita una mayor participación en esta actividad con respecto a la LSPEE anterior ya que en ésta, no se definían estos conceptos.

Es importante mencionar que la definición jurídica de cogeneración es más amplia que la definición técnica, ya que difiere con lo que se menciona en el punto III, del Artículo 103 mencionado. La definición técnica de cogeneración según Huang Francis [1994] considera que:

“Cogeneración es el término empleado para denominar los sistemas que combinan los procesos térmicos asociados a la producción de energía eléctrica (o mecánica), con otro tipo de procesos térmicos (generación y/o demanda de vapor o calor), utilizando el calor de desperdicio de uno como la entrada de energía del otro”[pag. 429]. Nótese que esta definición técnica no incluye la cogeneración eléctrica utilizando los combustibles producidos en los procesos como lo tolera la actual Ley en México.

Una vez definido jurídicamente lo que se entiende por cogeneración, y que es compatible con la nueva LSPEE y la reglamentación, se discutirán a continuación los esquemas diferentes en que se pueden llevar a cabo dichos procesos en México.

3.1.1 Esquemas de cogeneración

Es conveniente saber como se instrumenta la figura jurídica de la cogeneración que se desprende de la LSPEE y su reglamentación, por medio de su instrumentación por parte de la CRE en nuevos esquemas de cogeneración a partir de los siguientes términos.

Central eléctrica: instalación por medio de la cual el permisionario generará la energía eléctrica correspondiente. [CRE, 1996]

Operador del proceso: persona física o moral que da lugar a la cogeneración, (aprovechando la energía térmica secundaria de los procesos de generación de energía eléctrica, cediendo la energía térmica no aprovechada en su proceso o produciendo combustible en su proceso). [CRE, 1996]

Establecimientos asociados a la cogeneración: Instalaciones de las personas físicas o morales que utilizan o producen el vapor, la energía térmica o los combustibles que dan lugar a los procesos base de la cogeneración, que sean socios de la sociedad de cogeneración o que sean copropietarios de la planta de cogeneración. (art. 104, fr. I del DOF, 31 de mayo de 1993).

Esquema 1 (figura 3.1): la generación de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, siempre que el vapor o la energía térmica secundaria se destine al operador del proceso para uso propio y la energía eléctrica se destine a los establecimientos asociados y al operador del proceso.

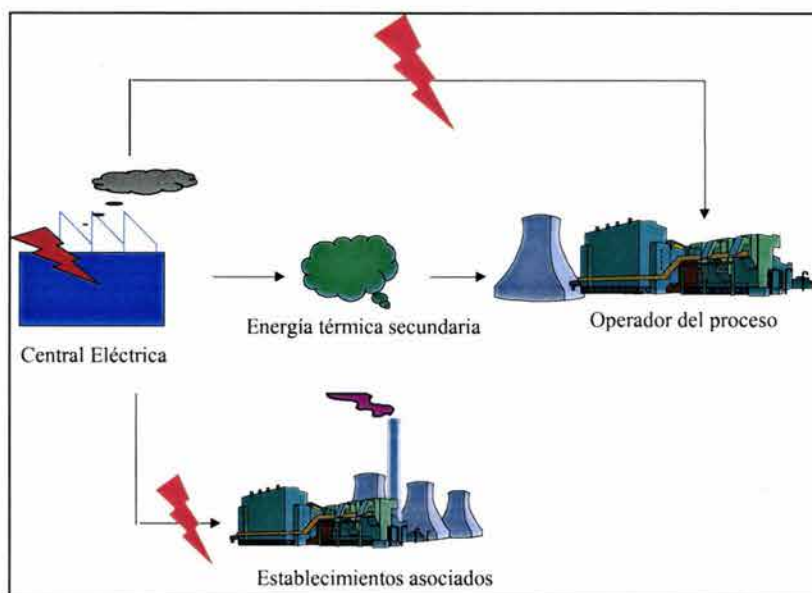


Figura 3.1

En este caso la energía térmica producida en la generación de energía eléctrica es aprovechada por el operador del proceso.

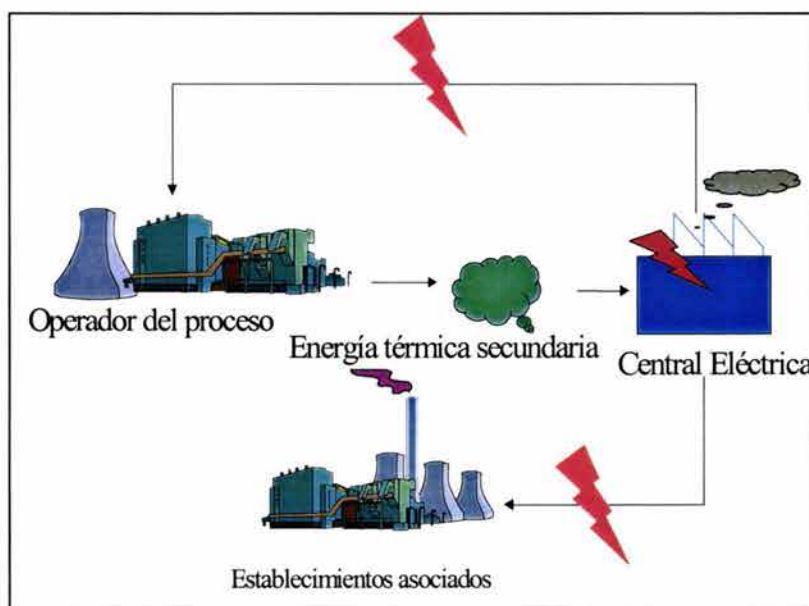


Figura 3.2

Esquema 2 (figura 3.2): la generación de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada por el operador del proceso, siempre que la energía eléctrica se destine a establecimientos asociados y al operador del proceso.

En este caso la energía térmica no aprovechada por el operador del proceso se destina a la generación de energía eléctrica.

esquema 3 (3.3): la generación de energía eléctrica mediante el uso de combustible producido por el operador del proceso, siempre que la energía eléctrica se destine a los establecimientos asociados a la cogeneración y al operador del proceso

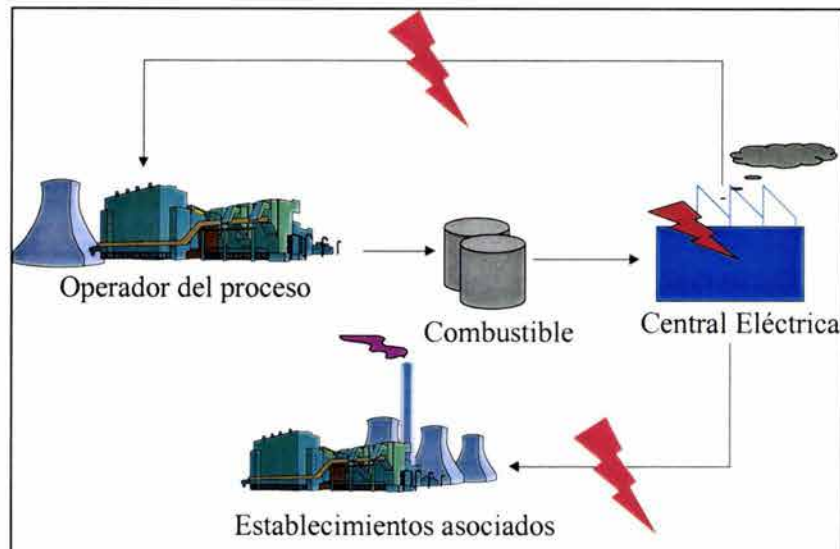


Figura 3.3

En este caso el operador del proceso produce combustible que se utilizará para generar la energía eléctrica.

cada uno de los casos mencionados son causa de permisos, estos pueden ser solicitados por:

- ⇒ La persona que va a generar la energía eléctrica
- ⇒ El operador del proceso que da lugar a la cogeneración, o
- ⇒ La sociedad de cogeneración constituida, entre otros por el operador del proceso.

Cuando el permiso sea solicitado por personas distintas a los operadores de los procesos junto con la solicitud debe presentarse una copia certificada del convenio de cogeneración celebrado al respecto o del instrumento en que conste la sociedad que hubieren constituido para llevar a cabo el proyecto (DOF, Art. 106, 31 de mayo de 1993.)

El permiso de cogeneración define dos actores principales en la constitución de la sociedad de cogeneración: el operador del proceso y los establecimientos asociados.

Además de los esquemas de cogeneración para satisfacción de las necesidades energéticas propias de los integrantes de la sociedad constituida, se pueden establecer esquemas similares pero con excedentes de energía eléctrica para su venta a CFE (véase figuras 3.4, 3.5 y 3.6).

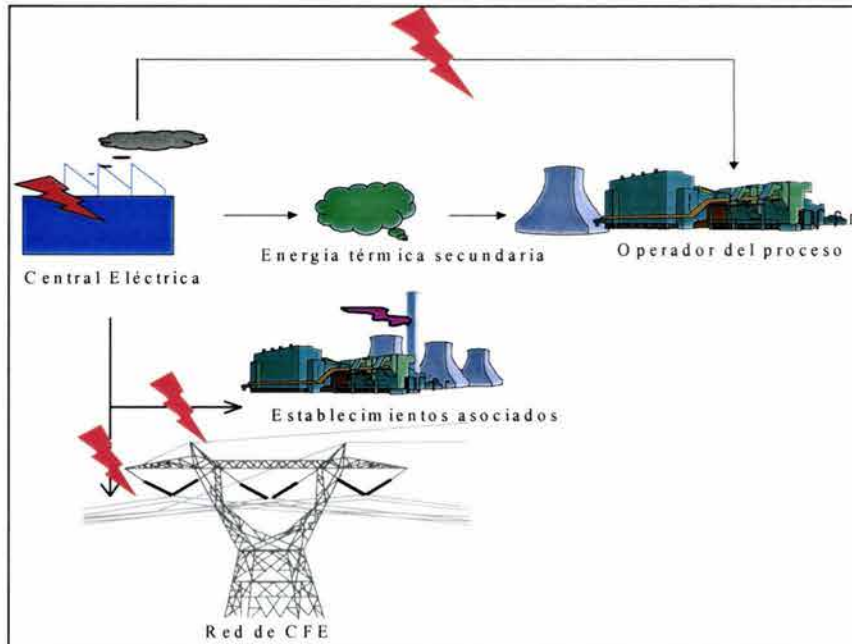


Figura 3.4

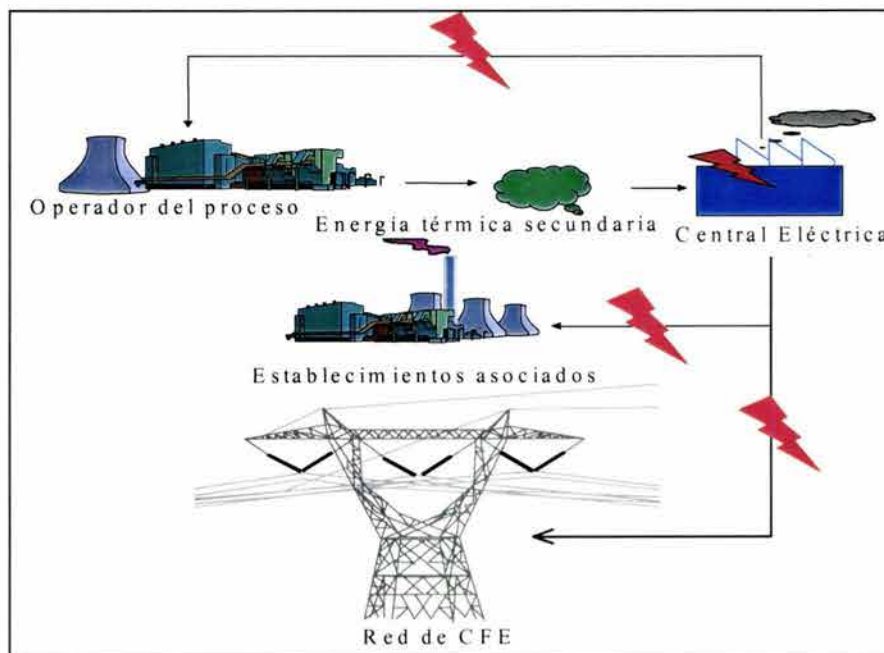


Figura 3.5

Falta página

N° 30

Con lo anterior se puede decir que el estado ha establecido la participación del sector privado en la cogeneración.

Este nuevo marco regulatorio se ha completado por medio de reglamentaciones y metodología para determinar:

- La tarifa de energía de respaldo en caso de paro por mantenimiento o falla.
- La tarifa de compra de excedentes eléctricos.
- La tarifa de interconexión.
- La tarifa para transportar excedentes eléctricos de exportación.

A continuación se comentará cada una de ellas, estas reglamentaciones fueron publicadas en el DOF el 10 de febrero de 1998.

3.1.2 Energía de respaldo

Antes de analizar este punto es conveniente familiarizarse con cada uno de los siguientes términos.

- *Permisionario*: titular del permiso de cogeneración.
- *Energía de porteo*: es la energía eléctrica que el permisionario entrega al suministrador para su transporte desde el punto de interconexión hasta los puntos de carga.
- *Suministrador*: CFE y LyFC
- *Puntos de interconexión*: es el punto donde el permisionario entrega al Sistema Eléctrico Nacional, la energía eléctrica producida.
- *Puntos de carga*: cada uno de los sitios en donde el suministrador entrega la energía transportada al permisionario y a sus establecimientos asociados.

El contrato de energía de respaldo se lleva a cabo con la finalidad de cubrir una posible disminución o el total de capacidad en la generación de energía eléctrica por parte del permisionario de cogeneración, este contrato señala distintas modalidades las cuales pueden ser objeto de la contratación del servicio de respaldo entre las que destacan las señaladas en el anexo F que forma parte del convenio y estas son:

El permisionario tiene como compromiso satisfacer, de energía eléctrica a sus establecimientos asociados, si un establecimiento asociado demanda más potencia que la convenida de porteo para él, esta demanda adicional lo proporcionará CFE o LyFC como suministro normal en la tarifa de uso normal correspondiente. En lo que se refiere a los parámetros para facturación se pagara de acuerdo a la demanda fijada por el permisionario en el contrato de suministro

normal con tarifa de uso general (HM-R, HM-RF, HM-RM, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RM), que celebré con CFE.

También se puede contratar el servicio de respaldo por falla, (cuando se descomponen el equipo del permisionario), y cuando el permisionario deja de generar energía eléctrica por mantenimiento, de tal manera que si el permisionario lo desea puede contratar servicio de respaldo por falla o por falla y mantenimiento, por una capacidad reservada menor a la capacidad de la energía eléctrica que él produce.

3.1.3 Interconexión

Se entenderá por puntos de interconexión el sitio en donde el Permisionario entrega al SEN (Sistema Eléctrico Nacional) la energía producida por su fuente de energía.

Conforme a lo dispuesto en el convenio de Instalaciones y Cesión del contrato de interconexión, el permisionario es quien debe realizar las inversiones necesarias para la construcción o adecuación de líneas de transmisión, subestaciones y otras instalaciones o equipos que técnicamente sean necesarios para lograr la interconexión, y además será responsable del diseño y construcción de las instalaciones requeridas. El convenio de Instalaciones y Cesión, se lleva a cabo entre las partes (CFE o LyFC y el permisionario) para la regulación específica de las obras que se requieran para la interconexión, y en el se determina el presupuesto de las mismas, el programa de construcción, el programa de aportaciones y se conviene la cesión de las instalaciones por parte del permisionario a favor de CFE o LyFC. Esto último significa que es el suministrador el encargado de distribuir y transmitir la energía eléctrica generada en la propiedad del permisionario.

También es tema de discusión la baja eficiencia administrativa para hacer cumplir lo mencionado en la cláusula octava del contrato de interconexión, en la cual se menciona que en caso que el permisionario requiera modificar alguna o algunas cláusulas del contrato (equipo a instalar, propiedad del permisionario, lugar donde se produce la energía eléctrica, objeto del permiso), o de los que aprovecharán esta energía y esto origine un cambio por parte del suministrador (CFE o LyFC), en la ubicación o características del punto de interconexión o de los puntos de carga, el permisionario deberá obtener previamente el permiso correspondiente de la CRE y la aceptación de manera expresa y por escrito del suministrador. Como se observa todo cambio que de alguna u otra manera desee hacer el permisionario es sujeto a permiso, esto a lo que conlleva es a una serie de trámites que dado la lentitud administrativa con la que actualmente se realiza, puede desalentar al permisionario.

3.1.4 Compra de excedentes

La CFE propone a la CRE, para su aprobación, modelos de Convenios y Contratos para la compra de excedentes. Considerando que estos puedan ser utilizados por los permisionarios de cogeneración.

Despacho

El convenio de Compraventa de Excedentes de Energía Eléctrica (Energía Económica). En lo que se refiere a la entrega de excedentes y el funcionamiento del despacho eléctrico dice lo siguiente:

Conforme al Reglamento derivado de la nueva LSPEE, sección Decimoquinta del despacho, se establece:

Artículo 148. La entrega de energía eléctrica a la red del servicio público, se sujetará a las reglas de despacho y operación del sistema eléctrico nacional que establezca el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de la CFE, de conformidad con lo dispuesto en la LSPEE y este Reglamento. La CFE deberá observar reglas comunes para la adecuada operación del sistema eléctrico nacional.

Cabe mencionar que la reforma avanza con lentitud en lo referente al despacho y los excedentes ya que mientras estos convenios y contratos fueron publicados en febrero de 1998 y la reforma al marco regulatorio se llevó a cabo en 1992. Hasta ahora se ha tratado de resolver el problema de los excedentes no despachables, es decir aquellos de carácter fortuito y de corto plazo.

De esto trata el convenio de compra de excedentes de energía eléctrica (energía económica), publicada en el DOF el 2 de febrero de 1998, en el que se establece en la cláusula décima octava, que la energía de Recepción Automática Notificada se pagará a razón de 0.90 veces el costo marginal regional incurrido en cada período horario diario, en tanto que la energía de Recepción Automática No Notificada se pagará a razón de 0.85 veces dicho costo.

Se debe entender por Recepción Automática Notificada aquella que el permisionario a más tardar a las 18:00 horas del día previo notifique al Area de Control, a través de medios electrónicos que entregará un bloque de Energía Económica durante un periodo determinado del día, y cuando el aviso no se realice con esa anticipación, se considerará Recepción automática no Notificada. La energía económica es la energía que el permisionario pone a disposición de la CFE.

Respecto a la cogeneración con excedentes despachables es decir que tengan una capacidad firme (generación de energía eléctrica con capacidad constante), estos son hasta ahora inexistentes debido a que no se ha estimulado los proyectos de cogeneración que integren en su diseño original este tipo de

excedentes para la red pública. Las cuales como más adelante discutiremos están relacionadas con la ausencia de proyectos de cogeneración con excedentes de capacidad firme en la licitaciones públicas de expansión de la oferta eléctrica.

3.1.5 Venta de excedentes menores a 20 MW

Respecto a la venta de excedentes, capacidad y energía, el Reglamento de la LSPEE publicado el 31 de mayo de 1993 en el DOF, establece lo siguiente:

Artículo 135. Para la adquisición de energía eléctrica para el servicio público tanto en el largo como en el corto plazo, la CFE celebrará convenios con los titulares de permisos de generación de acuerdo a lo siguiente.

- I. Con los adjudicatarios de las convocatorias a que se refiere la sección anterior (Sección duodécima de los procedimientos para la adición o sustitución de la capacidad de generación), se celebrarán convenios en los que se pacten compromisos de capacidad y se convengan, conforme a las reglas de despacho dispuestas en este Reglamento, las compras de energía;
- II. Con los permisionarios con excedentes de energía eléctrica de 20 MW o menos, en los casos en que resulte conveniente, la CFE podrá celebrar convenios en que se pacten compromisos de capacidad y adquisición de energía sujetos a las reglas de despacho.

Nótese que la CFE, no esta obligada a establecer estos convenios, ya que lo hará solo cuando lo considere conveniente, este punto se analizará con más detalle en el capítulo V.

3.1.6 Venta de excedentes mayores a 20 MW

En este caso la Fracción tercera del mismo Artículo 135 es la que se aplica y menciona lo siguiente:

- III. Con los demás permisionarios que tengan excedentes de energía eléctrica mayores a 20 MW podrán celebrarse convenios en los que se acuerden las compras de energía según las reglas de despacho.

En este caso, si un cogenerador tiene un excedente de energía eléctrica mayor a 20 MW, y esta es de carácter firme, será considerado como productor independiente y tendrá que participar en licitaciones. Esta situación para un cogenerador crea una primera desventaja, ya que si el punto nodal de recepción la red pública está localizada muy lejos de donde se tiene el excedente, los costos asociados a la interconexión podrían ser altos.

La naturaleza de que estos excedentes tengan que ser capacidades firmes se deriva de:

a) del artículo 36 bis de la LSPEE, donde se establece que para llevar a cabo la prestación del servicio público de energía eléctrica, la CFE, deberá aprovechar tanto en el corto como en el mediano plazo, la producción de energía que le resulte de menor costo y que ofrezca óptima estabilidad, calidad y seguridad de servicio público, para cuyos efectos se observarán las disposiciones siguientes.

a) La Secretaría de Energía determinará las necesidades de crecimiento o de sustitución de la capacidad de generación del sistema, con base en la planeación del Sistema Eléctrico Nacional. Asimismo, cuando dicha planeación requiera la construcción de nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica, la CFE informará de las características de los proyectos a la Secretaría de Energía, que con base en criterios comparativos de costos determinará si la instalación será ejecutada por CFE o bien si se convocará a particulares para suministrar la energía eléctrica necesaria.

b) Para la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público, deberá considerarse la que generen los particulares a través del autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente o pequeña producción.

c) Los convenios por los que, en su caso, la CFE adquiera la energía eléctrica de los particulares, se ajustarán a lo que disponga el Reglamento de la Ley.

3.1.7 Exportación de excedentes eléctricos

Es la generación de energía eléctrica en territorio nacional para su aprovechamiento en otro país, la CRE podrá otorgar permisos de generación de energía eléctrica para destinarse a la exportación, a través de proyectos de cogeneración, en este caso la solicitud de permiso de exportación debe incluir un documento en donde conste el compromiso de adquirir la energía eléctrica por parte de las personas que la aprovecharán en el extranjero. [DOF, 31 de mayo de 1993, Art. 117].

En este caso el permisionario, tiene las opciones de controlar las líneas de transmisión necesarias ó de convenir con la CFE el uso de sus líneas de transmisión que requieran para la exportación de sus excedentes. Respecto a la primera opción, de acuerdo al artículo 157 del Reglamento “los particulares podrán construir las líneas de transmisión que requieran siempre que dichas líneas no se interconecten a la red del servicio público”. Esto genera oportunidades al industrial que desee cogenerar para exportar excedentes debido a que el permisionario podrá construir sus propias líneas de transmisión para la entrega de la energía eléctrica generada a los clientes extranjeros. Respecto a la segunda opción el permisionario tendría que pagar a CFE el uso de las líneas de transmisión (interconexión y porteo eléctrico).

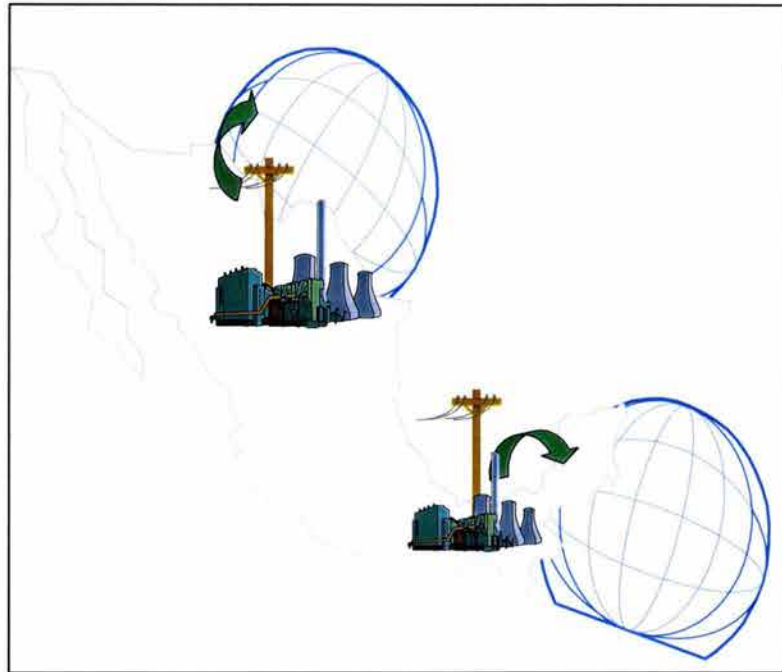


Figura 3.7 Exportación de energía eléctrica generada en el país

3.1.8 Procedimiento para solicitar el permiso de cogeneración

La Comisión Reguladora de Energía (CRE), emitió la guía para solicitar permisos de cogeneración, la cual se resume en tres grandes etapas [CRE ,1996]

- Elección del tipo de permiso
- Recopilación de requisitos
- Trámite de una solicitud:

1.- *Elección del tipo de permiso*: El Solicitante debe conocer los tipos de permiso que la CRE puede otorgar y los requisitos que la Ley y el Reglamento exigen al interesado y, en su caso, a los establecimientos asociados a la cogeneración.

