



01190

9

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

**ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE LA
COGENERACIÓN INDUSTRIAL EN MÉXICO**

TESIS

Presentada por:

Gabriel León de los Santos

Para obtener el grado de:
Doctor en ingeniería
(Energética)

COMITÉ DOCTORAL

Profesor Emérito Jacinto Viquiera Landa
Dr. Gustavo Rodríguez Elizarrarás
Dr. Jorge Islas Samperio
Dra. Claudia Sheinbaum Pardo
Dr. Javier E. Aguillón Martínez
Dr. Gerardo Serrato Angeles
Dr. Víctor Rodríguez Padilla

INGENIERÍA



CIUDAD UNIVERSITARIA, MARZO DEL 2003

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

A



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

RESUMEN

El objetivo del presente trabajo consiste en estudiar la viabilidad de la cogeneración industrial en México. Se revisa el estado actual que guarda su desarrollo en México y en algunos países seleccionados. También se propone y se estiman los costos desagregados de generación del kg de vapor en la evaluación de los costos convencionales y de la cogeneración. Además se estima el potencial industrial de cogeneración teórico al año 2007 de 25,900 MW eléctricos. Por lo que se concluye que la cogeneración industrial en México ofrece importantes montos de capacidad de generación eléctrica, que al año 2007 pueden representar 13,900 MW eléctricos instalados. Derivándose de lo anterior un potencial de ahorro económico al país en la construcción de infraestructura de generación eléctrica de casi 7 mil millones de dólares. Y un posible escenario de reducción de emisiones contaminantes de CO₂, SO₂, y NO_x de -21.47% al año 2007, debido al consumo de combustible evitado en la industria, en vez de -0.35% con la forma convencional. Por lo que se revisan las implicaciones de costos evitados en programas ambientales, costo de externalidades, así como los posibles ingresos por venta de emisiones evitadas. Y por último se analizan los factores claves para que su desarrollo en México sea más viable y eficaz.

Se concluye finalmente en éste trabajo, que el desarrollo de la cogeneración industrial en México es posible, con muy buenos resultados económicos y ambientales. Pero es importante que se revierta la visión del Gobierno federal de ver a la cogeneración como una medida de ahorro de energía, y la empiece a tratar como una política energética de complemento al desarrollo del sector eléctrico; mientras el potencial por aprovechar siga siendo muy importante.

ABSTRACT

The objective of the present work consists of studying the viability of the industrial cogeneration in Mexico. It is checked the current state that keeps its development in Mexico and in some countries selected. Also it is proposed and are estimated the decompose costs of generation of the kg of steam in the evaluation of the conventional costs and of the cogeneration. Furthermore it is estimated the industrial potential of theoretical cogeneration to year 2007 of 25,900 electrical MW. Therefore it is concluded that the industrial cogeneration in Mexico offers important amounts of generation capacity electrical, that to year 2007 can represent 13,900 electrical MW installed. It being derived from the foregoing an economic saving potential to the country in the construction of the generation infrastructure electrical from almost 7 thousand billions of dollars. And a possible stage reduction of pollutant emissions of CO₂, SO₂, and NO_x of -21.47% to year 2007, due to fuel consumption avoided in industry, instead of -0.35% with the conventional form. Therefore we are checked the cost implications avoided in environmental programs, cost of externalities, as well as the possible income by sale of avoided emissions. And finally we are analyzed the key factors so that its development in Mexico will be more viable and effective.

It is concluded finally in this work, that the development of the industrial cogeneration in Mexico is possible, with very good economic and environmental result. But it is important that will be reversed the vision of the Federal Government of seeing to the cogeneration as a measure of energy saving, and begin it to try as an energetic complement policy to the development of the electrical sector. While the potential by taking advantage follows being very important.

B

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Dedicatoria

A quienes me han apoyado y alentado toda la vida:

Gustavo León Salazar — Olga de los Santos González

A quien me ha dado su amor, comprensión y apoyo para culminar con éxito esta empresa y todas las demás tareas:

Lourdes Mendoza González

A un par de chiquitines, que le han dado a mi vida la ilusión de ver como nacen, crecen y se hacen parte inseparable de mi vida, dándole más alegría y sentido de responsabilidad:

Esteban Federico y Néstor Gabriel

Y a mis hermanos, por su apoyo, cariño y observaciones

Elvia, Angélica, Gustavo, Marina y Polo

Gabriel León de los Santos



Agradecimientos

A la Universidad Nacional por darme la oportunidad de culminar mis objetivos de preparación y trabajo como medios de superación y realización en la vida, con estudios de calidad.

Al Dr. Víctor Rodríguez por darme su confianza y apoyo para conducir a buen término este trabajo.

Muy sinceramente a todas y cada una de las personas que con su apoyo y orientación me alentaban a seguir a delante, quiero darles las gracias a:

Javier E. Agullón Martínez
Jacinto Viquiera Landa
Gustavo Rodríguez Elizarrarás
Jorge Islas Samperio
Claudia Sheinbaum Pardo

Gerardo Serrato Angeles
José A. Rojas Nieto
Víctor Rodríguez Padilla
Carlos M. Vázquez Carvajal
Oswaldo Posadas



Gabriel León de los Santos

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Introducción	1
1 Panorama de la cogeneración	13
1.1 Países seleccionados y México	13
1.1.1 EE.UU.	14
1.1.2 España	19
1.1.3 México	21
1.2 Esquemas de cogeneración	30
1.2.1 Uso eficiente de la energía	30
1.2.2 Índices de cogeneración	32
1.2.3 Aplicaciones de esquemas	35
2 Aspectos económicos	42
2.1 Costos de vapor industrial	44
2.1.1 Tecnologías de generación	45
2.1.2 Características comerciales	46
2.1.3 Costo de capacidad - Tubos de humo	47
2.1.4 Economía de escala en tubos de humo	50
2.1.5 Costo de capacidad instalada - Tubos de humo	52
2.1.6 Costo de capacidad - Tubos de agua	56
2.1.7 Economía de escala en tubos de agua	58
2.1.8 Costo de capacidad instalada - Tubos de agua	59
2.1.9 Costo del agua de generación	66
2.1.10 Costo de generación del kg de vapor	69
2.2 Costos de la electricidad	75
2.3 Costos de la cogeneración	79
2.3.1 Costos convencionales	79
2.3.2 Costos de la cogeneración	80
2.3.3 Ahorros de la cogeneración	80
2.3.4 Potencialidad de arreglos	81
2.4 Evaluación económica	89
2.4.1 Costo del vapor	89
2.4.2 Costo de la electricidad	92
2.4.3 Costos y ahorros del esquema	93
3 Potencial en la industria	101
3.1 Consumos energéticos en la industria	102
3.1.1 Tipos de procesos	102
3.1.2 Oferta y consumo de energía	107
3.2 Evaluación del potencial industrial	112
3.2.1 Ejemplo para una rama industrial	113
3.2.2 Ejemplo para un sector industrial	115
3.2.3 Potencial industrial	117

PROGRAMA

Pag.

3.3 Escenarios de crecimiento del potencial	124
3.3.1 Estimación del crecimiento teórico	124
3.3.2 Nivel de viabilidad económica	125
3.3.3 Estimación del crecimiento viable	127
3.3.4 Perspectiva de crecimiento	127
3.4 Escenarios de aprovechamiento	130
3.4.1 Requerimientos de demanda eléctrica	131
3.4.2 Condiciones de escenario	135
3.4.3 Contexto de escenario	137
3.4.4 Valor de la tasa de rendimiento	139
3.4.5 Nivel de generación de respaldo	141
3.5 Escenarios	142
3.5.1 Comparaciones	145
3.5.2 Análisis del crecimiento	147
4 Efecto ambiental	162
4.1 Mitigación de emisiones	163
4.1.1 Mitigación indirecta	163
4.2 Proyección de reducción de emisiones	165
4.2.1 Método de estimación	165
4.1.2 Escenario de reducción de emisiones	167
4.3 Efectos políticos	170
4.3.1 Gasto en programas	170
4.3.2 Costo de externalidades	171
4.3.3 Compra de emisiones evitadas	172
5 Elementos de viabilidad	174
5.1 Económicos	175
5.1.1 Costo por capacidad instalada	176
5.1.2 Despacho eléctrico	178
5.1.3 Costo de las tarifas eléctricas	179
5.1.4 Precio del combustible	180
5.1.5 Estabilidad del precio del combustible	184
5.1.6 Compra de excedentes térmicos	187
5.2 Logísticos	187
5.2.1 Infraestructura del gas	188
5.2.2 Requerimiento del proyecto	191
5.3 Ambientales	193
5.3.1 Valores de emisión	194
5.3.2 Emisiones adicionales	195
5.3.3 Reducción en la actividad industrial	195
5.3.4 Programa de verificación industrial	196
5.4 Financieros	197
5.4.1 Disponibilidad de crédito	198

PROGRAMA	Pag.
5.4.2 Programas de modernización tecnológica	199
5.4.3 Estímulos para la modernización tecnológica	202
5.4.4 Escenarios de financiamiento	204
5.4.5 Análisis de los factores clave	207
5.5 Institucionales	214
5.5.1 Marco jurídico	214
5.5.2 Estabilidad del marco	216
5.5.3 Elementos para mejorar el desarrollo	216
5.6 Empresariales	219
5.6.1 Motivo empresarial	219
5.6.2 Interés transnacional	220
5.6.3 Cultura empresarial	220
5.6.4 Opciones y expectativas de inversión	220
Conclusión	223
Bibliografía	227
Índice de tablas y figuras	231
Anexos	
A Nomenclatura	
B Índices de emisiones	
C Cargos por servicios de transmisión	
D Tarifas eléctricas	
E Publicaciones del GEG	
F Percepción empresarial	
G Escenarios de crecimiento de la cogeneración	

PRÓLOGO

El estudio del desarrollo de la cogeneración industrial en México, presentaba en sus diferentes etapas una serie de resultados separados en el tiempo, con un cierto grado de falta de integración y falta de orden cronológico. Aquí se trato de integrar en un solo análisis todas y cada una de las etapas que dan fundamento y claridad al estado que guarda su aprovechamiento, ubicándolo en su contexto histórico, actual y futuro.

El presente trabajo fue desarrollado en primer lugar con la idea de cumplir con los requisitos del Programa Doctoral en Economía de la Energía, llevado por Gabriel León de los Santos, y dirigido por el Dr. Víctor Rodríguez Padilla. Se eligió este tema porque tiene vigencia y la tendrá en los próximos años. Además de que puede ayudar a entender su desarrollo, ofrecer un análisis de las ventajas de aprovechar el potencial de cogeneración y una posible alternativa que coadyuve a la problemática del financiamiento en la construcción de la infraestructura eléctrica nacional.

La problemática en la implementación de la cogeneración en la industria nacional, y el enfoque que se le da en este trabajo, ofrece:

- 1) Un tema base para realizar y cumplir con un programa de investigación doctoral técnico - económico - ambiental en el área de economía de la energía,
- 2) El tema elegido tiene vigencia e importancia para varios sectores del país como lo son el académico, el empresarial, el paraestatal y el gubernamental,
- 3) Su realización ofrecerá en lo fundamental más claridez, acceso a información que sirve de sustento o fundamento para la toma de decisiones que busquen la eficiencia energética y económica. Además de ahorros al país en recursos públicos respecto a la inversión convencional en infraestructura eléctrica y reducción en el impacto ambiental que genera la emisión de contaminantes como CO_2 , NO_x y SO_2 ,
- 4) El tema es original en la medida que busca ofrecer una visión global e integrada de todo el proceso de desarrollo de la cogeneración, que a la fecha no se tiene en el país y que no sé esta desarrollando bien,
- 5) Los resultados de esta investigación, así como su desarrollo poseen características interdisciplinarias, cuya realización requiere de aspectos técnicos de ingeniería energética, química, ambiental, financiera, de economía industrial y de planeación. Además de experiencia en los procesos industriales de generación de vapor, electricidad y de la cogeneración. Conocimiento y manejo de equipos comerciales, construcción, puesta en servicio y operación de plantas de generación, así como acceso a información comercial y técnica de dichos equipos,
- 6) Puede contribuir a la solución del problema de tiempo y de financiamiento que vive el sistema eléctrico nacional para su expansión.

Por el lado de su realización, es necesario hacer mención que una parte importante para su desarrollo lo constituye la información. Para obtener la información ya

existente es necesario que existan mecanismo de intercambio y acceso a la información de las instituciones gubernamentales y privadas. Tal como la Comisión Nacional Para el Ahorro de Energía (CONAE), Comisión Reguladora de Energía (CRE), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS), Secretaría de Economía (SE), Confederación Patronal Mexicana (COPARMEX), Confederación Nacional de Cámaras Industriales (CONCAMIN), Instituto Para la Diversificación de la Energía (IDAE) de España, Agencia Para la Administración de la Energía (EIA) de EE.UU., Grupo Europeo de Cogeneración (GEC) de la comunidad europea, entre otras. Aquí cabe hacer mención especial del apoyo brindado por la CONAE.

Por el lado académico, el objetivo de los estudios de posgrado en cualquier universidad sigue el criterio de formar y entrenar al estudiante al más alto nivel en materia de la investigación de los fenómenos y problemas de carácter físico, tecnológico, humano y animal, apegados a los valores y criterios universales de la ética, la moral, las ciencias físicas y de las humanidades, con la intención de generar y difundir nuevos conocimientos.

Las características de estas investigaciones además de que deben ser realizadas de acuerdo a criterios científicos, deben responder a la necesidad de contribuir al mejor estado de la sociedad. Así los fenómenos y problemas a estudiar tienden al desarrollo de la sociedad, enmarcados en la época en la cual ocurre. Por tanto, toda sociedad en cualquier época ha tenido y tendrá necesidad de generar conocimiento, resolver problemas, explicar fenómenos y difundir su legado cultural a sus contemporáneos y a sus generaciones venideras.

Todas las sociedades tienen problemas por resolver y fenómenos que explicar, y éstos nunca se terminarán porque a medida que se avanza en la frontera del conocimiento físico, humano y animal, siempre están surgiendo y abriéndose a la luz nuevas cosas por denominar, explicar, controlar, desarrollar y aplicar.

En este sentido, México tiene una gran cantidad de problemas por resolver tanto sociales, políticos, económicos, financieros, tecnológicos, científicos, de salud, etc., por lo que las oportunidades para contribuir a la solución de estos problemas son muy grandes, sólo que a diferencia de otros países no se dispone del mismo nivel científico, tecnológico, económico y de apoyo. Pero sí, a pesar de esto, se realizan el mérito es mayor, al realizar la obra con más voluntad que recursos.

Gabriel León de los Santos

INTRODUCCIÓN

El desarrollo en la próxima década de la infraestructura eléctrica que el crecimiento del país requerirá representa un reto para la empresa eléctrica, dado el monto de inversión requerida para la construcción de la infraestructura eléctrica necesaria al crecer la demanda a tasas¹ de 5.8 a 5.9% anuales. La cogeneración ofrece la posibilidad a la empresa eléctrica de que por cada megawatt eléctrico (MWe) cogenerado en la industria particular se deje de demandar de la red esa misma cantidad. Con lo que la empresa eléctrica queda en posibilidades de destinar esa carga a otro consumidor.

Ventajas de la cogeneración

La cogeneración es una técnica que permite producir dos o tres tipos de energía a partir de una misma fuente de energía primaria. Por ejemplo, electricidad, vapor y frío a partir de gas natural. La ventaja de usar la energía primaria así, radica en que se logra una mayor eficiencia de la que se obtiene al realizar estos procesos por separado. En adición, la cogeneración ofrece numerosas ventajas desde diversos puntos de vista.

En el plano económico, permite una reducción global en la factura del combustible y de la electricidad en órdenes de hasta el 30%. De igual modo aumenta dentro de la industria la disponibilidad y confiabilidad del abasto energético.

Asimismo, permite el aprovechamiento de desperdicios industriales, e incluso de bajo poder calorífico y alto contenido de humedad mediante quemadores de lecho fluidizado. Otra de sus ventajas es la versatilidad en el tamaño de las plantas, lo cual le permite adaptarse a las necesidades de las industrias medianas y pequeñas. En adición a esto, la cogeneración podría generar ingresos adicionales a la industria mediante la venta de los excedentes eléctricos o térmicos.

La viabilidad económica de las plantas de cogeneración se basa en la mejora en la eficiencia global de generación respecto a la forma convencional. Lo que se traduce en la evaluación de la rentabilidad de los proyectos en mayores tasas de rentabilidad, menores tiempos de recuperación de la inversión y mayores flujos de ahorro acumulado a lo largo de la vida útil del proyecto. Con lo cual se da mayor certidumbre económica y financiera para la evaluación y toma de decisión en la implementación del esquema de cogeneración.

La experiencia en la evaluación económica de los proyectos de cogeneración² en México de 1992 al 2000, muestran que un 67% de los proyectos tienen tasas internas de rendimiento por encima de 15%.

Por otra parte, el objetivo central de la cogeneración es el autoabastecimiento, su nivel de desarrollo disminuye las necesidades del programa de obras de la empresa eléctrica de servicio público ya que al ir instalando capacidad de generación eléctrica por cogeneración, una proporción igual o menor deja de ser demandada del servicio

¹ Prospectiva del Sector Eléctrico Nacional 1998-2007. Secretaría de Energía (SE). 1997

² 250 Estudios realizados por la Comisión Nacional para el Ahorro de la Energía (1994), 4 de consultorías privadas (1997) y 2 propios (1998-2000).

publico. Con esto la empresa eléctrica queda en posibilidades en primer lugar de ya no tener la necesidad de cubrir dicha demanda y en segundo lugar con la posibilidad de destinar esa capacidad a otro consumidor.

Y como un aliciente extra, la construcción y financiamiento de infraestructura eléctrica de cogeneración por parte del sector privado, beneficiado a la economía del sector eléctrico ya que las necesidades de financiamiento³ y costo son más bajos en los proyectos de cogeneración. Debido a la diferencia de costos medios entre el MWe consumido y generado en forma convencional y el MWe consumido y generado por cogeneración.

En el plano ambiental, la cogeneración permite mitigar las emisiones contaminantes a la atmósfera a través de mejoras en la eficiencia.

La cogeneración permite mitigar las emisiones de CO₂ al reducir el consumo de combustible, con lo que contribuye a prevenir el efecto invernadero, al cual le son atribuidos entre otros el calentamiento de la atmósfera y de la superficie de la tierra, que ocasiona disturbios en el clima mundial y aumentos en los efectos como El Niño, aumento en el nivel de los océanos, huracanes en mayor cantidad e intensidad y desertificación.

Por la parte del desarrollo técnico, las tecnologías de cogeneración más recientes⁴ son la micro cogeneración, dada por el desarrollo de turbinas de gas de baja capacidad y con un gran mercado en las zonas residenciales de edificios de apartamentos; y la gasificación integrada a ciclo combinado (IGCC), y dado el desarrollo de las plantas IGCC a partir de 1996 han entrado en operación las primeras unidades demostrativas: una en Holanda, tres en los Estados Unidos, y una en España. Rápidamente encontraron aplicación en esquemas de cogeneración tanto en Italia como en los Estados Unidos. Pero será hacia el año 2010 cuando su uso se generalizará en los países industrializados (a menos que el costo del gas natural se incremente, y se disminuya su complejidad operativa). Se espera que la eficiencia del IGCC en aplicación a generación eléctrica pase de 45% en el 2005 a 52% en el 2010.

Avance de la cogeneración en otros países

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

En Estados Unidos y con el fomento de la ley PURPA de 1978 se encontraban en operación 41343 MWe en 1999. En España, desde la promulgación de la ley de conservación de energía en 1980, se logró pasar de 694 MWe a 5912 MWe en 1999. En Italia la cogeneración es de 5660 MWe en 1994, al 2001 se tiene 10482 MWe. Cabe hacer mención que en Europa los niveles más altos de aprovechamiento de la cogeneración y de participación en la generación nacional es en Dinamarca con

³ Costo medio para CFE de \$ 1.76 mdd/MWe (Rafael Cristerna Ocampo, 1998). Costo medio del esquema de cogeneración \$ 0.517 mdd/MWe obtenido con los datos de los proyectos analizados y realizados. (CRE, 1999).

⁴ Reporte del Grupo Europeo de Cogeneración (GEC) 1998. Bruselas, Bélgica; Y Tendencias tecnológicas en los procesos de combustión en la generación de electricidad, Manuel Fernández Montiel, José Miguel González Santaló (IIE, 1999).

35%. En el mundo la capacidad más grande instalada por cogeneración es en EE.UU. con 41343 MWe y en China con 27712 MWe.

La importancia que le conceden algunos países a esta técnica queda demostrada con la formación de asociaciones y grupos de trabajo para su desarrollo y promoción. Un ejemplo de esto es el Grupo Europeo de Cogeneración (GEC), cuyo objeto es su promoción en la Unión Europea (UE) y sus miembros incluyen más de 190 compañías de electricidad y autoridades involucradas en 30 países. Las actividades prioritarias son las de investigar los desarrollos en la UE para dar a conocer su situación a la comunidad Europea.

Estos trabajos se enfocan a explicar los beneficios, reunir información para un mercado estratégico y sobre la situación actual de la cogeneración en las industrias eléctricas locales, además de difundir la información a todos los miembros mediante publicaciones especializadas. El trabajo en el GEC se ha realizado en cuatro temas para posicionar a la cogeneración en un lugar trascendente en el desarrollo sustentable de Europa: 1) Ambiental, 2) Económico, 3) Político, 4) Comercial.

Situación del aprovechamiento de la cogeneración en México

En contraste al rápido crecimiento de la cogeneración en muchos países, en México ha sido relativamente lento. Desde el primer intento de desarrollo a finales de los años setenta y pasando por la reforma de 1992, se estima⁵ que se han construido y operan a 1997 por cogeneración en la industria privada 190 MWe.

La autogeneración en la industria nacional⁶ incluido Pemex a 1998 es de 3246 MWe, pero no existe información que permita desagregarla en cogeneración y convencional. Sin embargo, desde que se modificó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992 y se abrió el mercado eléctrico a la participación de los particulares en las modalidades de productor independiente, autoabastecimiento, cogeneración, importación y exportación, su crecimiento⁷ ha sido a un ritmo promedio anual muy bajo de 0.17% y con una participación en la capacidad nacional de 0.54% a 1995 y de 2.87% al 2001.

Esto debido fundamentalmente a que el marco legal dentro del cual se planeó el desarrollo del autoabastecimiento ya sea por cogeneración o por otros métodos sufrió, como veremos en esta tesis de grandes deficiencias legales y lagunas jurídicas. Al no considerar los tiempos y necesidades de estabilidad económica y política para la toma de decisiones en la industria, así como la certidumbre legal y falta de sensibilidad para percibir los aspectos importantes que fomentan el desarrollo de esta actividad, dados por la percepción empresarial de la técnica y de sus condiciones de desarrollo. Como por ejemplo:

- La aparición con casi seis años de retraso de las reglas para el respaldo eléctrico, reglamentación del acceso a la transmisión, respecto a la apertura del mercado eléctrico

⁵ Estimación propia, ya que no existe información sobre dicha capacidad, tanto en los informes de la CRE, como en los datos de los Balances Nacionales de Energía.

⁶ Balances Nacionales de Energía, 1997, 1998, 1999. SE.

⁷ Estimación propia con datos de permisos en operación dados por la CRE para la modalidad de cogeneración, otorgados a 1998. Y 2.87% con datos de la CRE al 2001.

- La imposición del despacho, que sujeta el nivel de producción industrial a la demanda eléctrica
- Falta de certidumbre para la determinación⁸ del precio de compra de los excedentes eléctricos
- Topes en la cantidad de energía entregada a la red
- Vacío en el manejo para los excedentes térmicos⁹

Así que todas estas carencias se tradujeron en obstáculos y falta de motivación para emprender las acciones para aprovechar el potencial de cogeneración industrial.

Las opiniones convergen en considerar que el crecimiento de la cogeneración podría ser mucho mayor, visto el potencial de cogeneración estimado de entre 7586 y 14229 MWe para el año de 1995, de acuerdo con una estimación de la Comisión Nacional para el Ahorro de la Energía (CONAE) realizada en 1996.

¿Por qué, si la cogeneración ofrece beneficios de ahorro en la factura eléctrica a la industria, a la compañía eléctrica en inversión en infraestructura, y al país en el consumo de energéticos y emisiones contaminantes, ha dado pobres resultados en México? ¿Será que el potencial no es tan importante? ¿Sus costos en el país la hacen poco competitiva frente a la opción de abastecimiento a través del servicio público? ¿Acaso los factores institucionales son el principal obstáculo? ¿Son los empresarios quienes no ven satisfechas sus expectativas para el desarrollo de su potencial?

Más que carencias y la no existencia en general de condiciones logísticas, de financiamiento y de fomento para el desarrollo de la cogeneración en el país, dados los pobres resultados en el aprovechamiento de su potencial en la industria privada de 1992 al 2000, ha existido una mala percepción de las industrias referentes a las condiciones más adecuadas para tomar decisiones en la implementación de sistemas de cogeneración, derivadas de la falta de voluntad política y de sensibilidad del gobierno para atender y solucionar los obstáculos operativos y carencias normativas y de reglamentación que se le han venido solicitando desde el año 1994 a la Secretaría de Energía, Comisión Reguladora de Energía y a CFE, las representaciones de la iniciativa privada y de las instituciones como: Confederación Nacional de Cámaras Industriales, Confederación Patronal Mexicana, Subcomisión para la promoción de proyectos de cogeneración, CONAE, y diversos particulares. Con lo cual sería factible¹⁰ aprovechar al año 2001 cuando menos un 60% del potencial de cogeneración bajo una viabilidad financiera, y de no ser suficientes para los juicios más exigentes hay experiencias prácticas que recurrieron al extranjero y materializaron su proyecto.

⁸ Tomados al 85 y 90 % del costo marginal regional (CMH) incurrido en el periodo horario (valor del nodo más cercano de entrega, dado por la energía más económica que entrega y genera CFE en dicho nodo, información sólo conocida por CFE), y por el precio subastado (PS). Bajo la modalidad que aplica a la generación por cogeneración inciso B), C) y D) Cargo por la energía entregada. Ver las relaciones en el anexo C (C41,C42,C43) sobre Cargos por servicios de transmisión.

⁹ Si en el proceso no se aprovechan los excedentes térmicos el proceso de cogeneración se convierte en convencional

¹⁰ Estimaciones propias con los datos reportados por los estudios de previabilidad que realizó la CONAE de 1992 a 1997 (250 casos proporcionados) estadísticamente un 60% de los casos reportados tienen tasas de rendimiento y recuperación de la inversión por encima de 16%.

Estudios sobre la problemática del desarrollo de la cogeneración en México

Diversos estudios se han dedicado a analizar la problemática de la cogeneración en México, en particular para explicar por qué no se ha desarrollado rápidamente.

La CONAE aborda el tema desde el punto de vista de la promoción y asesoría técnica a las industrias. Sus principales trabajos se han enfocado en la realización de congresos internacionales sobre cogeneración y energías renovables desde 1992 y que a 1998 han sumado seis. Además en 1996 se realizó la estimación del potencial nacional de cogeneración para el año de 1995. Y se creó La Subcomisión para la Promoción de los Proyectos de Cogeneración (SPPC), cuyo objeto es analizar obstáculos que impiden o limitan el desarrollo de la cogeneración en México, definir estrategias para eliminar dichos obstáculos y promover proyectos específicos identificados por su viabilidad técnica y económica. Asimismo, encargó al Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) en 1997 un estudio para ver los beneficios que resultarían a la economía del sector eléctrico si se aprovechara el potencial de cogeneración de 1995.

Los temas de interés para los integrantes del sector privado que participan en la SPPC son los siguientes: micro cogeneración, gas natural, marco regulatorio, ventas de energía al sector eléctrico y para autoconsumo, resoluciones de la CRE obligatorias a Pemex y CFE. Recientemente se añadió un nuevo tema a las discusiones, el tema fue la propuesta de Reforma y Apertura del Sector Eléctrico de febrero del 1999.

Dentro de dicho Subcomité se han formado Grupos de Trabajo con los siguientes temas: trámites para instalar y operar una planta de cogeneración, análisis financiero de un proyecto de cogeneración real, análisis del precio de venta de los excedentes eléctricos a CFE, y del marco legal y normativo.

También la CONAE con apoyo del Instituto para la Diversificación de la Energía de España (1992) realizó una estimación del potencial de cogeneración del país. Con una proyección de crecimiento, sobre la base de tres escenarios en los cuales se buscó integrar el concepto de complemento de la potencialidad de la cogeneración al crecimiento de la infraestructura eléctrica, dando un valor en el escenario máximo al 2000 de 4000 MWe. Y en 1997 [Nieva, R at al., 1996] la CONAE publicó el estudio que realizó el Instituto de Investigaciones Eléctricas¹¹, a encargo de la CONAE, sobre la evaluación del potencial nacional de cogeneración como opción en la expansión del sistema eléctrico nacional en base al potencial que la CONAE determinó para el año de 1995, dando como resultados ahorros de 305.8 y 1147.3 mdd de 1996 durante el periodo de evaluación del escenario de 1996 - 2014.

Por su parte Cristerna Ocampo (1992) analizó las posibilidades de incorporar capacidad por cogeneración de la industria privada al programa de expansión de generación de la compañía eléctrica. Concluyendo que es una fuente atractiva y aceptable por el sistema eléctrico mexicano, y para poder sustituir capacidad del programa de expansión. Los proyectos de cogeneración pueden ser incorporados

¹¹ Rolando Nieva, Julio A. Hernández, Enrique Portes, José M. Alvarez. "Evaluación del potencial nacional de cogeneración como opción en la expansión del sistema eléctrico nacional". IIE, (México, 1996). Aplicaciones tecnológicas / boletín IIE, septiembre - octubre 1997.

mediante contratos de capacidad firme y energía asociada a largo plazo. Pero sólo después de 1997, ya que las necesidades ya se tienen cubiertas hasta ese año. Y los proyectos que no puedan ser incorporados en carga firme, mediante contratos bajo esquemas de precios de oportunidad.

Por su parte la Confederación Nacional de Cámaras Industriales (1999) ha planteado y discutido el problema en función de puntos específicos detectados y reportados a la luz de las experiencias de implementación, como las siguientes:

- Certidumbre en los proyectos ya en operación, en los que están por iniciarse y respeto a los contratos vigentes
- Sostenimiento de las metodologías que ya han sido probadas y aprobadas en cuestiones de respaldo y porteo de energía eléctrica
- Certidumbre en los costos de porteo de largo plazo
- Cambio de mentalidad en el anteproyecto de la Ley de la Industria Eléctrica, que establece que está prohibido utilizar la red para autoabastecimiento
- Posibilidad de que los proyectos de cogeneración y autogeneración cuenten con redes propias para asegurar la confiabilidad de sus usuarios y la posibilidad de ser interconectados a la red nacional
- Establecer términos en la regulación, metodologías y directivas que permitan el financiamiento de largo plazo de proyectos intensivos en capital
- Mecanismos para promover un abasto suficiente y competitivo de energéticos primarios
- Se pueda contar con un sistema de difusión de información, sobre costos, capacidades y necesidades de generación, transmisión y distribución del sistema eléctrico, a fin de orientar adecuadamente las inversiones en el sistema

Por su parte la Confederación Patronal Mexicana (1999) planteó y concluyó que la participación de las industrias en la cogeneración ha sido pasiva en este proceso debido a:

- Falta de una regulación que fomente y favorezca el desarrollo de esta tecnología desde el campo legal
- Limitantes al desarrollo, respecto a los niveles de venta de excedentes eléctricos topados a 20 MW
- Situación desfavorable de los contratos de porteo y respaldo eléctrico
- No reconocimiento de los costos por capacidad instalada
- Regla de apegarse a despacho
- A la gran incertidumbre legal del marco de la cogeneración y del futuro del sector eléctrico
- Falta de estímulos y programas de fomento a la modernización tecnológica
- No existencia en el país de créditos accesibles y baratos para proyectos
- Simplificación de procedimientos, requisitos y trámites
- Mayores garantías de estabilidad económica y de nivel de precios de los insumos, principalmente el del combustible
- Se contemplen medidas que despierten el interés y sirvan de un plus para alentar y emprender acciones de cambio tecnológico y mejorar la eficiencia energética

Novedad en el estudio del tema

Sin embargo, ninguno de estos planteamientos se enfoca en un estudio integral del desarrollo de la cogeneración, sus necesidades de infraestructura e insumos, certeza jurídica, estabilidad legal y prospectiva, para poder realizar una proyección de aprovechamiento del potencial de cogeneración. Se requiere integrar los análisis que ayuden a explicar la técnica, evaluarla, proyectarla y agilizar su desarrollo. De ahí la importancia de actualizar datos, esclarecer el estado que guarda y sobre todo establecer los potenciales viables desde el punto de vista económico, y el grado de aportación que puede hacer al programa de expansión del sistema eléctrico nacional.

El tema tiene vigencia e importancia para varios sectores del país, como lo son el empresarial, el paraestatal, el gubernamental y el académico. Su realización ofrecerá en lo fundamental más información que sirve de sustento o fundamento para la toma de decisiones que busquen la eficiencia energética y económica. Además de mostrar estimaciones de niveles de ahorros al país en recursos económicos y de emisiones contaminantes de CO₂, NO_x y SO₂.

El tema es original en la medida que busca ofrecer una visión global e integrada de todo el proceso de desarrollo de la cogeneración, que a la fecha no se tiene y que está frenando su desarrollo y aprovechamiento de su potencial. Además de ampliar la información y mejorar los métodos de estudio sobre el tema en una forma más sencilla, referente a:

- La comparación entre los costos convencionales y los de la cogeneración¹²
- Estimación del potencial histórico de cogeneración industrial del país
- Estimación de los beneficios económicos del aprovechamiento del potencial
- Estimación de reducción de emisiones debida al crecimiento de la cogeneración
- Implicaciones en el contexto de los protocolos de reducción de gases de invernadero.

Para esto, es necesario estudiar y entender por qué el fenómeno de desarrollo de la cogeneración en México no ha funcionado, a través de las implicaciones de carácter logístico, tecnológico, político, financiero, legal y social que rodearon su impulso desde el año de 1992. Y con esto ofrecer un análisis de una alternativa que puede contribuir al desarrollo del sector eléctrico en México.

¹² La elección de la forma de evaluar la economía de la cogeneración no puede apegarse a una metodología única para efectos prácticos, ya que las situaciones particulares y condiciones de evaluación son únicas y varían en cada caso, sobretodo si son evaluaciones en plantas industriales ya establecidas. Así que en función del caso específico se opta por la mejor forma de hacer la evaluación, pero siempre siguiendo un procedimiento general que es, determinar los costos convencionales térmicos y eléctricos y restarlos de los que se generarían con la cogeneración, a fin de establecer el nivel de ahorro y con ello evaluar la rentabilidad del proyecto, en función del costo de la instalación, el flujo de ahorros, el tiempo de vida útil de la nueva instalación y un nivel de tasa de rendimiento mínima atractiva. Aquí se hace uso de una forma general de evaluación ejemplificada por el DR. José M. Roqueta en su trabajo " La economía de la cogeneración, sus riesgos y su futuro" (Barcelona, 1992). Nos basamos en su planteamiento, pero se modifica un poco y se le agrega la desagregación de los costos convencionales y de cogeneración, costo de generación del vapor convencional y la diferencia de eficiencias globales entre la forma convencional y la de los arreglos de cogeneración. Estos dos últimos puntos o tratamientos son desarrollos propios.

Planteamiento

Nuestra hipótesis es que México tiene un potencial de cogeneración industrial muy importante, no evaluado ni proyectado dentro del crecimiento histórico de la demanda industrial de energía, el cual podría desarrollarse a tasas mucho más elevadas que las observadas en los últimos años, y que la viabilidad económica de la cogeneración es muy favorable para la mayoría. Sin embargo, su desarrollo supone que se revierta la visión del gobierno de ver a la cogeneración únicamente como una medida de ahorro de energía, y se le considere como una política complementaria al desarrollo del sector eléctrico. Ello, porque la cogeneración podría atender una parte considerable del crecimiento de la demanda eléctrica del sector industrial a un menor costo que con la forma convencional, además de reducir las necesidades de oferta eléctrica pública derivadas del crecimiento de la demanda al servicio público. La industria, el sector eléctrico y el país lograrían así importantes beneficios financieros y económicos. Además de beneficios ambientales derivados de la reducción del consumo energético industrial.

Los factores claves para mejorar la percepción empresarial del aprovechamiento de la cogeneración son los siguientes:

Estabilidad en el marco regulatorio;

Eliminación del tope de venta de excedentes;

Mejoramiento en la metodología para determinar el precio de venta de los excedentes, distinguiendo¹³ entre los naturales y los comerciales;

Seguridad en el abasto de los combustibles a precio de fomento para los excedentes naturales y a precio normal para los excedentes comerciales;

Diligencia, prontitud y eficacia en la acción gubernamental;

Nos limitamos a la cogeneración industrial porque el alcance y desarrollo del tema para éste sector es demasiado amplio y sobrepasa las expectativas de este trabajo, sobre todo en el tiempo de ejecución. Además, como el principal criterio de decisión para la evaluación de la conveniencia de aprovechar los potenciales de cogeneración en la industria privada es el económico, de tal forma que es del interés del presente trabajo fundamentar la evaluación en este criterio de decisión. Por tanto no se considera la participación de Pemex y su potencial, ya que los criterios y elementos de decisión con los cuales es manejada y operada dicha empresa pública, no se apegan a los de las empresas privadas. Empero existen trabajos como los de José M. Muñoz (1999) que estiman el potencial de Pemex en 4000 MWe.

¹³ Un arreglo de cogeneración técnicamente tiene un nivel definido de excedentes (naturales o técnicos) de calor y electricidad, dados por el nivel de recuperación de energía que se hace en el proceso industrial. Y si se quiere, se puede aumentar este nivel de excedentes con la adición de equipos de combustión adicionales, pero estos excedentes técnicamente (excedentes comerciales) ya no pueden ser denominados excedentes, ya que no provienen de un proceso de recuperación y/o optimización del uso de la energía, si no de un proceso de generación eléctrico unido al de la cogeneración.

Metodología

El desarrollo del presente trabajo se basa en una metodología híbrida, la cual toma elementos de diferentes campos de conocimiento como la ingeniería térmica, eléctrica, la planeación, la economía y la evaluación financiera, con el fin de obtener información más clara de las condiciones de desarrollo, evaluación y viabilidad que afectan al aprovechamiento del potencial de cogeneración en México, además de sus ventajas económicas y ambientales para el país.

La metodología de la tesis como primer paso pretende identificar los elementos técnicos y características de utilización y mejores aplicaciones de la técnica de cogeneración en los procesos industriales.

Como segundo paso, el desarrollo la tesis muestra el estado que guarda la cogeneración en el plano internacional, dadas algunas experiencias y la experiencia nacional de 1992 al 2001. Así como ver que este proceso de desarrollo de la cogeneración en México tiene casi 20 años de retraso respecto a otros países, y que aun no se supera la etapa de discusión interna sobre que estatus se le dará como país a la cogeneración: medida de ahorro de energía o política de complemento al desarrollo del sistema eléctrico nacional.

Como parte de los elementos a evaluar para poder ir armando la discusión, se plantea en la evaluación económica de los esquemas de cogeneración, realizar un análisis de los costos convencionales para la generación de vapor industrial involucrando el costo de la instalación, su operación y mantenimiento, dado que en la practica estos se suponen y no se diferencia entre un tipo de instalación y otro. Y que puede ser anexado a la metodología general para la evaluación de los esquemas de cogeneración planteada por el Dr. Roqueta " La economía de la cogeneración, sus riesgos y su futuro" (Barcelona, 1992). Al realizar este análisis se determina la viabilidad económica de los esquemas de cogeneración en una forma más precisa y se obtienen tasas internas de retorno de los proyectos de cogeneración. Además se plantea el procedimiento de un análisis de previabilidad en base a la potencialidad teórica de los esquemas de cogeneración para el mejoramiento de la eficiencia global respecto a la forma convencional, realizando un ejemplo practico.

Después, y dada la información disponible sobre la rentabilidad económica de proyectos de cogeneración realizados en el país desde 1994, se determina la viabilidad de un grupo de proyectos representativos (son 250 proyectos proporcionados por la CONAE, 4 por consultorías y dos propios), los cuales se agrupan y clasifican en función de su viabilidad, logrando establecer una clasificación de la viabilidad económica aprovechable del potencial de cogeneración en función de su TIR. Y base para establecer en un escenario de crecimiento del potencial de cogeneración teórico, cuanto puede ser atractivo y por lo tanto aprovechable desde el punto de vista industrial, principal criterio de toma de decisiones en el sector privado.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Por tanto se requiere determinar¹⁴ el potencial industrial de cogeneración teórico (en este estudio sólo para el sector industrial), esta estimación se basa en un análisis de la potencialidad que ofrecen técnicamente los diferentes arreglos de cogeneración, en base a sus niveles de recuperación de energía, eficiencias y niveles de excedentes naturales¹⁵ de calor y de electricidad, además de una clasificación de sectores industriales con características de operar en esquema superior e inferior, en adición al consumo de combustible para operar sus procesos y que están reportados en los balances de nacionales de energía. Al realizar esto con los datos históricos, podemos estimar el valor del potencial de cogeneración histórico para el periodo de 1992 a 1997, y establecer cual ha sido su crecimiento medio histórico, lo cual permitirá establecer las condiciones de inicio a 1997, y de ahí partir para realizar una estimación de su crecimiento al año 2015, tomando en cuenta su tasa media de crecimiento histórica del periodo 1992-1997, y los supuestos oficiales del crecimiento de la actividad industrial del país.

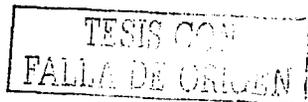
Una vez establecido el nivel de potencia teórica de cogeneración que posee la industria, se procede a estimar los niveles viables de aprovechamiento de ese potencial, considerando los niveles de viabilidad económica hallados al realizar la clasificación y agrupación estadística de las tasas internas de rendimiento de los proyectos realizados. Así se establecen tres niveles de aprovechamiento del potencial teórico, dados por el potencial que es atractivo para la industria al tener tasas mayores al 10% (92.3% del potencial teórico), un potencial más atractivo con tasas mayores a 16% (57.7%) y excelente para tasas mayores a 21% (34.6%).

Posteriormente se realiza una proyección de su aprovechamiento, en función del potencial teórico y de los montos viables económicamente, agrupados en tres escenarios de crecimiento de la capacidad instalada por cogeneración en la industria (alto para el 92.3%, medio para el 57.7% y bajo para el 34.6%, comparados contra el convencional 1.9%). Estimando valores medios anuales de tasas de crecimiento de la cogeneración sin sobre pasar su potencial viable económicamente y limitando la capacidad de generación eléctrica de cogeneración más la pública (incluyendo 27% de capacidad de respaldo para las industrias que entren en cogeneración), pero dejando que la de cogeneración aporte lo más posible a la capacidad adicional que el desarrollo del país requiere en base al escenario de crecimiento y datos oficiales dados en la Prospectiva del Sector Eléctrico de la Secretaría de Energía, con la finalidad de no sobre pasar la demanda adicional y con eso no crear infraestructura excesiva ni desperdicio de recursos económicos al país. En esta misma proyección de aprovechamiento y en base a los resultados del crecimiento viable de la capacidad por cogeneración en los tres escenarios de crecimiento, se estiman los montos de ahorro en recursos económicos al país, a la industria y a la empresa eléctrica que resultan al construir infraestructura eléctrica por cogeneración que es más barata que la convencional, así se reduce por monto de

¹⁴ La CONAE indica que para obtener el potencial nacional de cogeneración en México, se puede: a) obtener el consumo global de combustibles del país, b) obtener de las empresas con mayor consumo de combustibles que componen el sector industrial, comercial y a la industria petrolera en su sector de petroquímica, c) obtener una muestra representativa de empresas de cada uno de los sectores económicos en estudio (industrial, comercial y a la industria petrolera en su sector de petroquímica).

Y en su estudio para el potencial de 1995, indicó que se usó para el sector industrial el método b), para el caso del sector petroquímico y comercial el método a). Y que consideraron combustible adicional o generación de excedentes eléctricos y de calor no naturales (en su estudio la CONAE no diferencia entre excedentes naturales y comerciales).

¹⁵ Ver nota de pie # 13



inversión y por cantidad construida, y estos resultados se comparan con el escenario convencional o tendencial de aprovechamiento del potencial de cogeneración. Se realiza un análisis de sensibilidad del crecimiento del potencial en función de la disminución del potencial teórico disponible y del nivel de crecimiento medio esperado.

En el siguiente paso se toman los resultados de crecimiento de la cogeneración y se integran a un análisis de reducción de emisiones en el sector industrial, asociado a la generación de energía que es desplazada por la cogeneración y cuantificada al estimar los montos de energía primaria o combustibles que se deja de usar al mejorar la eficiencia del proceso para satisfacer el mismo requerimiento energético. Se hace uso de índices de emisiones obtenidos para los combustibles usados en el país y con valores de formación para el NO_x, SO_x, CO₂ y CO obtenidos de experiencias prácticas en la industria nacional. Logrando con esto establecer un escenario de disminución de emisiones para los resultados de los tres escenarios de aprovechamiento de la cogeneración y comparados con el escenario convencional. Se cuantifica la energía primaria consumida y generada dentro de la industria y la parte que consume la empresa eléctrica para dar suministro eléctrico a la industria. También se estiman montos en toneladas por año de reducción de contaminantes y su posible afectación en programas de remediación ambiental, externalidades y compra de emisiones evitadas.

Para la parte de la discusión sobre sí los argumentos expresados por los actores del proceso son viables y sí han existido condiciones para su desarrollo, se agrupan los principales factores y argumentos que dan viabilidad a la implementación de la cogeneración en México durante el periodo de 1992 a 2000, mostrando lo que ha ofrecido y ofrece el país, y argumentando sí han sido favorables para su buen desarrollo, atendiendo a las observaciones que los protagonistas del desarrollo de la cogeneración han manifestado a la sociedad, sí favorecen y fomentan su desarrollo. Además se analizan las condiciones de financiamiento y los factores claves en la evaluación de la viabilidad financiera bajo tres posibles escenarios de financiamiento, con la idea de establecer las prioridades en cuanto a acciones que favorezcan el incremento de la viabilidad económica y financiera de los potenciales de cogeneración.

Con lo cual se pretende al final de esta tesis, tener más claro sí en México es importante el potencial de cogeneración, cuál ha sido su comportamiento, cómo puede comportarse a futuro, qué tasa de aprovechamiento se puede lograr, cuál le conviene más al país y a los actores de su proceso de implementación, además de plantear los principales elementos que ayudan a su viabilidad técnica, económica, financiera, logística y jurídica, y sí estos elementos han favorecido su desarrollo bajo el estado que han guardado en México desde 1992.

Desarrollo de la tesis

La discusión se desarrolla en cinco partes. En el primer capítulo se presenta el estado que guarda la cogeneración, sus implicaciones y sus características técnicas.

En el segundo se agrega al procedimiento de evaluación y comparación entre costos convencionales y de la cogeneración, una desagregación de los costos de

generación del kilogramo de vapor y la potencialidad de los arreglos de cogeneración para mejorar la eficiencia global de generación de calor y electricidad respecto a la forma convencional, y con ello evaluar en forma más explícita y sencilla los beneficios económicos del aprovechamiento del potencial de cogeneración.

En el capítulo tres se desarrolla un método para estimar el potencial teórico de cogeneración industrial, con base en la información proporcionada por los balances energéticos nacionales sobre el consumo de combustibles en las diferentes ramas industriales, así como estimaciones sobre eficiencias promedio de los equipos comerciales que se utilizan, y los procesos empleados para generar los requerimientos térmicos. Además se establecen cuatro escenarios de aprovechamiento de dicho potencial el periodo 1998 - 2007. Estos toman en cuenta supuestos plausibles de crecimiento de la economía, la evaluación de las necesidades energéticas de la industria y los cambios institucionales, proyectos ya desarrollados, la estructura de la industria y sus cambios estructurales, los montos de inversión necesarios. Para cada escenario se estima el beneficio económico y se calcula el impacto favorable que se tendría sobre el programa de obras del sector eléctrico nacional.

En el capítulo cuatro se evalúa la reducción que resultaría en el consumo de combustibles y por lo tanto en las emisiones contaminantes.

Finalmente, en el capítulo cinco se analizan los factores que agilizan y obstaculizan la adopción de esta tecnología, y las propuestas para salvar las barreras y limitantes. Resaltando los factores claves para mejorar la viabilidad económica y financiera de los proyectos, así como el desarrollo y adopción de una cultura industrial hacia la innovación y la toma de riesgos.

1. PANORAMA DE LA COGENERACIÓN

La cogeneración como técnica de generación de los insumos energéticos que consume la industria no es nueva, sus desarrollos se inician a finales del siglo XIX. La cogeneración en los países más desarrollados puede ser un mecanismo para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero dentro de sus fronteras y fuera de ellas. Además de representar un gran potencial comercial, al abrir y desarrollar grandes mercados para venta de tecnologías, equipos de cogeneración y servicios de ingeniería. El mejor uso de los energéticos que hace la cogeneración es derivado de la integración de dos procesos de uso de la energía. Lo que se traduce en la reducción de pérdidas de transformación y en aumento de la recuperación de energía de rechazo. La integración de estos conceptos: reducir pérdidas y aumentar recuperación, dan origen al concepto de optimización en el uso de la energía.

Para poder aplicar el concepto de optimización de la energía con cogeneración es necesario analizar las características técnicas y productivas que caracterizan al proceso industrial donde se puede aplicar el concepto de cogeneración. De tal manera que con una selección adecuada de las técnicas de análisis y modelado de los esquemas de cogeneración es posible encontrar la relación más adecuada para optimizar los costos energéticos y confiabilidad en la operación del sistema energético que da abasto al proceso industrial que lo origina. Existen una serie de indicadores que permiten el análisis y evaluación de los resultados de la técnica de cogeneración. Así como para la aportación de datos e información que sirve de sustento para avalar las decisiones finales de emprender un proyecto de cogeneración, dentro del campo económico, financiero, legal, comercial y estratégico. En esta sección se plantea mostrar las características técnicas y fundamentos tecnológicos de los esquemas de cogeneración. Y poder mostrar el desarrollo y estado que guarda el desarrollo de la cogeneración en el contexto internacional y nacional, dadas algunas experiencias.

1.1 PAÍSES SELECCIONADOS Y MÉXICO

La tendencia de la industria eléctrica en los años ochenta comenzó implicando independencia de los recursos energéticos externos, menos volatilidad de los precios al público, reducción de las emisiones de gases de invernadero. Para lo cual se promovió el uso de combustibles más limpios como el gas natural, el desarrollo de los potenciales eléctricos basados en las energías renovables y técnicas de generación más eficientes, como los ciclos combinados y la cogeneración.

Después, a principios de los años noventa, este primer impulso es continuado con la visión del neoliberalismo, la cual ya no ve de utilidad la integración vertical de las industrias eléctricas, por tanto el modelo dejó de ser la base del desarrollo y operación en la estructura de las industrias eléctricas del mundo. Ya que la segmentación y tendencias en la desintegración vertical de las empresas eléctricas en muchos países lo muestran así. A partir del proceso iniciado en los Estados Unidos, el fundamento expresado es el de imprimir en la operación de la industria características de más competitividad, apertura de los mercados y reducción de tarifas, mediante la privatización y segmentación de los servicios eléctricos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

De estos sucesos, en México a principios del nuevo milenio, se ven y perciben tres tendencias: 1) en el periodo 1990 - 1995 una política basada sólo en dos de los cuatro fundamentos que propiciaron esta reforma en los años ochenta en EE.UU.¹: a) reducción de los impactos ambientales, b) aprovechamiento de potenciales eléctricos basándose en energías renovables, c) técnicas de generación más eficientes, y d) reducción de la dependencia energética del exterior. Situación manifiesta por las reformas de 1991 y 1992 y promovida con intensidad hasta 1995, con resultados para este periodo muy pobres en cuando al desarrollo de los potenciales existentes en el país.

Después de esto, 2) para el periodo 1996 - 2000 se descarta como política de desarrollo el impulso a ese nivel de las energías renovables y técnicas de generación más eficientes, quedando a nivel de medidas de ahorro de energía. Y con esto se pasa a la segunda etapa de las tendencias internacionales, 3) la desintegración vertical y la privatización de la industria eléctrica, situación manifiesta por la reducción en el impulso a las energías renovables, y por la política de apertura y privatización de los mercados del gas natural e intensión de la industria eléctrica.

1.1.1 ESTADOS UNIDOS

La punta que abrió el desarrollo de las energías renovables y con ella a la cogeneración fue la Public Utility Regulatory Policies Act de 1978 (PURPA). La cual basó este desarrollo en el sector independiente de generación (Las nonutility), las cuales generaron la mayoría de la capacidad nueva. La PURPA incluyó una nueva diferenciación entre las plantas eléctricas, las Qualifying Facilities (plantas calificadas), las cuales basan su operación en energías renovables, combustibles de

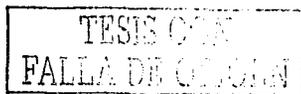
¹ Por décadas las empresas eléctricas en los EE.UU. estuvieron sufriendo incrementos en su demanda y decremento en sus precios. la economía de escala se estuvo manteniendo con capacidad adicional. con avances tecnológicos. y reduciendo costos. Esta situación prevaleció hasta los años sesenta. donde las empresas vieron disminuir sus costos y un rápido crecimiento. Una serie de sucesos propicio un gran desarrollo de la industria eléctrica a finales de los 60's:

- En 1965 el apagón del noreste generó consenso y presión acerca de la estabilidad del sistema eléctrico
- La promulgación del Acta del Aire Limpio en 1970 y su reforma en 1977. que requería que las compañías eléctricas disminuyeran sus emisiones contaminantes
- El embargo petrolero árabe en 1973-74. resultando en un incremento de los precios de los combustibles de origen fósil
- El accidente en 1979 en la isla de Tres Millas. que produjo grandes costos y leyes reguladoras. además una gran incertidumbre en el desarrollo de las plantas de energía núcleo eléctrica
- Gran inflación en los precios de los energéticos causada por estos sucesos

Mientras la industria se recuperaba de estos sucesos el congreso preparaba una legislación para reducir la dependencia de los Estados Unidos de los combustibles fósiles. desarrollando las energías renovables y alternativas más económicas y promoviendo el uso más eficiente de los combustibles fósiles. El resultado de estos hechos fue la Public Utility Regulatory Policies Act de 1978 (PURPA). La PURPA buscaba introducir cambios rápidos de competencia entre las industrias eléctricas. al introducir mecanismos y facilidades para la competencia y criterios de eficiencia. Impulsados por la FERC para ingresar a un mercado competitivo.