2.- *Recopilación de requisitos*: Una vez establecido el tipo de permiso que se requiere, el solicitante debe reunir los requisitos legales y técnicos necesarios, de acuerdo con el permiso que solicita, posteriormente, éstos deben ser presentados, junto con la solicitud, ante la CRE para que ésta inicie el proceso de análisis y evaluación de la solicitud y, en su caso, otorgue el permiso correspondiente.

3.- *Trámite de solicitud*: La CRE verifica que los documentos presentados cumplan con los requisitos establecidos para el permiso. En caso de encontrar omisiones o deficiencias, los notifica al solicitante para que éste haga las correcciones pertinentes.

Cada uno de estos puntos presentan diversos inconvenientes para agilizar los trámites para la solicitud de los permisos, como son la gran cantidad de requisitos que se tienen que cubrir. (el anexo A muestra la lista de trámites que deben de realizar el solicitante de un permiso de cogeneración).

Respecto a los aspectos legales para que la CRE pueda expedir un permiso de cogeneración es necesario que, tanto el solicitante como las personas que pretenden aprovechar la energía, cumplan con los requisitos exigidos. Así mismo es importante destacar que los permisos de cogeneración tienen una duración indefinida, salvo los proyectos de cogeneración que se pudieran desarrollar con permiso de producción independiente para los cuales se otorga hasta por un plazo de treinta años, pudiendo ser renovado. [Arts. 78 y 91, DOF 31 mayo de 1993].

El otorgamiento de los permisos se sujeta a las disposiciones siguientes (Art. 36 de la Ley):

- ⇒ En el caso de las sociedades de cogeneración, el ejercicio autorizado de la cogeneración, incluye la conducción, la transformación y la entrega de la energía eléctrica.
- ⇒ También en este caso, el uso temporal de la red del sistema eléctrico nacional por parte de los permisionarios, solamente puede efectuarse previo convenio celebrado con CFE, cuando ello no ponga en riesgo la prestación del servicio público.
- ⇒ La Secretaría de Energía oyendo la opinión de la CFE, podrá otorgar permisos de cogeneración, autorizar la transferencia de tales permisos e imponer las condiciones pertinentes de acuerdo con lo previsto en la Ley, su Reglamento y las Normas Oficiales Mexicanas, cuidando el interés general y la seguridad, eficiencia y estabilidad del servicio público.
- ⇒ Cuando la propiedad de una planta de cogeneración corresponda a varias personas, el permiso se otorga a todos los interesados, quienes deberán designar un representante común ante la CRE con facultades suficientes, siendo responsables del cumplimiento de la Ley, del Reglamento y de las condiciones que se establezcan en los permisos respectivos.
- ⇒ Los titulares de los permisos no podrán vender, revender o por cualquier acto jurídico enajenar capacidad o energía eléctrica, salvo en los casos previstos expresamente por la propia Ley.

-
- ⇒ Los permisos podrán ser revocados cuando a juicio de la Secretaría de Energía se incurra en incumplimiento de las disposiciones de la Ley, o de los términos y condiciones establecidos en tales permisos.
- ⇒ Además de lo anterior, en el artículo 37 de la Ley se establece que los titulares de los permisos quedarán obligados a:
- Proporcionar, en la medida de sus posibilidades la energía eléctrica disponible. Para el caso de que por fuerza mayor o en caso fortuito el servicio público se interrumpa o restrinja, y únicamente por el lapso que comprenda dicha interrupción o restricción, En estos casos, habrá una contraprestación a favor del titular del permiso. Esta se llevará a cabo de la misma manera, cuando el titular del permiso requiera energía eléctrica por las causas mencionadas anteriormente.
- ⇒ En el marco de los permisos otorgados por la CRE el permisionario está obligado a:
- Informar trimestralmente a la CRE, con fines estadísticos, el tipo y volumen del combustible consumido y la cantidad de energía eléctrica generada, especificando la parte utilizada para la satisfacción de necesidades propias del permisionario, la entregada al suministrador, la destinada a la exportación (Art. 90, fr. VI, del Reglamento).

Con estas modificaciones realizadas al marco regulatorio, se contemplan esquemas que parecieran impulsar el desarrollo de la cogeneración, pero al analizarlo se descubren diversos lineamientos que siguen siendo condiciones para que esta tecnología se desarrolle satisfactoriamente en nuestro país, estas restricciones se analizan en detalle en el capítulo V.

3.2 REFORMAS Y DISPOSICIONES DEL REGLAMENTO DE LA LSPEE DEL 24 DE MAYO DE 2001

El día jueves 24 de mayo de 2001 se publicó en Diario Oficial el decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones del Reglamento de la LSPEE en el cual reforman los artículos 126, y con tres párrafos el artículo 135, del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica para quedar como siguen:

Artículo 126...

“Los permisionarios que tengan excedentes de capacidad podrán poner a disposición de la CFE la capacidad fuera de convocatoria, en los términos de la fracción II del artículo 135 y atendiendo lo previsto en el artículo 124”.

Para lo anterior se entenderá por excedente la capacidad sobrante del permisionario una vez satisfechas sus necesidades.

Artículo 135.

“fracción II. Con los permisionarios de autoabastecimiento y cogeneración, conforme a las metodologías que expida la Secretaría, según la modalidad que se trate, la Comisión podrá celebrar convenios en los que se pacten compromisos de capacidad y adquisición de energía sujetos a las reglas de despacho, atendándose a lo siguiente.

Hasta por 20 MW cuando se trate de permisionarios de autoabastecimiento, siempre y cuando tengan una capacidad instalada total hasta de 40 MW.

Hasta con el cincuenta por ciento de su capacidad total cuando se trate de permisionarios de autoabastecimiento, siempre y cuando tengan una capacidad instalada total superior a 40 MW, y

Hasta la totalidad de la producción excedente de los permisionarios de cogeneración.

El porcentaje que se establece en el inciso b) anterior podrá ser modificado por la Secretaría conforme a las necesidades de energía que requiera la prestación del servicio público y al nivel de reserva de energía del Sistema Eléctrico Nacional”.

La modificación al Artículo 135, también mencionaba que la CFE sólo podrá negarse a convenir con los permisionarios a los que se refiere el artículo anterior cuando las condiciones o términos que éstos ofrezcan no satisfagan los requisitos demandados por CFE, como son la confiabilidad y calidad de la energía eléctrica.

Estas modificaciones en principio planteaban un panorama para el desarrollo de la cogeneración pero el día 25 de abril del mismo año la Suprema Corte de Justicia de la Nación en materia de energía eléctrica rechaza tajante mente la inversión privada en el sector eléctrico, en el capítulo V se detalla más esta propuesta y la inconveniencia resultante de no haber sido aceptada.

3.3 REGULACIÓN AMBIENTAL ENTORNO A LA COGENERACIÓN

Hoy en día los combustibles fósiles son la principal fuente de energía para México. Esta tendencia continuará así durante los próximos años en tanto no se intensifique un cambio tecnológico hacia un uso más intensivo de fuentes alternas de energía, como puede ser el uso de la cogeneración en la industria y en la

generación de energía eléctrica utilizando gas natural, que es un combustible más limpio, la hidroenergía, la energía eólica y la energía solar. [INE, 2003]

Actualmente las restricciones ambientales comienzan a tener una influencia sobre la selección del equipo en el caso particular del sector eléctrico. Dentro de las estrategias de uso eficiente de energía, se está tratando de promover a la cogeneración, la cual incorpora un enfoque de optimización de los recursos no renovables y conlleva un incremento en la eficiencia global del uso de combustibles de alrededor del 35% al 70% y hasta el 85% en algunos casos con respecto a los sistemas tradicionales que suministran energía eléctrica y energía térmica por separado. Esto es posible debido a que en los sistemas de cogeneración aprovechan energía térmica o combustibles de desecho producidos en procesos industriales para la generación de energía eléctrica. De esta manera en proyectos de cogeneración los ahorros de energía primaria pueden llegar a ser del orden del 30 al 35%, con lo que se reduce el consumo asociado de combustibles y se evita la emisión de contaminantes a la atmósfera. [INE, 2003]

En México esta tendencia del uso eficiente de la energía, se concretiza en el programa de normalización ambiental industrial, en el cual se mencionan las normas oficiales mexicanas en materia ambiental y cuyos objetivos, es el de permitir a la autoridad el establecer límites máximos permisibles de emisión de contaminantes a diferentes medios, y condiciones para su verificación.

Para entender de que manera las regulaciones ambientales favorecen a la cogeneración, de manera breve se presenta una descripción de como se han llevado a cabo las distintas modificaciones del marco regulatorio en cuanto a la protección ambiental en el sector industrial.

En 1971 se expidió la Ley Federal para Prevenir y Controlar la Contaminación ambiental, y se creó la Subsecretaría de Mejoramiento del Ambiente. Sin embargo el cuidado de los recursos naturales permaneció disperso en la jurisdicción de diversas dependencias. En la misma década de los setenta, se formuló un primer programa para disminuir los efectos de la contaminación del medio, y se estableció una red simple de monitoreo continuo de gases contaminantes de la atmósfera en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México.

En 1982 se creó la Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología como la encargada de planear y dirigir la política ambiental a través de su Subsecretaría de Ecología. En marzo de 1988 se expidió la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente [LGEEPA], con la cual se impulsó cambios radicales en la estrategia de protección ambiental. Sus disposiciones establecen las bases para definir la política ecológica general y regular los instrumentos para su aplicación en las siguientes materias: ordenamiento ecológico, impacto ambiental, restauración y mejoramiento del ambiente, protección de áreas naturales y de flora y fauna, aprovechamiento racional de los recursos naturales, residuos peligrosos y prevención y control de la contaminación atmosférica y del agua. La Ley se

modificó en 1996 con el fin de incorporar las orientaciones y principios de la nueva política ambiental fundada en el principio del desarrollo sustentable.

La Ley General emitida en marzo de 1988 contempla tres grandes instrumentos de regulación, a saber:

- El ordenamiento ecológico del territorio nacional,
- La evaluación del impacto ambiental y, en su caso, del riesgo ambiental de los grandes proyectos de obras o actividades y
- La elaboración de leyes, reglamentos, normas oficiales mexicanas en materia ambiental y cuyo cumplimiento es obligatorio.

A la fecha, se han elaborado ya los reglamentos en las siguientes materias: impacto ambiental, residuos peligrosos, prevención y control de la contaminación de aguas, contaminación del mar por vertimiento de desechos, prevención y control de la contaminación de la atmósfera.

Como complemento a la legislación ambiental básica se han expedido también, de acuerdo al procedimiento que establece la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, diversas normas oficiales mexicanas, en las áreas de impacto ambiental, prevención y control de la contaminación de la atmósfera, prevención y control de la contaminación del agua, ruido y residuos peligrosos. Estas reglamentaciones se complementan con otras normatividades, que definen los métodos de análisis para determinar las sustancias o concentración de contaminantes.

3.3.1 Sector eléctrico: Ordenamiento ecológico e impacto ambiental

La Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA) considera el ordenamiento ecológico general del territorio como un proceso de planeación dirigido a programar el uso del suelo de acuerdo con su aptitud y características potenciales. La decisión de construir una instalación para generar electricidad debe basarse en una primera instancia en el ordenamiento ecológico general del territorio. En cuanto a la ubicación precisa de una obra, se han definido y publicado criterios ecológicos para la selección y preparación de sitios destinados a la instalación de centrales termoeléctricas convencionales, los cuales deberán seguirse para mitigar el impacto ambiental de estas actividades.

Una vez seleccionado el sitio se requiere de la elaboración del estudio de impacto ambiental para su evaluación. El procedimiento de impacto ambiental es uno de los instrumentos más eficaces de tipo preventivo que contempla la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente para hacer compatibles los objetivos del desarrollo económico y social con los criterios ambientales. El reglamento en la materia establece que la realización de cualquier obra o actividad que pueda causar algún desequilibrio ecológico o rebasar los límites y condiciones

señalados en los reglamentos y en las normas emitidos para proteger el ambiente debe contar con una autorización previa, cuya obtención se basa en la presentación de una manifestación de impacto ambiental. Se han publicado guías para su elaboración y se han formulado los criterios técnicos para la evaluación de los proyectos de generación y transmisión de electricidad, construcciones marinas, explotación de yacimientos minerales. Como se aprecia, todos los sectores de la producción económica del país y no sólo el industrial, están obligados a la presentación de los estudios de impacto ambiental.

Una vez evaluados dichos impactos, la obra puede ser autorizada, con las medidas que se requieran según el proyecto, de protección ambiental, mitigación, control, compensación ambiental o recuperación de recursos, o bien puede ser prohibida, si se juzga que no podrá cumplir con la normatividad vigente.

En materia de prevención y control de la contaminación atmosférica, el marco normativo técnico está integrado por los criterios que sirven de base para evaluar la calidad del aire en un determinado momento y por normas oficiales mexicanas que regulan las emisiones provenientes de fuentes fijas, de fuentes móviles y el monitoreo de algunos contaminantes en la atmósfera.

Es de particular importancia la norma NOM-085-Ecol/1994. Esta norma fue expedida el 2 de diciembre de 1994 por la entonces Secretaría de Desarrollo Social (SEDESOL) para regular los niveles máximos permisibles de emisión de partículas a la atmósfera, monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NO_x), bióxido de azufre (SO₂), neblinas de ácido sulfúrico y humo, así como los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de combustión de calentamiento indirecto utilizados en las fuentes fijas, que usan combustibles fósiles líquidos y gaseosos o cualquiera de sus combinaciones.

Esta norma, está dirigida a tres áreas geográficas, a saber:

- ⇒ Zona metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM), que comprende: el área integrada por las 16 delegaciones políticas del Distrito Federal y 17 municipios del Estado de México.
- ⇒ Zonas críticas (ZC): se consideran zonas críticas, por las altas concentraciones de contaminantes de la atmósfera que registran las zonas metropolitanas de Monterrey y Guadalajara, los centros de población de Coatzacoalcos, Minatitlán, en el Estado de Veracruz, Irapuato, Celaya y Salamanca, en el Estado de Guanajuato: Tula-Vito-Aspasco en los Estados de Hidalgo y de México; corredor industrial de Tampico, Madero-Altamira en el Estado de Tamaulipas; Tijuana, en el Estado de Baja California y Cd. Juárez en el Estado de Chihuahua y 100 km de la franja fronteriza, y
- ⇒ Resto del País (RP)

La puesta en vigor de esta norma, incluye dos etapas, la de transición que cubrió el periodo de 1994-1997 y la de aplicación que entró en vigor a partir del 1° de enero de 1998.

Dentro de las características de la NOM-085 destaca también la consideración de los combustibles disponibles en el país para establecer los niveles máximos de emisión, por lo que en forma simultánea se publicó la NOM-086-ECOL-1994, que establece las especificaciones que deben reunir los combustibles fósiles líquidos y gaseosos que se usan en fuentes fijas y móviles.

En cumplimiento de los niveles reducidos de emisión de SO₂, partículas suspendidas totales (PST) y de NO_x de la segunda etapa de la NOM-085, vigente a partir del 1° de enero de 1998, ha implicado el uso de gas natural en algunas centrales eléctricas para reducir las emisiones de azufre, partículas, así como reducción de emisiones de NO_x o el empleo de quemadores de bajo NO_x.

Para el caso de las emisiones de bióxido de azufre, la norma establecía además, que las fuentes fijas que tuvieran equipos grandes deberían cumplir ciertos niveles regionales de emisión y respaldar el total de sus emisiones con unos certificados de emisión que serían asignados con base en dichos niveles, sin sobrepasar los límites de emisión, pero como no ha sido posible establecer este instrumento, y ante los retrasos de cumplir con este índice de emisiones se modificó la NOM-085 (Diario Oficial de 11 de noviembre de 1997) para posponer la aplicación de los niveles regionales en general, así como los límites de emisión para el caso del bióxido de azufre y partículas únicamente en las zonas críticas abastecidas por la refinería de Cadereyta en la que se seguirían aplicando los límites anteriores es decir de la primera etapa de esta norma.

De lo anterior se desprende que la citada NOM-085 es una norma muy completa y muy compleja, por lo cual se encuentra en revisión con el propósito de convertirla en dos normas, una aplicable a equipos de calentamiento indirecto (calderas, generadores de vapor) y la otra para equipos de calentamiento directo (hornos, calentadores de proceso), en esta revisión se están tomando muy en cuenta los avances tecnológicos en quemadores industriales y en equipos de proceso.

Cuando una planta ya está en operación, deberá cumplir las obligaciones de acuerdo a los ordenamientos vigentes para la prevención y control de la contaminación atmosférica por fuentes fijas, entre las que se encuentran las siguientes.

- Obtener licencia de funcionamiento y presentar anualmente la cédula de operación,
- Integrar su inventario de emisiones,
- Instalar plataformas y puertos de muestreo para medir las emisiones,
- Medir y llevar un registro de las emisiones de contaminantes atmosféricos e informar los resultados al INE cuando menos una vez al año,

- Realizar monitoreo perimetrales de emisiones contaminantes,
- Llevar bitácora de operación y mantenimiento de equipos,
- Avisar a la autoridad del reinicio de operación en caso de paro programado
- Avisar a la autoridad en caso de falla del equipo de control,
- Emplear equipos y sistemas para controlar las emisiones contaminantes.

Una vez que se han analizados las implicaciones de la NOM-085 es claro que no menciona nada en concreto acerca de los sistemas de cogeneración, así que estos se clasifican como fuentes fijas. Por tanto, los sistemas de cogeneración que utilizan gas natural abatirían las emisiones y al mismo tiempo existiría un ahorro considerable en la energía primaria. En el tabla 3.1 se muestran las emisiones de los diferentes equipos que se utilizan para la generación de energía eléctrica y sus respectivas emisiones.

Tabla 3.1 Emisiones a la atmósfera en la producción de energía eléctrica

Tipo de instalación	NO _x gr/kWh	CO ₂ gr/kWh	CO gr/kWh	CH ₄ gr/kWh	SO ₂ gr/kWh	Rendimiento Eléctrico
Turbina de gas en ciclo simple (gas)	1.5	500	0.27	0.05	0.0025	35-37 %
Turbina de gas en ciclo combinado (gas)	1.3	400	0.23	0.04	0.0025	45-50%
Turbina de gas en ciclo cheng (gas)	0.3	400	0.23	0.04	0.025	40-42%
Convencional (gas)	1.6	500	0.25	0.05	0.0	28-32%
Convencional (combustóleo)	1.75	900	0.125	0.065	1.7-5	28-32%
Convencional (carbón)	2.7	1100	0.15-1.32	0.007	2.5-7.8	27-30%

Fuente: Pier Dioméde, 2001

En la tabla anterior se observa que en la producción de energía eléctrica con sistemas que utilizan combustóleo para la generación de energía eléctrica, las emisiones generadas a la atmósfera son mayores con relación a los sistemas que utilizan gas natural en su proceso. Así mismo se observa que las emisiones de los equipos que usan gas natural varían según la tecnología empleada.

3.4 DESARROLLO DE LA COGENERACIÓN

Con los cambios de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992, y el decreto de la creación de la CRE en 1993, se esperaba un desarrollo rápido de la cogeneración en México. Sin embargo fue hasta el año de 1996 cuando la CRE otorgo los primeros 5 permisos de cogeneración lo que representó en conjunto 135.7 MW. Esto quiere decir que tuvieron que transcurrir tres años desde su decreto de creación para que esta institución empezara a rendir ciertos frutos. Aunque datos obtenidos del IV congreso internacional de cogeneración 1998 dan información que en el año de 1994 se empezaron a otorgar dichos permisos y estos eran otorgados a través de la Secretaría de Energía. Entre los permisos de cogeneración otorgados por la CRE destaca uno por ser el primero de mayor capacidad que es de 120 MW en Altamira, Tamaulipas, concedido en el año de 1996 al consorcio mexicano estadounidense Enertek. En la tabla 3.2 se muestran de manera cronológica los permisos de cogeneración otorgados por la CRE y la SEENER.

Tabla 3.2 Permisos otorgados por la CRE para la generación de energía eléctrica.

PERMISOS OTORGADOS DE COGENERACIÓN			
Proyecto	Capacidad (MW)	Fecha	Localización
1994			
Productora de Papel S.A. C.V	18.46	Julio 20	n.d
Fernisa gist-brocades S.A de C.V	5.30	Julio 20	n.d
Fabrica la Estrella S. A. de C.V	8.38	Septiembre 9	n.d
Productos Ecológicos S.A de C.V	42.40	Septiembre 15	n.d
Almidones Mexicanos, S. A	12.00	Octubre 5	n.d
Industria Monfel, S. A. de C.V	2.55	Noviembre 15	San Luis Potosí
Cartones Ponderosa, S. A. de C.V	10.5	Noviembre 15	Querétaro
Subtotal.	99.55		
1995			
Albrigh & Wilson Troy de México,	6.25	Marzo 1	n.d
Corrugados la Estrella, S. A.	35.00	Marzo 27	Hidalgo
Aceitera la Junta S. A. de C.V	2.33	Marzo 27	Jalisco
Subtotal	43.58		
1996			
Enertek, S. A. de C. V.	120.00	Mayo 24	Altamira, Tamaulipas
Energía de bidarenal de R. L.	3.15	Junio 14	Teotihuacan, Edomex
Celulosa y corrugados de Sonora	4.00	Agosto 20	Navojoa, Sonora
Subtotal	127.15		
1998			
PGPB Complejo procesador cactus	120.70	Enero 23	Chiapas
Petroquímica Morelos S. A.	172.00	Febrero 13	Veracruz
Petroquímica Cangrejera S. A	163.50	Febrero 13	Veracruz
Papelera Industria Potosina S. A.	3.53	Octubre 10	San Luis Potosí
Petroquímica Pajaritos S. A.	58.50	Febrero 13	Veracruz
Subtotal	518.31		
1999			
Energía Industrial Río Colorado	470.00	Enero 15	Sonora
Gpo. Celanese (Zacapú)	10.00	Agosto 9	Michoacán
Gpo. Celanese (Ocotlán)	13.30	Agosto 9	Jalisco
Cía. de Nitrógeno Cantarell	306.00	Septiembre 3	Campeche
Energía Eléctrica de Quintana Roo	114.50	Septiembre 9	Quintana Roo
Celulosa de Fibras Mexicanas	6.64	Noviembre 5	Tlaxcala
Subtotal	920.44		
2000			
Grupo Primex	16.30	Enero 7	Tamaulipas
Internacional de Papeles del Golfo	3.00	Julio 21	Altamira, Tamaulipas
Tractebel Energía de Monterrey	284.02	Junio 02	García N. L.
Agroenergía S. A. de C. V.	12.00	Agosto 14	Tlacote, Qro.
Subtotal	315.32		
2001			
Becton Dickinson de México	6.54	Febrero 9	n.d
Enermaya S. A. de C. V	29.02	Marzo 12	n.d
Syntex, S. A. de C. V	5.00	Marzo 12	n.d
Subtotal	40.56		
2002			
Bioenergía de N.L. S. A. de C. V	7.42	Octubre 24	Nuevo León
Tratimex, S. A. de C. V	75.09	Noviembre 7	n.d
Subtotal	82.51		
Total	2147.42		
n. d. No disponible			

Fuente: Comisión Reguladora de Energía, abril de 2003

Aun cuando ya son varios los permisos otorgados de cogeneración y suman más de 2000 MW, pocos son los proyectos desarrollados. Hasta la fecha estos últimos

suman la pobre cantidad de 29 proyectos de cogeneración con una capacidad instalada de 1,449 MW.

En la figura 3.8 y 3.9 se aprecia el desarrollo de la cogeneración entre 1992 y 2001 en términos de los permisos otorgados anualmente por la CRE y la SE y de la capacidad acumulada de cogeneración, respectivamente. Se observan claramente los dos años posteriores a 1992 en que estuvo desierta la entrega de permisos, esto debido a la poca divulgación de la cogeneración en esa época.

En 1998 existió una adición de capacidad considerable y fue debido a que en ese año se publicó la resolución sobre la aprobación de los modelos de contrato de interconexión y de los convenios de compraventa de excedentes de energía eléctrica. En los años posteriores empezó a decrecer esta adición hasta no existir ningún crecimiento en la adición de capacidad principalmente porque no se dio la certidumbre esperada para concretar los proyectos de cogeneración después de la publicación de estos convenios y la poca transparencia de las metodologías de los cargos atribuibles a la transmisión y venta de excedentes, más aún cuando en el 2001 se propuso la modificación a RSPEE el cual fue rechazada tajantemente.

Del mismo modo se observa en la figura 3.9 que en el 2000 y 2001 la capacidad acumulada, la curva es plana.