Las compañías eléctricas inicialmente no aceptaron estas reformas. pero algunos pronto vieron la oportunidad y ventajas de estas reformas. en especial a causa de la disminución en la incertidumbre creciente de recuperar costos, de inversión. El crecimiento de la capacidad de generación con la introducción de nuevas formas de compañías eléctricas. era un adelanto contenido en la Acta Política de Energía de 1992 (EPACT). EPACT expandió el mercado eléctrico con productores eléctricos (nonutility: Posen plantas generadoras solamente. mientras que las compañías eléctricas plantas generadoras. líneas de transmisión y distribución). exento el mercado de mayoristas (EWGS).

Fuente: The Changing Structure of the Electric Power Industry: Selected Issues. 1998. Energy Information Administration. Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels. U.S. Department of Energy. Washington. DC. Julio 1998



desperdicio y niveles superiores de eficiencias. Las plantas calificadas son acreedoras a una serie de beneficios legales para apoyar y fomentar su creación y sostenimiento, con financiamientos más favorables y medidas como²:

- Compra obligatoria de su energía y de sus excedentes por las generadoras y distribuidoras
- Interconexión obligatoria a los sistemas y redes de transmisión y distribución, al costo del nonutility y no al del utility
- Los precios de compra de la energía con tarifas basadas en los costos evitados, las tarifas se componen de un costo por energía y otro por capacidad. Basando el precio de la energía en el costo del combustible marginal y el de la capacidad en costo evitado de la utility al no tener que construir una planta adicional para esa capacidad
- Las nonutilities están exentas de las regulaciones para las empresas públicas bajo la PUHCA, de la regulación de tarifas bajo FERC y de las regulaciones de los Estados como empresas públicas
- Las utilities deben prestarles el servicio de respaldo
- La participación de las utilities en las nonutilities esta restringida a menos del 50%

Esta reglamentación provocó un gran crecimiento de la oferta de electricidad a precios del costo evitado, por lo que para evitar la sobre oferta, se buscó y propuso posteriormente a su desarrollo que el costo evitado ya no incluyera el costo de capacidad, sino sólo el del combustible marginal de corto plazo.

Como acción gubernamental para aliviar las presiones de sobre oferta e incluir más mejoras y más competencia al mercado eléctrico, en 1992 se promulgo la Energy Policy Act de 1992 (EPACT), esta nueva regulación incluyó los siguientes aspectos³:

- Porteo al mayoreo, cualquier empresa con capacidad de transmisión puede prestar el servicio de porteo al mayoreo, siempre y cuando sea de interés público y no cause fallas al sistema. Así una nonutility puede vender fuera de su área y pagar por el servicio de porteo
- Nueva clase de generadores independientes, llamados Exempt Wholesale Generator (generadores independientes sin derecho al mayoreo) que incluye a los nonutilities que no cubren los requisitos de PURPA y subsidiarias de empresas utilities. Los nonutilities restringidas se regulan bajo FERC y no con PUHCA y los precios de la energía son negociados y los que el mercado establece

CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES DE UTILITYS DE EE.UU. POR TIPO⁴

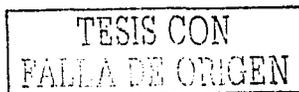
UTILITYS PRIVADAS

- Hay 244 en los Estados Unidos, y operan en todos los Estados excepto en Nebraska. Esto también se refiere a las utilities privatizadas
- Distribuyen sus ganancias a los accionistas o se reinvierten

² Mark H. Davis, McKenna & Cuneo, (1999)

³ idem.

⁴ La Administración de Información de Energía. Anuario Eléctrico de Poder 1995. Volumen II. DOE/EIA-0348(95)/2 (Washington, CC, Diciembre 1996).



- Se otorga un servicio tipo monopolio en áreas geográficas
- Tienen la obligación de proveer un servicio confiable
- Son reguladas por los Estados y aveces por el gobierno Federal. Quienes les aprueban las tarifas, en base a un valor justo de rendimiento en su inversión
- Existen mucho más compañías para proveer los servicios básicos de generación, transmisión y distribución

UTILITYS FEDERALES

- Hay 10 Utilitys Federales en los Estados Unidos. Operan en todas las áreas, excepto en el Noreste, el oeste medio superior, y Hawaii
- El objetivo de su generación no es generar ganancias
- Las utilitys públicas, cooperativas, y las otras entidades no lucrativas tienen preferencia de compra para su energía
- Son principalmente productoras mayoristas
- La electricidad generada por estas plantas es comercializada y vendida a través de administradoras, como la DOE (Bonneville Administration)
- La Alaska Power, está en el proceso de ser privatizada por el Decreto Público 104-58 de Noviembre 28, 1995
- La Tennessee, es el productor más grande de electricidad en esta categoría y opera en el mercado del por mayor y al menudeo.

UTILITYS PÚBLICAS

- Incluyen plantas Municipales, Distritales, servicios Públicos de Poder y Distritos de Riego
- Hay 2,014 en los Estados Unidos
- Son plantas del Estado sin fines de lucro o plantas de gobiernos locales
- Sus fondos son contribuciones comunitarias, las instalaciones son económicas y eficientes, y ofrecen tarifas bajas
- Son principalmente distribuidoras de electricidad, aunque si pueden producir y transmitir. Se financian con impuestos
- Se concentran en Nebraska, Washington, Oregon, Arizona, y California
- Los electores en un distrito público eligen a los comisionados o directores, en forma independiente de cualquier gobierno municipal

UTILITYS ESTATALES

- Hay 931 en los Estados Unidos, y operan en todos los Estados excepto Connecticut, Hawaii, Rhode Islan, y el Distrito de Columbia
- Son propiedad de comunidades y de granjas rurales pequeñas
- Proveen el servicio a miembros únicos
- Son dirigidas por una junta de directores, que a su vez eligen a un gerente
- Las Utilitys Rurales operan en base al Acta Rural de Electrificación de 1936, con el fin de proveer el servicio eléctrico a comunidades rurales pequeñas (comúnmente menos de 1,500 consumidores) y donde es relativamente caro proveer el servicio

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES DE NONUTILITYS DE EE.UU. POR TIPO ⁵

PRODUCTORES PEQUEÑOS DE ELECTRICIDAD (QF)

- Son "calificados" bajo los lineamientos de la PURPA, solvencia financiera, operación confiable, y con criterios de eficiencia, establecidos por FERC
- Usan como fuente primaria de energía la biomasa, recursos renovables (agua, viento, solar), o geotérmico
- Los combustibles basados en petróleo pueden usarse, pero los recursos renovables deben proveer por lo menos el 75% del aporte total de la energía
- Se garantiza que las ganancias son equivalentes al de un rendimiento dado por un precio en base "al costo evitado".

GENERADOR EXCENTO AL POR MAYOR

- Su creación fue autorizada por EPACT
- Son exentos de restricciones corporativas y geográficas, de la PUHCAS
- Son productores al por mayor; no venden al menudeo
- No poseen instalaciones importantes de transmisión
- Se regulan comúnmente por condiciones de mercado

COGENERADORES (NO - QF)

- No están "capacitados" bajo los lineamientos de la PURPA
- Son nonutilitys, utilizan tecnologías de cogeneración, y consumen parte de la electricidad que generan

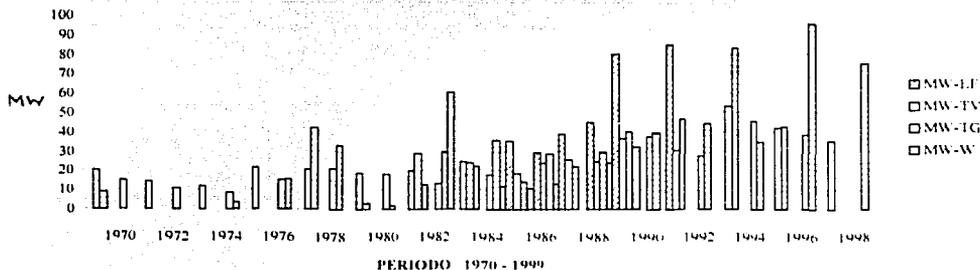
NO COGENERADORES (NO - QF⁶)

- No están "capacitados" bajo los lineamientos de la PURPA
- No utilizan tecnologías de cogeneración

Esta organización y su desarrollo a partir de 1970 a permitido el crecimiento de la capacidad de generación (Fig.1) a niveles que inclusive a finales de los 90's produjeron capacidad sobrante, sobre todo en tecnologías de turbina de gas y turbina de vapor, y en menor medida el lecho fluidizado.

Fig. 1

CAPACIDAD DE PLANTAS NONUTILITYS



Fuente: Elaboración propia con datos de EIA. 1999

⁵ La Administración de Información de Energía. Anuario Eléctrico de Poder 1995. Volumen II. DOE/EIA-0348(95)/2 (Washington, CC, Diciembre 1996).

⁶ QF = "capacitados", bajo PURPA

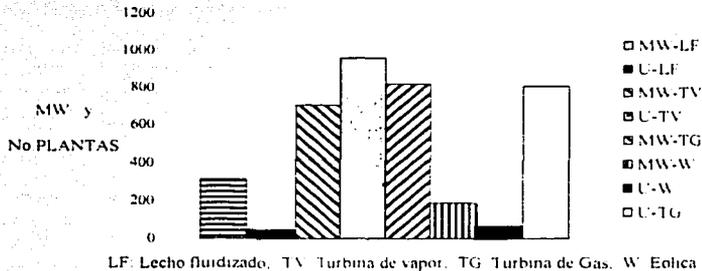
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Por tal motivo se tuvo que modificar el marco legal para contrarrestar algunas medidas que propiciaron este gran desarrollo, como lo fue el no reconocer el costo evitado en el precio de venta de la electricidad.

El impulso de los nuevos proyectos de generación se ha traducido (fig. 2) en un desarrollo de las plantas a base de turbina de vapor, seguido por las de turbina de gas. Pero la capacidad de las plantas de turbina de gas es mayor, seguida por la de las plantas de vapor.

Fig. 2

NONUTILITYS A 1999

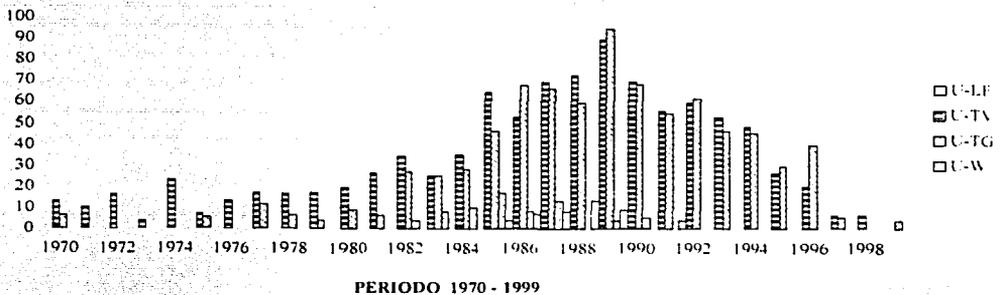


Fuente: Elaboración propia con datos de EIA. 1999

El proceso de fomento de las energías renovables⁷, desde su inicio en 1970, en cuanto a número de plantas, ha dado como resultado una explosión máxima de plantas a finales de los años noventa, como lo muestra la siguiente figura.

Fig. 3

NUMERO DE PLANTAS NONUTILITYS



Fuente: Elaboración propia con datos de EIA. 1999

Por lo que es posible visualizar que el desarrollo y aprovechamiento de la capacidad de cogeneración aportó grandes montos de infraestructura de generación nueva de aproximadamente 43000 MW.

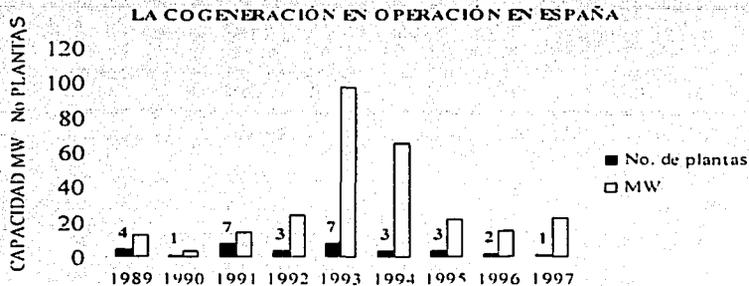
⁷ La Administración de Información de Energía. " Informe Anual de Nonutility." (1995). Tabla C9. Capacidad Promedio y Número de Nonutility. 1970 - 1999

1.1.2 ESPAÑA⁸

La industria de la cogeneración hasta antes de los años ochenta se ubicaba en los sectores del azúcar, papel y químico, ya que debido a las características de sus procesos industriales y por tradición en todo el mundo son cogeneradoras, a principios de la década de los ochenta la capacidad instalada era de 694 MW.

Bajo este escenario se aprueba la Ley de Conservación de la Energía que da certeza y claridad al marco jurídico y económico, fomentando y promoviendo a la cogeneración. De este desarrollo se observa en la Fig. 4 un crecimiento de la capacidad de cogeneración, llegando a un máximo en 1994 y 1997 MW instalados en ese mismo año.

Fig. 4



Fuente: Elaboración propia con datos de IDAE. 1998

Las situaciones que aprueba este decreto son:

- Especificaciones técnicas que deben cumplir las plantas
- Garantía y obligación de compra de excedentes eléctricos
- Sistema tarifario para la energía excedente
- Prohibición de venta de energía eléctrica a terceros
- Programa de subsidios a las inversiones

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Los resultados de estas medidas comenzaron a ser significativos a partir de 1985, ya que en los siguientes diez años la capacidad instalada pasa de 1% a 10% de la capacidad eléctrica total del país. Este crecimiento de 1% como promedio se atribuye a dos factores principalmente: el desarrollo de la infraestructura y mercado del gas natural, y a una política de promoción e impulso de proyectos con grandes ventajas económicas, basada en:

- Realización de un estudio estadístico basado en 1000 industrias para determinar la capacidad de cogeneración del país.
- Cumplimiento de una campaña de difusión y promoción de la cogeneración, así como de las tecnologías en escuelas, instituciones, paneles y foros.
- Programa de estímulos e incentivos fiscales.

⁸ Instituto para la diversificación y ahorro de la energía (IDAE, España 1998)

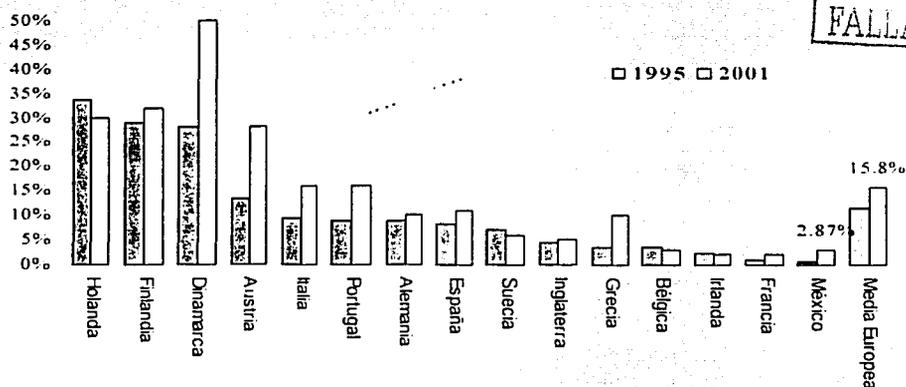
- Desarrollo de proyectos de cogeneración y su financiamiento, mediante el patrocinio del instituto y financiamiento por el mecanismo de terceros⁹

Los resultados tangibles de estos actos son 234 MW adicionales de 1987 a 1990, de 2,172 MW de 1991 a 1996, lo que ha este año sobrepasa más del 140% de lo que se tenía contemplado en el plan nacional para esta actividad en el periodo 1990-2000. Así el crecimiento ha resultado en promedio de 60, después 200 y 450 MW por cada periodo de tres años.

Estos resultados muestran, un buen desempeño de la labor de aprovechamiento del potencial de cogeneración. Esto también se ha traducido en una capacidad exportadora de España de tecnologías y servicios de ingeniería. Esta experiencia muestra los dos procesos de desarrollo y cambio tecnológico: 1) el de modernización y desarrollo de las mejores prácticas, 2) la asimilación tecnológica y la exportación de conocimientos derivados de este proceso de aprendizaje y desarrollo.

El auge de este proceso fue en los años de 1993 a 1995, el cual sin duda se inicio en 1990, debido al tiempo de maduración y ejecución de los proyectos de 3 años, México, inicio este proceso casi al mismo tiempo (1992) pero los resultados no fueron los mismos.

Fig. 5 PARTICIPACIÓN DE LA COGENERACIÓN EN LA CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN EN ALGUNOS PAÍSES EUROPEOS Y MÉXICO



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Fuente: Elaboración propia con datos de IDAE para 1995, para 2001 datos de CONAE. Para México estimación propia a 1995 y para 2001 dato de la CRE.

Este desarrollo llevó a España (Fig. 5) a pasar dentro de los países europeos de una participación baja en 1980 a 8.2% para 1995 y 11% al 2001, respecto a la generación nacional, pero todavía muy baja respecto a los niveles de Holanda, Finlandia y Dinamarca. México comparado al 2001 tiene 2.87% contra 15.8% de la media europea.

⁹ Es un mecanismo mediante el cual una empresa de servicios energéticos o un fabricante realiza el proyecto de cogeneración, y con los resultados económicos cubre los costos y gastos de desarrollarlo.

1.1.3 MÉXICO

En México como en todo el mundo, las primeras industrias basaron sus primeros consumos eléctricos en energía autogenerada y si el proceso lo permitía con cogeneración. Así en sus inicios la electrificación se dio en los entornos de las plantas industriales.

La nueva tecnología basada en electricidad rápidamente desplazó a las formas previas de mover y alumbrar. La generación eléctrica concebida como hoy en día, se da a partir de que la electricidad llegó a las industrias, a las ciudades y a las viviendas, a través de plantas generadoras, líneas de transmisión y distribución con la idea de generar utilidades.

¹⁰La historia de la industria eléctrica en México se inicia en 1879 con la instalación de la primera planta termoelectrónica en la fábrica textil de Hayser y Portillo en León, Gto. Dos años después, se experimentaba en la ciudad de México la instalación de lámparas incandescentes para el alumbrado público; y en 1889 se inauguraba en Batopilas, Chih. La primera planta hidroeléctrica con capacidad de 22 KW para satisfacer necesidades mineras.

Así desde 1887 hasta 1911 se organizaron más de 100 empresas de luz y fuerza motriz, algunas mexicanas y otras extranjeras, entre ellas la Mexican Light and Power Company. Las empresas privadas al igual que en otros países se enfocaron a aquellas regiones y clientes que ofrecían utilidades, por lo que los sectores rurales y pequeñas comunidades fueron ignoradas y también como en el resto del mundo el gobierno tuvo que intervenir con regulaciones para obligar a ofrecer el servicio.

La ley de junio de 1894 determinó 10 años como máximo para las concesiones de áreas y servicios a las empresas eléctricas, este plazo se amplió a 20 en 1902, pero como hoy, en esos días los ordenamientos eran pasados por alto y no se respetaban los plazos, por tanto se pasó de un régimen de derecho a un régimen de conveniencia y así los plazos se acordaron no menores de 20 años y no mayores de 99 años.

Hasta 1923 se hizo un intento por comenzar a respetar los ordenamientos y eliminar la anarquía entre los participantes en el sector eléctrico, así se crea la Comisión Para el Fomento y Control de la Industria de Generación de Fuerza, cuyas actividades entre otras eran las de introducir respeto a los ordenamientos, regular las prácticas monopólicas, ofrecer precios razonables a los consumidores, etc.

En 1926 se legislan y se crean las bases para crear la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en forma de un código. Así en 1928 se dan atribuciones a la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial para regular las tarifas eléctricas y los contratos de servicio y suministro. Pero aun seguían prevaleciendo excepciones y privilegios para algunas empresas.

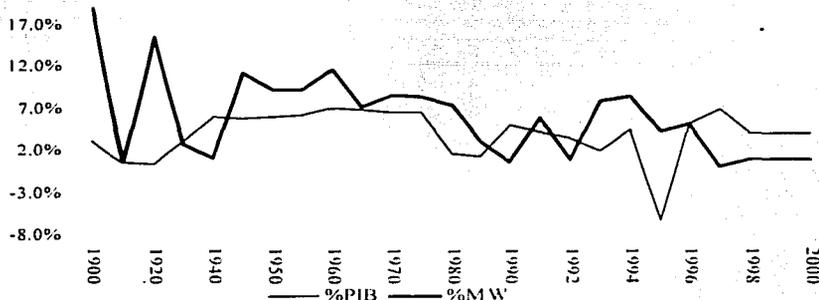
Para 1937 se crea la Comisión Federal de Electricidad y en 1939 la Ley sobre el Impuesto sobre Consumo de Energía y la Ley de la Industria Eléctrica.

¹⁰ Adaptado: Resendis Nuñez. El Sector Eléctrico. (CFE. 1994)

Esta serie de medidas y su cumplimiento cada vez más estricto produjo resistencia en las empresas privadas, lo que se tradujo en poca inversión, así la demanda superaba a la construcción de capacidad, en una década la capacidad creció 1%. Para superar estas posturas en 1942 se le dio a la CFE la tarea de asumir el reto de construir la infraestructura eléctrica que las empresas privadas se rehusaban. Para 1949 esta consolidación era una realidad, por lo cual se le dio a la CFE una certeza jurídica y financiera de carácter autónomo, lo que llevó mas tarde a la nacionalización de la industria eléctrica en 1960.

Fig. 6

CRECIMIENTO HISTÓRICO PIB Vs. CAPACIDAD INSTALADA PÚBLICA EN MÉXICO



Fuente: Elaboración propia con datos de los Balances Nacionales de Energía. 1996, 1997, 1998, SE. Cuadro A1 pag. 530. El sector eléctrico en México. Resendiz Nuñez.

En la figura 6 se muestra el comportamiento histórico que a mantenido la relación entre el crecimiento de la capacidad de generación y el crecimiento de la economía, se observa claramente un periodo de estabilidad (1940 a 1988), antes y después una inestabilidad, que se explicaría al inicio del siglo por los conflictos revolucionarios, pos revolucionarios y la rebeldía de las empresas eléctricas extranjeras, y al final del siglo por el mal manejo de la economía, que llevo al gobierno a destinar el recurso presupuestal de la inversión en la paraestatal a otras acciones como el rescate bancario iniciado en 1995 y el plan de privatizar a la industria eléctrica, empero se ve en la figura que durante 50 años mantuvo estable su crecimiento y la satisfacción de las necesidades de energía del país.

Después de 1960, se presentó en 1975 Ley del servicio público de energía eléctrica, la cual pretendía actualizar el marco jurídico de la empresa eléctrica y con ello fortalecer sus finanzas mediante el establecimiento de precios para las tarifas eléctricas en base al precio medio y el costo medio, pero siempre resultaron por debajo del nivel de la inflación de cada año. Y con esto continuo la política de subsidios para apoyar el crecimiento de la planta industrial y con ello la economía del país. Esta ley durante el tiempo que tiene en vigencia ha sufrido modificaciones en 1983, 1989, 1992, 1993. Para 1983 se implantó un acuerdo en el cual se pretendía que mediante programas de productividad en la mano de obra y del mejoramiento en la eficiencia de generación se redujeran sus costos, y mediante el incremento en las tarifas, la empresa fuera capaz de poder financiar el 50% de sus necesidades de inversión con apoyo del gobierno y el restante 50% con deuda.

Para 1985 se pretendió capitalizar a la empresa, mediante la transferencia de una parte considerable de su deuda (360 000 mdp) al gobierno federal en tres exhibiciones a realizar en dos años. El problema hoy en día de la empresa eléctrica es el mismo y como se puede ver no es nuevo:

¹¹ [...] Para cumplir su programa de obras e inversiones, la CFE acabo apoyándose más en la banca internacional de desarrollo y en las aportaciones gubernamentales, que en sus propios recursos. Con ello, la industria eléctrica se volvió muy vulnerable a los cambios de su entorno.

Durante la década de los ochenta la obtención de recursos se complicó por la escasez de fuentes internacionales de crédito, las elevadas tasa de interés, la crisis de la deuda, la reducción considerable de los ingresos por exportaciones de petróleo y la inestabilidad de las principales variables macro económicas, especialmente la inflación. Asimismo, por el importante endeudamiento de la CFE, el rezago de los precios respecto a los costos de la electricidad y las ineficiencias productivas que obstaculizaban dedicar recursos propios al financiamiento de la inversión.

En varias ocasiones fue necesaria la intervención del gobierno federal para aligerar las presiones y mejorar las finanzas de la CFE. En 1986 se firmó un convenio de rehabilitación financiera, gracias al cual el gobierno asumió una deuda de 8,578 mdd, y se fijaron compromisos en materia de productividad, mantenimiento, racionalización del gasto y eficiencia. Como se vera mas adelante fue necesario la firma de un nuevo convenio, en 1989 para solucionar definitivamente el problema.

En 1990 se publicó la reforma a las tarifas eléctricas como complemento al acuerdo de saneamiento financiero de CFE. Con el cual se pretendía darle más margen financiero a CFE con ingresos de sus propias ventas y una política que tendiera a nivelar los precios respeto a los internacionales y en particular con los de su principal socio, en las estadísticas¹² se aprecia que la reforma no indujo ningún cambio en la práctica.

Esta serie de sucesos muestran que el problema actual de la empresa eléctrica se remonta a 1973, por tanto han pasado casi 30 años y el problema sigue siendo el mismo, esto inferiría que no existe la decisión práctica (si la voluntad política) de sanear las finanzas de CFE y por lo tanto de ser autosuficiente. Entonces sólo queda buscar la forma de encontrar otras formas de construir plantas y redes de distribución. Así la reforma de 1992 que permitió la apertura del sector eléctrico a la inversión de los particulares en la generación de electricidad, hoy en día, es la única posibilidad vigente que permite la Ley.

La privatización es un supuesto que depende de quien sea el gobierno, de sus compromisos y de la conformación de las cámaras. Por tanto examinado las posibilidades que ofrece la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica y su reglamento, tenemos el productor independiente, el autoabastecimiento, la cogeneración y la importación de energía eléctrica como complemento a lo que hace

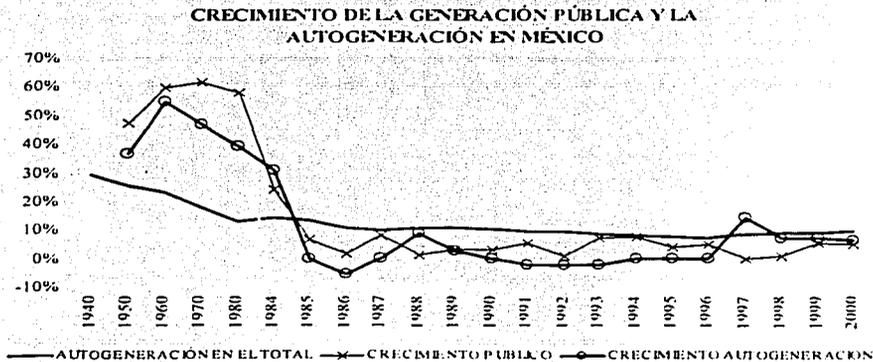
¹¹ Reforma de las industrias de energía eléctrica y gas natural en México. Víctor Rodríguez p. Pag. 21. (1997)

¹² Con datos de "Precios internos y externos de referencia de los principales energéticos". CFE. cuadros 4.3 y 4.7

la CFE. Este reglamento a sufrido desde su fecha de publicación en mayo de 1993 modificaciones en 1994 y 1997, y adiciones sobre la metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica en mayo de 1998, aprobación del contrato de adhesión para la prestación del servicio de respaldo de energía eléctrica para ser utilizado por la comisión federal de electricidad o luz y fuerza del centro con los permisionarios de las modalidades cogeneración y autoabastecimiento en febrero de 1998, también el establecimiento de los modelos de contrato de interconexión y de los convenios de compraventa de excedentes de energía eléctrica (energía económica) y de transmisión para la aplicación de cargo mínimo o cargo normal y sus opciones de ajuste, en febrero de 1998.