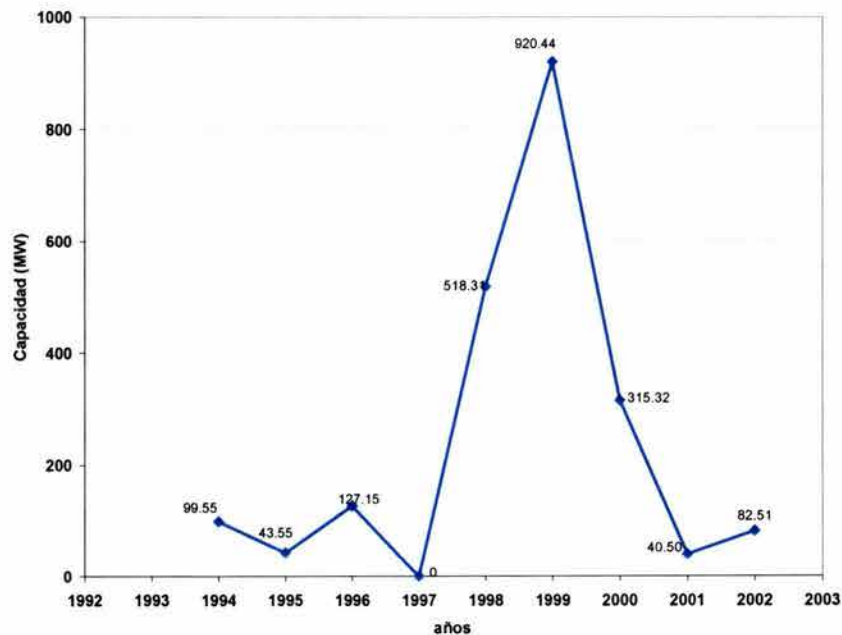


Figura 3.8 Adiciones de capacidad de cogeneración de acuerdo a los permisos otorgados.

Fuente: elaboración propia

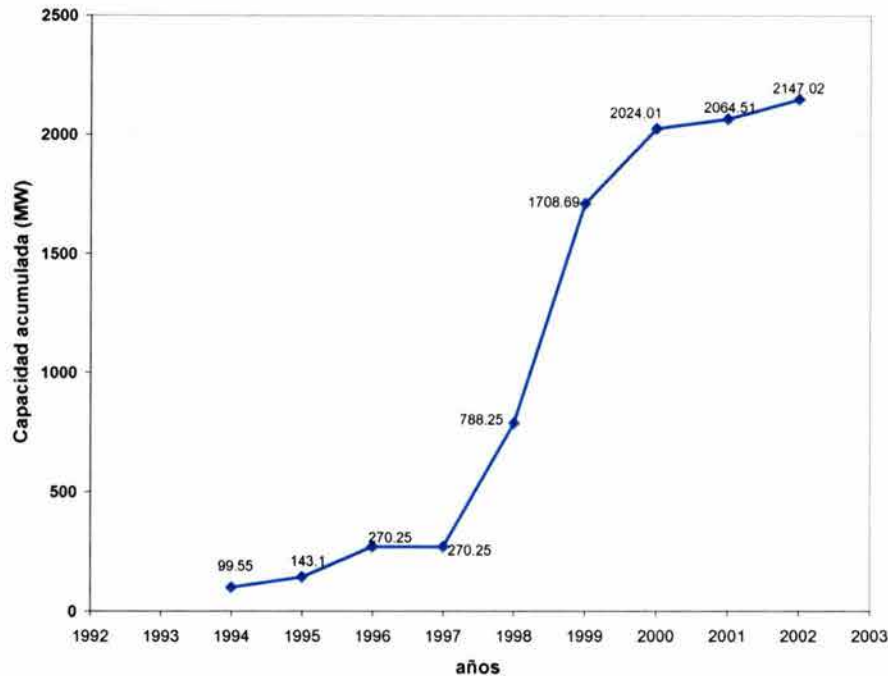


Figura 3.9 Capacidad acumulada de cogeneración de acuerdo a los permisos otorgados
 Fuente: elaboración propia

Cabe señalar que de acuerdo con datos que se presentan en la revista *InfoPower* de Marzo de 1999 el potencial nacional de cogeneración es de 9746 MW y se encuentra distribuida por estados como se indica en la figura 3.10. Este potencial, es muy similar al potencial nacional de cogeneración reportado por la CONAE en 1995 para un escenario de crecimiento bajo, es decir de 7586 MW mientras que para un escenario de crecimiento alto es de 14229 MW. De la misma manera, se reporta la distribución del potencial nacional de cogeneración por sectores figura 3.12.

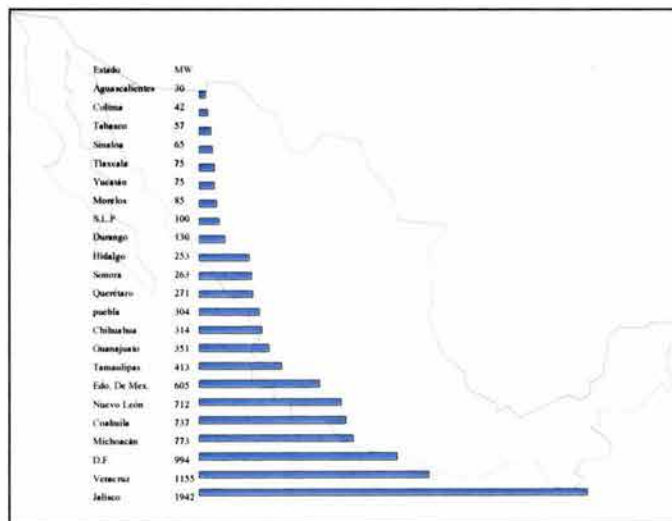


Figura 3.10 Distribución del potencial nacional de Cogeneración por Estados
 Fuente: Revista *InfoPower* "Actualidad y Tecnología de Cogeneración y Eficiencia Energética" España, No. 14, Marzo de 2000,

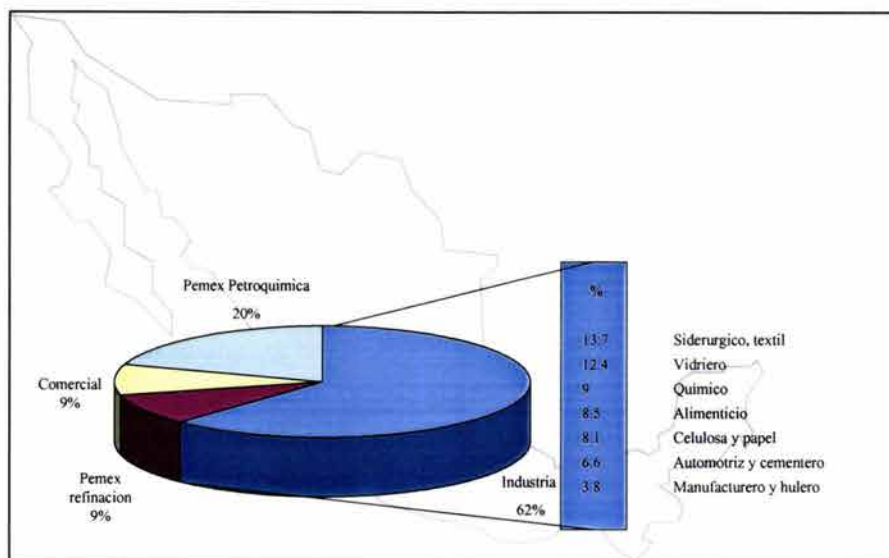


Figura 3.11 Distribución por sector industrial del potencial nacional de cogeneración

Fuente: Revista InfoPower "Actualidad y Tecnología de Cogeneración y Eficiencia Energética" España, No. 14, Marzo de 2000,

Es preciso señalar que aunque el marco regulatorio de 1992 permite una apertura para que la iniciativa privada tenga más oportunidades en el ámbito de la cogeneración eléctrica en particular con las modalidades de establecimientos asociados, los resultados en términos de permisos y sobretodo de proyectos en construcción o construidos siguen siendo magros, de los cual se infiere que siguen existiendo obstáculos que no permiten el pleno desarrollo de la cogeneración como se comentará con detalle en el capítulo V.

CAPITULO IV

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA COGENERACIÓN EN MÉXICO

La decisión de construir una instalación de cogeneración compromete recursos económicos durante varios años que dura su vida útil, debido a la alta intensidad de capital de los sistemas de cogeneración. Para lograr una selección adecuada del sistema de cogeneración es necesario considerar un análisis de la factibilidad económica de cada tecnología.

Cuando se realiza el estudio de factibilidad económica se hace uso de una serie de conceptos que a continuación se definen.

4.1 ÍNDICES ECONÓMICOS.

a) TASA DE DESCUENTO.

La tasa de descuento también llamada costo de oportunidad es la tasa de interés real que refleja el valor del dinero en el tiempo y se utiliza para convertir costos y beneficios que ocurren en tiempos diferentes a valor presente. Así la tasa de descuento es el costo de oportunidad que el mismo inversionista le asigna a su dinero.

En este trabajo la tasa de interés es la tasa que el empresario tendrá que pagar por el dinero prestado para financiar el sistema de cogeneración,, debido a que no siempre el empresario cuenta con el capital suficiente y tiene que recurrir a préstamos bancarios.

b) MONEDA CONSTANTE.

Los análisis económicos se pueden realizar en moneda constante o corriente, sin embargo el uso de moneda constante tiene la ventaja de eliminar el manejo de la inflación. De esta manera al evaluar proyectos de inversión en moneda constante se puede fácilmente hacer comparaciones entre cantidades de dinero que ocurren en diferentes periodos de tiempo. Así los diferentes valores de dinero deben de

ser primeramente convertidos a dinero que tenga el mismo poder de compra. [Tarquin A., Blank L., 1991]

c) FLUJO DE EFECTIVO.

Flujo de efectivo es el término que define los ingresos y gastos asociados al desarrollo de un proyecto que ocurren a lo largo de la vida útil de proyecto. [Coss Bu Raúl, 1989]

Una planta de cogeneración inicia su vida con un estudio de factibilidad técnica y económica, y termina cuando deja de ser conveniente su operación y por tanto es retirada. Durante este periodo son generados gastos e ingresos asociados a las diferentes fases del ciclo de vida de planta las cuales con frecuencia son denominadas: estudios de construcción, operación y retiro. La figura 4.1 ilustra un ingreso al final del primer año y un egreso al final del segundo año, la dirección de las flechas en el flujo de efectivo es importante, en el ejemplo la flecha hacia arriba indica un flujo de efectivo positivo. Inversamente, una flecha hacia abajo indica un flujo de efectivo negativo.

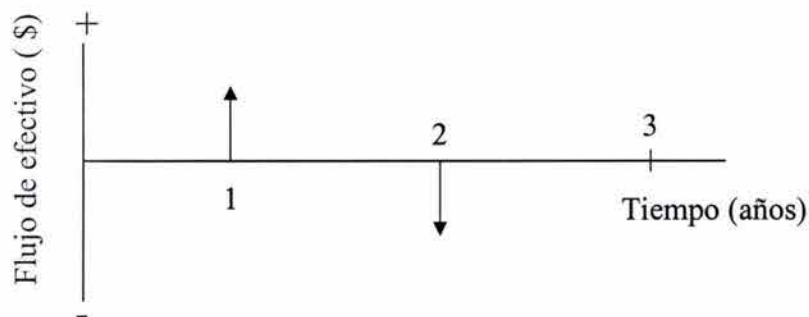


Figura 4.1 Ejemplo de flujo de efectivo positivo y negativo

4.2 CRITERIOS DE EVALUACIÓN

Existen diferentes criterios para evaluar un proyecto de cogeneración, los más importantes son:

a) VALOR PRESENTE (VP)

El valor presente se define como el ingreso que obtendrá el inversionista o la empresa a valores actualizados.

El método del Valor Presente es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Se basa en la suma de todos los flujos de efectivo del proyecto a un cierto período base (generalmente el inicio del proyecto). El VP de un proyecto de inversión está dado por: [Tarquin A., Blank L., 1991]

$$VP = \sum_{j=1}^n \left[\frac{F_j}{(1+k)^j} \right] - I_0 \quad 4.1$$

Donde:

- I_0 = Inversión inicial
- k = Tasa de descuento
- F_j = Flujo de efectivo en el periodo j
- n = Número de años que dura el proyecto

La fórmula anterior tiene una serie de características, primero considera el valor del dinero a través del tiempo al seleccionar un valor adecuado de k .

Criterio de decisión según el análisis del VP. El criterio de toma de decisión cuando se emplea el método de valor presente neto para tomar decisiones de aceptación-rechazo es el siguiente:

Si $VP > 0$, el proyecto es viable, en este caso se toma el proyecto que tenga el más alto VP.

Si $VP < 0$, se rechaza el proyecto

La situación intermedia ($VP = 0$) significa entonces que la realización del proyecto no cambia la situación del inversionista, por lo que su conveniencia dependerá de factores de naturaleza no financiera, como los intereses o gustos personales del inversionista.

b) TASA INTERNA DE RENDIMIENTO (TIR)

La tasa interna de rendimiento (TIR) o criterio de rendimiento es quizá la técnica más empleada para evaluar las alternativas de inversión. La TIR se define como la tasa de descuento que iguala el valor presente de la suma de los flujos de efectivo con la inversión inicial asociada a un proyecto. Esto significa que la TIR es una tasa que iguala a cero el VP de una oportunidad de inversión. Analíticamente, la TIR es igual a la tasa de descuento k , en la expresión. [Tarquin A., Blank L., 1991]

$$0 = \sum_{j=1}^n \left[\frac{F_j}{(1+TIR)^j} \right] - I_0 \quad 4.2$$

Donde:

- I_0 = Inversión inicial
- TIR = Tasa de descuento
- F_j = Flujo de efectivo en el periodo j
- n = Número de años que dura el proyecto

El nombre de Tasa Interna de Rentabilidad proviene de que representa un índice intrínseco o interno al proyecto y sólo depende de los flujos de efectivo de éste. Al ser la TIR la tasa de descuento en la cual el $VP = 0$, se puede considerar como una "tasa base" que permite decidir sobre la conveniencia del proyecto. Además,

se le suele utilizar como una tasa comparativa contra el costo de capital para el inversionista (expresado por ejemplo como una tasa de interés del mercado bancario).

Criterio de decisión según el método de la TIR. El criterio de decisión, cuando se utiliza la TIR en las decisiones de aceptación-rechazo es el siguiente.

Si $TIR >$ Tasa externa, la realización del proyecto es favorable para él inversionista.

Si $TIR <$ Tasa externa, la realización del proyecto no es favorable para él inversionista.

Si $TIR =$ Tasa externa, la realización del proyecto depende únicamente de factores no financieros como los intereses personales del inversionista.

c) RELACIÓN BENEFICIO/COSTO (B/C)

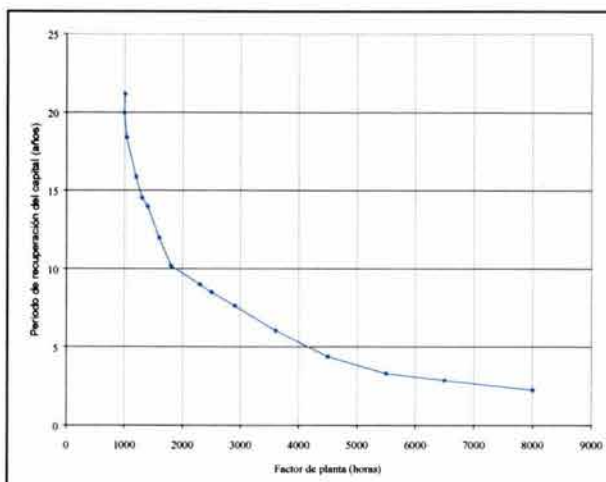
Este método como su nombre lo sugiere se basa en la relación de los beneficios a los costos asociados con un proyecto particular. Un proyecto se considera atractivo cuando los beneficios derivados desde su implantación exceden a los costos asociados. Por lo tanto el primer paso en análisis B/C es determinar qué elementos constituyen beneficios y cuales costos. En general los beneficios son ventajas en términos de dinero que recibe el inversionista, y los costos son los gastos anticipados para construcción, operación, mantenimiento. [Eugene L. Grant, 1992]

Una relación B/C mayor o igual a uno, indica que el proyecto evaluado es económicamente ventajoso.

d) PERIODO DE RECUPERACIÓN DEL CAPITAL.

El periodo de recuperación simple de la inversión. Se define como el cociente entre la inversión (I) y el ahorro anual (A_{ea}).

$$PR = \frac{I}{A_{ea}}$$



Gráfica 4.1 Variación del Periodo de Recuperación del Capital frente al factor de planta.

Fuente: Lluís Jutglar i Banyeras "Cogeneración de calor y electricidad" 1996

Este parámetro sirve para tener una idea aproximada de la bondad de la inversión y saber en cuanto tiempo se recuperará la inversión realizada en el sistema de cogeneración mediante los ahorros que este produzca, también sirve para comparar una instalación de cogeneración con otra. En la gráfica 4.1 se muestra como se comporta el periodo de recuperación del capital de acuerdo al factor de planta.

En los sistemas de cogeneración el periodo de recuperación es un parámetro que se relaciona de manera importante con el factor de planta (horas de operación de la planta), ya que el periodo de recuperación de capital invertido en una planta de cogeneración dependerá de las horas de funcionamiento de esta a lo largo del año. Esto se observa en la gráfica, mientras más tiempo sea utilizado el equipo de cogeneración el periodo de recuperación disminuye, por lo tanto, las plantas de cogeneración deben ser diseñadas de tal manera que el funcionamiento de sus equipos operen el mayor tiempo posible a lo largo de año.

Con lo mencionado, se observa que la viabilidad económica de un proyecto de cogeneración se basa en el conocimiento de parámetros y criterios económicos, con el conocimiento previo de estos factores se describe a continuación el método de costo nivelado que es otro criterio de evaluación para proyectos de inversión. Es un método que permite comparar los costos unitarios totales de dos o más proyectos que generan un mismo producto.

4.3 COSTOS DE GENERACIÓN.

El costo total de generación está compuesto por la suma de los costos de inversión, combustible y operación y mantenimiento.

A continuación se definen cada uno de ellos.

4.3.1 Costos de inversión

Una inversión es el gasto en el cual se incurre para la adquisición o instalación de un bien duradero, este estudio distingue tres elementos del costo unitario de inversión: Costo unitario de inversión directo, Costo unitario de inversión indirecto y Costo unitario actualizado de inversión al inicio de la operación.

Costo unitario de inversión directo: se obtiene de dividir, en moneda constante, todas las erogaciones correspondientes a la obra entre la capacidad de producción del equipo de cogeneración. Este costo refleja el valor de los materiales, equipos, mano de obra, etc., incorporados a la instalación de cogeneración y mide el costo de inversión como si todas las erogaciones tuvieran lugar en el mismo año.

Costos unitarios de inversión indirectos: son los costos de ingeniería, administración y control de la obra.

Costo unitario actualizado de inversión al inicio de la operación: a partir de los costos unitarios directos e indirectos y mediante el uso de una tasa real de descuento del 10% anual (valor utilizado en los proyectos de inversión presentado en el COPAR, 2002) se calcula el valor de la inversión actualizada al inicio de la puesta en operación de la instalación. Esta tasa de descuento incluye el costo de los intereses devengados durante el proceso de construcción.

4.3.2 Costos de los combustibles.

Durante el periodo de operación, uno de los componentes más importantes del flujo es el costo por concepto de combustible.

El costo de los energéticos a lo largo de la vida útil de una instalación de cogeneración, aún medido en moneda constante, es variable; esto es debido a diversas causas, entre las que destacan: [COPAR 2002]

- Los recursos energéticos son finitos y en la medida que son utilizados, su precio aumenta, aún cuando las demás condiciones permanezcan constantes.
- Los efectos ambientales tienen cada vez un mayor peso, esto trae consigo una tendencia a la sustitución de combustibles "sucios" por limpios, esto genera aumentos de costos, ya sea de los energéticos o de las instalaciones para su tratamiento.
- Los avances tecnológicos tienden a disminuir el costo de explotación y procesamiento de los recursos.

- Al explotar un recurso de manera racional, primero son extraídas las reservas de costo mínimo y posteriormente las de mayor costo, esto repercute en incrementos del precio en el futuro.

4.3.3 Costos de operación y mantenimiento.

El costo de operación y mantenimiento del MWh neto generado considera dos componentes, uno fijo y otro variable. Los costos fijos están presentes independientemente de la operación de la planta y por tanto no están directamente relacionados con la energía generada; dentro de esta clase de costos se encuentran los siguientes. [COPAR 2002]

- Salarios.
- Prestaciones.
- Seguro Social.
- Gastos Generales.
- Materiales del área de mantenimiento.

Son costos variables los que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica.

- Materiales
- Servicios de Terceros
- Gastos Generales

4.3.4 Plan de inversión y flujo convencional de gastos en un proyecto de cogeneración.

En la figura 4.2 se muestra un ejemplo del cronograma del plan de inversión en este ejemplo los egresos en $(-N, \dots, -1)$ corresponden a inversiones, mientras que los egresos en $(0, \dots, n-1)$ son los costos de operación. "N" es la duración del período de construcción y "n" la del período de operación. Cada erogación se representa esquemáticamente por una flecha hacia abajo en el eje del tiempo, y algebraicamente con un símbolo con subíndice, representando éste el punto en el tiempo en que se lleva a cabo la erogación.

Flujo de efectivo convencional de erogaciones durante la construcción y operación de un sistema de cogeneración

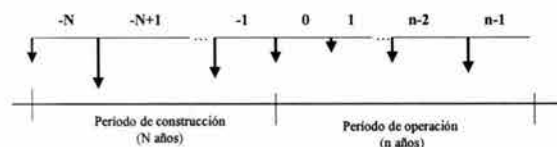


Figura 4.2 Cronograma de inversión de un proyecto de cogeneración.

Fuente: COPAR 1999

4.4 COSTO NIVELADO.

El costo nivelado es un concepto que expresa el costo marginal de largo plazo del bien o servicio producido y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos optativos que permiten obtener un mismo producto o servicio. En este capítulo con el método de costo nivelado se obtienen los costos unitarios de generación eléctrica (\$/MWh) de un sistema de cogeneración y estos costos se comparan con la tarifa de energía eléctrica en media tensión.

En el punto 4.3 se mencionaron los costos que componen el costo total de generación, en este caso para la aplicación del concepto costo nivelado serán: costo nivelado de inversión, costo nivelado de combustibles y costo nivelado de operación y mantenimiento. A continuación se analiza el calculo del costo nivelado de inversión.

La determinación del costo nivelado del Megawatt-hora por concepto de inversión involucra aspectos técnicos y económicos que definen una tecnología, como son: los costos de inversión, el programa de inversión, el factor de planta medio, la potencia por unidad, la vida económica y la tasa de descuento.

El costo nivelado del MWh por concepto de inversión, es definido como [COPAR 2002]

$$CI = \frac{\sum_{t=-N}^{-1} I_t (1+k)^{-t}}{\sum_{t=0}^{n-1} GNA_t (1+k)^{-t}} \quad 4.3$$

Donde:

- CI = Costo nivelado del MWh por concepto de inversión (\$/MWh)
- I_t = Inversión en el año t (pesos)
- GNA_t = Generación neta en el año t (en MWh)
- N = Periodo de construcción (en años)
- n = Vida económica de la planta (en años)
- k = Tasa de descuento (como fracción de la unidad)

Si la generación neta anual (GNA) es uniforme año con año, la relación definida en la ec. 4.3 puede expresarse como sigue:

$$CI = \left[\frac{k(1+k)^{n-1}}{(1+k)^n - 1} \right] \left[\frac{1}{GNA * C} \right] \left[\sum_{t=-N}^{-1} I_t (1+k)^{-t} \right] \quad 4.4$$

Donde:

- C = Capacidad de la central expresada en MW
- GNA = Generación Neta unitaria Anual en MWh/MW

$$GNA = (1 - up) * fp * 8760 \quad 4.5$$

Donde.

- up = Usos propios (como fracción de la unidad)
- fp = Factor de planta (como fracción de la unidad)
- 8760 = Número de horas en un año.

El factor $\frac{k(1+k)^{n-1}}{(1+k)^n - 1}$ es conocido como "factor de recuperación del capital" y es denotado por el símbolo $frc(k,n)$. Por lo tanto, el primer término de la ecuación 4.4 puede escribirse como:

$$\frac{frc(k, n)}{1 + k} \quad 4.6$$

Así la expresión 4.4 puede tomar la forma siguiente:

$$\overline{CI} = \left[\frac{I}{C} \right] \left[\frac{1}{GNA} \right] \left[\frac{frc(k, n)}{(1+k)} \right] \left[\sum_{t=-N}^{-t} W_t (1+k)^{-t} \right] \quad 4.7$$

donde:

$$I = \sum_{t=-N}^{-t} I$$

$$W_t = \frac{I_t}{I}$$

$$\frac{I}{C} = CU \text{ es el Costo Unitario por Inversión por MW}$$

W_t = Factores del perfil o cronograma de inversión y se expresan como fracción de la unidad.

$$\sum_{t=-N}^{-t} W_t (1+k)^{-t} = \text{Factor del valor presente y se le denota como } fvp(k, w)$$

Por lo anterior la expresión 4.7 puede escribirse de la siguiente manera:

$$\overline{CI} = CU \left[\frac{1}{GNA} \right] \left[\frac{frc(k, n)}{(1+k)} \right] [fvp(k, w)] \quad 4.8$$

La expresión 4.8 involucra el producto del costo unitario de inversión (CU) por una expresión conocida como factor de costo nivelado.