Este desarrollo y marco legal a permitido ubicar a la capacidad de generación del país dentro de márgenes razonablemente óptimos hasta el año 1997¹³.

Fig. 7



Fuente: Elaboración propia con datos de los Balances Nacionales de Energía. 1996, 1997, 1998. SE. Cuadro A1 pag. 530. El sector eléctrico en México. Resendiz Nuñez.

Ya que a partir de 1995 se observa un deterioro y una disminución notable de los márgenes de reserva del sistema eléctrico nacional, en la fig. 7 se observa como el crecimiento prácticamente fue de cero durante 1997 y 1998, lo que introdujo al país en una semi crisis de abasto de energía durante los siguientes años 2001 y 2002. Pero ahí mismo se ve como creció la autogeneración que prácticamente tenía 10 años con un crecimiento de cero.

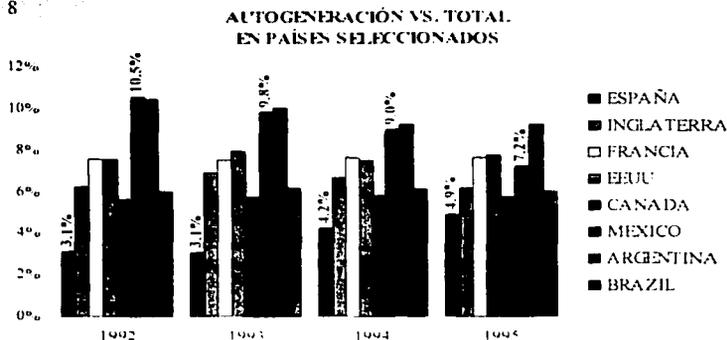
Por otra parte, el país venía teniendo una participación importante en la generación particular respecto al total nacional (fig. 8), inclusive superior al nivel que presentaban otros países como EE.UU., Inglaterra, situación que al parecer iba en contra de las tendencias internacionales. Por qué el país en los últimos años ajusto esta tendencia hacia la baja, al pasar de 10.5% en 1992 a 7.2% en 1995. Situación

¹³ Según manifestó Cristerna Ocampo, (1992)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

idéntica en Argentina, cabe hacer mención que en este periodo ambos gobiernos eran los dos más grandes neoliberales de América.

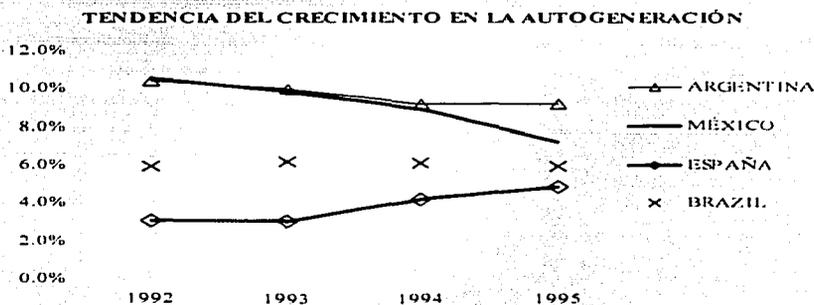
Fig. 8



Fuente: Elaboración propia con datos de IEA, IDAE, y BNE

Esta situación sucede con España a la inversa (fig. 9), es decir ellos ajustan al alza la participación de la generación privada de auto consumo, pasando de 3.1% a 4.9% en el mismo periodo, tendiendo todas a una media de entre 6 y 8%. En el caso particular de México, esto se presenta como una disminución en la capacidad de autogeneración, enmarcada en un proceso general de reducción de la capacidad de generación total, principalmente por la disminución en la construcción de capacidad pública, situación que se agrava en el periodo 1995 - 2000.

Fig. 9



Fuente: Elaboración propia con datos de IDAE, EIA, BNE, SE a 1996

Esta relación decreciente en crecimientos de la capacidad de autogeneración, se redujo casi en 50% en una década, de 1985 a 1995. Situación que se trato de revertir con la reforma de 1992, al tratar de fomentar la construcción de plantas para autogeneración con las modalidades de cogeneración y autoabastecimiento, situación que no se pudo realizar, ya que los resultados no se concretaron.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

A partir de las reformas de 1992 a la Ley y al Reglamento del Servicio de Energía Eléctrica se anexo a la modalidad de autoabastecimiento, las modalidades de cogeneración, pequeña producción y producción independiente.

En 1995 la CFE (el Gobierno) pensaban que una parte significativa de los requerimientos de capacidad del sistema de generación entre 1997-2006 pudieran ser satisfechos mediante proyectos de producción independiente y excedentes de autoabastecimiento y cogeneración.

El desarrollo de la autogeneración en el país se encuentra dentro de los niveles internacionales, pero el aprovechamiento del potencial instalado en el país para cogenerar es muy bajo. Juntando todas las modalidades de autogeneración sólo se genera el 9.61% respecto al total nacional.

A la fecha y tomando en cuenta la crisis financiera que sufrió el país en el periodo 1994-1995 la capacidad de autogeneración en la industria se vio afectada en su crecimiento, teniendo un comportamiento para 1993 de -1%. El desarrollo y estado de la cogeneración en México lo podemos visualizar con la información que presenta la CRE, referente al estado de los permisos para cogenerar.

Tabla 1.1 Energéticos a utilizar en los proyectos de cogeneración

ENERGETICO	%	ENERGETICO	%
Gas natural	71.7	Bagazo de caña	0.9
Coque	10.9	Gas residencial	0.8
Carbón	7.8	Gas dulce	0.4
Agua	3.8	Biogas	0.3
Viento	1.8	Diesel	0.2
Combustóleo	1.3	Residuos sólidos	0.1

Fuente: Datos de la CRE, a 1999.

En el país (tabla 1.1) la tendencia es a usar como combustible gas natural con el 71.7% del consumo de combustibles que usan las plantas de cogeneración, seguido por el coque 10.9%, el combustóleo ocupa el lugar 6 de 12 con 1.3 % y el diesel con 0.2%.

Tabla 1.2 Tecnología a instalar

TECNOLOGÍA	PERMISOS	CAPACIDAD MW
Turbina de gas	21	1236.0
Ciclo combinado	2	600.5
Lecho fluidizado	2	430.0
Turbinas de vapor	4	46.8
Motores de combustión	14	73.6
Turbinas hidráulicas	8	110.6
Eoleo eléctricas	3	77.1
Caldera de parrillas	1	5.0
Importación	1	4.0
Total	56	2583.6

Fuente: Datos de la CRE, a 1999.

Las tecnologías a utilizar son en primer lugar la turbina de gas con el 53.8%, seguida del motor de combustión interna con el 35.8%, la turbina de vapor con el 10.4 %. Los sectores industriales que han iniciado con la implantación de algún esquema de cogeneración muestran la siguiente distribución:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla: 1.3 Distribución por sector a instalar

SECTOR	CAPACIDAD	%
Servicios	756.9	29.3
Productor independiente	531.6	20.6
Alimentos	301.5	11.7
Cementero	250.0	9.7
Minero	187.7	7.3
Petroquímico	137.8	5.3
Papelero	101.6	3.9
Municipal	91.4	3.5
Petrolero	74.3	2.9
Textil	69.0	2.7
Químico	47.7	1.8
Azucarero	25.0	1.0
Hulero	5.1	0.2
Importación	4.0	0.1

Fuente: Datos de la CRE, a 1999.

A diciembre de 1999 se han otorgado 155 permisos para las diferentes modalidades, conservando la siguiente distribución:

Tabla 1.4 Permisos autorizados para la generación e importación de energía eléctrica por modalidad y capacidad autorizada 1994 - 1999

MODALIDAD	# DE PERMISOS VIGENTES	CAPACIDAD [MW]	% EN LA CAPACIDAD
Importación	6	8.25	0.094
Cogeneración	34	1824.81	20.95
Producción Independiente	8	3250.6	37.32
Autoabastecimiento	107	3626.87	41.63
Total	155	8710.79	100

Fuente: Obtenidos con datos de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) a diciembre de 1999

Las tecnologías a utilizar son en primer lugar la turbina de gas con el 53.8%, seguida del motor de combustión interna con el 35.8%, la turbina de vapor con el 10.4 %. En el país la tendencia es a usar como combustible gas natural con el 71.7% del consumo de combustibles que usan las plantas de cogeneración, seguido por el coque 10.9%, el combustóleo ocupa el lugar 6 de 12 con 1.3 % y el diesel con 0.2%.

Tabla 1.5 Estado de la implementación de los permisos

EN OPERACION	EN CONSTRUCCION	POR INICIAR OBRAS	INACTIVOS
50%	9%	23%	18%

Fuente: Propia con datos de la CRE, a 1999.

Es necesario lograr que el otro 50% de los permisos entren en operación a la brevedad y que se sigan solicitando permisos, de lo contrario nunca se lograra llevar a la cogeneración a los niveles de participación internacionales medios de 10 - 12 % y mucho menos de los de Europa del norte de 35% en la generación total del país.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 1.6 Costo medio y rango de potencia a instalar en los proyectos a 1999 mdd/MW e

ESQUEMA	GN	COMBUSTIBLE
CI	\$ 0.884	\$ 0.800
TG	\$ 0.300	
TV	\$ 1.000	\$ 1.000
PROMEDIO	\$ 0.728	\$ 0.900
ESQUEMA	USO EN PROYECTOS	RANGO MW e
CI	7.1%	0 - 30
TG	67.9%	2 - 470
TV	25.0%	4 - 172
PROMEDIO	\$ 0.517	PONDERADO

Fuente: Obtenido con datos de la CRE, a diciembre de 1999. mdd: millones de dólares CI: Combustión interna TG: Turbina de gas TV: Turbina de vapor GN: Gas natural

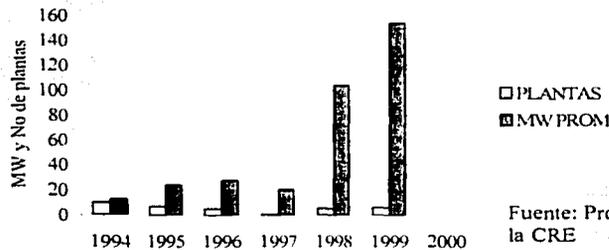
No hay datos para desagregar la participación de la cogeneración en la capacidad autogenerada. Pero la tendencia es que la autogeneración decrece históricamente, y dentro de ella la tendencia de la cogeneración a crecer como proyectos. Ya que tampoco hay datos de la capacidad instalada de cogeneración en operación.

De la información que presenta la CRE, se puede establecer que existen 330 MW en operación (fig. 10) pero esta información no correspondería con lo reportado en los balances nacionales de energía.

PLANTAS DE COGENERACIÓN Y CAPACIDAD PROMEDIO

En México a 1999

Fig. 10



Fuente: Propia con datos de la CRE

El desarrollo del potencial instalado en el país para cogenerar es muy bajo. Esta situación puede ser debida a la falta de motivación de la industria establecida a instalar o a modificar sus sistemas de generación de energía eléctrica o térmica.

Dentro de la autogeneración en operación la cogeneración representa aproximadamente un 19% a 1993 y para 1999 un 28%, y 20% de participación en proyectos, la tendencia a crecer de la cogeneración durante el periodo 1993-1999 puede disminuir con la introducción de nueva incertidumbre generada por la propuesta de reestructuración del sector eléctrico de febrero de 1999.

En dicha propuesta no existe cabida al concepto de potencialidad para el desarrollo de la infraestructura eléctrica del país con una aportación importante de las

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

energías renovables y entre ellas la cogeneración. Con lo cual su limitación a medida de ahorro de energía.

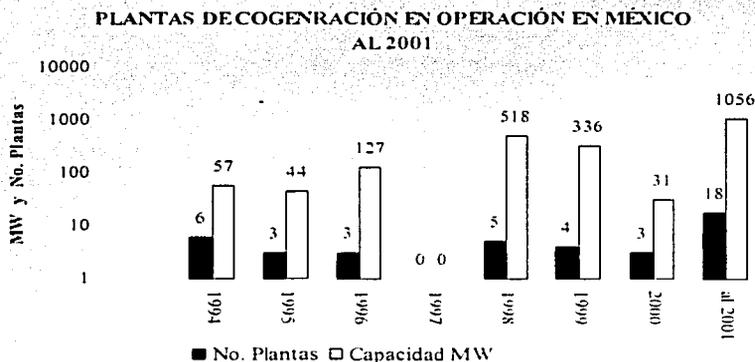
ESTIMACIÓN DEL NIVEL DE COGENERACIÓN INDUSTRIAL A 1997

Del balance de energía de 1997, la autoproducción de energía del sector privado descontando Pemex es de 1411 MWe, de los cuales no existe desagregación para saber que proporción son de cogeneración o de autoproducción.

La CRE reporta a diciembre de 1997 1343.3 MWe y a diciembre de 1999 1824.1 MWe de autoproducción en proyectos autorizados y en vías de implantación. La CRE menciona que el 71% de los permisos otorgados a 1997 están en operación, en forma general; Por lo que se podría aproximar más el dato de la capacidad privada de generación, quedando en $(1343.3)(0.71) = 953.74$ MWe.

Ahora de los permisos dados para la generación privada, una proporción de 21% son proyectos para cogeneración, por lo que se podría estimar una potencia instalada de plantas de cogeneración de $(953.74)(0.21) = 199.78$ MWe cogenerados a 1997 en la industria privada.

Fig. 11



Fuente: Obtenido con datos de la CRE. a junio del 2002.
El año se refiere a la fecha de otorgamiento del permiso

La CRE reportaba al año de 1999 unos 330 MW, la estimación propia es de 190 MW a 1997, y la CRE reporta al 2001 1056 MW, en operación (fig. 11).

TESIS CON
PALABRAS PROPIAS

1.2 ESQUEMAS DE COGENERACIÓN

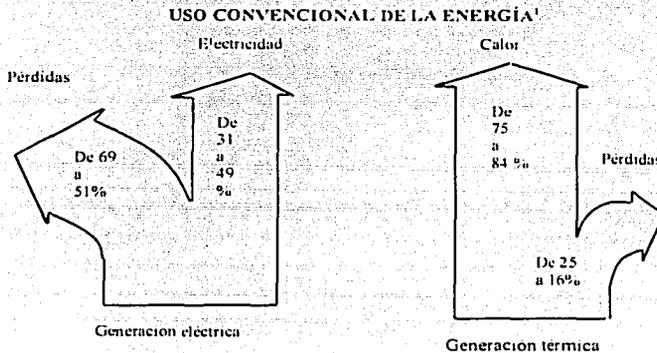
La aplicación de la tecnología de cogeneración sólo está limitada por la disponibilidad de sus insumos logísticos. Por tanto no existe ningún límite técnico, salvo el que establece el nivel de desarrollo tecnológico. En la práctica las limitantes al desarrollo de la cogeneración y aprovechamiento de sus potencialidades está dada por las mejoras en los costos económicos y por elementos políticos, ambientales, legales, comerciales y hasta culturales.

1.2.1 USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA

El desarrollo tecnológico y la industrialización de las actividades humanas, siempre a requerido de fuentes de energía para poder conseguir el producto deseado. El calor de los fogones, el viento, el agua como formas de energía primaria en los orígenes de las actividades del hombre proveyeron la energía para cocinar, fundir y templar metales, pasando por los molinos de viento, de agua, la navegación y desde la industrialización la utilización de las energías primarias en las máquinas.

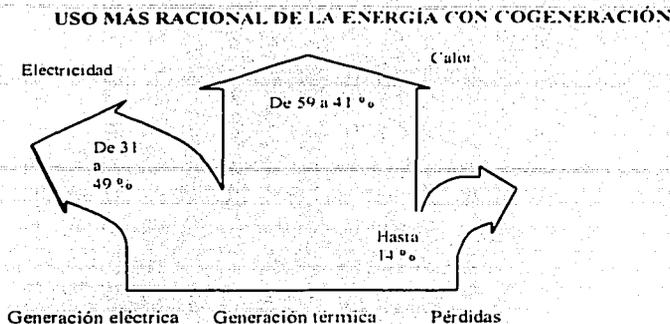
Las energías para mover las máquinas en la era industrial se diversificaron y aparecieron los fluidos de trabajo, capaces de absorber y entregar energía, el vapor como sustancia de trabajo fue el primer medio utilizado para mover los primeros motores.

Fig. 12



La primera aplicación de estos motores de vapor fue el transporte, para mover los telares, y engranajes de las industrias. La siguiente aplicación trascendental para el desarrollo industrial lo propició la obtención del fluido eléctrico, capaz de iluminar la noche y de generar trabajo útil en los primeros motores eléctricos. Así se tiene como base de la industrialización, una necesidad que satisfacer, materias primas, fuentes de energía primaria, máquinas para producir, fluidos de trabajo y un proceso a desarrollar.

Fig. 13



Los procesos a desarrollar según la actividad o rama productiva pueden ser elementales como la especialización del trabajo descrita en la fábrica de alfileres, cuyo proceso corresponde a una manufactura, o complejos como el ciclo termodinámico en la generación de electricidad. Ambos procesos requieren de un cierto nivel tecnológico, y su aparición es histórica, es decir solo se dio cuando el desarrollo social fue capaz de generar los recursos políticos, laborales, sociales, económicos y técnicos para crear dichos procesos. El desarrollo y la competencia entre las industrias dieron origen a la optimización de los procesos a fin de hacerlos más eficientes y con ello tener más capacidad de competencia. A principios de siglo el auge industrial era tal que ya existían grandes complejos industriales capaces de llevar desarrollo y riqueza a las regiones donde se establecían, así las industrias además de generar bienes de consumo, también son fuentes de desarrollo geográfico e intrínsecamente del deterioro del medio ambiente local y global.

La búsqueda de formas de optimizar los procesos lleva a desarrollar nuevos y a perfeccionar los ya existentes. Una consecuencia de esto es el abaratamiento o reducción de costos de producción, dando origen al eslogan de producir más con menos. Bajo este concepto la productividad y las maneras de lograrla se extendieron y desarrollaron, así surgieron los primeros conceptos de ahorro de energía. La cogeneración surgió a principio de este siglo, no como una forma de ahorrar energía, si no como forma de hacer frente a la falta de fluido eléctrico en las regiones alejadas de los centros urbanos. Las industrias que se establecían en estas zonas generaban su propio fluido eléctrico y reutilizaban el calor de rechazo para abastecer de calor al proceso.

A mediados del siglo XX comenzó a ser utilizada en los países más desarrollados además de en las regiones más apartadas, en las industrias ubicadas en los grandes centros urbanos y como forma de reducir costos al mejorar la eficiencia térmica de los procesos, generando ahorros económicos al reducir los costos energéticos.

Para el caso de México, El desarrollo industrial que pretende el país, como forma de alcanzar un desarrollo económico sustentable, implica realizar conjuntamente las actividades que, como un todo den forma al país que aspiramos para bien de nosotros y de las generaciones venideras. La modernización del país debe incluir la

optimización de procesos, equipos y sistemas afin de ser competitivos bajo los marcos de tratados comerciales, sistemas de calidad y en general, dentro de cualquier mercado competitivo.

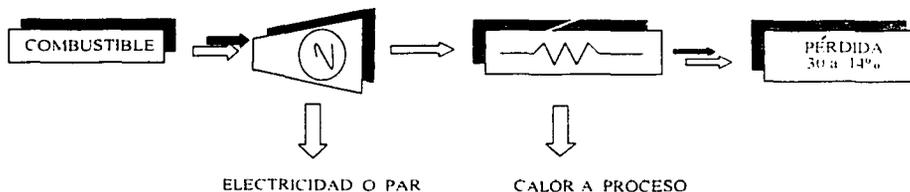
Las acciones que se realicen deben de tener presente la importancia del medio ambiente, la rehabilitación de las zonas, ecosistemas, afluentes y en general de todo aquello que hallamos dañado. Además se debe aminorar lo que actualmente se afecta, principalmente por las actividades industriales altamente contaminantes. Es aquí, donde se debe realizar un gran esfuerzo para inducir a la industria establecida a que tome acciones técnico - operativas para modificar el funcionamiento de sus equipos y procesos industriales, implementando en ellos dispositivos o sistemas que mejoren su eficiencia a fin de reducir por un lado el consumo de energía e intrínsecamente la emisión de contaminantes.

1.2.2 ÍNDICES DE COGENERACIÓN

La producción conjunta de energía eléctrica y de energía térmica aprovechable en forma de gases o líquidos calientes, a partir de una misma fuente energética, se denomina cogeneración.

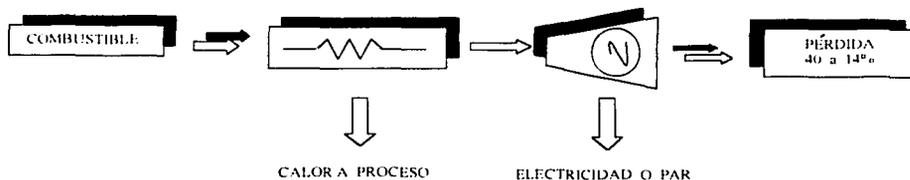
La cogeneración ofrece ventajas y desventajas a las industrias, a la industria eléctrica, a la industria de los combustibles y al país. El efecto de la cogeneración es reducir el consumo de energía primaria usada para generar sus requerimientos térmicos y eléctricos, vía el mejor aprovechamiento de esta energía primaria (combustibles) mediante el incremento de la eficiencia global de 56% a 86%.

Fig 1.4 ESQUEMA DE PUNTA (SUPERIOR)



A la obtención de vapor/temperatura de proceso como un sub producto de la generación de electricidad se le denomina esquema de punta (o superior). La obtención de energía eléctrica en forma de un sub producto de la generación de vapor/temperatura recibe el nombre de esquema de cola (o inferior).

Fig. 1.5 ESQUEMA DE COLA (INFERIOR)



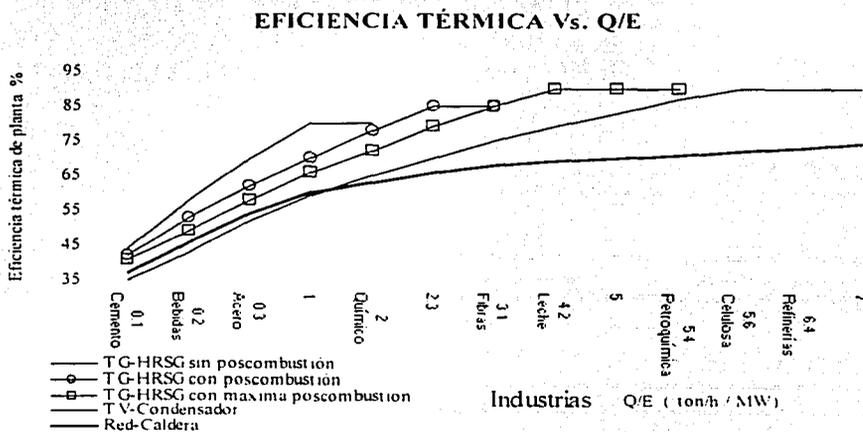
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Dentro de los sistemas de autogeneración, la cogeneración ofrece un doble beneficio al permitir generar los requerimientos eléctricos y térmicos en un mismo proceso, a costos muy competitivos. De esta forma la cogeneración libera carga conectada al sistema eléctrico, y esto es una contribución real de alta potencialidad para la construcción de la infraestructura de generación.

Los sistemas de cogeneración implementados en todo el mundo han permitido ratificar y visualizar con más firmeza los beneficios que se generan para todas las partes que intervienen en los procesos de generación, producción y consumo de los satisfactores industriales y humanos a base de esquemas de cogeneración.

La práctica y el tamaño de industria indica una tendencia al uso de esquemas sobre la base de combustión interna para capacidades de 0.5 a 20 MW, esquemas sobre la base de turbina de gas para capacidades de 5 a 100 MW, esquemas sobre la base de turbina de vapor para capacidades de 10 a 300 MW; en ciclos de fuerza convencionales son propios esquemas de turbina de gas y vapor operando en ciclo combinado, en plantas de 100 a 1200 MW, en adición a plantas de IGCC como nueva tecnología.

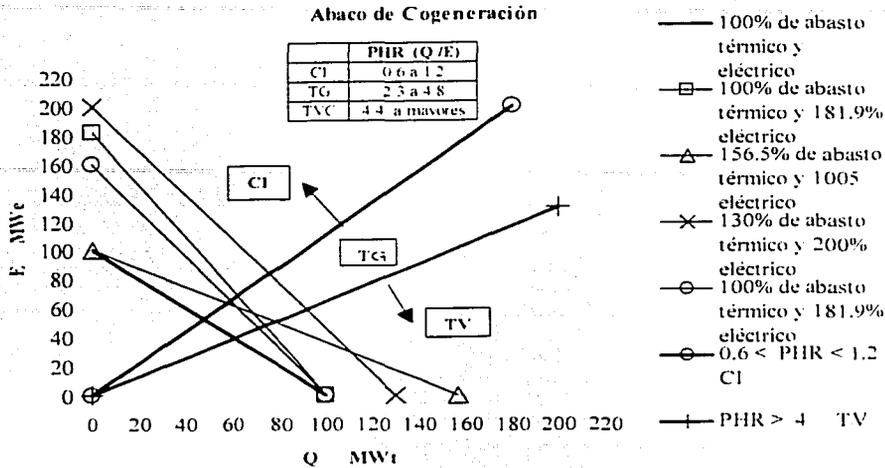
Fig. 16



Fuente: Elaboración propia con datos del Ing. Masao Ishikawa. Tabla 10. 1992.

El desarrollo y evaluación de las alternativas de cogeneración técnicamente deben resultar más rentables y competitivas que los esquemas convencionales de obtención de los requerimientos energéticos en las industrias y en los servicios. De modo que los métodos y elementos de análisis que se pueden aplicar, deben estar presentes en ambas formas de producir los requerimientos; de aquí se desprenden indicadores de consumo de combustible, indicadores de costo de generación, indicadores de flexibilidad e indicadores de producción de energía.

Fig. 17



Fuente: Elaboración propia

ÍNDICES ENERGÉTICOS

A la suma de la energía térmica y eléctrica útil, entre la energía suministrada se denomina eficiencia global.

$$\eta_{global} = \frac{E_t + E_e}{Q_s} \quad (1.1)$$

Al inverso de la eficiencia de generación de electricidad en una planta convencional se le denomina consumo térmico unitario (Heat Rate).

$$HR = \frac{Q_s}{E_e} = \frac{1}{\eta} \quad (1.2)$$

Al cociente entre el consumo de combustible aprovechado en la generación de electricidad y a la producción de electricidad de la instalación se le denomina índice de calor neto ICN.

$$ICN = \frac{Q_e}{E_e} = \frac{Q_s - Q_v}{E_e} \quad (1.3)$$

A la relación entre la energía eléctrica generada y el calor producido se le denomina índice energía calor/eléctrica (Power to Heat Rate)

Esquema	PHR (Q/E)
CI	0.6 a 1.2
TG	2.3 a 4.8
TVC	4.4 a mayores

Al combustible desplazado por la generación de electricidad por unidad de vapor producido se le denomina índice de combustible ahorrado.

$$ICA = (HR_c - ICN) IEC \quad (1.4)$$

ICA Índice de combustible ahorrado
 HR_c Heat rate de la planta convencional (=31)
 ICN Índice de calor neto
 IEC Índice energía/calor

Índice de consumo energético; es la relación entre el consumo de energía eléctrica o térmica y la producción de vapor, es representativo de cada industria, de cada sector, de cada periodo y de cada país

$$ICE = \frac{kWh}{ton} \quad (1.5)$$

Índice de consumo total de energía; es la relación entre el consumo de energía eléctrica y térmica y la producción de vapor

$$ICTE = \frac{kWh + kWh}{ton} \quad (1.6)$$

Las técnicas de análisis de sistemas de cogeneración además de hacer uso de los indicadores de efectividad deben de hacer uso de una metodología estadística que permita la obtención de datos, su ordenamiento, su estudio y procesamiento, a fin de obtener y establecer parámetros de diseño, control y comparación.