Esta misma metodología con la que se obtiene el costo nivelado por concepto de inversión, es empleada para obtener los costos nivelados por concepto de combustibles y de operación y mantenimiento.

4.4.1 Costo nivelado por concepto de combustible.

Para el cálculo del costo nivelado por concepto de combustible se debe considerar las expectativas de evolución de los precios de los combustibles.

El costo nivelado del MWh por concepto de combustible se define como:[J., Percebois, 1989]

$$CC = \frac{\sum_{t=n}^t \frac{D(t)}{(1+k)^t}}{\sum_{t=0}^t \frac{E(t)}{(1+k)^t}} \quad 4.9$$

donde:

CC = Costo nivelado por concepto de combustible

E(t) = Producción de energía eléctrica en el año t (MWh)

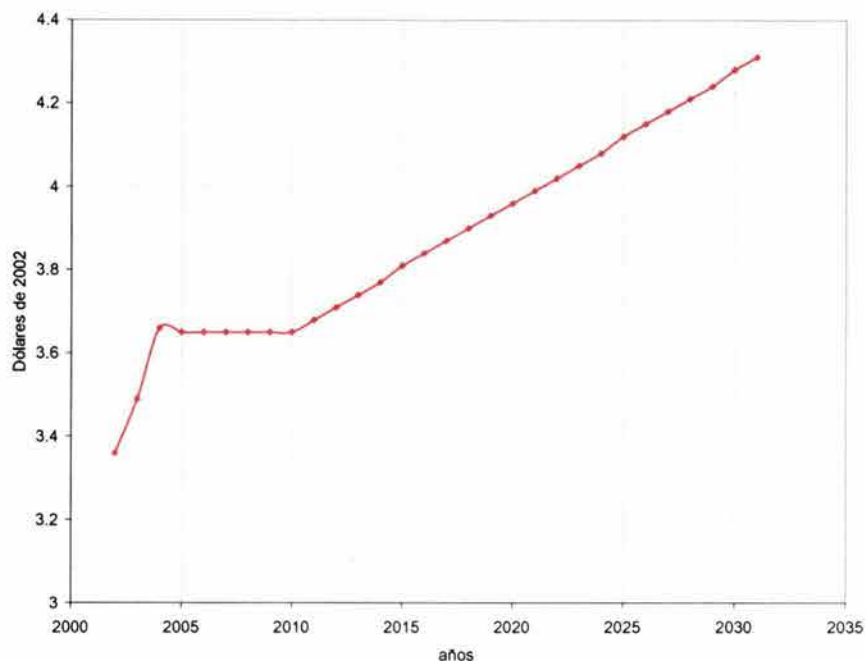
D(t) = Costo del combustible en el año t por el consumo de combustible en el año t (\$)

En la evaluación económica que en este trabajo se realiza, se considera al gas natural como el combustible preferido por los desarrolladores de sistemas de cogeneración, debido a la tecnología más eficiente y de menor intensidad de capital de los ciclos combinados y turbinas de gas que funcionan bien solamente con este energético. Asimismo, considerando que la vida útil de las plantas de cogeneración es de 30 años, se toma en cuenta el escenario medio de los precios del gas natural estimados por CFE en 2002 (COPAR, 2002) como los precios futuros de gas natural en la evaluación de este trabajo, cuyos datos aparecen en la tabla 4.1 y graficados en la figura 1.

Tabla 4.1 Precios de los combustibles.
(en pesos)

Combustible	Unidad (U)	Poder Calorífico (MJ/U)	Doméstico		Precios actuales Externos de referencia		
			(\$/U)	(\$/MJ)	(\$/U)	(dól/U)	(\$/MJ)
Gas natural nacional	1000ft ³	1.065	31.012	0.02911			
Gas natural importado	1000ft ³	1.084			32.26	3.36	0.02984

Fuente: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico, CFE. 2002



Gráfica 4.2 Precio del Escenario Medio de los combustibles

Fuente: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico, CFE. 2002

El costo nivelado por concepto de operación y mantenimiento para este trabajo, se considero consultando a fabricantes (GE Power Generation y Genbacher Energie) como el 19.6% del costo de generación por concepto de inversión y combustible del sistema de cogeneración.

4.4.2 Método de cálculo para el costo de producción de electricidad de sistemas de cogeneración

El método consiste en valorar la energía térmica (vapor) producida en un sistema de cogeneración a partir de los costos de producción de esta misma cantidad de vapor en una "caldera equivalente", que hipotéticamente nos proporcionaría la misma cantidad de vapor que se genera en la instalación de cogeneración.

Para realizar los cálculos del costo del calor generado se supone que la caldera equivalente utiliza el mismo combustible que el que se utiliza en la instalación de cogeneración. Las opciones que se pueden presentar para aplicar este método son los siguientes: [DGEMP, 1997]

a) Valorización del calor a costos completos

Los costos de inversión equivalente de la cogeneración los cuales se definen como (costos de inversión total de la instalación de cogeneración – Costos de inversión de la caldera equivalente)

En este trabajo, se completa este método considerando los costos de combustibles y de operación y mantenimiento.

Para la aplicación de este método, se consulto a fabricantes para obtener el costo de la caldera equivalente que generaría la misma cantidad de energía térmica que la obtenida con los sistemas de cogeneración considerados en esta tesis

Como parte del método se estima la energía térmica producida en la caldera equivalente como:

$$Q_t = \dot{m} (h_s - h_{ent}) \quad 4.10$$

Donde:

- \dot{m} = flujo másico del vapor generado (t/h)
- h_s = Entalpía del vapor generado (KJ/kg) a la salida de la caldera equivalente.
- h_{ent} = Entalpía del agua de alimentación de la caldera equivalente (KJ/kg)

El consumo de combustible debido a esta generación de energía térmica es:

$$C_t = \frac{Q_t}{\eta_{caldera}} \quad 4.11$$

donde:

- $\eta_{caldera}$ = eficiencia de la caldera equivalente.

Conociendo que el consumo de combustible del sistema de cogeneración es:

$$C_{totalCg} = C_t + C_e \quad 4.12$$

Donde:

- C_e = Consumo de combustible para la generación de energía eléctrica

Una vez calculada la cantidad de energía consumida en forma de combustible para la generación de energía térmica en la caldera equivalente, se estima el costo nivelado del combustible para la generación del MWh_t. Con el costo de inversión de la caldera equivalente se estima el costo nivelado de la inversión para generar el MWh_t. Por último el costo nivelado de operación y mantenimiento se cálculo considerando que es igual a 20% del costo nivelado por concepto de combustible según la experiencia de fabricantes y usuarios consultados.

Finalmente una vez obtenido el costo total del MWh_t de la "caldera equivalente" se obtiene el costo del MWh_e del sistema de cogeneración según la siguiente formula:

$$MWh_{tot. del sist. de cogeneracion} - MWh_{t de la caldera equivalente} \quad 4.13$$

Los cálculos realizados se presentan en el anexo B y en la tabla 4.6 y 4.7 los resultados obtenidos con este método.

b) Valorización del calor a costos proporcionales

En este caso los cálculos son igualmente realizados para darle un valor al calor sobre la base de su costo proporcional, esto es sobre la base del costo del combustible y de operación y mantenimiento que se utilizaría para producir calor dentro de la caldera equivalente, sin tomar en cuenta el costo de inversión de la caldera. Esta segunda aproximación es menos favorable a la cogeneración que la primera.

En este trabajo se utilizó el método de valorización del calor a costos completos ya que se está considerando que la instalación de cogeneración es nueva, y el inciso b), se aplicaría para sistemas de cogeneración que ya están operando y la inversión ya fue realizada anteriormente.

4.5 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.

El primer paso para evaluar un proyecto de cogeneración es determinar los requisitos específicos de electricidad y de energía térmica de la instalación. Los factores típicos de evaluación de un proyecto de cogeneración son:

- Costo de inversión
- Costo de combustibles
- Costo de operación y mantenimiento

Para fines de este estudio se decidió utilizar los datos de las tablas 4.3 y 4.4. La mayoría de estos datos fueron tomados de la publicación Costos y Parámetros de Referencia para Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico publicado por CFE en 1999.

Los equipos que tienden a predominar en la cogeneración son las tecnologías de ciclos combinados y el turbogas. Estos sistemas tienen como características eficiencias altas en los procesos de cogeneración y utilizan como combustible gas natural.

Para este estudio se tomaron como referencia los parámetros básicos presentados en la tabla 4.2, y el programa de inversión que se muestra en la tabla 4.3. La potencia de los sistemas evaluados en este trabajo son de 20 MW, 51 MW, 69 MW, 171 MW y 270 MW. La talla de estas plantas se determinó para que el estudio comprenda rangos de capacidad grandes y pequeñas. Finalmente las 2 últimas tallas son similares a las capacidades presentadas por el COPAR [CFE, 1999] para plantas turbogas y ciclo combinado, de tal manera que los datos de los parámetros básicos que se utilizan en este estudio son iguales a los del COPAR a excepción de la talla de 20 MW. Respecto a la talla de 51 MW se

considera el plan de inversión igual que para una turbogas de 70 MW presentado en el COPAR así como la vida útil y usos propios.

Tabla 4.2 Parámetros básicos para el cálculo del costo de generación en sistemas de cogeneración

Plantas de Cogeneración	Potencia (MW)	Eficiencia (%)**	Vida Útil*	Factor de Planta (%) **	Usos Propios*	\$Doll/MW de 2002***
Ciclo combinado gas	1x20	85.0	30	90	3.10	1'088,394
Turbogás Industrial gas	1x51	72.0	30	90	1.10	901,176
Turbogás Industrial gas	1 x 69	72.0	30	90	1.10	879,023
Turbogas Industrial gas	1 x 171	72.0	30	90	1.10	519,197
Ciclo Combinado gas	1x 270	85.0	30	90	3.10	420,632

Fuente: *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico, CFE. 2002

**Datos propios

***GTW Handbook 2002

Tabla 4.3 Programa de Inversión

Plantas de cogeneración	Potencia Bruta (MW)	Programa de inversión %		
		-3	-2	-1
Ciclo combinado gas	1x20		73.80	26.20
Turbogás Industrial gas	1x51		10.50	89.50
Turbogás Industrial gas	1 x 69		10.50	89.50
Turbogas Industrial gas	1 x 171		10.50	89.50
Ciclo Combinado gas	1x 270		73.80	26.20

Fuente: costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico, CFE. 2002

En este trabajo se considera como hipótesis que los sistemas de cogeneración cubren las necesidades eléctricas y una parte de sus necesidades térmicas, y el faltante térmico se cubre con una caldera convencional.

Para determinar la generación de calor que se obtiene con el sistema de cogeneración, el análisis se realizó en condiciones ISO (15 °C y 1.03 bar), Para obtener estos resultados se consultó a fabricantes (GE Power Generation y Genbacher Energie), quienes en su base de datos de turbinas de gas cuentan con modelos numéricos que proporcionan las condiciones termodinámicas del calor obtenido con el proceso de cogeneración.

En la tabla 4.4 se reporta el funcionamiento para condiciones ISO de los diferentes sistemas de cogeneración evaluados en este trabajo. En esta tabla se observa que el sistema que tiene mayor generación de energía térmica en términos absolutos es el sistema de 270 MW mientras que los sistemas de menor tamaño tienen una menor generación de energía térmica. Esto es debido a que los gases de la salida de la turbina de gas se generan en cantidades mayores en los sistemas de mayor tamaño el cual puede ser aprovechado como energía térmica. En esta misma tabla se presenta el régimen térmico que es la cantidad

de calor consumido en una hora por cada unidad de energía obtenida a la salida del generador eléctrico de un sistema de cogeneración.

Tabla 4.4 Comportamiento de los sistemas de cogeneración en condiciones ISO

Plantas de cogeneración		MW _e 20	MW _e 51	MW _e 69	MW _e 171	MW _e 270
Generación térmica	(MWht)	34.97	110.1	158.1	350.9	297.3
Factor de planta	(h/año)	7884	7884	7884	7884	7884
Eficiencia del sistema	(%)	85	72	72	72	85
Régimen térmico Q/E	(kJ/kWh)	11,532	11,001	10,872	10,036	7,638

Fuente: GTW Handbook, 2002

La tabla 4.5 muestra la estructura de costos de generación eléctrica calculados en los sistemas de cogeneración mencionados a partir de las ecuaciones 4.3 a la 4.8. Para realizar esto, se diseñó una hoja de cálculo en Excel versión 7 que simuló las ecuaciones 4.3 a 4.13 con las cuales se obtiene el valor presente de los flujos de caja de los 5 proyectos analizados y de los costos nivelados de capital y de combustible. Este diseño de hojas de cálculo posteriormente se amplió para simular un análisis de sensibilidad de la tasa interna de retorno respecto a los parámetros de factor de planta, precio de combustibles, vida útil y eficiencia, así como para estimar la TIR, el periodo de recuperación y relación beneficio costo.

En los resultados de la tabla 4.5 es importante mencionar que el costo nivelado de operación y mantenimiento por experiencia de usuarios y fabricantes (CFE, GE Power Generation y Genbacher Energie) se consideró el 19.6 % del costo de generación por concepto de inversión y combustible del sistema de cogeneración.

En la misma tabla 4.5 se observa que el costo unitario de generación es menor para los sistemas de mayor capacidad y viceversa. Se aprecia también que los sistemas de 171MW, 69MW y 51MW tienen el mismo costo unitario de combustibles debido a que tienen la misma eficiencia. Lo mismo sucede con las tallas de 270MW y 20 MW.

Tabla 4.5 Costos unitarios de generación total con un sistema de cogeneración precios medios de 2002 (dólares)

Sistema de cogeneración	Inversión Dol/Mwh	Combustibles Dol/MWh	O & M Dol/Mwh	Total Dol/MWh
CC gas 20 MW	16.22	15.65	6.370	38.24
Turbogas 51 MW	13.45	18.47	6.226	37.36
Turbogas 69 MW	12.28	18.47	6.150	36.90
Turbogas 171 MW	7.15	18.47	5.124	30.74
CC. gas 270 MW	6.42	15.65	4.414	26.48

Los resultados de la tabla 4.6 se obtienen a partir de las ecuaciones 4.9 a 4.12, de la misma manera que el caso anterior se utilizó el modelo desarrollado para obtener estos resultados.

En la tabla 4.6, se muestran los costos unitarios de generación de vapor obtenidos a partir de la generación con una caldera equivalente, como se observa los costos obtenidos muestran que el sistema de 270 MW presenta los costos unitarios menores. El costo por el concepto de operación y mantenimiento representan el 20% del costo unitario del combustible, este porcentaje se consideró por las recomendaciones realizadas por usuarios y fabricantes de calderas (CFE, y Genbacher Energie).

Tabla 4.6 Costos unitarios de generación de calor en una caldera equivalente.

Sistema de cogeneración (MW _e)	Caldera equivalente (MWh _t)	Inversión Dol/MWh _t	Combustibles Dol/MWh _t	O & M Dol/MWh _t	Total Dol/MWh _t
CC gas 20	34.970	1.26	0.016	0.0320	1.308
Turbogas 51	110.01	1.36	0.015	0.0030	1.378
Turbogas 69	158.10	0.46	0.023	0.0046	0.488
Turbogas 171	350.90	0.16	0.011	0.0022	0.173
CC. gas 270	297.30	0.44	0.010	0.0020	0.452

Los resultados obtenidos en este trabajo se realizaron para obtener costos de generación de energía eléctrica y vapor, que son los productos obtenidos a partir de un sistema de cogeneración.

Los costos unitarios totales de generación eléctrica de los sistemas de cogeneración, se comparan en la tabla 4.7 con la tarifa en media tensión (H-M), para la región central del país la cual es una tarifa representativa para el sector industrial en el consumo de energía eléctrica.

Esta comparación se realizó, para mostrar al industrial interesado en cogenerar, la diferencia que existe en seguir facturando a las compañías eléctricas o implantar sistemas de cogeneración, del que además obtendrán vapor para proceso.

Tabla 4.7 Costo unitario de generación
(dólares del 2002)
(precios medios de 2002)

Sistema de cogeneración**	Potencia Bruta (MW)	Inversión (\$/MWh)	Combustible (\$/MWh)	Operación y Mantenimiento o (\$/MWh)	Total (\$/MWh)	Tarifa en media tensión para la región central del país * índice
						42.02
Ciclo combinado	20	14.96	15.49	5.96	36.41	86
Turbogás Industrial gas	51	12.10	18.46	5.98	36.53	87
Turbogás Industrial gas	69	11.82	18.45	5.93	36.20	87
Turbogás Industrial gas	171	6.99	18.45	4.98	30.42	72
Ciclo combinado	270	5.98	15.64	4.23	25.82	61

Fuente: * CFE, Gerencia Comercial 2003

**Sistemas evaluados en este trabajo

Al comparar los resultados con la tarifa de la red eléctrica con todos los sistemas evaluados se obtuvieron resultados aceptables ya que todos se encuentran por debajo del precio de la tarifa. El sistema de 20MW se encuentra por debajo del precio de la tarifa en 14%, los sistemas de 51, y 69 MW en 13 % respectivamente y los sistema de 171 y 270 MW se encuentran en 28 % y 39 % respectivamente, es evidente que el sistema de 270 MW es el más atractivo ya que presenta un índice menor que los demás sistemas. Es importante señalar que la tarifa de CFE implica los costos de generación, transmisión y distribución y es complicado y casi imposible tener acceso a la metodología para determinar estas tarifas, el objetivo de estos resultados, es únicamente mostrar la diferencia que existe, entre lo que le costaría al cogenerador generar su propia energía eléctrica y lo que estaría facturando con CFE.

Estos resultados muestran que la cogeneración es rentable para los industriales, ya que la facturación realizada a CFE o LyFC por el consumo de energía eléctrica. Se vería disminuido de manera considerable. Además se contaría con el beneficio de la generación de vapor.

Con los resultados obtenidos se puede decir entonces que: los sistemas de cogeneración son atractivos debido al ahorro de combustible ya que a partir de la misma cantidad de energía primaria utilizada para generar energía eléctrica se genera además energía térmica que necesita el industrial. En este caso para una industria en específico se tendría que saber si se desea cubrir la demanda de energía térmica y generar solo una parte de energía eléctrica lo que significaría comprar el faltante a la red eléctrica o si se desea cubrir la demanda de energía eléctrica y generar la energía térmica faltante con una caldera convencional. Finalmente, se tiene el caso de excedentes de energía eléctrica para su venta a la red. Este último caso será tratado en la siguiente sección. Tomando cualquiera de las opciones, el costo del combustible es el mismo, tanto en sistemas convencionales como en sistemas de cogeneración. En consecuencia la eficiencia global en el aprovechamiento de la energía de este combustible en el proceso de cogeneración es el ahorro que se obtiene contra el proceso convencional.

4.6 ANÁLISIS MICROECONOMICO.

En esta sección se procede a realizar un análisis microeconómico, para evaluar el desempeño económico de los sistemas de cogeneración para dos casos:

- Sin excedentes de energía eléctrica.
- Con excedentes de energía eléctrica.

4.6.1 Sin excedentes de energía eléctrica

Para la realización de este análisis se utilizaron las hojas de calculo diseñadas previamente para la determinación del costo de generación de energía eléctrica. En el anexo C se muestran los cálculos para cada análisis. En este análisis se

considera como un beneficio, el dinero que el industrial deja de pagar a CFE por concepto de compra de energía eléctrica, ya que se supone que las industrias que cogeneran se autoabastecerán tanto de energía eléctrica y energía térmica y no tendrán excedentes eléctricos.

Tabla 4.8 Variables generales para la evaluación microeconómica

Concepto		Valor
Vida económica	(años)	30
Tasa de descuento	(%)	10
Factor de planta	(%)	90
Precio de compra de la electricidad	(dol/MWh)	42.02

Tabla 4.9 Resultados del análisis microeconómico

Sistema de cogeneración	Potencia (MW)	Eficiencia (%)	Factor de planta (%)	Tasa Interna de retorno (%)	Periodo de recuperación (años)	Relación beneficio-costo (---)
Ciclo combinado	1x 20	85	90	13.64	11.22	1.15
Turbogas Industrial	1x 51	72	90	13.08	11.46	1.12
Turbogas industrial	1x 69	72	90	13.53	10.9	1.13
Turbogas Industrial	1 x 171	72	90	22.83	5.48	1.29
Ciclo combinado	1 x 270	85	90	33.54	3.57	1.48

En la tabla anterior se muestran los resultados obtenidos del análisis microeconómico, el haber obtenido una TIR mayor al 10% para cada uno de los sistemas de cogeneración evaluados nos indica que son aceptables en términos de la tasa de descuento considerada para este análisis que es de 10%. En términos económicos la TIR representa el porcentaje o tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, de tal forma que al final de la vida del proyecto el saldo recuperado sea igual a cero. El saldo no recuperado de la inversión en cualquier punto del tiempo de la vida del proyecto es la fracción de la inversión original que aun permanece sin recuperar en ese momento, en otras palabras la TIR es para un proyecto lo que el interés para un crédito. En este análisis los sistemas de mayor tamaño son los que presentan una TIR más atractiva, esto muestra que aun la economía de escala para este tipo de equipos es muy significativa ya que el cogenerador al decidirse por un sistema de mayor tamaño puede esperar mejores rendimientos que un proyecto en el cual la generación de energía eléctrica y vapor es mayor, en estos dos sistemas la TIR del sistema de 171 MW se encuentran en 9.2 % por arriba de la TIR del sistema de 20 MW y en 19.9 % la de 270 MW.

El análisis con el método del Periodo de Recuperación (PR) indica el tiempo en que tarda un inversionista para recuperar, mediante los ingresos que produce un proyecto. Todos los sistemas tratados en este trabajo presentan un PR aceptable. Para los casos de los sistemas de 20, 51 y 69 MW los PRs calculados son de alrededor de 11 años. Si bien desde una perspectiva industrial estos valores podrían conservadores, estos son aceptables desde una perspectiva de proyectos de generación eléctrica, ya que el criterio que prevalece en el sector eléctrico es

que este indicador es atractivo cuando es menor a la mitad de la vida útil del sistema.

Finalmente para los sistemas de 171 y 270 MW este indicador esta muy por debajo del parámetro de aceptación, de tal forma que los hace más atractivos, del mismo modo que en el caso anterior decidirse por un sistema de talla mayor la inversión se recupera de forma acelerada.

El análisis con el método de la Relación Beneficio Costo (RBC) muestra también que todos los sistemas son aceptable ya que esta relación es para todos los casos mayor a uno. Recordando que este valor obtenido resulta del cociente entre el valor presente de los beneficios o ingresos de un proyecto, entre el valor presente de los costos o egresos del mismo. Dichos costos se consideran con signo positivo, ya que el objetivo de este indicador es evaluar, en valor presente, la proporción en que los beneficios superan o son superados, por los costos del proyecto. Los valores obtenidos en la RBC para todos los sistemas significan lo siguiente:

Para el sistema de 20 MW, el valor de 1.15 significa que el Valor Presente (VP) de los beneficios es mayor 15% que el VP de los costos, esta ganancia equivale al 15% de la inversión total.

De la misma forma para cada uno de los sistemas de 51, 69, 171 y 270 MW estos beneficios son de: 12%, 13 %, 29% y 48% respectivamente.

Estos dos últimos casos muestran nuevamente la competitividad de los sistemas de cogeneración de tallas mayores, ya que estos tres indicadores económicos muestran que para los sistemas de mayor capacidad, los resultados obtenidos son más atractivos, esto debe ser un detonador para que los industriales piensen en la instalación de sistemas de cogeneración con generación de energía eléctrica y vapor con capacidades grandes, aunque no se descarta la viabilidad de los sistemas de talla menor de acuerdo a los resultados conservadores obtenidos.

4.6.2 Con excedentes de energía eléctrica.

En esta subsección se muestra los resultados económicos de dos sistemas de cogeneración que presentan excedentes de energía eléctrica debido a un incremento de su factor de planta. Para tales cálculos, se considera como precio unitario de la compra de energía eléctrica excedentaria el de Recepción Automática Notificada que se pagaría a razón de 0.90 veces el costo marginal regional incurrido en cada período horario diario base. En la tabla 4.11 se muestra este costo.

Tabla 4.10

Región central	Cargo de energía de base (USD ₂₀₀₃ /MWh)
	42.02

Fuente:CFE, Gerencia Comercial 2000

Los cálculos se realizaron considerando los valores obtenidos del análisis de sensibilidad respecto al factor de planta de los sistemas de cogeneración basados en un ciclo combinado de 270 MW y de un turbogás de 51 MW. No obstante que se seleccionaron estos dos tamaños, de acuerdo a los resultados de sensibilidad, todos los sistemas presentan el mismo comportamiento ante la variación de este parámetro. Los resultados se muestran en las siguientes tablas comparativas.