1.2.3 APLICACIONES DE ESQUEMAS

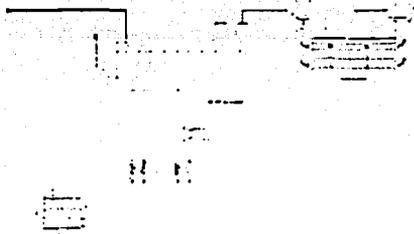
La gran variedad de procesos industriales y requerimientos de distintos tipos de energía, hacen que la cogeneración tenga y busque nuevas aplicaciones, estas podrán ser tan variadas como las necesidades de los propios procesos industriales, pero dentro de estas aplicaciones existen las más comunes o de mayor utilización y algunas regionales dadas por las características físicas o climatológicas de los países, a continuación se muestran las aplicaciones más comunes y las no tan comunes sobre la base de experiencias prácticas reportadas por Asesoría Energética, S.A.

PLANTAS CON MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA

Utilizan gas natural o diesel como combustible. Las potencias oscilan entre 1,5 y 10 MW. Por asociación en paralelo de grupos generadores su potencia puede alcanzar tamaños muy superiores, pero a partir de 15 MW probablemente serán más rentables los ciclos con turbinas si se dispone de gas natural. Las plantas con

motores alternativos tienen la gran ventaja de ser muy eficientes eléctricamente y al mismo tiempo la desventaja de ser poco eficientes térmicamente. El sistema de recuperación térmica se diseña en función de los requisitos de la industria y en general se basan en la producción de vapor a baja presión (hasta 10 bares), aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de alta temperatura del agua de refrigeración del motor. Son también adecuadas la producción de frío por absorción bien sea a través de vapor generado con los gases en máquinas de doble efecto, o utilizando directamente el calor del agua de refrigeración en máquinas de simple efecto.

Fig. 18

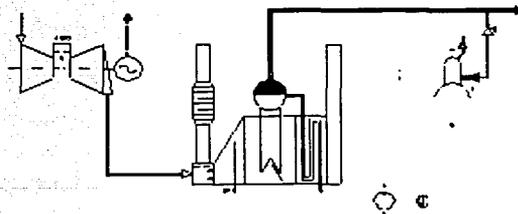


Fuente: Asesoría Energética. S.A.

PLANTAS CON TURBINA DE GAS

La turbina de gas se ha desarrollado en los últimos tiempos gracias a su aplicación en la industria aeronáutica y si bien sus rendimientos de conversión son inferiores a la de los motores de combustión interna, ofrecen la gran ventaja de la facilidad de recuperación del calor, que se encuentra concentrado en su práctica totalidad en sus gases de escape, que al estar a una temperatura de unos 500 °C son idóneas para producir vapor en un generador de recuperación. Ya sea que este vapor se produzca a la presión de utilización del usuario, o se genere a alta presión y temperatura para su expansión previa en una turbina de vapor, se definen como ciclos simples en el primer caso, o combinados en el segundo.

Fig. 19



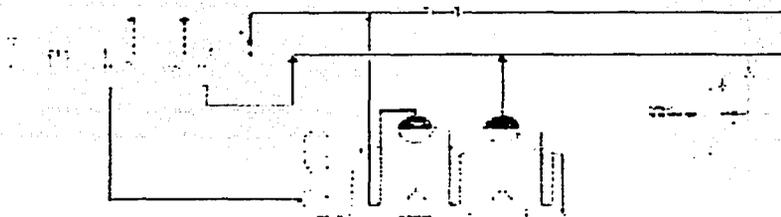
Fuente: Asesoría Energética. S.A.

TESIS CON
FALLA EN EL TITULO

TURBINA DE GAS EN CICLO SIMPLE

La planta clásica de cogeneración y su aplicación es adecuada cuando los requisitos de vapor son importantes (> 10 t/h). Esta situación se encuentra fácilmente en industrias de tipo alimentario, química y sobre todo en la papelera. Son plantas de gran fiabilidad y economía cuando están diseñadas correctamente para una aplicación determinada. El diseño del sistema de recuperación de calor es crítico en este tipo de plantas, pues su economía está directamente ligada al mismo ya que a diferencia de las plantas con motores de combustión interna el precio del calor recuperado es esencial en un ciclo simple de turbina de gas. El permanente estado de desarrollo de las turbinas de gas y las expectativas de aumento de eficiencia hacen prever que este tipo de planta mantendrá su vigencia hasta bien entrado el siglo XXI.

Fig. 20



Fuente: Asesoría Energética, S.A.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TURBINA DE GAS EN CICLO COMBINADO

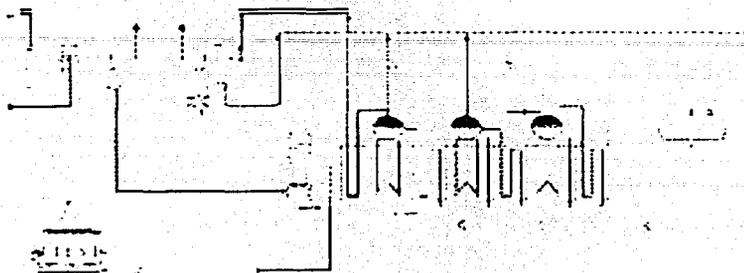
Los ciclos combinados que hasta este momento sólo se concebían en grandes instalaciones, demostraron su aplicabilidad a las pequeñas potencias. Como se ha dicho anteriormente, la recuperación de calor es esencial en un ciclo con turbina de gas. Si esta recuperación es adecuada se garantiza el éxito de la planta, y si se pierde calor éste puede quedar altamente comprometido. Un ciclo combinado "ayuda" a absorber una parte del vapor generado en el ciclo simple y permite, por ello, mejorar la recuperación térmica, o instalar una turbina de gas de mayor tamaño cuya recuperación térmica no estaría aprovechada si no se utilizara el vapor en una segunda turbina de contrapresión.

El proceso del vapor en un ciclo combinado es esencial para la eficiencia del mismo. La selección de la presión y temperatura del vapor vivo se hace en función de las turbinas de gas y vapor seleccionadas, pero a su vez esta selección se debe realizar con criterios de eficiencia y economía. Esta complejidad requiere experiencias previas e "imaginación responsable" para crear procesos adaptados a un centro de consumo y que, al propio tiempo, dispongan de gran flexibilidad que posibilite su trabajo eficiente en situaciones alejadas del punto de diseño.

CICLO COMBINADO A CONDENSACIÓN

Este ciclo, que se basa en procesos estrictamente cogenerativos es una variante del ciclo combinado de contrapresión clásico y tiene su fundamento en su gran

capacidad de regulación ante demandas de vapor muy variables. Efectivamente, el proceso clásico de regulación de una planta de cogeneración consiste en evacuar gases a través del by-pass cuando la demanda de vapor es menor a la producción y utilizar la poscombustión cuando sucede lo contrario. La siguiente figura muestra este proceso operacional de las plantas de cogeneración y es debido a la poca flexibilidad de las turbinas de gas en ciclo simple para trabajar a cargas parciales.



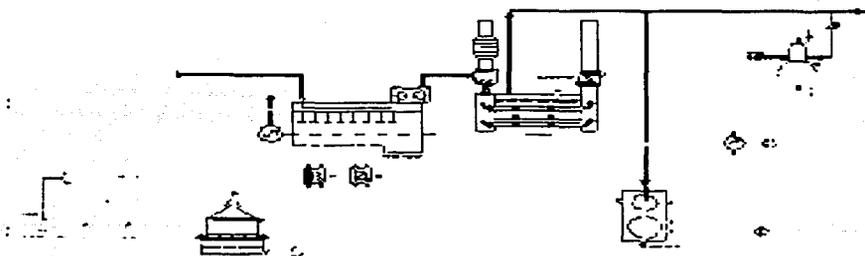
Fuente: Asesoría Energética. S.A.

Efectivamente, bajando sensiblemente su potencia, no se consigue su adaptación a la demanda de vapor, debido a una importante baja de rendimiento de recuperación, ya que los gases de escape mantienen prácticamente su caudal y bajan ostensiblemente su temperatura. Por ello, las pérdidas de calor se mantienen prácticamente constantes, y la planta deja de cumplir los requisitos de rendimiento. Por el contrario, un ciclo de contrapresión y condensación permite aprovechar la totalidad del vapor generado, regulando mediante la condensación del vapor que no puede usarse en el proceso, produciendo una cantidad adicional de electricidad

PLANTAS CON TURBINA DE VAPOR

Aunque el uso de esta turbina fue el primero en cogeneración, su aplicación en estos días ha quedado limitada como complemento para ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa o residuos que se incineran.

Fig. 22



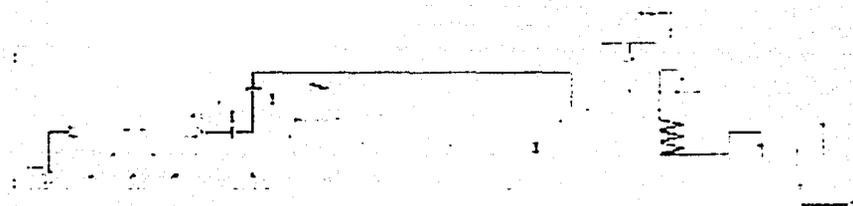
Fuente: Asesoría Energética. S.A.

TESIS CON
PRIMA DE ORIGEN

TRIGENERACIÓN

En 1982 se introdujo en España el concepto de trigeneración, que se basa en la producción conjunta de calor, electricidad y frío. Básicamente, una planta de trigeneración es sensiblemente igual a una de Cogeneración, a la que se le añade un sistema de absorción para producción de frío. Sin embargo, las diferencias conceptuales son mucho más importantes: Efectivamente, la cogeneración, que en principio no era posible en centros que no consumieran calor, puede acceder a centros que precisen frío que se produzca con electricidad. Existen en este aspecto oportunidades importantes en las industrias del sector alimentario, que de otra forma no serían cogeneradores potenciales.

Fig. 23



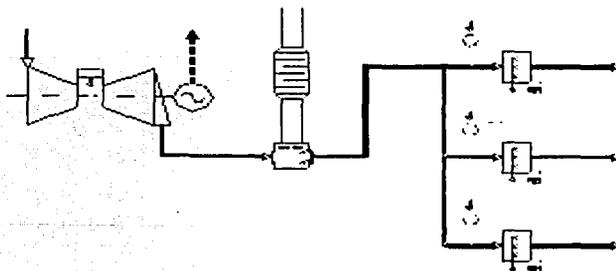
Fuente: Asesoría Energética. S.A.

Otro mercado que abre el concepto de trigeneración es el del sector terciario, donde además de necesidades de calefacción y agua caliente (hospitales, hoteles, etc.) se requieren importantes cantidades de frío para climatización, que consume una gran proporción de la demanda eléctrica. La estacionalidad de estos consumos (calefacción en invierno y climatización en verano) impediría la normal operación de una planta de cogeneración clásica. Por el contrario, una planta de trigeneración puede funcionar eficientemente durante muchas horas al año en este tipo de centros.

OTRAS APLICACIONES DE LA COGENERACIÓN

Como puede comprenderse, las aplicaciones de la cogeneración son numerosas y sólo dependientes de la capacidad del ingeniero que debe encontrar la forma de incorporarlas en el proceso adecuado en forma segura, eficiente y con la suficiente rentabilidad que permita asegurar la inversión.

Fig. 24



Fuente: Asesoría Energética. S.A.

TEC CON
FALLA DE ORIGEN

APLICACIONES DE SECADO

Se han desarrollado numerosas aplicaciones al secado, especialmente en industrias cerámicas que utilizan atomizadores. Estas plantas son muy simples en su concepto y muy económicas, ya que los gases calientes generados por una turbina o un motor son utilizables directamente en el proceso de secado.

APLICACIONES PARA INDUSTRIAS TÉXTILES

Muchas industrias textiles de este sector utilizan máquinas del tipo RAME alimentadas con aceite térmico. Cuando se dispone de gas natural, la tendencia es sustituir el aceite térmico por gases de combustión directa. Como alternativa a esta solución es posible utilizar el gas en motores para cogenerar electricidad y producir el aceite térmico en una caldera de recuperación. De esta forma se logran rentabilidades superiores a la simple conversión a gas natural.

CALEFACCIÓN Y REFRIGERACIÓN DE DISTRITO

Esta aplicación es probablemente la más utilizada en el centro y norte de Europa, donde la climatología ayuda en forma sustancial a esta típica aplicación. En países mediterráneos y tropicales, también por razones climatológicas se desarrollarán plantas de este tipo, basadas en trigeneración, en zonas cálidas y en cogeneración en zonas más frías.

APLICACIONES PARA INDUSTRIAS MEDIOAMBIENTALES

Efectivamente, plantas depuradoras de tipo biológico, o de concentración de residuos, o de secado de fangos, etc. son demandantes de calor y, por lo tanto, son potencialmente cogeneradoras. En estas aplicaciones la cogeneración puede ser un factor importante para la reducción del costo de tratamiento de los residuos y tanto las empresas especializadas en este tratamiento como las entidades municipales con responsabilidad sobre las mismas, deberían contemplar las aplicaciones de la cogeneración en sus planteamientos de futuro.

CONCLUSIÓN

El desarrollo y aprovechamiento de la cogeneración en el mundo es un proceso que esta quedando a tras para la mayoría de los países desarrollados. México, no ha podido desarrollar la cogeneración ni aprovechar su potencial de cogeneración no evaluado históricamente ni proyectado a futuro. El desarrollo de la cogeneración en México puede aportar una parte considerable de la capacidad de generación eléctrica que requerirá el desarrollo del país.

El proceso de implementación de la cogeneración en los sistemas energéticos de las empresas representa en primer lugar un cambio tecnológico para la modernización y optimización de los equipos y forma de uso de la energía térmica y eléctrica que hace la industria. Este proceso verá incrementada la intensidad energética de la industria, pero su reflejo a nivel país será en una reducción de la intensidad energética.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La tecnología de cogeneración más reciente esta incursionando en los campos de la micro cogeneración para acceder al mercado de los sectores comercial y residencial debido al desarrollo de equipos de baja capacidad y al abatimiento de los costos de escala que antes lo hacían no rentable, por su parte los sistemas de gasificación apenas comienzan a incursionar en el campo de los esquemas de cogeneración, pero aun le falta 5 o más años de desarrollo para que pueda ser incluida en las prácticas comunes de primotores industriales.

La cogeneración, así como otros tipos de cambios tecnológicos en conjunto han definido y definen una forma de desarrollo de los países menos desarrollados, así como una vía para acercarse a las mejores prácticas de producción y de asimilación tecnológica con aspectos de eficiencia económica, asignativa, dinámica. Las experiencias de los países del sureste asiático muestran que los cambios socio - tecnológicos son una alternativa más viable para el desarrollo económico y cultural de los países y de sus habitantes, en contra posición con los cambios socio - políticos y la emigración, al que han recurrido los países de Europa oriental, de África del centro y los latinoamericanos.

La importancia del desarrollo de la cogeneración a nivel internacional, es sustentada desde dos campos, uno económico - comercial y otro político - ambiental. El primero atiende a las oportunidades de negocio que ofrece un gran mercado de venta de tecnología, equipos, asistencia técnica, refacciones, servicios financieros, y demás involucrados. Esto en las industrias y en los países menos desarrollados.

El segundo esta referido a la oportunidad que ofrece la cogeneración para atacar con una medida tecnológica que no requiere de inversión gubernamental los problemas de mitigación de emisiones contaminantes, y la oportunidad de cumplir con los acuerdos internacionales sobre cuotas de reducción de gases de efecto invernadero, y de crear infraestructura eléctrica más eficiente y de menor costo que la convencional. Este planteamiento es claramente entendido por la Europa comunitaria, a tal grado que su organización y promoción en bloque esta por encima de la fuerza que estos programas tendrían si sólo fueran a nivel nacional.

2. ASPECTOS ECONÓMICOS

El principal fundamento para decidir la viabilidad de un proyecto de cogeneración esta dado por la mejora económica que se pueda lograr con el desarrollo de la técnica de cogeneración en el proceso industrial dado. Así que la evaluación de la viabilidad económica tiene componentes técnicos y financieros, por tanto la identificación y evaluación de los costos¹ que intervienen en el análisis² de los esquemas de cogeneración, primero contra los convencionales³ y después entre ellos, ofrecen el mejor y más claro criterio de decisión.

El análisis de costos de generación convencional en industrias ya establecidas requiere por parte de la industria del control estadístico de sus procesos, del suministro y acceso a datos confiables y actuales de sus variables de producción y costos de operación. En la práctica estos datos en la mayoría de los casos no existen con la confiabilidad suficiente, quedando como otra limitante su escaso nivel de desagregación.

¹ Estudios previos de la OCDE (1989, 1992) consideran los siguientes costos en la evaluación del resultado económico neto del proyecto de cogeneración: a) la integración del costo de la infraestructura del equipo y la instalación en adición al costo del combustible, la operación y el mantenimiento, la depreciación, b) sólo los costos del combustible y los de la operación y el mantenimiento (O&M). Además de que distinguen entre cogeneración industrial, cogeneración a gran escala y en pequeña escala (micro cogeneración). Se denomina potencial de cogeneración técnico, al potencial sin combustible adicional (en esta tesis se denomina potencial natural, y al potencial con combustible adicional, excedentes comerciales). Además se considera dentro de la evaluación de excedentes eléctricos y térmicos, la diferencia entre esquema de punta (método 1) y de cola (método 2) con la siguientes consideraciones económicas en la asignación del costo del combustible:

1. La electricidad es considerada como el producto primario: solamente los costos del excedente de electricidad son asignados al término. Por este método todos los costos del excedente eléctrico son asignados al costo de la producción del calor.
2. El calor es considerado como el producto primario: solamente los costos del excedente de calor/vapor son asignados al eléctrico. Por este método todos los costos del excedente térmico son asignados al costo de la producción de electricidad.

Anexo 4 y 7. Projected costs of generating electricity. Update 1998. OCDE.

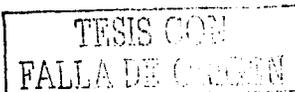
² Por su parte Scott A. Spiewak y Larry Weiss plantean los siguientes costos potenciales a considerar en la inversión del proyecto de cogeneración:

1. Costos de pre ingeniería y planeación
2. Costos de adquisición del equipo de cogeneración
3. Costos para adquirir los equipos complementarios para la operación del equipo existente
4. Costos de instalación
5. Costos para modificar o reparar el equipo existente
6. Costos de ampliación del local
7. Costos de producción no realizada durante la instalación
8. Costo por ajustes o reemplazos (debugging)
9. Costo de mantenimiento del nuevo equipo
10. Impuestos por la adquisición y posesión del equipo de cogeneración
11. Costos por seguros y fianzas

Tabla D-1, pag 141, Sección D, Finance and Cogeneration, 1994.

Para la evaluación financiera indican como los dos métodos más usuales el payback y el return on investment, aunque con limitantes, entre otros. Ver pag. 1452 - 159. Idem.

³ El Dr. José M. Roqueta, propone que los costos convencionales en primera aproximación sean referidos al precio del combustible dividido entre la eficiencia media de generación tanto para el vapor como para la electricidad. Este planteamiento se puede hacer mucho más preciso, aquí se pretende hacer este desarrollo para el caso del vapor industrial convencional. Además se establecen eficiencias totales para los diferentes esquemas y arreglos de cogeneración, que permitan hacer los estudios de previabilidad mucho más precisos.



En este trabajo se plantea realizar una evaluación de los costos energéticos convencionales, para con ellos establecer los niveles de mejora alcanzables con los diferentes arreglos de esquemas de cogeneración. El desarrollo de este procedimiento cae dentro de una forma más desagregada de poder realizar los estudios de previabilidad y viabilidad en los proyectos de cogeneración.

La forma que se usa comúnmente para la evaluación de los costos para dar abasto a la carga térmica en forma convencional involucra la integración de un costo⁴ porcentual de 4 - 5% por infraestructura, operación y mantenimiento en adición al costo del combustible. Esto se suma al de la tarifa eléctrica para la determinación de los costos convencionales. Este análisis se integra dentro de un periodo de un año o más, ya que la información disponible y su nivel de desagregación no permite evaluar los costos convencionales con una mejor precisión y acortar el periodo de evaluación en semestres o trimestres en forma más confiable, situación que si permite⁵ el análisis con el esquema de cogeneración.

La evaluación de los costos de generación del vapor industrial en forma convencional en esta sección, integrará la evaluación y suma de los costos de los procesos y equipos que intervienen para producir el vapor en cantidad y condiciones de calidad, presión y temperatura requeridos por el proceso al cual dará abasto, involucrando en estos costos el del valor del dinero a través del tiempo.

Se evalúa el costo de la infraestructura de generación, mediante la desagregación de los costos por infraestructura, incluyendo la adquisición, instalación y puesta en servicio durante la vida útil del proyecto. Más los gastos preoperativos a valor presente⁶ al momento de iniciar operación.

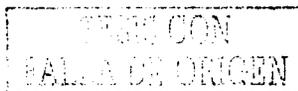
Al costo por infraestructura se le adiciona el costo de la operación, desagregando el costo de insumos y mantenimiento como lo son el agua, el combustible, la mano de obra y refacciones en función de las características de operación y frecuencia que las calderas y sus equipos auxiliares requieren dentro de una instalación convencional.

Esta evaluación se realiza a valor presente durante el tiempo de vida útil y bajo intervalos de tiempo promedio para la operación de estos equipos, logrando obtener el costo unitario de generación de vapor por tipo de tecnología, combustible, condiciones de calidad, presión, temperatura del vapor y periodos de operación desde una hora hasta un año e inclusive con modulación de carga, para un rango de costos marginales de operación intensa y baja.

⁴ Este costo es supuesto igual (4 o 5%) para cualquier instalación, para cualquier capacidad y para cualquier periodo de operación y para cualquier tipo de combustible. Siendo que el costo de la instalación depende de la escala, del tipo de instalación, su amortización es más rápida si se usa mucho más, y la operación y el mantenimiento son más sencillos o complejos dependiendo de la intensidad de uso, de la disponibilidad, de la mano de obra calificada, de la limpieza del combustible y de las normas y permisos a cumplir para obtener los permisos de instalación y operación.

⁵ El análisis de esquema de cogeneración, al ser realizado con toda la información requerida, actualizada y clara, permite simular y determinar los valores de generación y costos incurridos, no requiere de suposiciones y puede desagregarse a cualquier periodo, equipo y producto, con una gran confiabilidad.

⁶ Se usa una tasa mensual de 1 - 1.5% para evaluar los costos financieros preoperativos. Valuados con tasas reales mensuales adecuadas a México, de créditos de fomento industrial.



Dentro de la evaluación de los beneficios de la cogeneración, existe la posibilidad de la venta de vapor excedente, que representa una de las mayores posibilidades para incrementar la viabilidad económica y financiera de los proyectos de cogeneración, así que este estudio del costo convencional de generación de vapor, además de servir para integrar el costo convencional de generarlo, también sirve de referencia para determinar el costo o precio de venta de los excedentes térmicos, en función del costo evitado.

Al costo por abasto térmico convencional se le adiciona el costo del abasto eléctrico tomado de la red de acuerdo a la metodología de tarifas eléctricas vigente. Así se obtiene el monto de recursos económicos a mejorar con el esquema de cogeneración.

Los costos de cogeneración se evalúan en función de los arreglos de esquemas de cogeneración que mejor aplican a la instalación en función de la relación calor electricidad, capacidad de los equipos y combustibles disponibles. Utilizando los niveles de mejora de eficiencia que ofrecen los esquemas de cogeneración, dados por la potencialidad en reducción de pérdidas y aumento en la recuperación de energía, evaluando la reducción en el consumo de combustible lograda.

El costo equivalente a esta reducción en el consumo de combustible global calor/electricidad, se integra al flujo de efectivo equivalente de la inversión en los equipos de cogeneración. Así como el costo por servicio de transmisión y venta de excedentes. Evaluando el tiempo necesario y tasa de rendimiento que el proyecto ofrece para recuperar la inversión y ver el ahorro equivalente que logra acumular durante los años de vida útil.

Siendo el resultado final un valor de tasa interna de rendimiento o tasa de rendimiento mínima atractiva que finalmente será considerada por los inversionistas y comparada con el costo alternativo, dentro de la estabilidad y ventajas que ofrece el marco económico - político de desarrollo.

Por tanto, se plantea en esta sección evaluar los costos de vapor industrial convencional, basado en la integración de los costos de generación del kilogramo de vapor y en la homogeneidad de las técnicas de generación de vapor convencional industrial y sus eficiencias de generación. Para adicionarse al procedimiento de análisis de costos entre esquemas de cogeneración vapor/electricidad Vs. la forma convencional en los análisis de previabilidad y viabilidad. Con esto hacer más claro y simple la estimación de los niveles y montos de ahorro económico logrados con la cogeneración

2.1 COSTOS DE VAPOR INDUSTRIAL

La generación del vapor de proceso en la industria requiere para cubrir sus requerimientos de plantas de generación que van desde los 150 kg/h (10 Caballos Caldera) hasta las 36 ton/h (2300 CC) en presiones desde 1 hasta 42 kg/cm². Mayoritariamente con vapor saturado y en aplicaciones muy específicas con sobrecalentado. Como se ha mencionado las inversiones en instalación y adquisición de los equipos, así como sus costos de operación y mantenimiento son variados y

dependen tanto de la capacidad como de las condiciones de trabajo, tipo de sistema y costo del combustible.

2.1.1 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

El generador de vapor esta integrado por varios componentes básicos y auxiliares, los básicos generan vapor a presión y temperatura de operación, los auxiliares ayudan a realizar el proceso con mayor eficiencia. El uso de estos tipos de auxiliares hacen la diferencia entre una instalación convencional y una bien equipada.

Técnicamente se llama caldera a la sección del generador de vapor donde se realiza la generación de vapor o se calienta el agua. La caldera puede ser de combustión interna si el hogar esta dentro del cuerpo de ella. De combustión externa si el hogar esta fuera de ella. Regenerativa si la transferencia de calor es por medio de un flujo de masa caliente como en el caso de una planta de ciclo combinado, núcleo eléctrica o solar.

La potencia de una caldera la define la ASME (American Society of Mechanics Engineers) como el caballo caldera (CC) y representa la evaporación de 15.65 kg/h de agua a 100 °C para producir vapor a 100 °C, esta definición de caballo caldera engloba sólo al calor latente de evaporación.