Tabla 4.11

Tecnología	Factor de planta (%)	
	Valor sin excedentes	+10% de excedentes
Ciclo Combinado 1x 270 MW		
Tasa Interna de retorno (%)	33.54	35.56
Periodo de recuperación (años)	3.57	3.30
Relación beneficio–costo (---)	1.48	1.53

Tabla 4.12

Tecnología	Factor de planta (%)	
	Valor sin excedentes	+10% de excedentes
Turbogás 1x 51 MW		
Tasa Interna de retorno (%)	13.08	14.63
Periodo de recuperación (años)	11.46	10.27
Relación beneficio–costo (---)	1.12	1.14

Estos valores reflejan mejores resultados al considerar excedentes de energía eléctrica. Para ambos casos se observaron incrementos para cada uno de los parámetros económicos evaluados. En el caso del ciclo combinado el incremento en la TIR debido a la venta de excedentes fue de 2 puntos porcentuales. Respecto al PR, éste mejora en 0.27 años mientras que la relación BC se incrementa en .05. Para la tecnología de turbogás se muestra que la venta de excedentes mejora la TIR en 1.55 puntos, mientras que el PR mejora en 1.2 años. Finalmente, la relación BC se incrementa en .02.

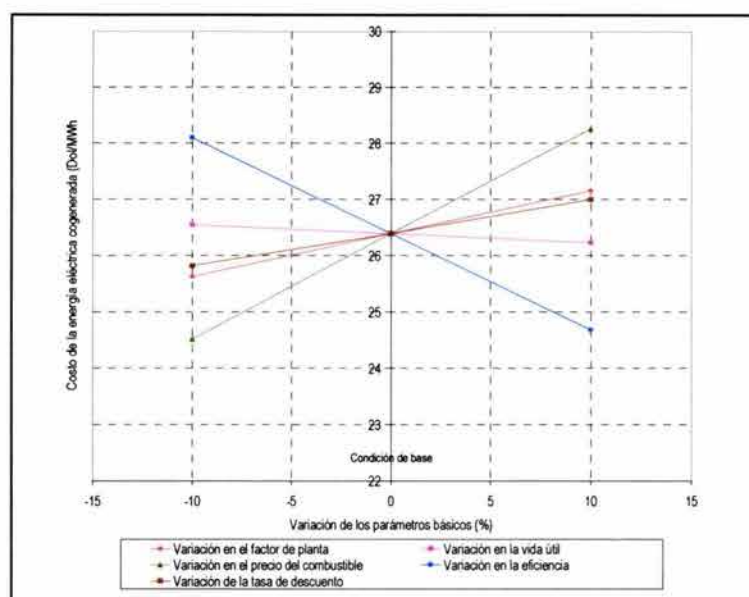
Estos resultados muestran que la posible venta de excedentes mejoraría ligeramente la economía de los sistemas de cogeneración analizados.

4.7 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

En esta sección se analiza la sensibilidad del costo de valoración de la electricidad cogenerada ante las variaciones en los parámetros básicos como son el factor de planta, la vida útil, la eficiencia, tasa de descuento y el precio del combustible. Este análisis de sensibilidad consiste en valorar el efecto en los parámetros económicos al modificarse solo una de las variables manteniéndose constantes las restantes. Estos efectos son más claramente observables por medio de gráficas, por lo tanto se han preparado varias gráficas que se muestran en las siguientes páginas. Las variaciones para cada uno de los diferentes parámetros son de +- 10%. Se recordará que en el caso base para el que se ha calculado el

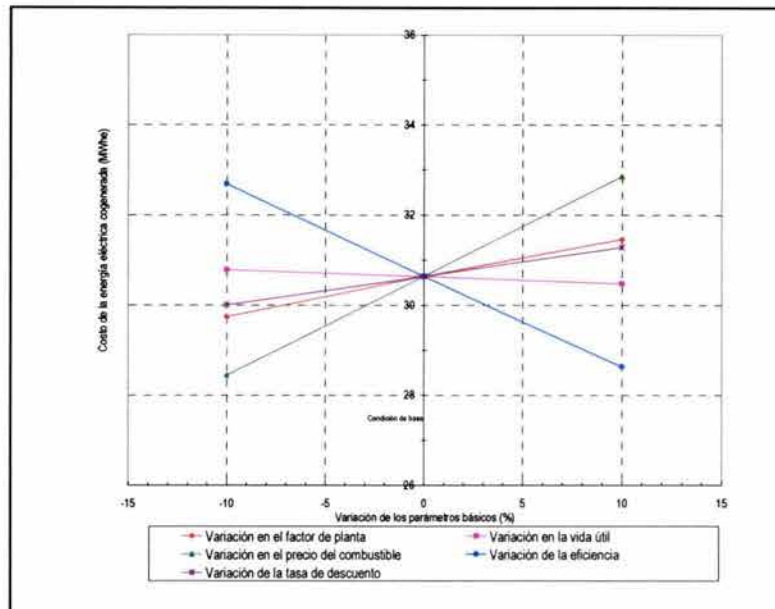
costo unitario de generación de la energía eléctrica son los datos reportados en la tabla 4.8. Los resultados obtenidos se muestran en las siguientes gráficas.

En la gráfica 4.2, se muestra la sensibilidad del sistema de cogeneración de 270 MW, los factores que mayor incidencia tienen sobre el costo de la energía eléctrica son la eficiencia y el precio del combustible ya que con el incremento de estos factores de +- 10, en este caso fue para el combustible de 8% y en la eficiencia de 7%, el factor que incide menos es la variación de la vida útil ya que únicamente existe una variación de 1% en el costo de la energía eléctrica por último el factor de planta y la tasa de descuento la variación es de 3% respecto a la condición de base en ambos casos.



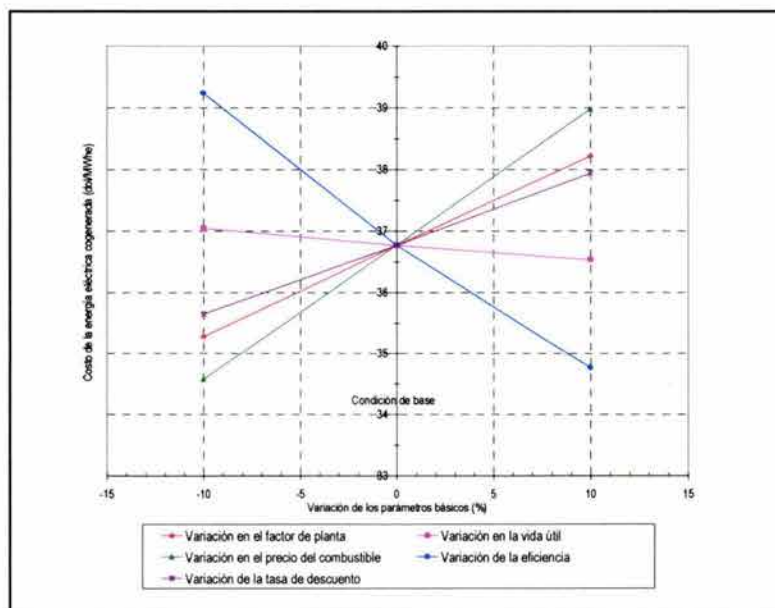
Gráfica 4.3 Variación de los parámetros básicos para el sistema de cogeneración de 270 MW.

La gráfica 4.4 muestra el análisis de sensibilidad del sistema de cogeneración de 171 MW en el cual se observa que el parámetro que más incide en la variación del costo de la energía eléctrica cogenerada es el precio del combustible cuya variación en 10% redunda en una variación de 8% en los costos de generación. Enseguida se tiene la variación de la eficiencia cuya variación en 10% se traduce en variaciones del costo de generación de 6%, por último, variaciones del mismo orden en la tasa de descuento, factor de planta y la vida útil se traducen en variaciones pequeñas del orden de 3% para los dos primeros y 1% para el segundo.



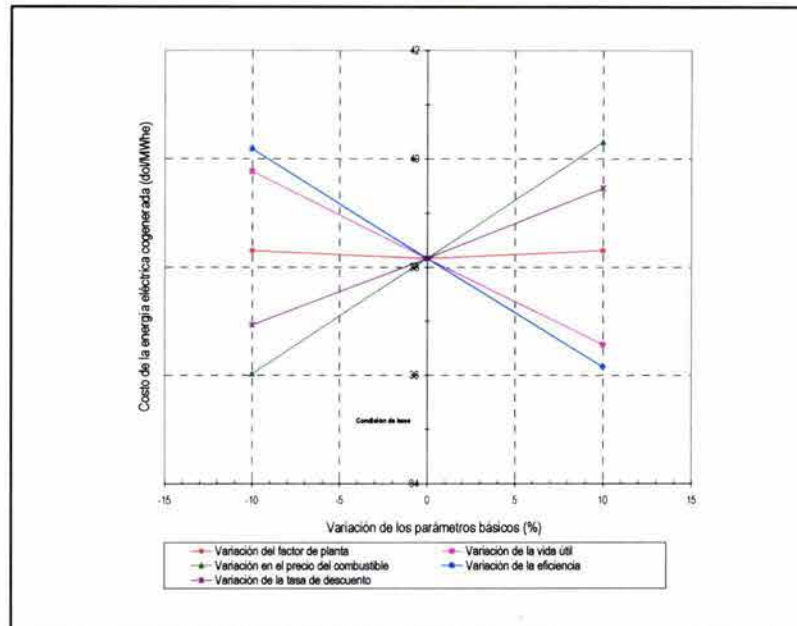
Gráfica 4.4 Variación de los parámetros básicos para el sistema de cogeneración de 171 MW

De acuerdo a la gráfica 4.5, la sensibilidad del sistema de cogeneración de 69 MW. Para el precio del combustible y la eficiencia el costo varía en 6%. El factor de planta y la tasa de descuento producen variaciones del 3%. Por último este sistema es muy poco sensible a las variaciones en la vida útil (produce variaciones de 1%).



Gráfica 4.5 Variación de los parámetros básicos para el sistema de cogeneración de 69 MW

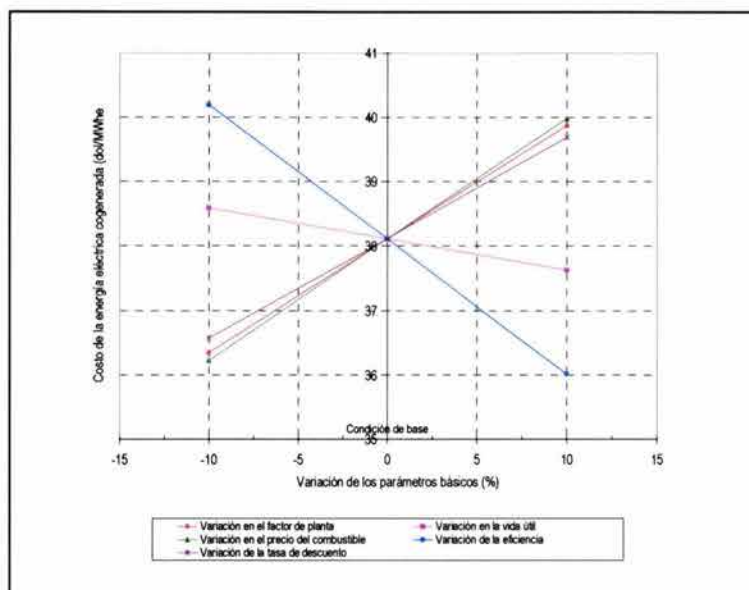
En la gráfica 4.6 (sistema de cogeneración de 51 MW) se observa que variaciones del 10% en la eficiencia y el precio del combustible produce cambios importantes en el costo de la energía eléctrica cogenerada del orden de 6%, la tasa de descuento y el factor de planta de 3%, Finalmente, cambios en la vida útil influyen en el costo de generación en 2%.



Gráfica 4.6 Variación de los parámetros básicos para el sistema de cogeneración de 51 MW.

La grafica 4.7 muestra el análisis sensibilidad del ciclo combinado de 20 MW. En este sistema los parámetros que inciden nuevamente ante una variación del 10%, son el precio del combustible y la eficiencia en 6% aproximadamente cada uno, en seguida se tiene la variación del factor de planta y la tasa de descuento que tienen una variación del 4%, por último la variación de la vida útil únicamente varia 1%.

Concluyendo, este análisis muestra que los parámetro de mayor incidencia en la generación de energía eléctrica cogenerada son el precio del combustible y la eficiencia, ya que todos los sistemas de cogeneración son sensibles a la modificación de estos parámetros, lo cual se manifiesta en los resultados obtenidos. Esto nos indica que en los sistemas de cogeneración, gran parte de sus costos de generación están directamente relacionados con el precio del combustible y la eficiencia de operación de cada uno de ellos.



Gráfica 4.7 Variación de los parámetros básicos para el sistema de cogeneración de 20 MW.

En este capítulo se mostró que tan viables pueden ser los proyectos de cogeneración con respecto a los sistemas convencionales, y principalmente comparando los costos de generación con la tarifa que ofrecen las compañías eléctricas y se puede decir que son lo suficientemente rentables para los industriales que demanden tanto energía eléctrica y energía térmica, en este trabajo se presentan solamente cinco sistemas de cogeneración, con los cuales se obtuvieron resultados aceptables ya que todos muestran que los costos de generación son totalmente competitivos frente a la tarifa de la compañía eléctrica.

Para el caso donde se desee hacer un estudio detallado tanto técnico como económico, tendrán que considerarse detalles como: las demandas de vapor y las condiciones termodinámicas a las que este se desea, así también como las condiciones geográficas donde se tiene considerado instalar estos sistemas, ya que todos estos factores son de vital importancia para diseñar los sistemas de cogeneración y que influyen en el costo de generación de la energía cogenerada.

Los resultados aquí presentados, muestran que los sistemas de cogeneración son una buena alternativa para sustituir a los sistemas convencionales, ya que como se muestra en este capítulo, presentan mayores ventajas en cuanto a la eficiencia y permiten también tener un mayor factor de planta.

Los resultados obtenidos muestran que los sistemas que mejor compiten con las tarifas eléctricas de CFE o LyFC son las tallas mayores de 270 y 171 MW, ya que los datos obtenidos se encuentran por debajo de estos en el orden del 39% y 28% respectivamente.

Aún cuando las tallas menores no arrojan resultados tan favorables como los anteriores, actualmente las solicitudes de los permisos ante la CRE se encuentran alrededor de las tallas de menor capacidad (69MW, 51MW y 20 MW) donde estas empresas satisfacen sus demandas de energía térmica y parte de su demanda de energía eléctrica y el resto la compran a alguna compañía eléctrica, así en este capítulo se muestra la viabilidad de los sistemas de cogeneración con respecto a los sistemas convencionales y se puede decir entonces, que estos sistemas son competitivos y viables para llevarse a cabo en México.

En el capítulo siguiente se discuten algunos de los factores que actualmente detienen el completo desarrollo de la cogeneración en México.

CAPITULO V

BARRERAS PARA EL DESARROLLO DE LA COGENERACIÓN EN MÉXICO.

En México, desde 1992 se han venido realizando reformas a la LSPEE con modificaciones que obedecen a los lineamientos de acciones que permiten cogenerar. Estas modificaciones se trataron con detalle en el capítulo 3 de este trabajo.

Las modificaciones de los conceptos contenidos en los Artículos del Reglamento de la LSPEE, cuyo estricto y cabal cumplimiento promoverían el desarrollo de la cogeneración, hasta la fecha no se han traducido en nada relevante en cuanto al desarrollo de estos sistemas.

Aún cuando ya existen disposiciones institucionales, jurídicas y reglamentarias para el desarrollo de proyectos de cogeneración, existe un conjunto de barreras, las cuales se comentan a continuación.

5.1 PROBLEMAS DE REGULACIÓN.

En cuanto a permisos:

El día 23 de diciembre de 1992, el H. Congreso de la Unión aprobó las reformas, adiciones y derogaciones de diversas disposiciones de la LSPEE entre las que se encuentra la modificación del Artículo 36 el cual establece de manera más amplia la posibilidad de otorgar permisos de cogeneración para la satisfacción de necesidades propias mediante el aprovechamiento conjunto de diversas formas de energía. Esta ampliación de las posibilidades de cogeneración proviene de un cambio en el concepto de servicio público en la nueva Ley, en la que se excluye la cogeneración de este concepto (véase capítulo 3, sección 3.1).

Sin embargo esta ampliación supuesta se neutraliza con los siguientes aspectos que marca la ley:

1) Este artículo confiere atribuciones a la CRE para otorgar estos permisos, y señala las condiciones que deben cumplirse para cada caso, así mismo, establece que el ejercicio autorizado de estas actividades podrá incluir la conducción, la transformación y la entrega de la energía eléctrica de que se trate, según las particularidades de cada caso. Esto último significa que los sistemas de cogeneración que necesiten de porteo eléctrico por medio de la red del sistema eléctrico nacional, deberán realizar una serie de tramites y obtener los permisos correspondientes para poder tener acceso a las líneas de transmisión y distribución.

Lo anterior, origina el requerimiento de pago excesivo para la realización de trámites necesarios para obtener permisos de cogeneración. Estos pagos están relacionados con la entrega de documentación solicitada para cada uno de los permisos y esta tiene que ser elaborada por especialistas los cuales cobran altos honorarios. Actualmente según la subcomisión de cogeneración de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE, 2002) la tarifa que se cobra es alrededor de 500 USD/día. Por lo tanto para la mediana y pequeña industria estos pagos se vuelven excesivos. Una solución para este caso es que los tramites se eliminen para proyectos menores de 3 MW y los realicen de manera gratuita personal de la CRE o de la CONAE.

2) cantidad de permisos y tiempos.

La cantidad de permisos de cogeneración siguen siendo un requisito. Si bien los permisos son gratuitos el número de ellos es exagerado lo cual puede conllevar a una fuerte inversión de tiempo de recursos humanos y a generar gastos de transacción elevados sobretodo para la pequeña y mediana industria.

Actualmente son 97 permisos que se tienen que solicitar como requisitos para que se otorgue el permiso de cogeneración, además del cumplimiento de la normatividad en donde se solicita satisfacer 26 normas técnicas. Por lo anterior es necesario continuar con la reducción y simplificación de trámites y permisos para el establecimiento de plantas de cogeneración.

3) En el Artículo 36 de la LSPEE se establece que “ La Secretaría de Energía, considerando los criterios y lineamientos de la política energética nacional y oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), otorgará permisos de cogeneración”. De acuerdo a este artículo el peso de CFE es determinante para la obtención del permiso. Para esta empresa los cogeneradores son competidores de su mercado eléctrico y en consecuencia para defender su posición de casi monopolio tiende a rechazar estos proyectos.

4) Otro punto importante, es la ampliación de los permisos de cogeneración. Cuando una industria instala un sistema de cogeneración y posteriormente existe una expansión de sus actividades productivas, por ejemplo, la creación de sucursales productivas en zonas aledañas y existe el interés económico de suministrar energía eléctrica por medio de la cogeneración, estos nuevos entes productivos no podrán ser rápidamente beneficiadas debido a que no se registraron en el inicio de los tramites y permisos. Esto ocasiona que la ampliación de la cogeneración se desaliente porque nuevamente tendrá que invertir recursos en la realización de tramites.

Una propuesta para solucionar estos casos y más en general el caso de adhesión de socios al sistema de cogeneración, sería la inclusión de un plan de expansión en cuanto a usuarios potenciales de la energía, el cual deberá ser suficiente para que solo con la notificación al ente regulador pueda ser beneficiado por el permiso correspondiente. También que los permisos otorgados a la empresa cogeneradora puedan ser transferidos a la institución financiera o a un tercero designado por la institución financiera.

En cuanto a costo:

Porteo eléctrico.

Los sistemas de cogeneración diseñados para satisfacer varios establecimientos asociados involucran una serie de costos relacionados con el porteo de energía eléctrica. En este rubro es necesario que se conozcan por separado las tarifas de porteo en la transmisión y distribución involucrados y que estas reflejen el uso de los recursos económicos que tiene lugar en el porteo eléctrico por parte de la CFE. Estas tarifas deben de ser públicas, transparentes y fácilmente reproducibles a nivel nodal y no ser usadas con discrecionalidad. De este modo se evitará dar lugar a tarifas discriminatorias y se permitirá al cogenerador portear su energía con la certeza de los costos que deberá cubrir por este concepto. Para tal fin sería recomendable que estas tarifas sean establecidas por la CRE a partir del conocimiento de los costos reales que el porteo eléctrico le produce a CFE, para que se establezcan tarifas no abusivas o producto de prácticas monopólicas.

política de subsidios y su influencia en el desarrollo de la cogeneración

En México, el subsidio a las tarifas implica un problema más que afecta al desarrollo de la cogeneración, en caso que el sistema de cogeneración sea su propio autoabastecedor en proyectos de mediana escala, al comparar sus costos de generación con las tarifas, estas son poco competitivas, tal es el caso de las tallas de 20 MW y 51 MW evaluadas en este trabajo en el capítulo 4 sección 4.5. Hasta la fecha de acuerdo a información de J. Islas¹ las tarifas

¹ Energy Policy "The financing of the Mexican electrical Sector"

industriales son subsidiadas alrededor del 9%, por tal motivo es necesario que no se tomen en cuenta las políticas del gobierno para aplicar subsidios a la energía eléctrica cuando se traten de tarifas industriales.

Otro caso que se puede presentar, es cuando el cogenerador tiene excedentes de energía eléctrica y las tarifas de compraventa están por debajo de su costo real de corto plazo.

Actualmente no existe una metodología clara que aplique a esquemas de cogeneración en la cual se indique de manera precisa como calcular las tarifas para el pago de sus excedentes de energía eléctrica y de adiciones de capacidad a la red eléctrica nacional. Es necesario que la Secretaría de energía publique la metodología que establece el Artículo 76 del Reglamento de la LSPEE y que se utilizaría para determinar los costos de la energía eléctrica proveniente de plantas de cogeneración que aporten o pretendan aportar electricidad a la CFE conforme a lo establecido en el Artículo 125 del Reglamento, a fin de que puedan ser comparados de manera compatible y lógica con los costos de la energía eléctrica de la CFE.

En cuanto a las convocatorias para licitación de proyectos de generación:

Los siguientes Artículos, invitan a los particulares para que participen según las bases de licitación en la adición o sustitución de la capacidad de generación.

Artículo 126. "A la convocatoria podrán responder los particulares en las modalidades de pequeña producción, producción independiente, cogeneración o autoabastecimiento. Cada particular podrá poner a disposición de la CFE según la modalidad de que se trate, toda su capacidad de generación o su capacidad excedente para satisfacer la totalidad de la capacidad de generación requerida o parte de ésta".

"Artículo 129.- Las bases de licitación deberán contener la metodología a las que se sujetará la presentación de las propuestas y la evaluación de las mismas, así como los criterios que se utilizarán en dicha evaluación"

Los cogeneradores tienen la posibilidad de acudir a esta convocatoria tratando de satisfacer la capacidad requerida por CFE o en asociación con productores independientes y autoabastecedores. En el primer caso se trataría de un cogenerador con excedentes de gran tamaño o de varios con excedentes de mediana y pequeña capacidad y cuya totalidad cubriera la capacidad demandada. En el segundo caso se trataría de la asociación de cogeneradores con excedentes de capacidad de mediano tamaño, autoabastecedores y productor(es) independiente(s). Nótese que en el caso

diferente a un cogenerador con grandes excedentes de capacidad los costos de transacción podrían aumentar considerablemente y poner en tela de juicio la viabilidad del proyecto.

Para aumentar las posibilidades de incorporar capacidad eléctrica proveniente de excedentes de la cogeneración, las convocatorias podrían usarse como instrumentos de promoción de desarrollo de la cogeneración, definiéndolas en la medida de lo posible con capacidades medianas y en zonas con gran potencial de cogeneración, con puntos próximos de interconexión y preferentemente fomentado el desarrollo de infraestructura para hacer disponible el gas natural en lugares en donde no exista.

También es importante señalar que en los casos en donde los costos de transacción sean importantes y contrarios al desarrollo de la cogeneración y en las zonas en donde existan cogeneradores con excedentes de tamaño mediano sin posibilidad de asociación, se perdería un potencial importante de cogeneración siempre y cuando la venta de sus excedentes fuera parte primordial de la rentabilidad del proyecto.

En cuanto al combustible.

La tecnología de ciclo combinado y gas natural se ha convertido en la tecnología favorita para cogenerar debido a que satisface más fácilmente las restricciones que emanan de la normatividad ambiental en México, particularmente en las zonas consideradas críticas. Esta situación puede tener como consecuencia que el desarrollo de la cogeneración se vea limitado en aquellas zonas con fuerte potencial pero infraestructura insuficiente para hacer disponible el gas natural.

En cuanto al uso de combustibles alternos, sería importante hacer un esfuerzo de información en donde se indique las bondades del uso de combustibles alternos que cumpliendo con la normatividad existente en materia de impacto ambiental, puedan ofrecer alternativas económicamente viables para los participantes.