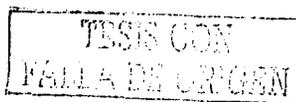
Tabla 2.1 Equivalencias de CC

Valor	Unidades
15.65	kg/h
8510	kcal/h
35610.9	KJ/h
33756.4	BTU/h

La característica importante en una caldera es la presión de trabajo, en base a esto se pueden clasificar como: de baja presión, cuando la presión de diseño no excede una atmósfera; de mediana presión, cuando son mayores de una atmósfera y menores a 10.5 kg/cm²; de alta presión para mayores a 10.5 kg/cm². En forma general las calderas de baja capacidad se indican en kcal/h o Btu/h, las de media en CC, y las de gran capacidad en kg/h o en lb/h. Son clasificadas de acuerdo al tipo de superficie de calefacción, referida a la posición relativa de los gases de combustión y del agua dentro de la caldera, así se tienen las calderas:

- Igneotubulares (tubos de humo, TH)
- Acuatubulares (tubos de agua, TA)

La selección del tipo de caldera depende del servicio al cuál esta destinada, del combustible del que se dispone, de los valores de temperatura, presión y gasto requeridos, por otra parte, existen otros factores que intervienen intrínsecamente como son la operatividad, la instalación, la seguridad, el mantenimiento, así como el factor decisivo global, el costo económico.



2.1.2 CARACTERÍSTICAS COMERCIALES

Las plantas de vapor que caen en los rangos ha analizar en esta sección del trabajo poseen tiempos de construcción que están determinados por el tiempo de entrega de los equipos y de la realización de la obra civil y montaje. Las calderas son fabricadas sobre pedido y con las especificaciones establecidas por el cliente. Por lo cual los tiempos de entrega corren a partir de que se entregan los pedidos y anticipos que comúnmente son del 50% y el saldo contra aviso de embarque, estableciendo tiempos promedio de entregas que van desde los 2 a los 6 meses para TH y TA.

Tabla 2.2. Tiempo promedio de instalación y puesta en operación de calderas

Capacidad CC	Tiempo de Entrega meses	Tiempo de Instalación meses	Tiempo de Arranque y pruebas días	Tiempo de Ejecución meses
10 - 40	2 - 3	1/2 - 1	1	4
60 - 100	2 - 3	1/2 - 1	1	4
150 - 200	2 - 3	1/2 - 1	1	4
250 - 350	3 - 4	1 - 1 1/2	2	6
400 - 800	3 - 4	1 - 1 1/2	3	6
900 - 1100	4 - 5	1 1/2 - 2	4	7
1200 - 1500	5 - 6	2 - 2 1/2	5	9
1600 - 2300	5 - 6	2 1/2 - 3	5	9

Fuente: Propia. con datos recolectados de prácticas comerciales y tiempos comunes de fabricación

Una vez fincado el pedido por la caldera que es el principal activo se inician los trabajos de obra civil, hidráulica, eléctrica y de suministro de combustibles. Con la finalidad de que al llegar la caldera y sus equipos auxiliares estos sean armados, montados y conectados dentro del sistema. Esta tarea se realiza durante el periodo de entrega de la caldera mas un periodo de 1 a 3 meses en su instalación y puesta en servicio. Todos los tiempos son tiempos ordinarios con horarios en días y horas hábiles de trabajo. Como casi siempre existen las urgencias, estos tiempos se pueden reducir a costa de incrementar el costo de la obra, al contratar más gente, al incrementar turnos, o ambos, o trabajando a marchas forzadas con los riesgos inherentes de accidentes, fallas, desperdicios y mala calidad en el trabajo.

Dentro del costo de inversión en el sistema de generación de vapor la caldera es el principal activo y contribuye con la mayor parte de este costo. El costo de la caldera depende de la capacidad, tecnología, presión de diseño, sistema de control, equipos de control, equipos auxiliares, tipo de combustible o combustibles a utilizar (dual), de la marca, códigos, estampados, de los impuestos, de los fletes y de las maniobras. El precio de estos equipos se conoce vía el fabricante o el distribuidor de la marca, todas en los rangos de capacidades a análisis en este trabajo, existen otros generadores de vapor de gran capacidad.

TESIS CON
FALSA ORIGEN

Tabla 2.3 Disponibilidad comercial de características técnicas de ⁷calderas

Capacidad ⁸ CC	Tecnología	Presión de diseño		Combustible GAS/LIQUIDO
		TH	TA	
10 - 100	TH	Baja y Media	N.A.	gas/diesel
150-200	TH	Baja y Media	N.A.	gas/diesel/combustóleo
250 -300	TH y TA	Baja y Media	Media y Alta	gas/diesel/combustóleo
400 - 800	TH y TA	Baja y Media	Media y Alta	gas/diesel/combustóleo
900 -2000	TH y TA	Baja y Media	Media y Alta	gas/combustóleo
2300	TA	N.A.	Media y Alta	gas/combustóleo

Baja: menos de 10.5 kg/cm² (150 psi, 1029.92 kPa). Media: menor de 21 kg/cm² (300psi, 2059.84 kPa).

Alta: menos de 42 kg/cm² (500 psi, 4119.6 kPa).

Fuente: Propia, con datos recolectados de prácticas comerciales y tiempos comunes de fabricación

2.1.3 COSTO DE CAPACIDAD - TUBOS DE HUMO

El precio de los equipos (tabla 2.4) depende de la marca, una marca con una mejor posición en el mercado ofrece precios por encima de sus competidores. El posicionamiento puede deberse a una mayor antigüedad en el mercado, una mejor calidad, una mejor construcción, una mejor operación y gastos de mantenimiento reducidos, bajo consumo de combustible, un mejor servicio de posventa, etc.

Tabla 2.4 Costo de calderas Tubos de humo Baja presión 150 psi

CC	gas	diesel	G/D	C/G	combustóleo	\$ promedio
20	\$ 16,242	\$ 15,426				\$ 15,833.88
40	\$ 21,516	\$ 20,391	\$ 23,249			\$ 21,718.69
60	\$ 28,668	\$ 27,675	\$ 29,629			\$ 28,657.13
80	\$ 37,278	\$ 37,525	\$ 40,951	\$ 48,382	\$ 44,336	\$ 41,694.26
100	\$ 41,157	\$ 41,311	\$ 44,232	\$ 50,706	\$ 47,293	\$ 44,939.64
125	\$ 48,783	\$ 48,216	\$ 52,289	\$ 59,426	\$ 55,050	\$ 52,752.83
150	\$ 54,271	\$ 53,547	\$ 57,538	\$ 65,347	\$ 60,372	\$ 58,215.17
200	\$ 62,477	\$ 60,538	\$ 63,891	\$ 72,817	\$ 66,880	\$ 65,320.77
250	\$ 74,586	\$ 74,486	\$ 80,567	\$ 85,200	\$ 78,964	\$ 78,760.43
300	\$ 87,987	\$ 87,157	\$ 94,751	\$ 99,412	\$ 91,902	\$ 92,241.81
350	\$ 91,678	\$ 91,390	\$ 99,334	\$ 104,193	\$ 96,017	\$ 96,522.32
400	\$ 103,248	\$ 100,641	\$ 111,800	\$ 116,698	\$ 105,087	\$ 107,494.68
500	\$ 117,220	\$ 113,326	\$ 125,996	\$ 131,214	\$ 118,237	\$ 121,198.53
600	\$ 130,345	\$ 126,176	\$ 138,899	\$ 149,178	\$ 131,288	\$ 135,177.19
700	\$ 142,165	\$ 138,248	\$ 153,017	\$ 157,375	\$ 143,743	\$ 146,909.85
800	\$ 148,312	\$ 144,399	\$ 157,371	\$ 163,334	\$ 149,826	\$ 152,648.23

Baja: menos de 10.5 kg/cm² (150 psi, 1029.92 kPa). Media: menor de 21 kg/cm² (300psi, 2059.84 kPa).

Alta: menos de 42 kg/cm² (500 psi, 4119.6 kPa).

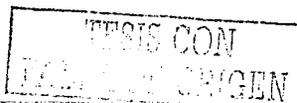
G/D: dual gas y diesel; C/G: dual combustóleo y gas. El gas puede ser natural o gas L.P. pero se debe especificar ya que existe diferencia en la caja quemador y en el orificio y resorte del regulador de gas.

Fuente: Elaboración propia con datos del segundo trimestre de 1999, proporcionados por Selmeq Equipos Industriales, S.A. 9.4 \$/US\$ Dólares de junio de 1999. L.A.B. México, D.F.

Todos elementos tangibles e intangibles que dan prevalencia y prestigio a una marca o equipo, son elementos de uso en las estrategias de comercialización. Los

⁷ Siempre nos referimos como calderas industriales.

⁸ Las capacidades comerciales disponibles son: 10, 20, 40, 60, 80, 100, 125, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1200, 1400, 1600, 1800, 2000, 2300 CC. en TH y TA.



demás factores que influyen en los precios de los equipos están referidos a los aspectos físicos, materiales y técnicos, diseño, calidad, comisiones, administración de la garantía, valuados en forma particular por cada fabricante y su distribuidor.

Los precios de estos equipos se refieren a la adquisición de capacidad, es decir a la caldera sin sus equipos auxiliares, la base son cotizaciones de las marcas que representan más prevalencia en el mercado de calderas industriales que se ofrecen en el país, puestas en la planta o bodega del fabricante, las que son de importación en la frontera.

En el mercado⁹ y en la industria mexicana las calderas de mayor uso y por tanto de mayor oferta son las calderas tubos de humo en baja presión, en rangos de capacidades desde 20 hasta 800 CC. Estas calderas podemos encontrarlas operando en residencias grandes, moteles, hoteles, deportivos, restaurantes, fábricas de chocolates, textiles, enlatadoras, procesadoras, farmacéuticas, panificadoras, lácteos, químicas, etc. Trabajando con presiones de vapor desde 1 hasta 17 kg/cm², prevaleciendo las presiones de trabajo en los rangos de 6 a 8 kg/cm².

La siguiente tabla ofrece los precios de referencia para las calderas de presión de diseño de 10.5 a 21 kg/cm². Este tipo de caldera tiene aplicación en algunas papeleras, cartoneras y huleras principalmente, trabajando con presiones de 14 a 16 kg/cm², su campo de aplicación es limitado por tanto el número de ellas instaladas es reducido.

Tabla 2.5 Costo de calderas Tubos de humo Media presión 300 psi

CC	gas	diesel	G/D	C/G	combustóleo	\$ promedio
20	\$ 21.358	\$ 20.285				\$ 20.821
40	\$ 28.293	\$ 26.814	\$ 30.573			\$ 28.560
60	\$ 37.698	\$ 36.392	\$ 38.962			\$ 37.684
80	\$ 49.020	\$ 49.346	\$ 53.850	\$ 63.622	\$ 58.301	\$ 54.827
100	\$ 54.121	\$ 54.323	\$ 58.165	\$ 66.679	\$ 62.190	\$ 59.095
125	\$ 64.149	\$ 63.404	\$ 68.760	\$ 78.146	\$ 72.390	\$ 69.369
150	\$ 71.367	\$ 70.414	\$ 75.663	\$ 85.931	\$ 79.390	\$ 76.552
200	\$ 82.158	\$ 79.608	\$ 84.016	\$ 95.755	\$ 87.948	\$ 85.896
250	\$ 103.302	\$ 103.162	\$ 111.585	\$ 118.002	\$ 109.365	\$ 109.083
300	\$ 121.862	\$ 120.712	\$ 131.230	\$ 137.686	\$ 127.284	\$ 127.754
350	\$ 126.974	\$ 126.576	\$ 137.577	\$ 144.307	\$ 132.983	\$ 133.683
400	\$ 142.999	\$ 139.388	\$ 154.842	\$ 161.627	\$ 145.546	\$ 148.880
500	\$ 162.349	\$ 156.956	\$ 174.505	\$ 181.731	\$ 163.759	\$ 167.859
600	\$ 180.528	\$ 174.754	\$ 192.375	\$ 206.611	\$ 181.834	\$ 187.220
700	\$ 196.899	\$ 191.474	\$ 211.929	\$ 217.965	\$ 199.084	\$ 203.470
800	\$ 205.412	\$ 199.993	\$ 217.958	\$ 226.217	\$ 207.509	\$ 211.417

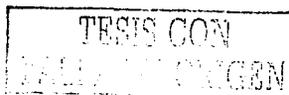
Baja: menos de 10.5 kg/cm² (150 psi, 1029.92 kPa). Media: menor de 21 kg/cm² (300psi, 2059.84 kPa).

Alta: menos de 42 kg/cm² (500 psi, 4119.6 kPa).

G/D: dual gas y diesel; C/G: dual combustóleo y gas. El gas puede ser natural o gas L.P. pero se debe especificar ya que existe diferencia en la caja quemador y en el orificio y resorte del regulador de gas.

Fuente: Elaboración propia con datos del segundo trimestre de 1999, proporcionados por Selmeq Equipos Industriales, S.A. 9.4 \$/US\$ Dólares de junio de 1999. L.A.B. México, D.F.

⁹ N.D no disponible para esa capacidad: G/D Dual gas y diesel; C/G Dual combustóleo y gas; Dólares al tipo de cambio de referencia de 9.4 \$/US\$



En la siguiente tabla se resumen los precios promedio de las diferentes calderas en sus diferentes combustibles

Tabla: 2.6 Costo por caballo caldera Promedio \$/CC y US\$/CC

CC	150 psi	300 psi	CC	150 psi	300 psi
20	\$ 7.441.9	\$ 9.786.1	20	\$ 791.7	\$ 1.041.1
40	\$ 5.103.9	\$ 6.711.6	40	\$ 543.0	\$ 714.0
60	\$ 4.489.6	\$ 5.903.8	60	\$ 477.6	\$ 628.1
80	\$ 4.899.1	\$ 6.442.3	80	\$ 521.2	\$ 685.3
100	\$ 4.224.3	\$ 5.555.0	100	\$ 449.4	\$ 591.0
125	\$ 3.967.0	\$ 5.216.6	125	\$ 422.0	\$ 555.0
150	\$ 3.648.2	\$ 4.797.3	150	\$ 388.1	\$ 510.4
200	\$ 3.070.1	\$ 4.037.1	200	\$ 326.6	\$ 429.5
250	\$ 2.961.4	\$ 4.101.5	250	\$ 315.0	\$ 436.3
300	\$ 2.890.2	\$ 4.003.0	300	\$ 307.5	\$ 425.8
350	\$ 2.592.3	\$ 3.590.4	350	\$ 275.8	\$ 382.0
400	\$ 2.526.1	\$ 3.498.7	400	\$ 268.7	\$ 372.2
500	\$ 2.278.5	\$ 3.155.8	500	\$ 242.4	\$ 335.7
600	\$ 2.117.8	\$ 2.933.1	600	\$ 225.3	\$ 312.0
700	\$ 1.972.8	\$ 2.732.3	700	\$ 209.9	\$ 290.7
800	\$ 1.793.6	\$ 2.484.2	800	\$ 190.8	\$ 264.3

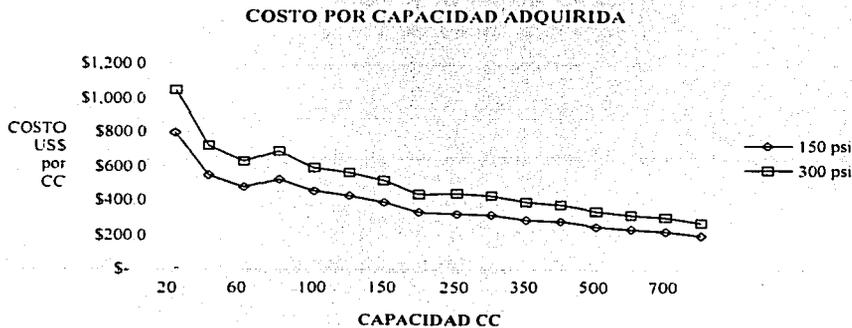
Baja: menos de 10.5 kg/cm² (150 psi, 1029.92 kPa). Media: menor de 21 kg/cm² (300psi, 2059.84 kPa).

Alta: menos de 42 kg/cm² (500 psi, 4119.6 kPa).

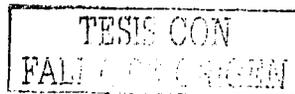
Fuente: Elaboración propia con datos del segundo trimestre de 1999, proporcionados por Selmec Equipos Industriales, S.A. CC: Caballo caldera. 9.4 US\$/CC

Se puede observar (fig. 2.1) la variación de precios hacia abajo por CC conforme aumenta la capacidad, además de que las opciones de combustibles duales son las más costosas. No observando en los precios de venta estímulos hacia el uso de combustibles más limpios, con diferencias de precios sustanciales. Solo se refleja el costo adicional de los equipos para el uso del combustible dual. Las ventajas de uso de los diferentes combustibles por tanto deberán buscarse en otras etapas de los procesos de generación de vapor. Como en estímulos fiscales a la reducción de emisiones contaminantes, ahorros en costos de operación referidos a la factura del combustible.

Fig. 2.1



Fuente: Propia



2.1.4 ECONOMÍA DE ESCALA EN LA CAPACIDAD TUBOS HUMO

Si la condición de economía de escala prevalece en las plantas de generación de vapor:

$$\frac{I_s}{I_H} = \left(\frac{C A P_s}{C A P_H} \right)^\alpha \quad (2.1)$$

Donde: $\alpha = 0.7$ más común
 $\alpha = 1$ no hay economía de escala

CAP $\rightarrow \left[\frac{10^6 \text{ vapor}}{h} \right]$
 $I \rightarrow [\$]$

Tal situación deberá proporcionar un costo de generación en un sistema de 150 kg/h de vapor mucho mayor que en uno de 36000 kg/h. Básicamente los costos a considerar son los costos de inversión inicial, instalación, financiamiento, operación, mantenimiento y de consumo de combustible. El análisis se realiza para plantas convencionales. Revisando la economía de escala referente a la adquisición de capacidad encontramos los siguientes exponentes de escala:

$$\alpha = \frac{\log \frac{C C_v}{C C_m}}{\log \frac{I_M}{I_m}} \quad (2.2)$$

En la tabla 2.7 las capacidades de 20, 40, 500, 600, 700 y 800 CC son las que mantienen una relación más parecida al comportamiento común de las economías de escala, existe una relación más balanceada en el precio respecto a la capacidad.

Tabla 2.7 Coeficiente de economía de escala

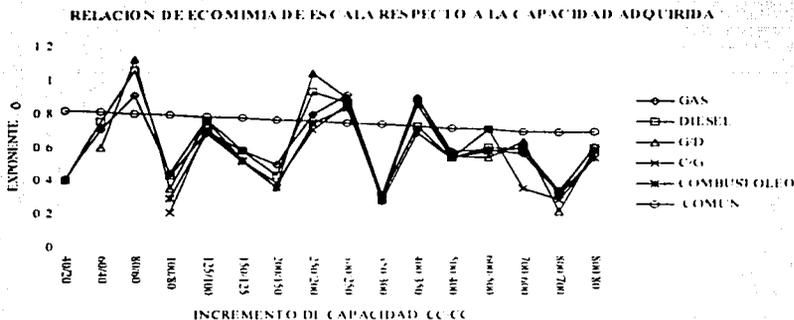
CC/CC	gas	diesel	G/D	C/G	combustóleo
	α	α	α	α	α
40/20	0.41	0.40	N.D	N.D	N.D
60/40	0.71	0.75	0.60	N.D	N.D
80/60	0.91	1.06	1.12	N.D	N.D
100/80	0.44	0.43	0.35	0.21	0.29
125/100	0.76	0.69	0.75	0.71	0.68
150/125	0.58	0.58	0.52	0.52	0.51
200/150	0.49	0.43	0.36	0.38	0.36
250/200	0.79	0.93	1.04	0.70	0.74
300/250	0.91	0.86	0.89	0.85	0.83
350/300	0.27	0.31	0.31	0.30	0.28
400/350	0.89	0.72	0.89	0.85	0.68
500/400	0.57	0.53	0.54	0.53	0.53
600/500	0.58	0.59	0.53	0.70	0.57
700/600	0.56	0.59	0.63	0.35	0.59
800/700	0.32	0.33	0.21	0.28	0.31
800/80	0.60	0.59	0.58	0.53	0.53

Fuente: Propia. N.D. no disponible

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

De este análisis podemos concluir que los precios sobre valuados y sub valuados de algunas capacidades deberían de balancearse para ofrecer una homogeneidad similar a las capacidades cercanas al comportamiento más común. Sin embargo el criterio a prevalecer es el del mercado, equilibrio entre quien la vende y quien la compra.

En base a la relación de economía de escala, el exponente alfa de la relación entre inversión y capacidad. Se observa (fig. 2.2) que para las capacidades cercanas por ambos extremos a las capacidades de 80, 250 y 400 CC la economía de escala tiende a ser muy baja (sobre precio). Fig. 2.2



Fuente: Propia

Una posible razón podría ser que estas capacidades no son muy demandadas y por tanto el precio refleja una demanda baja. Por el contrario las capacidades más demandadas son 100, 200 y 350 CC capacidades que coinciden con los valores más bajos (bajo precio) de los exponentes de economía de escala.

Tabla 2.8 Relación entre incremento de capacidad Vs. Incremento de precio

CC	%CC	gas	diesel	G/D	C/G	combustóleo
20	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D
40	100%	32%	32%	N.D	N.D	N.D
60	50%	33%	36%	27%	N.D	N.D
80	33%	30%	36%	38%	N.D	N.D
100	25%	10%	10%	8%	5%	7%
125	25%	19%	17%	18%	17%	16%
150	20%	11%	11%	10%	10%	10%
200	33%	15%	13%	11%	11%	11%
250	25%	19%	23%	26%	17%	18%
300	20%	18%	17%	18%	17%	16%
350	17%	4%	5%	5%	5%	4%
400	14%	13%	10%	13%	12%	9%
500	25%	14%	13%	13%	12%	13%
600	20%	11%	11%	10%	14%	11%
700	17%	9%	10%	10%	5%	9%
800	14%	4%	4%	3%	4%	4%

Fuente: Propia. TH. BP. 150 Psi.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Se observa (tabla 2.8) en las relaciones entre incremento de capacidad he incremento de costo, como aumenta la capacidad en 50 % y el precio decrece en 33%; es decir 1.65% de incremento en precio por CC para el rango de capacidad más pequeña; y para el rango máximo la capacidad crece en 14% y el precio decrece en 4%, es decir 0.04% de incremento en precio por CC en este rango.

2.1.5 COSTO DE CAPACIDAD INSTALADA TUBOS HUMO

La instalación de las calderas puede variar en cada instalación dependiendo del presupuesto y grado de conciencia que se tenga de la importancia de una instalación optima. Existen instalaciones muy austeras, es decir con menos del mínimo indispensable para que la caldera opere dentro de los estándares de seguridad y confiabilidad, he instalaciones modelo donde se hace uso de todos los adelantos técnicos y tecnológicos para optimizar el grado de operación y confiabilidad de la caldera con la máxima eficiencia posible de vapor como en las mejores prácticas.

Tabla 2.9 Equipo y Accesorios para la instalación de calderas industriales

Equipo y accesorios básicos de instalación	
• Caldera	• Fosa de purgas
• Servicios administrativos	• Aislamientos térmicos
• Arrancadores	• Válvula principal de vapor
• Elementos Térmicos	• Válvula check de vapor
• Colector de hollín	• Válvula de cierre rápido
• Chimenea	• Válvula de cierre lento
• Equipo de bombeo	• Válvula de agua
• Suavizador	• Válvula check de agua
• Tanque de combustible	• Mano de obra de la instalación
• Tanque de condensados	• Materiales de instalación
• Tuberías ced. 40 y 80	• Instalación eléctrica
• Cimentación	• Instalación hidráulica
• Servicio de arranque	• Cabezal de vapor
• Tablero de acometida	• Puerto de muestreo

Pero en México¹⁰ la mayoría de las calderas se encuentran instaladas con el equipo mínimo indispensable (tabla 2.9). Así que una instalación convencional de caldera la identificamos como aquella que no tiene, economizador, deareador, purgas automáticas, retorno de condensados por encima del 35%, carburación automática, tanque de flasheo, aislamientos recuperadores de calor, precalentadores de agua.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

¹⁰ El costo del equipo del sistema en la tabla 2.10 y 2.11, se ajusto 20% hacia abajo para reflejar el costo medio existente en el mercado, ya que los costos de los equipos con los que se obtuvo representan el mayor costo existente en el mercado, dadas las fuentes de información con que se contó.

Tabla 2.10 Costos de adquisición e instalación¹¹ calderas T.H. 150 psi US\$

CC	caldera promedio	equipo auxiliar	equipo sistema	instalación	total sistema	US\$/CC Inst.
20	\$ 15.834	\$ 6.041	\$ 17.500	\$ 5.622	\$ 23.122	\$ 1,156.1
40	\$ 21.719	\$ 6.992	\$ 22.969	\$ 7.231	\$ 30.200	\$ 755.0
60	\$ 28.657	\$ 8.788	\$ 29.956	\$ 9.212	\$ 39.168	\$ 652.8
80	\$ 41.694	\$ 9.856	\$ 41.240	\$ 12.321	\$ 53.561	\$ 669.5
100	\$ 44.940	\$ 10.617	\$ 44.445	\$ 13.065	\$ 57.510	\$ 575.1
125	\$ 52.753	\$ 11.832	\$ 51.668	\$ 14.855	\$ 66.522	\$ 532.2
150	\$ 58.215	\$ 12.618	\$ 56.667	\$ 15.971	\$ 72.637	\$ 484.2
200	\$ 65.321	\$ 13.474	\$ 63.036	\$ 17.380	\$ 80.417	\$ 402.1
250	\$ 78.760	\$ 17.388	\$ 76.919	\$ 20.607	\$ 97.526	\$ 390.1
300	\$ 92.242	\$ 18.792	\$ 88.827	\$ 23.181	\$ 112.008	\$ 373.4
350	\$ 96.522	\$ 19.599	\$ 92.897	\$ 23.732	\$ 116.629	\$ 333.2
400	\$ 107.495	\$ 22.368	\$ 103.890	\$ 25.853	\$ 129.743	\$ 324.4
500	\$ 121.199	\$ 26.311	\$ 118.008	\$ 28.555	\$ 146.563	\$ 293.1
600	\$ 135.177	\$ 29.067	\$ 131.396	\$ 30.925	\$ 162.321	\$ 270.5
700	\$ 146.910	\$ 32.186	\$ 143.277	\$ 32.809	\$ 176.086	\$ 251.6
800	\$ 152.648	\$ 34.815	\$ 149.970	\$ 33.462	\$ 183.432	\$ 229.3

Fuente: Propia.

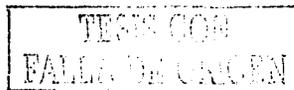
La tabla anterior (2.10) muestra los costos de adquisición de capacidad, equipo auxiliar he instalación para los sistemas de generación de vapor convencional, considerando los equipos y materiales de instalación, que pueden conseguirse en el mercado de caldeas en México. Estos precios representan la cota superior, es decir se pueden conseguir precios menores pero no mayores ya que la fuente de información se basa en la mejor calidad disponible y confiabilidad.