En cuanto a las adquisiciones de capacidad firme y energía fuera de las licitaciones:

Los permisionarios que tengan excedentes de capacidad de 20 MW o menos, podrán poner a disposición de la CFE dicha capacidad fuera de las convocatorias, en los términos de la fracción II del artículo 135. Esto no ha sucedido debido a problemas de interconexión y regulatorios como el convenio de interconexión, donde se menciona que el permisionario es quien debe realizar las inversiones necesarias para la construcción o adecuación de líneas de transmisión, subestaciones y otras instalaciones o equipos que técnicamente sean necesarios para lograr la interconexión, y además será

responsable del diseño y construcción de las instalaciones requeridas, conforme a lo dispuesto en el convenio de Instalaciones y Cesión

En este rubro es necesario que se elimine o se amplíe el límite de 20 MW o bien se cambie por algún otro parámetro de comparación que permita a las centrales de cogeneración suministrar sus excedentes de capacidad a CFE.

Un aspecto importante que se considera en el Reglamento, pero no se manifiesta de manera obligatoria para CFE y LyFC es la compra de los excedentes de energía eléctrica. Si fuera obligatorio para las empresas eléctricas del país esto alentaría a los cogeneradores a desarrollar proyectos, ya que se diseñarían los sistemas de cogeneración considerando venta de excedentes, debido a que se mejora la rentabilidad tal como se muestra en el capítulo IV.

En este rubro existe el problema de la desinformación (este punto está relacionado con la publicación de las metodologías que se mencionó anteriormente) acerca de los costos que CFE tiene que pagar, para esto es necesario que se hagan del conocimiento de los interesados los costos marginales de corto plazo de generación de CFE, que servirían de base para los pagos que CFE haría en su caso al Permisionario que le entregue energía eléctrica.

También es necesario que la CRE emita y proporcione la información necesaria, confiable y oportuna requeridas para evaluar correctamente los proyectos, como son:

- Costos marginales de corto y largo plazo, regionales y horarios.
- Que el método de cálculo empleado sea transparente, proporcione certidumbre y sea único, tanto para el cálculo de costos de CFE, como para el cálculo de costos de productores privados en el momento de la negociación de compra.
- Todas las variables y parámetros a utilizar en esta metodología debe aprobarlas la CRE y ponerlas a disposición de los interesados. Además, se deben incluir factores que integren externalidades positivas de la cogeneración, como son el ahorro de energía primaria y la disminución de emisiones contaminantes.

El artículo 135 también menciona que los permisionarios con excedentes de energía pueden celebrar convenios con CFE para la venta de excedentes, esto está señalado en la fracción II de este artículo como sigue:

Artículo 135. " Con los permisionarios con excedentes de energía de 20 MW o menos, en los casos en que resulte conveniente, la Comisión

podrá celebrar convenios en que se pacten compromisos de capacidad y adquisición de energía sujetos a las reglas de despacho”.

Lo anterior aplico hasta el 24 de mayo del 2001, cuando el Ejecutivo emitió un decreto en el que se reforman y adicionan diversas disposiciones del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en el cual se modificaba el Artículo 126 y 135 fracción II en los cuales se adicionaban con un párrafo más el Artículo 126 y con tres párrafos el Artículo 135 y estos quedaban como sigue:

Artículo 126. “Los permisionarios que tengan excedentes de capacidad podrán poner a disposición de la Comisión la capacidad fuera de convocatoria en los términos de la fracción II del artículo 135 y atendiendo lo previsto en el artículo 124”.

Artículo 135.

“fracción II. Con los permisionarios de autoabastecimiento y cogeneración, conforme a las metodologías que expida la Secretaría, según la modalidad que se trate, la Comisión podrá celebrar convenios en los que se pacten compromisos de capacidad y adquisición de energía sujetos a las reglas de despacho, atendándose a lo siguiente.

- a) Hasta por 20 MW cuando se trate de permisionarios de autoabastecimiento, siempre y cuando tengan una capacidad instalada total hasta de 40 MW.
- b) Hasta con el cincuenta por ciento de su capacidad total cuando se trate de permisionarios de autoabastecimiento, siempre y cuando tengan una capacidad instalada total superior a 40 MW, y
- c) Hasta la totalidad de la producción excedente de los permisionarios de cogeneración.

El porcentaje que se establece en el inciso b) anterior podrá ser modificado por la Secretaría conforme a las necesidades de energía que requiera la prestación del servicio público y al nivel de reserva de energía del Sistema Eléctrico Nacional”.

La modificación al Artículo 135, también mencionaba que la CFE sólo podrá negarse a convenir con los permisionarios a los que se refiere el artículo anterior cuando las condiciones o términos que éstos ofrezcan no satisfagan los requisitos demandados por CFE, como son la confiabilidad y calidad de la energía eléctrica.

Así mismo está nueva modificación mencionaba que la CFE podría celebrar convenios con las entidades de la Administración Pública Federal, o bien, personas morales.

Lo anterior obligaba a la CFE a recibir la energía eléctrica excedente de los permisionarios, esto proporcionaba seguridad para ellos, puesto que tenían la seguridad de la venta de sus excedentes.

Este decreto atendía a la perspectiva de los empresarios en cuanto a los riesgos de la cogeneración y a la creación de mejores condiciones para invertir. En efecto desde el punto de vista del empresario y como ya se ha mencionado la cogeneración es una actividad riesgosa debido a varios factores como los técnicos (los sistemas de cogeneración no son parte de su oficio) y las incertidumbres creadas con relación a la disponibilidad del combustible, marco regulatorio, tarifas eléctricas industriales y, comportamiento monopolístico (tarifas industriales) y discriminatorio de la empresa eléctrica dominante (en servicio de respaldo, tarifas de compra-venta de excedentes, tarifas de porteo, seguridad, confiabilidad, calidad y capacidad de despacho).

No obstante estos riesgos, los empresarios podrían aceptar invertir creando mejores condiciones para amortizar el capital y para obtener mejores tasas de rendimiento. Al parece esto se pretendía lograr con las modificaciones presentadas por el ejecutivo al Reglamento de Ley del Servicio Publico de Energía Eléctrica, emitidas en el decreto mencionado, en donde se establecía posibilidades de vender mayores capacidades de excedentes.

Si bien, las modificaciones emitidas por el ejecutivo abolían una barrera y proporcionaba un panorama adecuado para el desarrollo de la cogeneración este se derrumbo nuevamente el pasado 25 de abril del 2002, día en que la Suprema Corte de Justicia de la Nación declaro inconstitucional el decreto emitido por el Ejecutivo, mediante el cual reforma y adiciona diversas disposiciones al Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Esto último, representa un obstáculo para proyectos de cogeneración que vislumbraban estas posibilidades ya que desde el 25 de abril la SECODAM y la PGR vigilarán el cumplimiento del fallo de la Corte y ejercerán acciones administrativas y penales contra funcionarios y empresarios que no acaten la resolución.

Problemas de interpretación del reglamento.

Para que esto suceda, debe de establecerse un criterio para la interpretación correcta de cada uno de los conceptos tratados en los diversos Artículos del Reglamento, lo cual evitaría confusiones en dicha interpretación respecto a los

puntos de mayor relevancia y que se muestran como obstáculos para el desarrollo de la cogeneración.

5.2 PROBLEMAS DE ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLE A LARGO PLAZO.

Para este caso es de vital importancia establecer la garantía del abastecimiento de gas y cualquier otro combustible a largo plazo, que sea utilizado para la generación de energía eléctrica y que pueda aplicar a las convocatorias de la CFE, para ello es necesario que se establezcan políticas que aseguren la satisfacción de las demandas futuras a nivel nacional. Las siguientes son opciones que podrían evaluarse para lograr lo anterior.

- Establecer la obligatoriedad de proveedores e importadores de gas natural y de PEMEX, de contraer compromisos de suministro de combustibles a largo plazo, favoreciendo precios competitivos y términos financieros. Para el caso de suministro de combustibles líquidos se debe obligar a PEMEX al suministro de los mismos, mediante contratos a largo plazo y con la calidad requerida para las diferentes zonas del país que deban de cumplir con las normas ambientales aplicables, lo cual hace necesario el mejoramiento de los procesos de refinación de PEMEX, para proporcionar combustibles de mejor calidad. Esto sería principalmente para plantas de cogeneración con gasificación o lecho fluidizado.
- Establecer un marco fiscal adecuado que permita a PEMEX efectuar las inversiones correspondientes para la exploración y producción de gas.

También es necesario que la certidumbre, transparencia y competitividad sean ingredientes esenciales en el diseño de las políticas de tarifas de combustible. Las siguientes son acciones concretas cuya implementación puede ser analizada para lograr lo anterior.

- Dar certidumbre, transparencia y competitividad a los términos y condiciones generales de transporte de combustible.
- Dar transparencia y competitividad a tarifas de transporte y cargos por servicios de combustibles.
- Aunque ya se eliminó el arancel al gas natural de importación, es necesario que los beneficios fiscales que sean otorgados a la importación de gas natural deban realizarse en forma global para todos aquellos combustibles que puedan estar en una situación similar y que jueguen o puedan jugar un papel importante en la cogeneración.

- Permitir la negociación directa entre empresas de cogeneración y transportistas de gas natural.

Otro problema, relacionado con el suministro de combustibles, es el que enfrenta la cogeneración al no existir infraestructura suficiente de gasoductos, puesto que al existir una extensión de estos, los cogeneradores no tendrían que buscar sitios donde actualmente existen.

5.3 PROBLEMAS DE INTERCONEXIÓN Y TRANSMISIÓN.

En este caso es necesario revisar el contrato de interconexión al igual que el de porteo y venta de energía eléctrica a fin de dar flexibilidad y transparencia, y así facilitar el financiamiento de los proyectos.

El convenio de servicios de transmisión se ha redactado con base en la "Metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión que prestan CFE y LyFC a los permisionarios", la cual fue publicada inicialmente el 24 de noviembre de 1994 y modificada el 15 de mayo de 1998, la cual a su vez también fue modificada el 23 de diciembre de 1999.

Inicialmente esta metodología consideraba el cálculo de los cargos para los servicios de porteo, considerando valores nacionales, mientras que la metodología presentada en 1998, propuesta por CFE toma en cuenta los costos en que se incurre para proporcionar el servicio de porteo, que permiten brindar el servicio requerido a menor costo, en conformidad con el artículo 158 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y finalmente, la última modificación se refiere únicamente a una serie de precisiones y adiciones que definen más claramente la aplicación de esta metodología en cuanto a los cargos por servicios de porteo de energía eléctrica.

Aún con todas estas modificaciones, el principal problema que esta metodología representa para el permisionario es la transparencia, es decir, únicamente CFE cuenta con la información para calcular la tarifa de porteo.

Hasta la fecha se han venido solicitando, los costos y las metodologías que se utilicen entre CFE y los particulares, para la compra y venta de capacidad y energía eléctrica, así como para la prestación de servicios de interconexión, porteo, respaldo, etc. que realice CFE, ya que estos deben ser del dominio público y deberán garantizar la competitividad y la certidumbre necesarias para el desarrollo de los proyectos de cogeneración.

Lo anterior es una medida que aumentaría el interés en proyectos de cogeneración entre los particulares y sector social.

Finalmente es necesario que dentro de los contratos de interconexión de CFE y de suministro de PEMEX se adecuen para lograr una congruencia entre los mismos con respecto a: nominaciones técnicas, causas de fuerza mayor, términos y plazos entre otros.

Lo anterior incide directamente sobre el desarrollo de la cogeneración, puesto que, al no existir de manera clara y precisa la información para cumplir con este servicio, se convierte en un obstáculo más que vencer.

Así mismo, es necesario que en CFE exista una ventanilla única para apoyar la formulación de proyectos de cogeneración de electricidad por el sector privado y social, dado que en el caso de CFE no son del conocimiento público las instancias a las que se debe acudir para solicitar la información necesaria para la elaboración de cálculos o para solicitar la formulación de cálculos requeridos para el trámite de permisos de proyectos de cogeneración. También es importante que exista una ventanilla única en cada institución (CFE y LyFC) que dé un trato integral a los cogeneradores, en lo referente a la obtención de trámites y permisos específicos para este tipo de plantas y reducir y en algunos casos eliminar trámites y permisos para el establecimiento de plantas de cogeneración.

Se infiere de los párrafos anteriores que aún hay tramo amplio por recorrer para que se explote cabalmente el potencial de la cogeneración en México. En términos generales el desarrollo de la cogeneración se ha visto afectada en un plano institucional por la lentitud de los cambios a la regulación y la falta de transparencia en la reglamentación y su implementación como se comentó en secciones anteriores.

En México, no obstante que CFE es el que realiza el servicio público, el solo acceso transparente e indiscriminado al sistema de transmisión, alentaría a la inversión privada y social a desarrollar sistemas de cogeneración. La transparencia en los contratos de venta de excedentes a CFE o LyFC aumentaría aún más este interés.

5.4 La iniciativa para el fomento de la cogeneración en Pemex.

En Octubre de 2003 se presentó ante el Pleno del Senado de la República una iniciativa para que Petróleos Mexicanos genere energía eléctrica y apoye a la Comisión Federal de Electricidad en su producción para los próximos diez años. Esta iniciativa fue aprobada por el Senado en diciembre de 2003 para modificar la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos obligándolo a desarrollar proyectos de cogeneración.

De acuerdo a estudios realizados en PEMEX refinación el potencial de cogeneración estimado en las refinerías del País, es de aproximadamente

6,500 MW, con lo cual está iniciativa de ley del senado sobre la cogeneración en PEMEX obliga a este organismo destinar parte de sus recursos para el desarrollo de por lo menos 4000 MW en los próximos ocho años a partir de sus procesos de generación de vapor y calor, principalmente en los sistemas de refinación. Esta propuesta actualmente se encuentra en lista de espera para su aprobación en la Cámara de Diputados y en proceso de revisión por parte del Consejo de Administración de PEMEX.

En contraste con esta iniciativa y la del decreto presidencial del 24 de mayo de 2001 para fomentar la cogeneración, en la Comisión Nacional Para el Ahorro de la Energía (CONAE), la cual tiene como una de sus misiones fomentar la cogeneración, recientemente esta actividad se ha reducido a una sola oficina reduciendo significativamente recursos humanos y económicos para promover, asesorar y dar a conocer las diferentes alternativas de cogeneración.

CONCLUSIONES

Actualmente existen en México plantas industriales, tales como refinerías, petroquímicas, cervecerías, papeleras y plantas de celulosa, entre otras, con necesidades de vapor para sus procesos, estas tienen las condiciones técnicas y económicas para cogenerar o sea, producir simultáneamente vapor y electricidad. De hecho, muchas de tales instalaciones que existen actualmente en el país, cuentan con existencia de generadores de vapor lo cual les podría más fácilmente integrar ciclos de cogeneración que les permitiera obtener su electricidad a un costo más bajo.

En el país hay un potencial de cogeneración estimado en aproximadamente 15,000 MW. Su explotación representa grandes beneficios económicos, financieros y ambientales. Los análisis realizados en este trabajo (regulatorios y económicos) muestran que existe una apertura insuficiente para incluir a la cogeneración en la agenda de la planeación energética del país, no obstante que una buena parte de este potencial pudiera ser competitivo y rentable. En particular como se muestra en esta tesis los proyectos de cogeneración basados en los ciclos combinados.

De acuerdo a estos resultados se aprecia que:

El pobre desarrollo de la cogeneración en México tiene como principales factores los aspectos financieros, económicos, jurídicos y legales

Los nuevos cambios al marco legal han sido insuficientes ya que a pesar de existir los contratos de energía de respaldo e interconexión la CFE no es un organismo que este obligado a comprar la energía cogenerada, así mismo en el marco actual reglamentario, tampoco se le permite al cogenerador vender libremente su electricidad a un usuario final que no forme parte de los establecimientos asociados. En consecuencia, el marco regulatorio presenta cierta rigidez que no permiten el buen desarrollo de la cogeneración.

La venta de excedentes de corto plazo está finalmente supeditado a las necesidades de CFE y al precio nodal, lo cual crea cierta incertidumbre en la valorización de estos excedentes. En consecuencia obliga a que el cogenerador se asegure de la viabilidad económica del proyecto sin considerar estos

excedentes. Estos últimos de acuerdo a los resultados de esta tesis, la compra de excedentes es un plus en el cálculo económico. Una política que aliente a CFE a comprar estos excedentes incrementaría el interés económico en los proyectos de cogeneración.

Una de las barreras, con la cual se encuentran los permisionarios que tengan excedentes de capacidad de 20 MW o menos, es la forma en que pueden poner a disposición de la CFE dicha capacidad fuera de las convocatorias, en los términos de la fracción II del artículo 135. Esto no ha sucedido debido a que se desalienta la interconexión en la actual regulación. En efecto el convenio de interconexión, obliga al permisionario a realizar las inversiones necesarias para la construcción o adecuación de líneas de transmisión, subestaciones y otras instalaciones o equipos que técnicamente sean necesarios para lograr la interconexión

En este rubro parece necesario para aprovechar mejor el potencial de cogeneración, como el que ofrece Pemex por ejemplo, que se elimine o se amplíe el límite de 20 MW para permitir ventas de excedentes de mayor capacidad a CFE.

En esta dirección, la actual administración federal propuso el 24 de mayo de 2001, un nuevo cambio regulatorio que vendría a favorecer el desarrollo de la cogeneración el cual trataba que los permisionarios de cogeneración pudieran celebrar convenios con CFE en los que se pactaran compromisos de capacidad y adquisición de energía por encima de los límites actuales ya mencionados, modificando los Artículos 126 y 135 fracción II.

Estas modificaciones mencionaban también que la CFE podría celebrar convenios de compra-venta de excedentes de cogeneración con las entidades de la Administración Pública Federal,

Si bien, las modificaciones emitidas por el ejecutivo abolían una barrera para el desarrollo de la cogeneración estas se derrumbaron el 25 de abril del mismo año cuando la Suprema Corte de Justicia de la Nación en materia de energía eléctrica rechazó estas modificaciones

No obstante esta problemática de regulación, los análisis económicos arrojan resultados favorables para la cogeneración, tal es el caso de la comparación entre los costos de generación de los sistemas de cogeneración y la tarifa industrial para centrales de ciclo combinado de 270 MW y 20 MW y centrales de turbogas de 171 MW, 69 MW y 51 MW. En este análisis se encontró que cada uno de los sistemas evaluados están por debajo de la tarifa industrial, el sistema de ciclo combinado de 270 MW está en 39% por debajo de la tarifa industrial, el de 171 MW en 28%, el de 69 MW y 51 MW en 13% y finalmente el ciclo combinado de 20 MW en 14%.

De acuerdo a análisis de sensibilidad, los resultados muestran que el precio de combustible es el que mayor incidencia tiene sobre la rentabilidad de los sistemas de cogeneración analizados, en particular una variación del 10% de este factor

incide para el sistema de ciclo combinado de 270 MW y turbogas de 171 MW en un cambio en el costo de la energía cogenerada del 8%. Lo cual nos revela que el desarrollo de la cogeneración de capacidades mayores está todavía fuertemente influenciado por el costo del combustible no obstante sus altas eficiencias.

También se realizó un análisis microeconómico de los diferentes sistemas de cogeneración analizados. Los resultados muestran que los sistemas de mayor capacidad tienen altas tasas de retorno y son sin duda proyectos muy atractivos para el industrial. Para los sistemas de menor tamaño aunque sus tasas internas de retorno pudieran parecer interesantes en una lógica financiera del sector eléctrico (del orden del 13%), en una lógica de rentabilidad del industrial pudieran perder cierto atractivo en comparación a los sistemas de mayor capacidad, añadiendo que los tiempos de recuperación de capital para los sistemas de menor capacidad son muy largos (del orden de 11 años). Esto sugiere que es necesario permitir la participación de un tercer actor para el desarrollo de la cogeneración en México, como los desarrolladores de proyectos energéticos, que aceptan menores tasas de rentabilidad que un industrial.

Los resultados también muestran que la venta de excedentes mejora ligeramente la economía de los sistemas de cogeneración analizados y que un mejor precio de compra del excedente por parte de CFE pudiera alentar aún más el desarrollo de estos sistemas. Un mejor precio a la venta de excedentes y la solución de sus problemas reglamentarios podrían ser en consecuencia un incentivo más para desarrollar la cogeneración en México.

Por un lado, la alta intensidad de capital – inversiones altas que el industrial no quiere realizar ya que para el tendría sobretodo para los sistemas de menor capacidad costos de oportunidad elevados. Y por otro lado la menor rentabilidad de los sistemas de menor capacidad hacen del financiamiento un problema importante para desarrollar proyectos de cogeneración, máxime que la capacidad para conseguir financiamiento de medianos y pequeños industriales es menor. La búsqueda o el desarrollo de fuentes y mecanismos de financiamiento atractivos para estos industriales y la instrumentación por medios gubernamentales de los aspectos relacionados con la información y la asesoría de este problema financiero, es desde este punto de vista, una de las principales barreras para el desarrollo de la cogeneración.

Otros aspectos que facilitarían el desarrollo de la cogeneración son el establecimiento de una regulación fuerte, neutral y que garantice el conocimiento público de la información técnico y económica para el acceso a la red eléctrica y evite comportamientos discriminatorios hacia la cogeneración. Asimismo, es necesarios una disminución de los costos de transacción que aún parecen elevados y una política de desarrollo de la cogeneración que se exprese en las licitaciones públicas para el desarrollo de la nueva oferta eléctrica.

REFERENCIAS

- 1.- Comisión Nacional Para el Ahorro de Energía, Primeras Jornadas de Cogeneración, Congreso Internacional México 1992, Noviembre de 1992.
- 2.- Constitución Política Mexicana, 1969.
- 3.- Diario Oficial, 23 de diciembre de 1992.
- 4.- Comisión Nacional Para el Ahorro de Energía, IV Congreso Internacional de Cogeneración, 1998.
- 5.- Organización Latinoamericana de Energía, Documento de Cogeneración en América Latina y el Caribe, 1994.
- 6.- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Análisis del Potencial de Cogeneración en la Industria Española, 1997.
- 7.- Cuevas Salgado Jesús, Cogeneración Industrial en México, 1989.
- 8.- Comisión Nacional Para el Ahorro de Energía, Segundas Jornadas de Cogeneración, Congreso Internacional México 1993, Noviembre de 1993.
- 9.- Comisión Federal de electricidad, Curso sobre Ciclo Combinado, 1996.
- 10.- Jutglar i Banyeras Lluís, Cogeneración de calor y electricidad, Editorial Ceac, 1996.
- 11.- Diario Oficial, 31 de mayo de 1993.
- 12.- Huang Francis F., Ingeniería Termodinámica, Editorial Continental, Segunda Edición, 1994.
- 13.- Comisión Reguladora de Energía, Guía para solicitar permisos de Cogeneración, Producción independiente, y exportación de energía eléctrica, 1996.
- 14.- Diario Oficial, 2 de febrero de 1998.
- 15.- Instituto Nacional de Ecología, Normatividad en materia ambiental para la industria eléctrica en México, 1998
- 16.- *InfoPOWER*, Actualidad y Tecnología de cogeneración y Eficiencia Energética, Revista, no. 14, marzo de 1999.
- 17.- Comisión Nacional de Ahorro de Energía, V Congreso Internacional de Cogeneración México 1999, julio de 1999.
- 18.- Diario Oficial, 2 de diciembre de 1994.

- 19.- Pier Dioméde, La cogeneración Produire de L'Energie, 1994.
- 20.- Rodríguez P. V, Reformas de la Industria de Energía Eléctrica y Gas Natural de México, Reporte de Investigación, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 1997.
- 21.- Secretaría de Energía, Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico, 1997.
- 22.- Comisión Nacional Para el Ahorro de Energía, Documento del Potencial Nacional de Cogeneración en México, 1995.
- 23.- Coss Bu Raúl, Análisis y evaluación de proyectos de inversión, Editorial Limusa, 1993.
- 24.- Tarquin Anthony J., Blank, Leland T., Ingeniería Económica, Tercera Edición, Editorial McGraw-Hill, 1991.
- 25.- Comisión Federal de Electricidad, Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de inversión en el Sector Eléctrico (COPAR), 12 edición, 2002.
- 26.- DGEMP Les coûts de référence de la production électrique[^], Direction générale de l'Énergie et des Matières Premières, Direction du Gaz, de l'Électricité et du Carbone, Institut Français du Pétrole, 1997.

BIBLIOGRAFÍA.

- 1.- Viqueira Jacinto, Cambios Estructurales en la Industria Eléctrica, XII Curso sobre Planificación Energética.
- 2.- Mathis J. P., Escobedo M., Mexico's Open door to cogeneration and independent power, Energy Law Journal, vol. 12, No. 2, 1993.
- 3.- Marshall Eileen, The regulator's viewpoint, CHP and deregulation, 1993.
- 4.- Zarnikau Jay, Reilley Bob, The evolution of the cogeneration market in Texas, 1994.
- 5.- Berry David, US cogeneration policy in transition, 1989.
- 6.- Brown, Michael, Combined heat and power, 1994.
- 7.- OCDE, Projected Costs of Generating Electricity, 1998.
- 8.- Energía, Revista de Ingeniería Energética y Medioambiental, año XXV, no. 1, 1999.

- 9.- Organización Latinoamericana de Energía, Revista Energética, año XXII, no. 4, 1998.
- 10.- Gas Turbine World, vol. 29, no. 1, 1999.
- 11.- L' Energíe, Panorama des Turbines et Moteurs a Gaz Pour Cogénération. 1993.
- 12.- Evans Rodney, Environmental and economic implications of samall-sacale CHP,1993.
- 13.- Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, Guía para el Aprovechamiento del Calor de Desperdicio. 1977.
- 14.- U.S. Department of Commerce, Cogeneration Handbook for the Petroleum Refining Industry, Pacific Northwest Laboratory, March 1984.
- 15.- Waukesha Dresser, Waukesha Cogeneration Handbook, 1993.
- 16.- Worldwide Engine Power Products Directory and Buyers Guide, Diesel & Gas Turbine Catalog, Abril 1997.
- 17.- Comisión Federal de Electricidad, El Sector Eléctrico de México, Fondo de Cultura Económica, Primera Edición 1994.
- 18.- Gas Turbine Worl Hand Book, Pricing for Gas Turbine Packages, 1993-1994.
- 19.- GE Power Generation, 36 th GE Turbine State-of-the-Art Technology Seminar, 1992.
- 20.- Harrison Lee, More to cogen than Just Building a good plant, developer learns, Revista Cogeneration, 1990.
- 21.- Kaya Azmi & Keyes Marion, Methods of Energy Efficient Control and Optimization For Combined-Cycle Cogeneration, Energy Convers. Mgmt. Vol. 33, No.4,
- 22.- Lucio Sangiovanni, R Gusso, Gas Turbines for Combined Cycles and Cogeneration.

ANEXO A

RELACIÓN DE TRÁMITES PARA OBTENER UN PERMISO DE COGENERACIÓN

ANEXO A

A continuación se muestra la lista de trámites requeridos para una empresa convencional que instalará un sistema de cogeneración.

No.	RESPONSABLE	NOMBRE DEL TRÁMITE, PERMISO, LICENCIA O AUTORIZACIÓN REQUERIDO PARA CONSTRUIR Y OPERAR UNA PLANTA DE COGENERACIÓN
1	CFE	Contrato de compra de excedentes de energía eléctrica.
2	CFE	Contrato de servicio de abastecimiento de energía de respaldo
3	CFE	Contrato de PORTEO de energía eléctrica
4	CFE	Autorización para uso de interconexión de subestación (respaldo)
5	CFE	Permiso y aprobación de planos de conexión para abastecimiento principal a CFE
6	CFE	Contrato para transferir subestación propiedad de CFE
7	INEGI	Visto bueno para la construcción del sistema de cogeneración
8	NOTARIO	Documento de constitución de compañía de cogeneración
9	NOTARIO	Declaración legal de representantes
10	PEMEX	Contrato de abastecimiento de gas natural y otros combustibles
11	PEMEX	Solicitud y aprobación para conexión con el sistema de gas
12	SCT	Autorización para cruzar vías de tren
13	SCT /PEMEX	Autorización para cruzar caminos federales y comunicar líneas de electricidad, gas y agua
14	SE/CRE	Permiso para transportación de servicios de gas natural (para uso propio)
15	SE/CRE	Autorización de proyecto, Uso y operación de instalación de gas natural
16	SE/CRE	Permiso de cogeneración de energía eléctrica
17	SE/CRE	Aviso de terminación de obra
18	SE/CRE	Aprobación del diseño de instalación de sistema de gas natural
19	SE/CRE	Reporte estadístico de operación eléctrica e información relacionada al tipo de combustible utilizado y la energía eléctrica generada
20	SE	Autorización de instalaciones eléctricas (subestación)
21	SE	Autorización de instalaciones eléctricas (Planta)
22	SE	Verificación de medidores
23	SECOFI	Permiso legal para inversión extranjera
24	SECOFI	Permiso para establecer una empresa cuando el capital extranjero excede el 49 %
25	SECOFI	Permiso para importación de equipos
26	SEMARNAP/CNA	Solicitud de abastecimiento de agua
27	SEMARNAP/CNA	Análisis de impacto ambiental
28	SEMARNAP/CNA	Permiso de descarga de aguas residuales en cuerpos federales
29	SEMARNAP/CNA	Permiso para ocupación de una zona federal (para uso o descarga en ríos o océanos)
30	SEMARNAP/CNA	Registro de descarga de aguas residuales
31	SEMARNAP/INE	Manifestación de impacto ambiental (subestación)
32	SEMARNAP/INE	Manifestación de impacto ambiental (planta)
33	SEMARNAP/INE	Estudio de riesgo ambiental (subestación)
34	SEMARNAP/INE	Estudio de riesgo ambiental (planta)
35	SEMARNAP/INE	Licencia de funcionamiento
36	SEMARNAP/INE	Inventario de emisiones (anualmente)
37	SEMARNAP/PROFEPA	Auditorías ambientales y reportes
38	SHCP	Inscripción en el registro federal de causantes
39	SHCP	Declaraciones provisionales y anuales de contribuyentes (construcción)
40	SHCP	Declaraciones provisionales y anuales de contribuyentes (planta en operación)
41	SHCP	Pagos mensuales de impuestos federales (construcción)
42	SHCP	Pagos mensuales de impuestos federales (planta en operación)
43	SHCP	Registro del doctor de la compañía (construcción)
44	SHCP	Solicitud de etiquetas de código de barras

45	SRE	Permiso para uso de denominación o razón social
46	SSA	Aviso de apertura de establecimiento
47	STPS	Autorización para construcción de plantas con recipientes sujetos a presión y generadores de vapor
48	STPS	Aprobación para construcción de generadores de vapor
49	STPS	Autorización de plantas con recipientes sujetos a presión y generadores de vapor
50	STPS	Licencias de fogonero, operador y gerente de planta
51	STPS	Licencias para operadores de montacargas y grúas
52	STPS	Licencia para funcionamiento de maquinaria y equipos
53	STPS	Permiso y aprobación para el funcionamiento de motores eléctricos y generadores de calor
54	STPS	Aprobación de planos de construcción. Indicando la localización y el número de servicios sanitarios, así como de primeros auxilios
55	STPS	Registro del doctor de la compañía (planta en operación)
56	STPS	Registro de comisiones mixtas de seguridad y higiene
57	STPS	Registro de comisiones mixtas de capacitación y adiestramiento
58		Registro de comisiones mixtas de planes y programas de capacitación y adiestramiento
59	STPS	Pagos mensuales de impuestos locales
60	STPS	Permisos para operar subestaciones
61	STPS	Autorización de bitácoras para control de recipientes de presión y generadores de vapor
62	STPS	Autorización para operación de equipos de generación y equipos auxiliares
63	STPS	Preparación local
64	STPS	Presentación de registros de visitas locales
65	Tesorería	Visto bueno de uso de suelo (predial)
66	Arrendamiento	Contrato de compra o arrendamiento del terreno
67	Municipios	Constancia y/o certificado de uso de suelo (subestación)
68	Municipios	Constancia y/o certificado de uso de suelo (planta)
69	Municipios	Licencia de uso de suelo (planta)
70	Municipios	Licencia de uso de suelo (subestación)
71	Municipios	Licencia de construcción
72	Municipios	Autorización para uso y ocupación o autorización de operación (subestación)
73	Municipios	Autorización para uso y ocupación o autorización de operación (subestación)
74	Municipios	Autorización para uso y ocupación o autorización de operación (planta)
75	Municipios	Permiso para construcción de obras públicas
76	Municipios	Aviso de terminación de obra (subestación)
77	Municipios	Aviso de terminación de obra (planta)
78	Municipios	Aviso de descarga de aguas residuales (planta)
79	Municipios	Visto bueno de seguridad y operación y visto bueno de prevención de incendios
80	Municipios	Aviso de inscripción de las empresas en el seguro de riesgos de trabajo (construcción)
81	IMSS	Aviso de inscripción de las empresas en el seguro de riesgos de trabajo (planta operando)
82	IMSS	Presentación de descuentos, despidos y modificaciones a los salarios de los empleados (construcción)
83	IMSS	Presentación de descuentos, despidos y modificaciones a los salarios de los empleados (planta en operación)
84	IMSS	Pagos mensuales de cuotas (construcción)
85	IMSS	Pagos mensuales de cuotas (planta en operación)
86	INEGI	Manifestación estadística
87	INEGI	Plan general de emergencia
88	INEGI	Certificado de calidad de materiales de construcción
89	INEGI	Programa de seguridad integral
90	INEGI	Señales de seguridad
91	INEGI	Construcción de un dique de contención por tanque
92	INEGI	Certificado de materiales de construcción para líneas de gas
93	INFONAVIT	Registro empresarial (construcción)
94	INFONAVIT	Registro empresarial (planta en operación)
95	Ins. Financiera	Pagos mensuales de cargos y beneficios a trabajadores (construcción)
96	Ins. Financiera	Pagos mensuales de cargos y beneficios a trabajadores (construcción)
97	SECOFI	Registro nacional para inversión extranjera

ANEXO B

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA CALDERA EQUIVALENTE

**COSTO NIVELADO DE INVERSIÓN DEL MWt
POTENCIA GENERADA 20 MW**

**Costo nivelado del MWt generado por concepto de combustible
Ciclo combinado de 20 MW**

Capacidad de la planta	20	MW
Generación de vapor	34.97	t/h
	1000	kg
	3600	s
	9.713888889	kg/s
h del agua de alimentación a 105°C	440.1	kJ/kg
h del vapor a 93°C	2754	kJ/kg

KWt generados	22476.9675	kWt
MWt generados	22.4769675	MWt
Producción de vapor en un año	167363.5	MWh
Consumo de G. N Anual	298863.3929	MWh
	1020319623	BTU
	1074031.962	pies cúbicos

t	de pag. 1.12 COL/GN	\$/mpicnsumo Gas ficolGN*	D \$ con Ga:	dol D/(1+i) ^{exp t}	E gen.vap.MWh/año	E/(1+i) ^{exp t}
0	2.35	1074031.96	2523.97511	2523.97511	167363.5	167363.5
1	2.29	1074031.96	2459.53319	2235.93927	167363.5	152148.636
2	2.32	1074031.96	2491.75415	2059.30095	167363.5	138316.942
3	2.35	1074031.96	2523.97511	1896.29986	167363.5	125742.675
4	2.4	1074031.96	2577.67671	1760.58788	167363.5	114311.522
5	2.45	1074031.96	2631.37831	1633.8789	167363.5	103919.566
6	2.51	1074031.96	2695.82022	1521.72024	167363.5	94472.3326
7	2.56	1074031.96	2749.52182	1410.93944	167363.5	85883.9387
8	2.61	1074031.96	2803.22342	1307.72441	167363.5	78076.3079
9	2.66	1074031.96	2856.92502	1211.6151	167363.5	70978.4618
10	2.71	1074031.96	2910.62662	1122.17256	167363.5	64525.8743
11	2.77	1074031.96	2975.06853	1042.74337	167363.5	58659.8857
12	2.82	1074031.96	3028.77013	965.059504	167363.5	53327.1689
13	2.88	1074031.96	3093.21205	895.99335	167363.5	48479.2444
14	2.9	1074031.96	3114.69269	820.195933	167363.5	44072.0404
15	2.92	1074031.96	3136.17333	750.77496	167363.5	40065.4913
16	2.94	1074031.96	3157.65397	687.197504	167363.5	36423.1739
17	2.97	1074031.96	3189.87493	631.099749	167363.5	33111.9762
18	3	1074031.96	3222.09588	579.522267	167363.5	30101.7966
19	3.02	1074031.96	3243.57652	530.350681	167363.5	27365.2696
20	3.04	1074031.96	3265.05716	485.329942	167363.5	24877.5178
21	3.06	1074031.96	3286.5378	444.11173	167363.5	22615.9253
22	3.08	1074031.96	3308.01844	406.376746	167363.5	20559.9321
23	3.1	1074031.96	3329.49908	371.832324	167363.5	18690.8474
24	3.12	1074031.96	3350.97972	340.21022	167363.5	16991.6794
25	3.14	1074031.96	3372.46036	311.264595	167363.5	15446.9813
26	3.16	1074031.96	3393.941	284.770157	167363.5	14042.7103
27	3.18	1074031.96	3415.42164	260.520454	167363.5	12766.1002
28	3.2	1074031.96	3436.90228	238.326316	167363.5	11605.5457
29	3.22	1074031.96	3458.38292	218.014414	167363.5	10550.4961
				28947.8479		1735493.54

Costo nivelado de la generación de vapor por concepto de combustible. **0.01667989 \$USD/MWh**

**COSTO NIVELADO DE INVERSIÓN DEL MWt
POTENCIA GENERADA 20 MW**

COSTO NIVELADO DEL KWt POR CONCEPTO DE INVERSIÓN

		Programa de inversión		
Capacidad	20 MW	-3	-2	-1
f.p	7884 hr	67.60%	32.10%	0.30%
Vida útil	30 años			

Tasa de dcto.	10%	
Usos prop.	0.60%	
h agua alimenta.	440.1	KJ/Kg
h vapor	2675.22	KJ/Kg
generación de vapor	34.97	t/h
Generación de Vapor	21.71170733	MW al día
Generación anual de v	171175.1006	MWh anuales
costo de la caldera	1,731,000.00	doll

fp
90%

Costo unitario I/C=	79726.57209 \$USD/MW
---------------------	----------------------

Factor de Recuperación del capital=	0.106079248
-------------------------------------	-------------

0.09643568

Factor del Valor presente=	1.291166
----------------------------	----------

Generación neta anual por MW=	7836.696 MWh/MW
-------------------------------	-----------------

Costo nivelado por concepto de inversión=	1.266747107 doll/Mwt
---	----------------------

**COSTO NIVELADO DE INVERSIÓN DEL MWt
POTENCIA GENERADA 51 MW**

**Costo nivelado del MWt generado por concepto de combustible
Turbina de gas de 51 MW**

Capacidad de la planta	50	MW
Generación de vapor	110.1	t/h
	1000	kg
	3600	s
	30.58333333	kg/s

h del agua de alimentación a 105°C	440.1	kJ/kg
h del vapor a 93°C	2754	kJ/kg
KWt generados	70766.775	kWt
MWt generados	70.766775	MWt
Producción de vapor en un año	526929.4067	MWh
Consumo de G. N Anual	684323.9047	MWh
	2336281811	BTU
	2459269.898	pies cúbicos

t	de pag. 1.12 DOL/GN	\$/m ³ consumo Gas	D \$ dolGN*con G	dol D/(1+i) ^{exp t}	E gen.vap.MWh E/(1+i) ^{expt}
0	2.35	2459269.898	5779.28426	5779.28426	402568.506
1	2.29	2459269.898	5631.72807	5119.75279	402568.506
2	2.32	2459269.898	5705.50616	4715.29435	402568.506
3	2.35	2459269.898	5779.28426	4342.0618	402568.506
4	2.4	2459269.898	5902.24776	4031.31463	402568.506
5	2.45	2459269.898	6025.21125	3741.18214	402568.506
6	2.51	2459269.898	6172.76744	3484.3663	402568.506
7	2.56	2459269.898	6295.73094	3230.70544	402568.506
8	2.61	2459269.898	6418.69443	2994.36833	402568.506
9	2.66	2459269.898	6541.65793	2774.30155	402568.506
10	2.71	2459269.898	6664.62142	2569.50007	402568.506
11	2.77	2459269.898	6812.17762	2387.6267	402568.506
12	2.82	2459269.898	6935.14111	2209.74968	402568.506
13	2.88	2459269.898	7082.69731	2051.60512	402568.506
14	2.9	2459269.898	7131.88271	1878.04762	402568.506
15	2.92	2459269.898	7181.0681	1719.09061	402568.506
16	2.94	2459269.898	7230.2535	1573.51382	402568.506
17	2.97	2459269.898	7304.0316	1445.06371	402568.506
18	3	2459269.898	7377.8097	1326.96392	402568.506
19	3.02	2459269.898	7426.99509	1214.37305	402568.506
20	3.04	2459269.898	7476.18049	1111.28659	402568.506
21	3.06	2459269.898	7525.36589	1016.90699	402568.506
22	3.08	2459269.898	7574.55129	930.503127	402568.506
23	3.1	2459269.898	7623.73669	851.404868	402568.506
24	3.12	2459269.898	7672.92208	778.998003	402568.506
25	3.14	2459269.898	7722.10748	712.719618	402568.506
26	3.16	2459269.898	7771.29288	652.053849	402568.506
27	3.18	2459269.898	7820.47828	596.527974	402568.506
28	3.2	2459269.898	7869.66367	545.708839	402568.506
29	3.22	2459269.898	7918.84907	499.199563	402568.506
			66283.4753		4174476.76

Costo nivelado de la generación de vapor por concepto de combustible. **0.01587827** \$USD/MWh

**COSTO NIVELADO DE INVERSIÓN DEL MWt
POTENCIA GENERADA 51 MW**

COSTO NIVELADO DEL KWt POR CONCEPTO DE INVERSIÓN

			Programa de inversión		
Capacidad	50	MW	fp	-2	-1
f.p	7008	hr	72%	70.40%	29.60%
Vida útil	30	años			

Tasa de dcto.	10%	
Usos prop.	0.60%	
h agua alimen	440.1	KJ/kg
h vapor	2675.22	KJ/kg
Gen. Vapor	110.6	t/h
Generación de Vap	68.66785333	MW al día
Generación anual d	600569.0453	MWh anuales
costo de la caldera	5191000	doll

Costo unitario I/C=	75595.78097 \$USD/MW
---------------------	----------------------

Factor de Recuperación del capital=	0.106079248
-------------------------------------	-------------

	0.09643568
Factor del Valor presente=	1.17744

Generación neta anual por MW=	6269.3568 MWh/MW
-------------------------------	------------------

Costo nivelado por concepto de inversión=	1.369150233 doll/Mwt
---	----------------------

COSTO NIVELADO DE INVERSION DEL MWt
POTENCIA GENERADA 69 MW

**Costo nivelado del MWt generado por concepto de combustible
Turbina de gas de 69 MW**

Capacidad de la planta	68	MW
Generación de vapor	158.1	t/h
	1000	kg
	3600	s
	43.91666667	kg/s

h del agua de alimentación a 105°C	440.1	kJ/kg
h del vapor a 93°C	2853	kJ/kg
KWt generados	105966.525	kWt
MWt generados	105.966525	MWt
Producción de vapor en un año	789026.7452	MWh
Consumo de G. N Anual	1024710.059	MWh
	3498360140	BTU
	3682523.121	pies cúbicos

t	de pag. 1.12	D \$	dol	E		
	DOL/GN \$/m ³ consumo Gas	dolGN*con G	D/(1+i) ^{exp t}	gen.vap.MWh E/(1+i) ^{expt}		
0	2.35	3682523.121	8653.92934	8653.92934	402568.506	402568.506
1	2.29	3682523.121	8432.97795	7666.34359	402568.506	365971.369
2	2.32	3682523.121	8543.45364	7060.70549	402568.506	332701.245
3	2.35	3682523.121	8653.92934	6501.8252	402568.506	302455.677
4	2.4	3682523.121	8838.05549	6036.51082	402568.506	274959.706
5	2.45	3682523.121	9022.18165	5602.06497	402568.506	249963.37
6	2.51	3682523.121	9243.13303	5217.50763	402568.506	227239.427
7	2.56	3682523.121	9427.25919	4837.67459	402568.506	206581.297
8	2.61	3682523.121	9611.38535	4483.7822	402568.506	187801.179
9	2.66	3682523.121	9795.5115	4154.2531	402568.506	170728.345
10	2.71	3682523.121	9979.63766	3847.58233	402568.506	155207.586
11	2.77	3682523.121	10200.589	3575.24423	402568.506	141097.806
12	2.82	3682523.121	10384.7152	3308.8903	402568.506	128270.732
13	2.88	3682523.121	10605.6666	3072.08383	402568.506	116609.757
14	2.9	3682523.121	10679.3171	2812.19795	402568.506	106008.87
15	2.92	3682523.121	10752.9675	2574.17493	402568.506	96371.6997
16	2.94	3682523.121	10826.618	2356.18751	402568.506	87610.6361
17	2.97	3682523.121	10937.0937	2163.84568	402568.506	79646.0328
18	3	3682523.121	11047.5694	1987.00246	402568.506	72405.4844
19	3.02	3682523.121	11121.2198	1818.40831	402568.506	65823.1676
20	3.04	3682523.121	11194.8703	1664.04614	402568.506	59839.2433
21	3.06	3682523.121	11268.5208	1522.72164	402568.506	54399.3121
22	3.08	3682523.121	11342.1712	1393.34007	402568.506	49453.9201
23	3.1	3682523.121	11415.8217	1274.89793	402568.506	44958.1092
24	3.12	3682523.121	11489.4721	1166.47553	402568.506	40871.0083
25	3.14	3682523.121	11563.1226	1067.22994	402568.506	37155.4621
26	3.16	3682523.121	11636.7731	976.388714	402568.506	33777.6928
27	3.18	3682523.121	11710.4235	893.24399	402568.506	30706.9935
28	3.2	3682523.121	11784.074	817.147161	402568.506	27915.4486
29	3.22	3682523.121	11857.7245	747.503937	402568.506	25377.6806
			99253.2095			4174476.76

Costo nivelado de la generación de vapor por concepto de combustible.

0.0237762 \$USD/MWh

COSTO NIVELADO DE INVERSIÓN DEL MWt
POTENCIA GENERADA 69 MW

COSTO NIVELADO DEL KWt POR CONCEPTO DE INVERSIÓN

		Programa de inversión		
Capacidad	69 MW	fp	-2	-1
f.p	7008 hr	80%	70.40%	29.60%
Vida útil	30 años			

Tasa de dcto.	10%	
Usos prop.	0.60%	
h agua alimen	440.1	KJ/kg
h vapor	3076.7	KJ/kg
Gen. Vapor	144.9	l/h
Generación de Vapor	106.12315	MW al día
Generación anual de	928153.0699	MWh anuales
costo de la caldera	3035000	doll

Costo unitario I/C=	28598.84954	\$USD/MW
Factor de Recuperación del capital=	0.106079248	
	0.09643568	
Factor del Valor presente=	1.17744	
Generación neta anual por MW=	6965.952	MWh/MW
Costo nivelado por concepto de inversión=	0.46617032	doll/Mwt

COSTO NIVELADO DE INVERSIÓN DEL MWt
Turbina de gas de 171 MW

Costo nivelado del MWt generado por concepto de combustible
Turbina de gas de 171 MW

Capacidad de la planta	167.86	MW
Generación de vapor	350.9	l/h
	1000	kg
	3600	s
	97.47222222	kg/s
h del agua de alimentación a 93	440.1	kJ/kg

h del vapor a	2853	kJ/kg
---------------	------	-------

KWt generados	235190.725	kWt
MWt generados	235.190725	MWt
Producción de vapor en un año	1751230.138	MWh
Consumo de G. N Anual	2162012.516	MWh
	7381110731	BTU
	7769672.029	pies cúbicos

t	de pag. 1.12 DOL/GN \$/m ³	consumo Gas l	D \$ dolGN*con Gas	dol D/(1+i) ^{exp t}	E con.elecMWh/añc	E/(1+i) ^{expt}
0	2.35	7.77E+06	18258.72927	18258.72927	1751230.14	1.75E+06
1	2.29	7.77E+06	17792.54895	16175.0445	1751230.14	1.59E+06
2	2.32	7.77E+06	18025.63911	14897.2224	1751230.14	1.45E+06
3	2.35	7.77E+06	18258.72927	13718.05355	1751230.14	1.32E+06
4	2.4	7.77E+06	18647.21287	12736.2973	1751230.14	1.20E+06
5	2.45	7.77E+06	19035.69647	11819.66984	1751230.14	1.09E+06
6	2.51	7.77E+06	19501.87679	11008.30104	1751230.14	9.89E+05
7	2.56	7.77E+06	19890.3604	10206.89991	1751230.14	8.99E+05
8	2.61	7.77E+06	20278.844	9460.230387	1751230.14	8.17E+05
9	2.66	7.77E+06	20667.3276	8764.964413	1751230.14	7.43E+05
10	2.71	7.77E+06	21055.8112	8117.926712	1751230.14	6.75E+05
11	2.77	7.77E+06	21521.99152	7543.326733	1751230.14	6.14E+05
12	2.82	7.77E+06	21910.47512	6981.352605	1751230.14	5.58E+05
13	2.88	7.77E+06	22376.65544	6481.72002	1751230.14	5.07E+05
14	2.9	7.77E+06	22532.04889	5933.392695	1751230.14	4.61E+05
15	2.92	7.77E+06	22687.44233	5431.193313	1751230.14	4.19E+05
16	2.94	7.77E+06	22842.83577	4971.266607	1751230.14	3.81E+05
17	2.97	7.77E+06	23075.92593	4565.448925	1751230.14	3.46E+05
18	3	7.77E+06	23309.01609	4192.331428	1751230.14	3.15E+05
19	3.02	7.77E+06	23464.40953	3836.618458	1751230.14	2.86E+05
20	3.04	7.77E+06	23619.80297	3510.933207	1751230.14	2.60E+05
21	3.06	7.77E+06	23775.19641	3212.755865	1751230.14	2.37E+05
22	3.08	7.77E+06	23930.58985	2939.776608	1751230.14	2.15E+05
23	3.1	7.77E+06	24085.98329	2689.878243	1751230.14	1.96E+05
24	3.12	7.77E+06	24241.37673	2461.120269	1751230.14	1.78E+05
25	3.14	7.77E+06	24396.77017	2251.724255	1751230.14	1.62E+05
26	3.16	7.77E+06	24552.16361	2060.060407	1751230.14	1.47E+05
27	3.18	7.77E+06	24707.55705	1884.63524	1751230.14	1.34E+05
28	3.2	7.77E+06	24862.95049	1724.080266	1751230.14	1.21E+05
29	3.22	7.77E+06	25018.34393	1577.141607	1751230.14	1.10E+05
				209412.0961		1.82E+07