Tabla 2.11 Costos de adquisición e instalación calderas T.H. 300 psi US\$

CC	caldera promedio	equipo auxiliar	equipo sistema	instalación	total sistema	US\$/CC Instalado
20	\$ 20.822	\$ 6.041	\$ 21.490	\$ 7.464	\$ 28.954	\$ 1,447.7
40	\$ 28.560	\$ 6.992	\$ 28.442	\$ 9.722	\$ 38.164	\$ 954.1
60	\$ 37.684	\$ 8.788	\$ 37.178	\$ 12.482	\$ 49.659	\$ 827.7
80	\$ 54.828	\$ 9.856	\$ 51.747	\$ 16.992	\$ 68.739	\$ 859.2
100	\$ 59.096	\$ 10.617	\$ 55.770	\$ 18.087	\$ 73.857	\$ 738.6
125	\$ 69.370	\$ 11.832	\$ 64.961	\$ 20.717	\$ 85.679	\$ 685.4
150	\$ 76.553	\$ 12.618	\$ 71.337	\$ 22.412	\$ 93.749	\$ 625.0
200	\$ 85.897	\$ 13.474	\$ 79.497	\$ 24.569	\$ 104.066	\$ 520.3
250	\$ 109.083	\$ 17.388	\$ 101.177	\$ 30.565	\$ 131.742	\$ 527.0
300	\$ 127.755	\$ 18.792	\$ 117.238	\$ 34.743	\$ 151.980	\$ 506.6
350	\$ 133.683	\$ 19.599	\$ 122.626	\$ 35.772	\$ 158.398	\$ 452.6
400	\$ 148.880	\$ 22.368	\$ 136.998	\$ 39.217	\$ 176.215	\$ 440.5
500	\$ 167.860	\$ 26.311	\$ 155.337	\$ 43.590	\$ 198.927	\$ 397.9
600	\$ 187.220	\$ 29.067	\$ 173.030	\$ 47.608	\$ 220.638	\$ 367.7
700	\$ 203.470	\$ 32.186	\$ 188.525	\$ 50.878	\$ 239.403	\$ 342.0
800	\$ 211.418	\$ 34.815	\$ 196.986	\$ 52.199	\$ 249.185	\$ 311.5

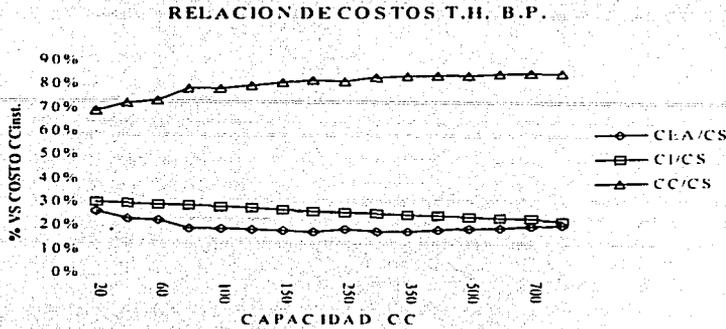
Fuente: Propia. Caldera promedio tres tipos de combustible: CC Equipo auxiliar: CA Equipo sistema: CEA Total instalación: CI Total sistema: CS. T.H.: Tubos de humo

¹¹ Precios de junio de 1999. Proporcionados por Thermo Energía Sistemas y Equipos, S.A.: Mano de obra y materiales. Dólares al tipo de cambio de referencia de 9.4 \$/US\$



La siguiente figura (2.3) muestra como los costos del equipo auxiliar básico y el costo de la instalación incluyendo materiales y mano de obra decrecen conforme la capacidad aumenta.

Fig. 2.3

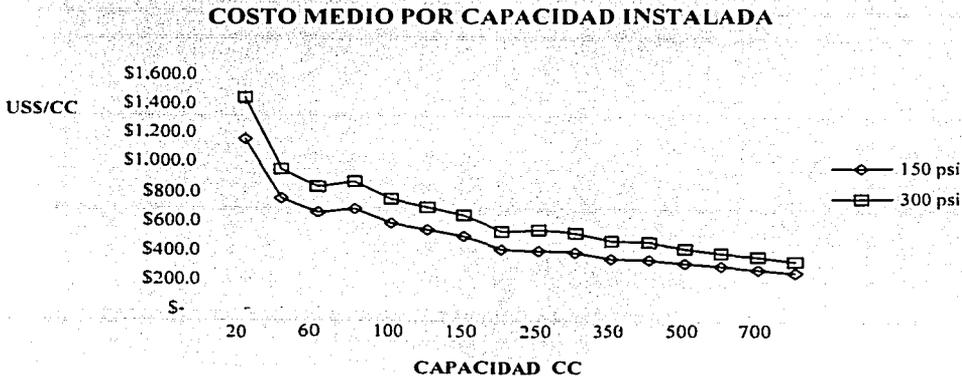


Fuente: Propia. CC: Caldera promedio tres tipos de combustible. CA: Equipo auxiliar. CEA: Equipo sistema. CI: Total instalación. CS: Total sistema. T.H: Tubos de humo. BP: Baja presión

Lo que no sucede conforme a la caldera, pero ya se vio que sí existe economía de escala en la mayoría de las capacidades de calderas. Esto se debe a que la escala en auxiliares de instalación es mucho más grande que en las calderas, y es de aceptarse, ya que quien manda en la instalación de generación y distribución de vapor es la caldera.

La siguiente figura (2.4) muestra la relación entre capacidad y costo medio para los rangos de capacidades y presiones de diseños comerciales. Una presión no comercial mayor de 300 psi para este tipo de calderas es difícil de conseguir aun con un costo mucho mayor, fundamentalmente por limitaciones físicas de diseño para su geometría.

Fig. 2.4



Fuente: Propia

TEMA CON
FALLA DE DISEÑO

Las calderas de 300 psi de presión de diseño, sufren el mismo comportamiento que las de 150 psi, todo es igual lo que cambia son los tipos de materiales en cuanto a su espesor.

Después de tener los costos por capacidad instalada y para hacer que estos reflejen el valor del dinero en el tiempo, se ajustan (tabla 2.12) los costos de capacidad instalada con los tiempos de ejecución y montos de desembolso para su adquisición, construcción, hasta su inicio de operación. Valuados con tasas reales mensuales adecuadas a México y los créditos de fomento industrial.

Tabla 2.12 Cronograma de ejecución y costo al inicio de la operación B.P. US\$

Meses	periodo de construcción							1.00%	1.25%	1.50%	
	CC	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	VPN	VPN	VPN
20					C			I	\$23.621	\$23.747	\$23.874
40					C			I	\$30.854	\$31.019	\$31.186
60					C			I	\$40.018	\$40.234	\$40.450
80					C			I	\$54.728	\$55.023	\$55.320
100					C			I	\$58.765	\$59.083	\$59.403
125				C				I	\$68.658	\$69.201	\$69.748
150				C				I	\$74.973	\$75.568	\$76.166
200				C				I	\$83.007	\$83.666	\$84.330
250			C					I	\$100.675	\$101.476	\$102.284
300			C					I	\$115.633	\$116.555	\$117.484
350			C					I	\$120.409	\$121.371	\$122.340
400	C							I	\$135.847	\$137.416	\$139.002
500	C							I	\$153.472	\$155.248	\$157.043
600	C							I	\$169.988	\$171.958	\$173.951
700	C							I	\$184.419	\$186.560	\$188.726
800	C							I	\$192.127	\$194.362	\$196.622

Fuente: Propia. pesos de junio de 1999 150 psi. Tasa mensual: 1, 1.25 y 1.5%. de tipo crédito de fomento industrial

Si se requiere mayor precisión en el costo y diferenciando la instalación con diferentes combustibles, se puede considerar:

Para operación con diesel: igual

Para operación con gas natural

Debido a la instalación de acometida del gas:

90 US\$/CC adicional en la instalación para operación con gas natural entre 100 y 250 CC

50 US\$/CC adicional en la instalación para operación con gas natural entre 300 y 900 CC

27 US\$/CC adicional en la instalación para operación con gas natural mayor a 1000 CC

Para operación con combustóleo

Debido a la instalación para el almacenaje y precalentamiento del gas combustóleo:

35 US\$/CC adicional en la instalación para operación con combustóleo entre 100 y 250 CC

26 US\$/CC adicional en la instalación para operación con combustóleo entre 300 y 900 CC

18 US\$/CC adicional en la instalación para operación con combustóleo mayor a 1000 CC

TUSO CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 2.13 Cronograma de ejecución y costo al inicio de la operación M.P. US\$

Meses	periodo de construcción						1.00%	1.25%	1.50%		
	CC	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	VPN	VPN	VPN
20									\$29,572	\$29,729	\$29,886
40									\$38,981	\$39,188	\$39,396
60									\$50,725	\$50,995	\$51,266
80									\$70,218	\$70,593	\$70,969
100									\$75,448	\$75,852	\$76,257
125									\$88,405	\$89,098	\$89,797
150									\$96,736	\$97,496	\$98,261
200									\$107,386	\$108,231	\$109,082
250									\$135,954	\$137,025	\$138,105
300									\$156,847	\$158,085	\$159,332
350									\$163,477	\$164,769	\$166,071
400									\$184,421	\$186,529	\$188,660
500									\$208,204	\$210,587	\$212,997
600									\$230,943	\$233,591	\$236,268
700									\$250,601	\$253,478	\$256,387
800									\$260,856	\$263,855	\$266,888

Fuente: Propia. pesos de junio de 1999 300 psi. Tasa mensual: 1, 1.25 y 1.5%. de tipo crédito de fomento industrial

Con estos datos más el costo del agua de generación, más el costo del combustible y parámetros típicos de operación de estas calderas se obtendrá el costo de generación de kg de vapor industrial.

2.1.6 COSTO DE CAPACIDAD TUBOS DE AGUA

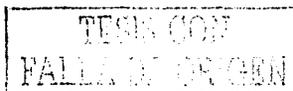
Los precios de estos equipos se refieren a la adquisición de capacidad, es decir a la caldera sola sin sus equipos auxiliares, se estiman (tabla 2.14) con base a su cotización en los EE.UU., puestas en la planta o bodega del fabricante.

Tabla 2.14 Costo calderas tubos de agua Vapor saturado

1000 lb/h	≅ CC	combustible	250 psi	300 psi	600 psi
15	400	C/G	\$203.020	\$207.190	\$239.720
20	600	C/G	\$232.275	\$237.525	\$273.230
25	700	C/G	\$242.965	\$248.225	\$287.420
32	900	C/G	\$280.450	\$286.810	\$331.160
38	1100	C/G	\$297.025	\$304.000	\$348.395
44	1300	C/G	\$316.495	\$336.545	\$373.440
50	1500	C/G	\$332.115	\$340.135	\$399.050
58	1700	C/G	\$357.660	\$366.390	\$428.905
65	1900	C/G	\$376.935	\$386.960	\$453.180
71	2000	C/G	\$378.245	\$389.375	\$456.005
80	2300	C/G	\$395.470	\$406.725	\$476.230

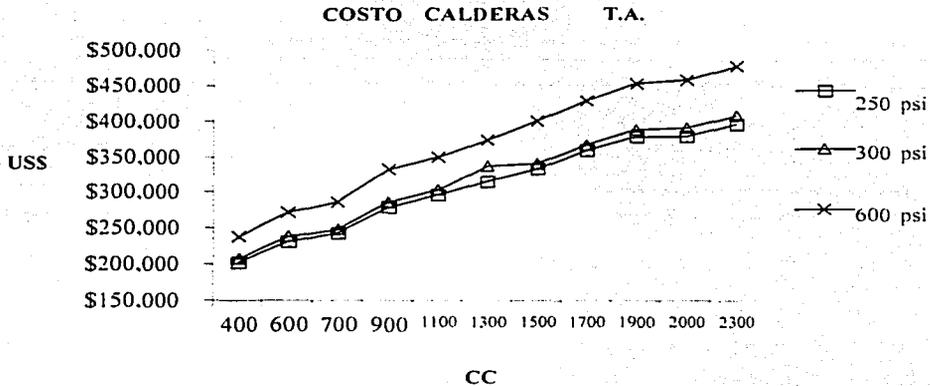
250 psi (17 kg/cm², 1668.16 kPa), 300 psi (21 kg/cm², 2059.84 kPa), 600 psi (40 kg/cm² 4003.6 kPa). C/G: dual combustibleo y gas. El gas puede ser natural o gas L.P. pero se debe especificar ya que existe diferencia en la caja quemador y en el orificio y resorte del regulador de gas.

Fuente: Elaboración propia. con datos proporcionados por Aqua-Chem, Inc. Milwaukee, WI, USA. Aproximación +/- 10% para 600 psi. Costos de Junio de 1999



Se observa en la figura 2.5 el crecimiento de precios conforme aumenta la capacidad en forma semi paralela respecto a las diferentes presiones. Es menor el diferencial para capacidades pequeñas que para capacidades grandes. Todas las opciones en combustibles duales, al igual que en las de tubos de humo el fabricante no diferencia esto, tal vez se requeriría de un impuesto para fomentar el uso de combustibles limpios. Las ventajas de uso de los diferentes combustibles, además de su precio pudiera estar en estímulos fiscales a la reducción de emisiones contaminantes.

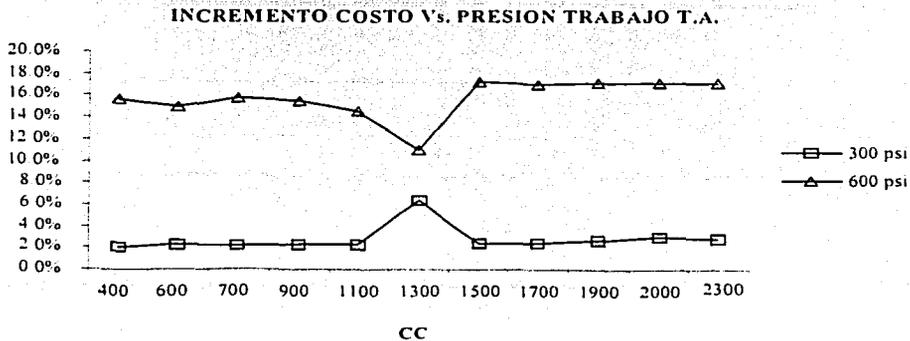
Fig. 2.5



Fuente: Propia.

La figura 2.6 muestra los porcentajes de incremento en costo de las calderas respecto al incremento en la presión de diseño. Siendo del orden promedio de 2.5% para un incremento de presión de 16% en la presión de 300 psi de diseño; y de 16.3% en el costo para un 100% de presión en 600 psi; sólo en la capacidad de 1300 CC la relación no prevalece.

Fig. 2.6

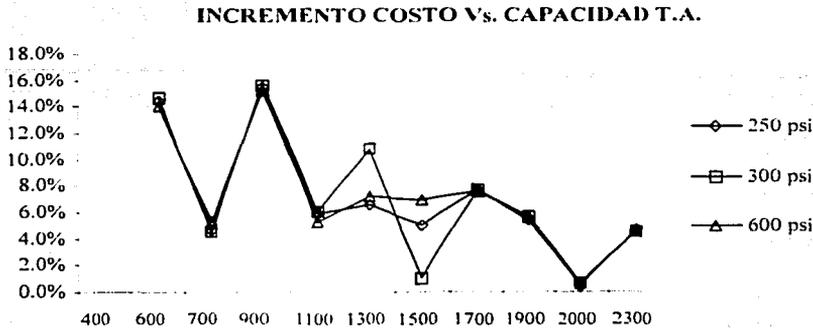


Fuente: Propia

TESIS CON
 FALLA DE CALIDAD

La figura 2.7 muestra una tendencia general a disminuir el incremento de costo respecto al incremento de capacidad. Aunque en algunas capacidades, las más demandadas, la relación no se mantiene, y en las capacidades alrededor de los 1300 CC los comportamientos entre las tres presiones de diseño se distorsionan.

Fig. 2.7



Fuente: Propia

Para operación con gas natural

Debido a la instalación de acometida del gas:

90 US\$/CC adicional en la instalación para operación con gas natural entre 100 y 250 CC

50 US\$/CC adicional en la instalación para operación con gas natural entre 300 y 900 CC

27 US\$/CC adicional en la instalación para operación con gas natural mayor a 1000 CC

Para operación con combustóleo

Debido a la instalación para el almacenaje y precalentamiento del gas combustóleo:

35 US\$/CC adicional en la instalación para operación con combustóleo entre 100 y 250 CC

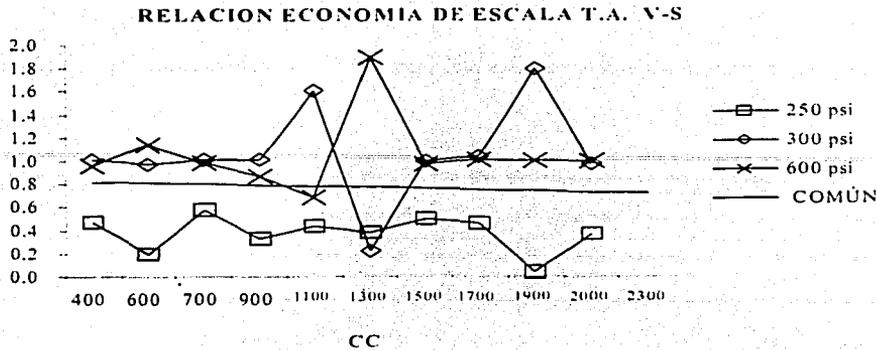
26 US\$/CC adicional en la instalación para operación con combustóleo entre 300 y 900 CC

18 US\$/CC adicional en la instalación para operación con combustóleo mayor a 1000 CC

2.1.7 ECONOMÍA DE ESCALA TUBOS DE AGUA

La figura 2.8 muestra el comportamiento del incremento del costo respecto a la capacidad mostrando que en la presión de 250 psi la economía de escala se da. Para las otras dos presiones su coeficiente de escala es uno, tendiendo a ser mayor, lo que representa un comportamiento del costo que no refleja la economía de escala. Al igual que en los incrementos de costos por capacidad y presión se presentan distorsiones en las capacidades cercas a los 1300 CC, cabe hacer mención que esta capacidad es una o la más común en las industrias que usan tubos de agua.

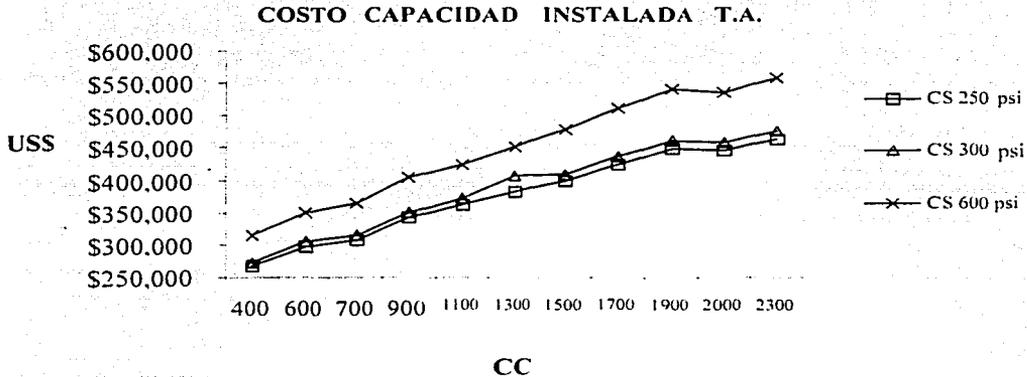
Fig. 2.8



Fuente: Propia

La figura 2.9 muestra la relación y montos de crecimiento en capacidad y costo para las diferentes presiones de diseño. Aquí se ve un comportamiento homogéneo hasta los 1900 CC después el crecimiento en costo se hace muy lento, casi constante.

Fig. 2.9



Fuente: Propia

2.1.8 COSTOS DE CAPACIDAD INSTALADA TUBOS DE AGUA

Después de tener los costos¹² por capacidad instalada y para hacer que estos reflejen el valor del dinero en el tiempo, se ajustan (tabla 2.15) estos costos de capacidad instalada con los tiempos de ejecución y montos de desembolso para su adquisición, construcción, hasta su inicio de operación. Valuados con tasas reales

¹² Precios del junio de 1999. Proporcionados por Thermo Energía Sistemas y Equipos, S.A.
Mano de obra y materiales
Dólares al tipo de cambio de referencia de 9.4 \$/US\$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

mensuales adecuadas al tipo de evolución que México ofrece y los créditos de fomento industrial.

Tabla 2.15 Cronograma de construcción y costo¹³ a valor presente al momento de inicio de operación 250 psi US\$

periodo de construcción	meses											1.00%	1.25%	1.50%
CC	-11	-10	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	VPN	VPN	VPN
400												\$277 660	\$280 396	\$283 163
600												\$310 775	\$314 204	\$317 679
700												\$321 985	\$325.557	\$329 176
900												\$361.854	\$366 857	\$371.936
1100												\$382.328	\$387.620	\$392.992
1300												\$407.647	\$414.337	\$421.142
1500												\$424.850	\$431 841	\$438 952
1700												\$453 497	\$460 985	\$468 603
1900												\$484.576	\$493 785	\$503 172
2000												\$479.923	\$489.085	\$498.425
2300												\$500.084	\$509.642	\$519.386

Fuente: Propia. Tasa mensual: 1. 1.25 y 1.5%. de tipo crédito de fomento industrial

La tabla 2.15, 2.16 y 2.17 muestran los costos por capacidad comercial disponible para las calderas tubos de agua al momento de iniciar operación considerando la instalación y los gastos preoperativos durante la construcción, con tres diferentes tasas reales de descuento mensuales.

Tabla 2.16 Cronograma de construcción y costo¹⁴ a valor presente al momento de inicio de operación 300 psi US\$

periodo de construcción	meses											1.00%	1.25%	1.50%
CC	-11	-10	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	VPN	VPN	VPN
400												\$283 363	\$286 156	\$288 980
600												\$317 800	\$321 306	\$324 860
700												\$328 956	\$332.605	\$336.303
900												\$370 060	\$375 176	\$380.371
1100												\$391.306	\$396.722	\$402.221
1300												\$433.472	\$440.585	\$447.821
1500												\$435.110	\$442.269	\$449.552
1700												\$464.566	\$472.237	\$480.041
1900												\$497.464	\$506.917	\$516.554
2000												\$494.045	\$503.476	\$513.091
2300												\$514.316	\$524.146	\$534.167

Fuente: Propia. Tasa mensual: 1. 1.25 y 1.5%. de tipo crédito de fomento industrial

¹³ Si se requiere mayor precisión y reflejar diferencias entre instalaciones de gas natural, combustóleo o diesel considerar los costos adicionales, reportados.

¹⁴ Si se requiere mayor precisión y reflejar diferencias entre instalaciones de gas natural, combustóleo o diesel considerar los costos adicionales, reportados.

Tabla 2.17 Cronograma de construcción y costo¹⁵ a valor presente al momento de inicio de operación 600 psi US\$

periodo de construcción meses											1.00%	1.25%	1.50%	
CC	-11	-10	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	VPN	VPN	VPN
400												\$327.853	\$331.084	\$334.351
600												\$365.572	\$369.605	\$373.693
700												\$380.898	\$385.123	\$389.405
900												\$427.284	\$433.191	\$439.188
1100												\$448.451	\$454.658	\$460.959
1300												\$480.993	\$488.886	\$496.915
1500												\$510.475	\$518.875	\$527.419
1700												\$543.832	\$552.812	\$561.948
1900												\$582.595	\$593.666	\$604.951
2000												\$578.586	\$589.631	\$600.891
2300												\$602.208	\$613.717	\$625.451

Fuente: Propia. Tasa mensual: 1. 1.25 y 1.5%. de tipo crédito de fomento industrial

La tabla 2.18 muestra los costos por capacidad comercial disponible para las calderas tubos de humo al momento de iniciar operación considerando la instalación y los gastos preoperativos durante la construcción, no se incluyen gastos de pre ingeniería ni de diseño.

Tabla 2.18 Valor presente de la capacidad y la instalación al inicio de operación tubos de humo

CC	US\$	\$	CC	US\$	\$
T.H.	150 psi		T.H.	300 psi	
20	\$23.747	\$223.222	20	\$29.729	\$279.453
40	\$31.019	\$291.579	40	\$39.188	\$368.367
60	\$40.234	\$378.200	60	\$50.995	\$479.353
80	\$55.023	\$517.216	80	\$70.593	\$663.574
100	\$59.083	\$555.380	100	\$75.852	\$713.009
125	\$69.201	\$650.489	125	\$89.098	\$837.521
150	\$75.568	\$710.339	150	\$97.496	\$916.462
200	\$83.666	\$786.460	200	\$108.231	\$1,017.371
250	\$101.476	\$953.874	250	\$137.025	\$1,288.035
300	\$116.555	\$1,095.617	300	\$158.085	\$1,485.999
350	\$121.371	\$1,140.887	350	\$164.769	\$1,548.829
400	\$137.416	\$1,291.710	400	\$186.529	\$1,753.373
500	\$155.248	\$1,459.331	500	\$210.587	\$1,979.518
600	\$171.958	\$1,616.405	600	\$233.591	\$2,195.755
700	\$186.560	\$1,753.664	700	\$253.478	\$2,382.693
800	\$194.362	\$1,827.003	800	\$263.855	\$2,480.237

Fuente: Propia. Tasa mensual: 1.25%. 9.4 \$/US\$. Precios de Junio de 1999

La tabla 2.19 al igual considera los conceptos anteriores, sólo que se refiere a la capacidad de tubos de agua. A los costos anteriores se considerará además el costo del suministro e instalación del sistema de desmineralización de agua, el cual se obtendrá mas adelante.

¹⁵ Si se requiere mayor precisión y reflejar diferencias entre instalaciones de gas natural, combustóleo o diesel considerar los costos adicionales, reportados.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 2.19 Valor presente de la capacidad y la instalación al inicio de operación tubos agua

T.A. CC	250 psi US\$	\$	T.A. CC	300 psi US\$	\$	T.A. CC	600 psi US\$	\$
400	\$280,396	\$2,635,722	400	\$286,156	\$2,689,866	400	\$331,084	\$3,112,190
600	\$314,204	\$2,953,518	600	\$321,306	\$3,020,276	600	\$369,605	\$3,474,287
700	\$325,557	\$3,060,236	700	\$332,605	\$3,126,487	700	\$385,123	\$3,620,156
900	\$366,857	\$3,448,456	900	\$375,176	\$3,526,654	900	\$433,191	\$4,071,995
1100	\$387,620	\$3,643,628	1100	\$396,722	\$3,729,187	1100	\$454,658	\$4,273,785
1300	\$414,337	\$3,894,768	1300	\$440,585	\$4,141,499	1300	\$488,886	\$4,595,528
1500	\$431,841	\$4,059,305	1500	\$442,269	\$4,157,329	1500	\$518,875	\$4,877,425
1700	\$460,985	\$4,333,259	1700	\$472,237	\$4,439,028	1700	\$552,812	\$5,196,433
1900	\$493,785	\$4,641,579	1900	\$506,917	\$4,765,020	1900	\$593,666	\$5,580,460
2000	\$489,085	\$4,597,399	2000	\$503,476	\$4,732,674	2000	\$589,631	\$5,542,531
2300	\$509,642	\$4,790,635	2300	\$524,146	\$4,926,972	2300	\$613,717	\$5,768,940

Fuente: Propia. Tasa mensual: 1.25%. 9.4 \$/US\$. Precios de Junio de 1999. CS: Costo del sistema

Para la integración del costo del mantenimiento¹⁶ normal durante la vida útil de las calderas se consideran los siguientes¹⁷ conceptos y costos. Obtenidos con la experiencia laboral propia de 8 años de trabajo en esta área.

¹⁶ Costo de operación y mantenimiento fijos. Los costos variables se deberán evaluar en función de fallas y desgaste anormal de otros componentes.

¹⁷ MANTENIMIENTOS CONSIDERADOS T.H.

REPARACION DE TAPA POSTERIOR

Apertura de tapas, demoler material refractario en mal estado, desmonte de casco, colocación de materiales aislantes y tabique mampara nuevos. Vaciado de concreto KS4 y verilitite, tiempo de fraguado 72 hrs. Montaje de tapa y cierre.

REPARACION DE TAPA INTERMEDIA

Apertura de tapa frontal, demoler material aislante en mal estado, soldar anclas y colocar material aislante nuevo.