Costo nivelado de la generación de vapor por concepto de combustible. **0.01153178** \$USD/MWh

0.00806828

**COSTO NIVELADO DE INVERSIÓN DEL MWt
Turbina de gas de 171 MW**

COSTO NIVELADO DEL KWt POR CONCEPTO DE INVERSIÓN

			Programa de inversión	
Capacidad	167.9	MW	-3	-2
f.p	7008	hr	80%	0.602
Vida útil	30	años		1434566

Tasa de dcto.	10%	
Usos prop.	0.60%	
generación de vap.	321.6	t/h al día
h agua alimen.	440.01	kJ/kg
h vapor	3076.7	kJ/kg
Generacion de Vapor	235.5443067	MW al día
Generación anual de v	1650694.501	MWh anuales
costo de la caldera	2383000	doll

Costo unitario I/C=	10116.99257	\$USD/MW
Factor de Recuperación del capital=	0.106079248	
	0.09643568	
Factor del Valor presente=	1.16622	
Generación neta anual por MW=	6965.952	MWh/MW
Costo nivelado por concepto de inversión=	0.163338735	doll/Mwt

**COSTO NIVELADO DE INVERSION DEL MWt
 POTENCIA GENERADA 270 MW
 Ciclo combinado de 270 MW**

**Costo nivelado del MWt generado por concepto de combustible
 Ciclo combinado de 270 MW**

Capacidad de la planta	285	MW
Generación de vapor	297.3	t/h
	1000	kg
	3600	s
	82.58333333	kg/s
h del agua de alimentación a 105°C	440.1	kJ/kg

h del vapor a 93°C	5798	kJ/kg
KWt generados	442473.2417	kWt
MWt generados	442.4732417	MWt
Producción de vapor en un año	3294655.757	MWh
Consumo de G. N Anual	3660728.619	MWh
	12497727507	BTU
	13155641.12	pies cúbicos

	de pag. 1.12	D \$	dol	E		
t	DOL/GN \$/mpc	consumo Gas ft3	dolGN*con Gas	D/(1+i) ^{exp t}	con.vap.MWh/año	E/(1+i) ^{expt}
0	2.35	13155641.1	30915.7566	30915.7566	3294655.76	3294655.76
1	2.29	13155641.1	30126.4182	27387.6529	3294655.76	2995141.6
2	2.32	13155641.1	30521.0874	25224.0392	3294655.76	2722856
3	2.35	13155641.1	30915.7566	23227.4655	3294655.76	2475323.63
4	2.4	13155641.1	31573.5387	21565.1518	3294655.76	2250294.21
5	2.45	13155641.1	32231.3207	20013.1143	3294655.76	2045722.01
6	2.51	13155641.1	33020.6592	18639.3013	3294655.76	1859747.28
7	2.56	13155641.1	33678.4413	17282.3655	3294655.76	1690679.35
8	2.61	13155641.1	34336.2233	16018.1016	3294655.76	1536981.23
9	2.66	13155641.1	34994.0054	14840.8743	3294655.76	1397255.66
10	2.71	13155641.1	35651.7874	13745.3074	3294655.76	1270232.42
11	2.77	13155641.1	36441.1259	12772.3923	3294655.76	1154756.74
12	2.82	13155641.1	37098.908	11820.8554	3294655.76	1049778.86
13	2.88	13155641.1	37888.2464	10974.8754	3294655.76	954344.416
14	2.9	13155641.1	38151.3592	10046.4453	3294655.76	867585.833
15	2.92	13155641.1	38414.4721	9196.11919	3294655.76	788714.394
16	2.94	13155641.1	38677.5849	8417.36937	3294655.76	717013.085
17	2.97	13155641.1	39072.2541	7730.23718	3294655.76	651830.077
18	3	13155641.1	39466.9234	7098.47308	3294655.76	592572.798
19	3.02	13155641.1	39730.0362	6496.17839	3294655.76	538702.543
20	3.04	13155641.1	39993.149	5944.72676	3294655.76	489729.585
21	3.06	13155641.1	40256.2618	5439.85164	3294655.76	445208.714
22	3.08	13155641.1	40519.3746	4977.64203	3294655.76	404735.194
23	3.1	13155641.1	40782.4875	4554.51307	3294655.76	367941.086
24	3.12	13155641.1	41045.6003	4167.17911	3294655.76	334491.896
25	3.14	13155641.1	41308.7131	3812.62891	3294655.76	304083.542
26	3.16	13155641.1	41571.8259	3488.10288	3294655.76	276439.583
27	3.18	13155641.1	41834.9388	3191.07226	3294655.76	251308.712
28	3.2	13155641.1	42098.0516	2919.2199	3294655.76	228462.466
29	3.22	13155641.1	42361.1644	2670.42275	3294655.76	207693.151
				354577.435		34164281.8

Costo nivelado de la generación de vapor por concepto de combustible. **0.0103786** \$USD/MWh

**COSTO NIVELADO DE INVERSIÓN DEL MWt
 POTENCIA GENERADA 270 MW
 Ciclo combinado de 270 MW**

COSTO NIVELADO DEL KWt POR CONCEPTO DE INVERSIÓN

				Programa de inversión	
Capacidad	261.5	MW	fp	-3	-2
f.p	7884	hr	90%	67.60%	32.10%
Vida útil	30	años			4062898
Tasa de dcto.	10%				
Usos prop.	1.70%				
h agua alimen.	440.1				
h vapor	2963.92				
Generacion de Vap	308.3	t/h			
Generacion de Vap	216.1371406	MW al día			
Generación anual d	891360.66	MWh anuales			
costo de la caldera	5951000	doll			

Costo unitario I/C=	27533.44467	\$USD/MW
---------------------	-------------	----------

Factor de Recuperación del capital=	0.106079248
-------------------------------------	-------------

	0.09643568
--	------------

Factor del Valor presente=	1.291466
----------------------------	----------

Generación neta anual por MW=	7749.972	MWh/MW
-------------------------------	----------	--------

Costo nivelado por concepto de inversión=	0.44246726	doll/Mwt
---	------------	----------

ANEXO C

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN

CICLO COMBINADO DE 270 MW

Costo nivelado del MWh neto generado por concepto de Inversión

Inver. Tot.	116298000	Doll			
Inver. Calder.	2667898.6	Doll	EFICIENCIA	85%	Programa de inversión
Capacidad	270	MW			-2
f.p	7884	hr	90.00%	73.80%	-1
Vida útil	30	años	7884		26.20%
Eficiencia del	85%				
Tasa de dcto.	10%				
Usos prop.	3.10%				
Inversión	116298000	Doll			

Costo unitario I/C= 430733.333 Doll/MW

Factor de Recuperación del capital= 0.10607925

0.09643568

Factor del Valor presente= 1.18118

Generación neta anual por MW= 7639.596 MWh/MW

Costo nivelado por concepto de inversión= **6.42231972** Doll/MWh

Costo nivelado del MWh neto generado por concepto de combustible

Producción total	2365200	MWh	
Producción anual	2128680	Mwhaño	
Producción en 30 años	63860400	MWh/30 años	
Consumo de gas anual	2504329.41	MWh	2504329412 KWh
	8.5498E+12	BTU	
	8999863800	Pies Cubicos	

dólares del 2002

t	de pag. 1.12	D \$	dol	E		
t	DOL/GN \$/mpc	consumo Gas ft3	dolGN*con Gas	D/(1+i) ^{exp t}	con.elecMWh/año	E/(1+i) ^{expt}
0	3.36	8999863800	30239542.4	30239542.4	2128680	2128680
1	3.49	8999863800	31409524.7	28554113.3	2128680	1935163.64
2	3.66	8999863800	32939501.5	27222728.5	2128680	1759239.67
3	3.65	8999863800	32849502.9	24680317.7	2128680	1599308.79
4	3.65	8999863800	32849502.9	22436652.5	2128680	1453917.08
5	3.65	8999863800	32849502.9	20396956.8	2128680	1321742.8
6	3.65	8999863800	32849502.9	18542688	2128680	1201584.37
7	3.65	8999863800	32849502.9	16856989.1	2128680	1092349.42
8	3.65	8999863800	32849502.9	15324535.5	2128680	993044.93
9	3.68	8999863800	33119498.8	14045900.6	2128680	902768.118
10	3.71	8999863800	33389494.7	12873095.6	2128680	820698.289
11	3.74	8999863800	33659490.6	11797446.1	2128680	746089.354
12	3.77	8999863800	33929486.5	10810980	2128680	678263.049
13	3.81	8999863800	34289481.1	9932441.27	2128680	616602.772
14	3.84	8999863800	34559477	9100590.42	2128680	560547.974
15	3.87	8999863800	34829472.9	8337898.9	2128680	509589.068
16	3.9	8999863800	35099468.8	7638667.07	2128680	463262.789
17	3.93	8999863800	35369464.7	6997660.04	2128680	421147.99
18	3.96	8999863800	35639460.6	6410070.27	2128680	382861.809
19	3.99	8999863800	35909456.6	5871483.09	2128680	348056.19
20	4.02	8999863800	36179452.5	5377845.08	2128680	316414.718
21	4.05	8999863800	36449448.4	4925434.77	2128680	287649.744
22	4.08	8999863800	36719444.3	4510835.88	2128680	261499.767
23	4.12	8999863800	37079438.9	4140963.42	2128680	237727.061
24	4.15	8999863800	37349434.8	3791923.7	2128680	216115.51
25	4.18	8999863800	37619430.7	3472122.91	2128680	196468.645
26	4.21	8999863800	37889426.6	3179129.5	2128680	178607.859
27	4.24	8999863800	38159422.5	2910712.39	2128680	162370.781
28	4.28	8999863800	38519417.1	2671065.4	2128680	147609.801
29	4.31	8999863800	38789413	2445261.66	2128680	134190.728
			345496052		22073572.7	
		Costo nivelado del combustible		15.6520223	Doll/MWh	

TURBINA DE GAS DE 171 MW

TURBOGAS DE 171 MW

Costo nivelado del MWh neto generado por concepto de Inversión

Inver. Tot.	88782795.8	Doll			
Inver. Calder.	2667898.6	Doll	EFICIENCIA	72%	Programa de inversión
Capacidad	171	MW			-2
f.p	7884	hr	90.00%	10.50%	-1
Vida útil	30	años	7884		89.50%
Eficiencia del	72%				
Tasa de dcto.	10%				
Usos prop.	1.30%				
Inversión	88782795.8	Doll			

Costo unitario I/C= 519197.636 Doll/MW

Factor de Recuperación del capital= 0.10607925

0.09643568

Factor del Valor presente= 1.11155

Generación neta anual por MW= 7781.508 MWh/MW

7.15213477 Doll/MWh

Costo nivelado del MWh neto generado por concepto de combustible

Producción total	1497960	MWh	
Producción anual	1348164	Mwhaño	
Producción en 30 años	40444920	MWh/30 años	
Consumo de gas anual	1872450	MWh	1872450000 KWh
	6.3925E+12	BTU	
	6729064832	Pies Cubicos	

dólares del 2002

0	3.36	6729064832	22609657.8	22609657.8	1348164	1348164
1	3.49	6729064832	23484436.3	21349487.5	1348164	1225603.64
2	3.66	6729064832	24628377.3	20354030.8	1348164	1114185.12
3	3.65	6729064832	24561086.6	18453107.9	1348164	1012895.57
4	3.65	6729064832	24561086.6	16775552.7	1348164	920814.152
5	3.65	6729064832	24561086.6	15250502.4	1348164	837103.775
6	3.65	6729064832	24561086.6	13864093.1	1348164	761003.431
7	3.65	6729064832	24561086.6	12603721	1348164	691821.301
8	3.65	6729064832	24561086.6	11457928.2	1348164	628928.456
9	3.68	6729064832	24762958.6	10501911.8	1348164	571753.142
10	3.71	6729064832	24964830.5	9625022.88	1348164	519775.583
11	3.74	6729064832	25166702.5	8820775.69	1348164	472523.258
12	3.77	6729064832	25368574.4	8083209.61	1348164	429566.598
13	3.81	6729064832	25637737	7426339.19	1348164	390515.089
14	3.84	6729064832	25839609	6804376.64	1348164	355013.717
15	3.87	6729064832	26041480.9	6234123.48	1348164	322739.743
16	3.9	6729064832	26243352.8	5711318.2	1348164	293399.766
17	3.93	6729064832	26445224.8	5232046.74	1348164	266727.06
18	3.96	6729064832	26647096.7	4792714.57	1348164	242479.146
19	3.99	6729064832	26848968.7	4390020.92	1348164	220435.587
20	4.02	6729064832	27050840.6	4020935.09	1348164	200395.988
21	4.05	6729064832	27252712.6	3682674.61	1348164	182178.171
22	4.08	6729064832	27454584.5	3372685.16	1348164	165616.519
23	4.12	6729064832	27723747.1	3096137	1348164	150560.472
24	4.15	6729064832	27925619.1	2835165.17	1348164	136873.156
25	4.18	6729064832	28127491	2596054.86	1348164	124430.142
26	4.21	6729064832	28329362.9	2376988.03	1348164	113118.311
27	4.24	6729064832	28531234.9	2176296.53	1348164	102834.828
28	4.28	6729064832	28800397.5	1997116.03	1348164	93486.2074
29	4.31	6729064832	29002269.4	1828285.91	1348164	84987.4613
				258322280		13979929.4

Costo nivelado del combustible **18.4780819** Doll/MWh

TURBINA DE GAS DE 69 MW

TURBOGÁS DE 69 MW

Costo nivelado del MWh neto generado por concepto de Inversión

Inver. Tot.	60652603	Doll			
Inver. Calder.	3035000	Doll	EFICIENCIA	72%	Programa de inversión
Capacidad	68	MW			
f.p	7884	hr	90.00%	10.50%	-2
Vida útil	30	años	7884		89.50%
Eficiencia del	72%				
Tasa de dcto.	10%				
Usos prop.	1.30%				
Inversión	60652603	Doll			

Costo unitario I/C= 891950.044 Doll/MW

Factor de Recuperación del capital= 0.10607925

0.09643568

Factor del Valor presente= 1.11155

Generación neta anual por MW= 7781.508 MWh/MW

Costo nivelado por concepto de inversión= **12.2869337** Doll/MWh

Costo nivelado del MWh neto generado por concepto de combustible

Producción total	595680	MWh	
Producción anual	536112	Mwhaño	
Producción en 30 años	16083360	MWh/30 años	
Consumo de gas anual	744600	MWh	744600000 KWh
	2.5421E+12	BTU	
	2675885430	Pies Cubicos	

dólares del 2002

t	de pag. 1.12		D \$		E	
	DOL/GN	\$/mpc	consumo Gas ft3	dol/GN*con Gas	D/((1+i) ^{exp t}	E/(1+i) ^{expt}
0	3.36	2675885430	8990975.05	8990975.05	536112	536112
1	3.49	2675885430	9338840.15	8489854.68	536112	487374.545
2	3.66	2675885430	9793740.68	8094000.56	536112	443067.769
3	3.65	2675885430	9766981.82	7338078	536112	402788.881
4	3.65	2675885430	9766981.82	6670980	536112	366171.71
5	3.65	2675885430	9766981.82	6064527.27	536112	332883.372
6	3.65	2675885430	9766981.82	5513206.61	536112	302621.248
7	3.65	2675885430	9766981.82	5012006.01	536112	275110.225
8	3.65	2675885430	9766981.82	4556369.1	536112	250100.205
9	3.68	2675885430	9847258.38	4176198.83	536112	227363.822
10	3.71	2675885430	9927534.95	3827494.48	536112	206694.384
11	3.74	2675885430	10007811.5	3507676.88	536112	187903.985
12	3.77	2675885430	10088088.1	3214375.75	536112	170821.805
13	3.81	2675885430	10195123.5	2953164.12	536112	155292.55
14	3.84	2675885430	10275400.1	2705833.98	536112	141175.045
15	3.87	2675885430	10355676.6	2479066.65	536112	128340.95
16	3.9	2675885430	10435953.2	2271167.47	536112	116673.591
17	3.93	2675885430	10516229.7	2080579.99	536112	106066.901
18	3.96	2675885430	10596506.3	1905874.8	536112	96424.4556
19	3.99	2675885430	10676782.9	1745739.32	536112	87658.596
20	4.02	2675885430	10757059.4	1598968.34	536112	79689.6327
21	4.05	2675885430	10837336	1464455.4	536112	72445.1206
22	4.08	2675885430	10917612.6	1341184.74	536112	65859.2006
23	4.12	2675885430	11024648	1231212.38	536112	59872.0005
24	4.15	2675885430	11104924.5	1127434.1	536112	54429.0914
25	4.18	2675885430	11185201.1	1032349.3	536112	49480.9922
26	4.21	2675885430	11265477.7	945235.005	536112	44982.7202
27	4.24	2675885430	11345754.2	865427.861	536112	40893.382
28	4.28	2675885430	11452789.6	794174.795	536112	37175.8018
29	4.31	2675885430	11533066.2	727037.673	536112	33796.1834
				102724649		5559270.17

Costo nivelado del combustible **18.4780819** Doll/MWh

TURBINA DE GAS DE 51 MW

TURBOGÁS DE 51 MW

Costo nivelado del MWh neto generado por concepto de Inversión

Inver. Tot.	45,960,000.00	Doll			
Inver. Calder.	2667898.595	Doll	EFICIENCIA	72%	Programa de inversión
Capacidad	50	MW			-2
f.p	7884	hr	90.00%		73.80%
Vida útil	30	años	7884		26.20%
Eficiencia del	72%				
Tasa de dcto.	10%				
Usos prop.	1.30%				
Inversión	45,960,000.00	Doll			

Costo unitario I/C=	919200	Doll/MW
Factor de Recuperación del capital=	0.10607925	
	0.09643568	
Factor del Valor presente=	1.18118	
Generación neta anual por MW=	7781.508	MWh/MW
Costo nivelado por concepto de inversión=	13.4555074	Doll/MWh

Costo nivelado del MWh neto generado por concepto de combustible

Producción total	438000	MWh
Producción anual	394200	Mwhaño
Producción en 30 años	11826000	MWh/30 años
Consumo de gas anual	547500	MWh
	547500000	KWh
	1.8692E+12	BTU
	1967562816	Pies Cubicos

dólares del 2002

t	de pag. 1.12		D \$		E	
	DOL/GN \$/mpc	consumo Gas ft3	dolGN*con Gas	D/(1+i) ^t	con.elecMWh/año	E/(1+i) ^t
0	3.36	1967562816	6611011.06	6611011.06	394200	394200
1	3.49	1967562816	6866794.23	6242540.21	394200	358363.636
2	3.66	1967562816	7201279.91	5951471	394200	325785.124
3	3.65	1967562816	7181604.28	5395645.59	394200	296168.295
4	3.65	1967562816	7181604.28	4905132.35	394200	269243.904
5	3.65	1967562816	7181604.28	4459211.23	394200	244767.186
6	3.65	1967562816	7181604.28	4053828.39	394200	222515.623
7	3.65	1967562816	7181604.28	3685298.54	394200	202286.93
8	3.65	1967562816	7181604.28	3350271.4	394200	183897.209
9	3.68	1967562816	7240631.16	3070734.43	394200	167179.281
10	3.71	1967562816	7299658.05	2814334.18	394200	151981.165
11	3.74	1967562816	7358684.93	2579174.18	394200	138164.695
12	3.77	1967562816	7417711.82	2363511.58	394200	125604.268
13	3.81	1967562816	7496414.33	2171444.21	394200	114185.698
14	3.84	1967562816	7555441.22	1989583.81	394200	103805.18
15	3.87	1967562816	7614468.1	1822843.12	394200	94368.3459
16	3.9	1967562816	7673494.98	1669976.08	394200	85789.4053
17	3.93	1967562816	7732521.87	1529838.23	394200	77990.3685
18	3.96	1967562816	7791548.75	1401378.53	394200	70900.335
19	3.99	1967562816	7850575.64	1283631.85	394200	64454.85
20	4.02	1967562816	7909602.52	1175712.02	394200	58595.3182
21	4.05	1967562816	7968629.41	1076805.44	394200	53268.4711
22	4.08	1967562816	8027656.29	986165.253	394200	48425.8828
23	4.12	1967562816	8106358.8	905303.218	394200	44023.5298
24	4.15	1967562816	8165385.69	828995.665	394200	40021.3907
25	4.18	1967562816	8224412.57	759080.368	394200	36383.0825
26	4.21	1967562816	8283439.46	695025.739	394200	33075.5295
27	4.24	1967562816	8342466.34	636344.015	394200	30068.6632
28	4.28	1967562816	8421168.85	583952.055	394200	27335.1484
29	4.31	1967562816	8480195.74	534586.524	394200	24850.1349
				75532830.3		4087698.65
					18.4780819	Doll/MWh

CICLO COMBINADO DE 20 MW

CICLO COMBINADO DE 20 MW

Costo nivelado del MWh neto generado por concepto de Inversión

Inver. Tot.	21767898 Doll				
Inver. Calder.	2667898.595 Doll	EFICIENCIA	85%	Programa de inversión	
Capacidad	20 MW				-2
f.p	7884 hr	90.00%		73.80%	-1
Vida útil	30 años	7884			26.20%
Eficiencia del	85%				
Tasa de dcto.	10%				
Usos prop.	3.10%				
Inversión	21767898 Doll				

Costo unitario I/C=	1088394.9 Doll/MW
Factor de Recuperación del capital=	0.10607925
	0.09643568
Factor del Valor presente=	1.18118
Generación neta anual por MW=	7639.596 MWh/MW
Costo nivelado por concepto de inversión=	16.2281846 Doll/MWh

Costo nivelado del MWh neto generado por concepto de combustible

Producción total	175200 MWh	
Producción anual	157680 Mwhaño	
Producción en 30 años	4730400 MWh/30 años	
Consumo de gas anual	185505.8824 MWh	185505882.4 KWh
	6.33317E+11 BTU	
	666656577.8 Pies Cubicos	

dólares del 2002

t	de pag. 1.12	D \$		dol	E	
	DOL/GN \$/mpc	consumo Gas ft3	dolGN*con Gas	D/(1+i) ^{exp t}	con.elecMWh/año	E/(1+i) ^{expt}
0	3.36	666656577.8	2239966.1	2239966.101	157680	157680
1	3.49	666656577.8	2326631.46	2115119.506	157680	143345.455
2	3.66	666656577.8	2439963.07	2016498.409	157680	130314.05
3	3.65	666656577.8	2433296.51	1828171.682	157680	118467.318
4	3.65	666656577.8	2433296.51	1661974.257	157680	107697.562
5	3.65	666656577.8	2433296.51	1510885.688	157680	97906.8742
6	3.65	666656577.8	2433296.51	1373532.443	157680	89006.2493
7	3.65	666656577.8	2433296.51	1248665.858	157680	80914.7721
8	3.65	666656577.8	2433296.51	1135150.78	157680	73558.8837
9	3.68	666656577.8	2453296.21	1040437.078	157680	66871.7125
10	3.71	666656577.8	2473295.9	953562.6384	157680	60792.4659
11	3.74	666656577.8	2493295.6	873884.8978	157680	55265.8781
12	3.77	666656577.8	2513295.3	800813.3361	157680	50241.7073
13	3.81	666656577.8	2539961.56	735736.3903	157680	45674.2794
14	3.84	666656577.8	2559961.26	674117.8093	157680	41522.0722
15	3.87	666656577.8	2579960.96	617622.1406	157680	37747.3383
16	3.9	666656577.8	2599960.65	565827.1901	157680	34315.7621
17	3.93	666656577.8	2619960.35	518345.1881	157680	31196.1474
18	3.96	666656577.8	2639960.05	474820.0197	157680	28360.134
19	3.99	666656577.8	2659959.75	434924.6737	157680	25781.94
20	4.02	666656577.8	2679959.44	398358.8945	157680	23438.1273
21	4.05	666656577.8	2699959.14	364847.0201	157680	21307.3884
22	4.08	666656577.8	2719958.84	334135.9915	157680	19370.3531
23	4.12	666656577.8	2746625.1	306738.0314	157680	17609.4119
24	4.15	666656577.8	2766624.8	280883.237	157680	16008.5563
25	4.18	666656577.8	2786624.5	257194.2893	157680	14553.233
26	4.21	666656577.8	2806624.19	235491.074	157680	13230.2118
27	4.24	666656577.8	2826623.89	215608.3251	157680	12027.4653
28	4.28	666656577.8	2853290.15	197856.6963	157680	10934.0593
29	4.31	666656577.8	2873289.85	181130.493	157680	9940.05395
				25592300.14		1635079.46

Costo nivelado del combustible **15.6520223** Doll/MWh