REPARACION DE HOGAR REFRACTARIO

Demoler material refractario que se encuentre en mal estado; preparación y limpieza, colocación de tabique refractario en boquilla y resto del hogar.

CAMBIO DE TUBOS FLUX

Los tubos correspondientes al 2do. paso serán rolados y soldados a la entrada de los gases; rolado y reboteado a la salida de los mismos. Los tubos correspondientes al 3er y 4o paso serán rolados y reboteados por ambos lados. Se incluye prueba hidrostática correspondiente.

SERVICIO GENERAL T.H. Y T.A.

Lavado a presión por el lado del agua, deshollinado por la parte interna de los tubos; cambio de juntas y empaques, instalar los accesorios correspondientes a la columna de nivel. Prueba hidrostática, inspección de refractario, aislamientos, oxidación e incrustación en tubos, limpieza del quemador. Puesta en marcha, pruebas de funcionamiento en dispositivos de seguridad y control.

1.1).- Limpieza de los filtros de agua, combustible y lubricante.

1.2).- Limpieza y ajuste de los electrodos de ignición.

1.3).- Limpieza de las boquillas del quemador y del piloto.

1.4).- Verificación del funcionamiento del dispositivo de corte de flama por bajo nivel de agua.

1.5).- Verificación del funcionamiento de la columna de control de nivel de agua.

1.6).- Verificación de los niveles de agua que determinan el arranque y paro de la bomba de alimentación.

1.7).- Purga de fondo de la caldera.

1.8).- Comprobación en el libro de registro de la caldera de que las pruebas periódicas hayan sido efectuadas por el o los fogoneros.

1.9).- Inspección y limpieza del control programador.

1.10).- Comprobación de que al fallar la flama abre el circuito de seguridad en el programador.

1.11).- Comprobación del funcionamiento de los aparatos que regulan la operación automática de la caldera, controles de presión de flama y arrancadores magnéticos.

1.12).- Revisión de los motores eléctricos para comprobar que estén limpios y no haya obstrucciones en las vías de ventilación de ellos. También se verificará su funcionamiento con aparatos de medición.

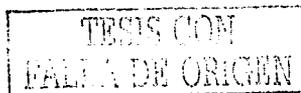


Tabla 2.20 Costos de mantenimiento calderas TH pesos de 1999

CC		cada 3 meses carburación	cada 6 meses S.G	cada 2 años Refractarios	cada 15 años flux	año 15 valor futuro \$
20	M.O.	\$ 2,510	\$ 3,800	\$ 8,200	\$ 5,500	
	MAT		\$ 1,340	\$ 4,000	\$ 3,040	\$588,517
40	M.O.	\$ 2,510	\$ 3,800	\$ 8,200	\$ 5,500	
	MAT		\$ 1,340	\$ 4,200	\$ 5,510	\$599,666
60	M.O.	\$ 4,200	\$ 6,500	\$ 13,000	\$ 9,000	
	MAT		\$ 1,550	\$ 8,100	\$ 10,000	\$989,672
80	M.O.	\$ 4,200	\$ 6,500	\$ 13,000	\$ 15,000	
	MAT		\$ 1,550	\$ 8,100	\$ 8,200	\$1,001,653
100	M.O.	\$ 4,200	\$ 6,500	\$ 13,000	\$ 19,400	
	MAT	\$ 900	\$ 1,550	\$ 8,100	\$ 9,400	\$1,054,554
125	M.O.	\$ 4,400	\$ 6,800	\$ 18,500	\$ 19,300	
	MAT	\$ 900	\$ 1,700	\$ 10,500	\$ 14,200	\$1,256,697
150	M.O.	\$ 4,400	\$ 6,800	\$ 18,500	\$ 14,200	
	MAT	\$ 900	\$ 1,700	\$ 10,500	\$ 25,700	\$1,274,953
200	M.O.	\$ 4,400	\$ 6,800	\$ 18,500	\$ 15,600	
	MAT	\$ 900	\$ 1,700	\$ 10,600	\$ 33,800	\$1,304,104
250	M.O.	\$ 5,800	\$ 8,900	\$ 24,500	\$ 27,200	
	MAT	\$ 900	\$ 1,940	\$ 18,000	\$ 46,000	\$1,800,343
300	M.O.	\$ 5,800	\$ 8,900	\$ 24,500	\$ 27,200	
	MAT	\$ 900	\$ 1,940	\$ 18,000	\$ 54,700	\$1,825,160
350	M.O.	\$ 5,800	\$ 8,900	\$ 24,500	\$ 27,200	
	MAT	\$ 900	\$ 1,940	\$ 18,000	\$ 60,500	\$1,841,705
400	M.O.	\$ 8,700	\$ 13,400	\$ 31,500	\$ 42,300	
	MAT	\$ 1,100	\$ 2,300	\$ 28,000	\$ 71,800	\$2,592,359
500	M.O.	\$ 8,700	\$ 13,400	\$ 31,500	\$ 42,300	
	MAT	\$ 1,100	\$ 2,300	\$ 28,000	\$ 85,500	\$2,631,439
600	M.O.	\$ 8,700	\$ 13,400	\$ 31,500	\$ 42,300	
	MAT	\$ 1,100	\$ 2,300	\$ 28,000	\$ 103,200	\$2,681,929
700	M.O.	\$ 8,700	\$ 13,400	\$ 31,500	\$ 42,300	
	MAT	\$ 1,100	\$ 2,300	\$ 28,000	\$ 119,850	\$2,729,424
800	M.O.	\$ 8,700	\$ 13,400	\$ 32,000	\$ 42,300	
	MAT	\$ 1,100	\$ 2,300	\$ 28,000	\$ 119,850	\$2,739,681

Fuente: Propia. S.G: Servicio general, Refractarios. M.O.: Mano de obra calificada. MAT: Material y refacciones para el servicio

Y para la tecnología de tubos de agua, en la siguiente tabla 2.21 se muestran los costos fijos normales durante su vida útil, considerando 15 años.

1.13).- Inspección y ajuste de transmisiones de banda.

1.14).- Inspección de bomba de agua y combustible.

CARBURACION T.H. Y T.A.

Limpieza y ajuste del sistema de combustión para dejar las emisiones de gases dentro de norma. Carburación en cada uno de los puntos de operación. entrega de comprobantes de emisiones. Pruebas de funcionamiento en dispositivos de seguridad y control.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

¹⁸Tabla 2.21 Costos de mantenimiento calderas TA pesos de 1999

CC		cada 3 meses carburación	cada 6 meses S.G	cada 2 años refractarios	cada 15 años flux	valor futuro al año 15
900	M.O.	\$ 9.500	\$ 18.000	\$ 44.700	\$ 183.750	
	MAT	\$ 1.800	\$ 2.700	\$ 42.825	\$ 334.967	\$3.172.487
1100	M.O.	\$ 9.500	\$ 18.000	\$ 44.700	\$ 183.750	
	MAT	\$ 1.800	\$ 2.700	\$ 42.825	\$ 334.967	\$3.172.487
1300	M.O.	\$ 9.500	\$ 18.000	\$ 44.700	\$ 183.750	
	MAT	\$ 1.800	\$ 2.700	\$ 42.825	\$ 334.967	\$3.172.487
1500	M.O.	\$ 11.500	\$ 19.300	\$ 47.680	\$ 196.000	
	MAT	\$ 1.800	\$ 2.700	\$ 45.680	\$ 357.298	\$3.410.054
1700	M.O.	\$ 11.500	\$ 19.300	\$ 47.680	\$ 196.000	
	MAT	\$ 1.800	\$ 2.700	\$ 45.680	\$ 357.298	\$3.410.054
1900	M.O.	\$ 12.800	\$ 22.500	\$ 50.660	\$ 208.250	
	MAT	\$ 1.800	\$ 2.900	\$ 48.535	\$ 379.630	\$3.678.902
2000	M.O.	\$ 12.800	\$ 22.500	\$ 50.660	\$ 208.250	
	MAT	\$ 1.800	\$ 2.900	\$ 48.535	\$ 379.630	\$3.678.902
2300	M.O.	\$ 12.800	\$ 22.500	\$ 59.600	\$ 245.000	
	MAT	\$ 1.800	\$ 2.900	\$ 57.100	\$ 446.623	\$4.170.399

Fuente: Propia. Tasa de interés 1.25% mensual. Pesos de junio del 1999. M.O.: Mano de obra calificada. MAT: Materiales y refacciones. 9.4 \$/US\$

Estos costos son puestos como una mensualidad equivalente, para su integración en los costos de generación mensuales de las calderas, los cuales se presentan en la tabla siguiente (2.22), tomando en cuenta el valor del dinero, con una tasa de 1.25% mensual para hacerlos equivalente en el tiempo.

¹⁸ MANTENIMIENTOS CONSIDERADOS T.A.

TUBOS FLUX

Desmontaje de tubos flux que se encuentran dañados. Montaje de tubos flux nuevos de acuerdo a planos de construcción.

MAMPARAS

Demoler mamparas refractarias superiores e inferiores. Instalar mamparas de material refractario en pared de convección dando su tiempo normal de fraguado.

PAREDES DE ENVOLVENTE

Desmontaje de módulos de cubiertas laterales internas y externas retirando uniones y lana mineral aislante. Preparación y montaje de cubiertas internas. colocación de lana mineral aislante nueva. Preparación y montaje de cubiertas externas laterales y las uniones.

HOGAR REFRACTARIO

Demoler material refractario del hogar. colocación del mismo. Colocar las piezas correspondientes al tipo de quemador. Colocar los empaques correspondientes.

PISO REFRACTARIO

Demoler material refractario del piso. limpieza de las superficies de la base. colocación capas de los diferentes aislamientos y colado del cemento.

MATERIALES

Tubo flux curvo diferentes formas

Lote materiales refractarios/mamparas.

Lote cubiertas laterales internas y externas. de acuerdo a dibujos de fábrica.

Lote lana mineral aislante para costados laterales en 2" de espesor.

Lote material refractario hogar.

Losetas refractario del piso

Lote material ferretería, soldadura, oxígeno, acetileno, etc.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 2.22 Costos en mensualidad equivalente del mantenimiento

CC T.H.	M&O \$/mes	CC T.H.	M&O \$/mes	CC T.A.	M&O \$/mes
20	\$ 8,237	400	\$ 36,282	400	\$ 36,282
40	\$ 8,393	500	\$ 36,829	600	\$ 37,536
60	\$ 13,851	600	\$ 37,536	700	\$ 38,201
80	\$ 14,019	700	\$ 38,201	900	\$ 44,402
100	\$ 14,759	800	\$ 38,344	1100	\$ 44,402
125	\$ 17,589			1300	\$ 44,402
150	\$ 17,844			1500	\$ 47,727
200	\$ 18,252			1700	\$ 47,727
250	\$ 25,197			1900	\$ 51,489
300	\$ 25,545			2000	\$ 51,489
350	\$ 25,776			2300	\$ 58,368

Fuente: Propia. M&O: Mantenimiento y operación fijo. 9.4 \$/US\$. Tasa mensual 1.25% de 150 a 600 psi

Para la evaluación de los costos por consumo de combustible, en la tabla 2.23 se presentan los consumos de combustible para diferentes combustibles de uso común para la generación convencional del vapor.

Tabla 2.23 Consumo unitario de combustible para generación de vapor

Presión diseño psi	Energía de evaporación kJ/kg	EFIC	CONSUMO Combustóleo l/hCC	CONSUMO Gasóleo l/hCC	CONSUMO Diesel l/hCC	CONSUMO Gas Natural m ³ /hCC	CONSUMO Gas L.P. l/hCC	CONSUMO Gas L.P. kg/hCC
150	2586.07	80%	1.3586	1.3950	1.4140	1.5231	0.9685	0.4068
250	2595.17	80%	1.3634	1.3999	1.4190	1.5285	0.9719	0.4082
300	2606.27	80%	1.3692	1.4059	1.4251	1.5350	0.9761	0.4100
600	2607.77	80%	1.3700	1.4067	1.4259	1.5359	0.9766	0.4102
		PCI	37235.9	36264.3	35776.7	33215.3	52235.4	124357.9
			kJ/l	kJ/l	kJ/l	kJ/m ³	kJ/l	kJ/kg

Desde 45°C y a Temp. de saturación del vapor

Fuente: Propia

Con estos datos más el costo del agua de generación¹⁹, más el costo del combustible y la proyección de los costos de capacidad adquirida e instalación a través del tiempo y con los costos futuros de mantenimiento y operación, evaluados con una TREMA²⁰ y los parámetros típicos de operación de estas calderas se obtendrá el costo²¹ de generación de kg de vapor industrial.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

¹⁹ Obtenido en la sección 2.1.9.

²⁰ Ver capítulo 3 sobre condiciones de escenario. TREMA es la tasa de rendimiento mínima atractiva.

²¹ Este costo sirve de referencia también para evaluación del precio de venta de posibles excedentes térmicos a vecinos industriales, el cual refleja el costo evitado.

2.1.9 COSTO DEL AGUA DE GENERACIÓN

El principal costo del agua de generación de vapor es el precio de la misma agua o el costo de extraerla del subsuelo, más el costo del tratamiento del agua para la eliminación de las sales disueltas. El valor normal de dureza, es decir de concentración de sales disueltas en esta agua es del orden de las 150 a 250 ppm, así que el suavizador elimina esta dureza hasta un valor que va de 0 - 20 ppm, y de los sólidos totales de 1500 - 2000 ppm a 200 - 800 ppm, con el método de intercambio iónico.

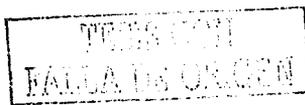
CALDERAS DE TUBOS DE AGUA

El agua de alimentación en estas calderas generalmente trabaja en ciclo cerrado o con un gran retorno de condensados, pero para iniciar este proceso debe ser alimentada con agua desmineralizada previamente. En general todas las aguas de alimentación deben de ser consideradas como fuentes potenciales de incrustación y debe hacerse todo lo posible para evitarlo. El agua de alimentación debe ser acondicionada (desmineralizada o suavizada) para evitar incrustaciones, corrosión ó formación de espuma. El acondicionamiento del agua se logra por medio de combinaciones o variaciones en el tratamiento químico o en los suavizadores; la deareación química y mecánica, la remoción química - mecánica de aceite, la filtración, sedimentación, evaporación y purgas.

El agua dentro de la caldera a medida que transcurre el tiempo de operación acumula materia orgánica debido a la evaporación, el valor de la concentración de la materia orgánica debe mantenerse dentro de los niveles permisibles vía las purgas y acondicionamientos químicos. El cumplimiento de las especificaciones dadas para el agua de alimentación brindará unas condiciones adecuadas en el funcionamiento del equipo. Existen tres métodos para producir agua con las características deseadas: 1) Por intercambio iónico, 2) Por destilación, 3) Por osmosis. El primer método es más económico, trabaja en base a un permutador catódico trabajando en ciclo hidrógeno, una torre desgasificadora y un permutador anódico trabajando en ciclo hidróxido. En el tratamiento el agua es llamada dura o cruda porque contiene grandes cantidades de materia mineral disuelta o en suspensión y al evaporarse el agua la materia se sedimenta, adheriéndose a las paredes interiores de los tubos, reduciendo el área de paso, generando corrosión, dificultando la transferencia de calor de los tubos al líquido de trabajo y recalentando el metal.

CALDERAS DE TUBOS DE HUMO

El agua de alimentación en estas calderas no requiere tanto tratamiento en comparación con el que recibe el agua para las calderas de tubos de agua, la razón es que las calderas de tubos de humo operan con presiones relativamente menores. El agua cruda para alimentación contiene bicarbonatos, sulfatos, cloruros de calcio, magnesio, sodio y sílice. En agua que proviene de un pozo el sílice es un elemento muy común. Los carbonatos de calcio y magnesio pueden precipitarse como un lodo suave al llegar el agua a su punto de ebullición y una presión de una atmósfera, por su parte los sulfatos de calcio y magnesio solo se precipitan cuando el agua alcanza los 150 °C, una vez precipitados los lodos se extraen mediante purgas de fondo. La siguiente tabla indica los valores permisibles máximos en un agua de alimentación, con presión de trabajo inferior a 21 kg/cm².



Concentración de materia mineral dentro de la caldera

Elementos	ppm	Valor aceptable	ppm	Valor límite
Dureza	6		26	
Sólidos totales disueltos	800		2000	
Alcalinidad total	50		700	
Sólidos en suspensión	30		125	
Sílice	80		325	
Aceite materia orgánica	2		7	
Oxígeno	15		70	
Bióxido de carbono	15		70	

Fuente: Cleaver Brooks de México

El control de estos parámetros se realiza con equipos de desmineralización, purgas de fondo, de superficie, de aireación y acondicionamientos químicos. Cumplir con las condiciones establecidas para el agua traerá una vida larga a las partes metálicas del equipo, así como una operación estable, segura y eficiente de los equipos. Existen comercialmente equipos que proporcionan agua con dichas características, operando una forma automática o manual, un sistema automático bien seleccionado trabaja eficientemente.

COSTO DE SUAVIZACIÓN DE AGUA

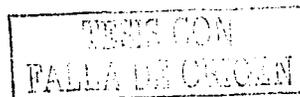
El costo del agua de suavización esta compuesto por el costo de la instalación y el equipo que realiza dicha función, además del costo de la operación y el mantenimiento, así como el de los cambios de la salmuera y resina, el principal costo en esta instalación es el del agua, que puede ser de pozo, de río, o de la red.

La adquisición del equipo y su instalación son función del tipo de arreglo seleccionado y de la tecnología, comúnmente estos equipos trabajan por intercambio ionico, y en arreglo simplex o duplex, siempre se recomienda el duplex ya que permite trabajar siempre, aun en los periodos de regeneración y mantenimientos. En la siguiente tabla 2.24 se presentan los costos de adquisición de un equipo duplex de una buena calidad, comercial y que no es de los más caros ni de los más económicos pero con resultados muy confiables.

Tabla 2.24 Costos de adquisición de los equipos de suavización DUPLEX

Capacidad Granos / l x min	Capacidad CC	costo \$	Capacidad del Granos / l x min	capacidad CC	costo \$
45000 / 36	20	\$19.375	450000/200	500	\$96.031
60000 / 44	40	\$20.577	450000/240	600	\$123.479
80000 / 55	60	\$24.484	450000/240	700	\$143.343
100000 / 58	80	\$26.308	600000/320	800	\$166.278
125000 / 58	100	\$29.557		900	\$191.885
125000 / 70	125	\$32.093		1100	\$222.970
150000 / 80	150	\$35.004		1300	\$257.753
150000 / 100	200	\$37.914		1500	\$295.643
200000 / 100	250	\$41.022		1700	\$337.624
200000 / 120	300	\$64.828		1900	\$385.229
250000 / 140	350	\$69.224		2000	\$438.006
300000 / 160	400	\$81.791		2300	\$509.839

Fuente: Elaboración propia, con datos de Equipos y Representaciones de México, S.A. Pesos de junio de 1999
9.4 \$/US\$



Dentro de la instalación de generación de vapor, los equipos de tratamiento de agua para su uso en las calderas, requieren de sus propios costos de instalación y operación (tabla 2.25). Los cuales fueron obtenidos en forma similar.

Tabla 2.25 Costo de capacidad instalada, mantenimiento y operación al inicio de operación Para los suavizadores¹

capacidad	instalación US\$	M&O mensual US\$	instalación \$	M&O mensual \$
20	\$ 2,638.30	\$ 65.96	\$ 24,800	\$ 620.0
40	\$ 2,801.97	\$ 70.05	\$ 26,339	\$ 658.5
60	\$ 3,333.99	\$ 83.35	\$ 31,340	\$ 783.5
80	\$ 3,582.37	\$ 89.56	\$ 33,674	\$ 841.9
100	\$ 4,024.78	\$ 100.62	\$ 37,833	\$ 945.8
125	\$ 4,370.11	\$ 109.25	\$ 41,079	\$ 1,027.0
150	\$ 4,766.50	\$ 119.16	\$ 44,805	\$ 1,120.1
200	\$ 5,162.76	\$ 129.07	\$ 48,530	\$ 1,213.2
250	\$ 5,585.97	\$ 139.65	\$ 52,508	\$ 1,312.7
300	\$ 8,827.64	\$ 220.69	\$ 82,980	\$ 2,074.5
350	\$ 9,426.25	\$ 235.66	\$ 88,607	\$ 2,215.2
400	\$ 11,137.50	\$ 278.44	\$ 104,692	\$ 2,617.3
500	\$ 13,076.56	\$ 326.91	\$ 122,920	\$ 3,073.0
600	\$ 16,814.16	\$ 420.35	\$ 158,053	\$ 3,951.3
700	\$ 19,519.05	\$ 487.98	\$ 183,479	\$ 4,587.0
800	\$ 22,642.09	\$ 566.05	\$ 212,836	\$ 5,320.9
900	\$ 26,128.98	\$ 653.22	\$ 245,612	\$ 6,140.3
1100	\$ 30,361.87	\$ 759.05	\$ 285,402	\$ 7,135.0
1300	\$ 35,098.32	\$ 877.46	\$ 329,924	\$ 8,248.1
1500	\$ 40,257.78	\$ 1,006.44	\$ 378,423	\$ 9,460.6
1700	\$ 45,974.38	\$ 1,149.36	\$ 432,159	\$ 10,804.0
1900	\$ 52,456.77	\$ 1,311.42	\$ 493,094	\$ 12,327.3
2000	\$ 59,643.35	\$ 1,491.08	\$ 560,647	\$ 14,016.2
2300	\$ 69,424.85	\$ 1,735.62	\$ 652,594	\$ 16,314.8

Fuente: Elaboración propia, con datos de Thermo Energía Sistemas y Equipos, S.A. para la instalación, la operación y el mantenimiento. 9.4 \$/US\$ de junio de 1999

Sus costos y parámetros de funcionamiento y operación se resumen en la tabla y se evalúan con datos reales de operación en cuanto a su costo, instalación y operación.

Tabla 2.26 Condiciones de operación del suavizador

Equipo Duplex	SUAVIDADOR	20 ppm
Para una capacidad	14,000	kg/h
Precio del agua en la red ²	16	\$/m ³
Horas de operación por día	24	h/día
Días de operación	30	día/mes
Suministro e instalación ³	\$ 360,000	\$
Mantenimiento y operación	\$ 2,166.6	\$/mes
Vida	180	meses

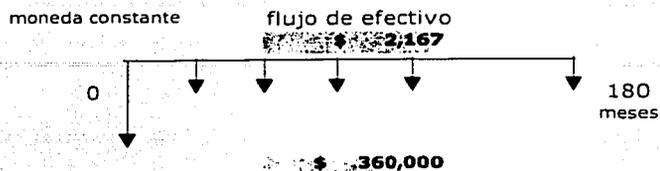
Fuente: Propia

¹ Equipos duplex. (doble columna de suavización).-trabajando en intercambio ionico, dureza del agua de 0 - 20 ppm.

² Precio del agua obtenido de la red por una industria ubicada en Cuautitlán, Izcalli. 1999.

³ Proporcionado por Thermo Energía Sistemas y Equipos, S.A. de C.V.

TESTES CON
FALLA DE ORIGEN



Se proyectan estos flujos de efectivo a valor presente y se cuantifica su monto junto con el costo del agua, que en este caso se considera de la red y con un costo de 16 \$/m³ de noviembre de 1999.

Tabla 2.27 Costos del agua suavizada

moneda constante	180	periodo
Mensual	3.5%	TREMA
Inversión inicial	\$ 360.000	\$
Costos mensuales	\$ 2.167	\$
Valor presente neto	\$421.778	\$
Mensualidad equivalente	\$14.792	\$/mes
Costo de suavización	\$ 0.00147	\$/kg
Costo de suavización	\$ 0.147	¢/kg
Costo de suavización	\$ 14.792	\$/mes
Costo del agua dura	\$ 161.280	\$/mes
Costo del agua suavizada	\$ 0.01747	\$/kg
Costo del agua suavizada	\$ 1.75	¢/kg
Costo del agua suavizada inicial	\$ 176.072	\$/mes
RETORNO DE CONDENSADO	35%	45°C
Costo del agua suavizada de repuesto	\$ 104.832	\$/mes
Costo del agua para generación de vapor F/A=(i.n.A)	\$ 1,638.402	\$/año
Costo del agua para generación de vapor A/F=(i.n.F)	\$ 112.204	\$/mes

Fuente: Propia

Se hace la distinción entre el costo del agua de inicio de operación para la caldera que en su totalidad proviene del suavizador y después se integra ese costo con el costo del agua de repuesto. Considerando un retorno de condensados de 35% y 45°C de temperatura para calcular el costo total de suavización y sumarle el del agua para obtener el costo por kg de agua tratada para esta capacidad de equipo. Como ejemplo, representa para 1100 CC 1.75 ¢/kg.

2.1.10 COSTO DE GENERACIÓN DEL KG DE VAPOR

Para evaluar el costo real de generación de vapor, se proyectan todos los costos que inciden sobre la infraestructura para generar el vapor. Como el costo de la capacidad adquirida, el equipo auxiliar, la instalación y sus materiales, traídos a valor presente al momento de iniciar la operación. Así mismo se traen a valor presente los costos normales de mantenimiento a los que se ve sujeta una instalación de este tipo durante su vida útil que en este caso se considera de 15 años o 180 meses, y el combustible.

TECIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 2.28 Condiciones de operación y costo del agua suavizada para el ejemplo propuesto

equipo	suavizador	20 ppm
Capacidad	28.796	kg/h
Precio del agua en la red	\$ 16.00	\$/m ³
Horas de operación por día	24	h/día
Días de operación	30	día/mes
Suministro e instalación	\$ 652.594.00	\$
Mantenimiento y operación	\$ 16.315.00	\$/mes
Vida	180	meses
<i>MONEDA CONSTANTE</i>		<i>PERIODO</i>
	180	
	3.5%	<i>TREMA</i>
Inversión inicial	\$ 652.594	\$
Costos mensuales	\$ 16.315	\$
Valor presente neto	\$ 1.117.783	\$
Mensualidad equivalente	\$ 39.203	\$/mes
Costo de suavización	\$ 0.00189	\$/kg
Costo de suavización	\$ 0.189	c/kg
Costo de suavización	\$ 39.203	\$/mes
Costo del agua dura	\$ 331.730	\$/mes
Costo del agua suavizada	\$ 0.0179	\$/kg
Costo del agua suavizada	\$ 1.79	c/kg
Costo del agua suavizada inicial	\$ 370.933	\$/mes
RETORNO DE CONDENSADO	35%	45°C
Costo del agua suavizada de repuesto	\$ 215.624	\$/mes
Costo del agua para generación de vapor F/A=(i.n.A)	\$ 3.383.221	\$/año
Costo del agua para generación de vapor P/F=(i.n.F)	\$ 231.696	\$/mes

Fuente: Propia

Tabla 2.29 Condiciones de operación para la generación de vapor para el ejemplo propuesto 600 psi

equipo	caldera	600 psi
Eficiencia	80%	
Capacidad real	28796	kg/h
Capacidad nominal	2300	CC
Costo del agua suavizada para generación	\$ 231.696	\$/mes
Precio del combustible	\$ 0.85	\$/m ³
Horas de operación por día	24	h/día
Días de operación	30	día/mes
Suministro e instalación de la caldera	\$ 5.768.940.00	\$
Mantenimiento y operación de la caldera	\$ 58.368.00	\$/mes
Consumo combustible	\$ 1.18	m ³ /hCC
Costo combustible	\$ 1.660.968	\$/mes
Vida del equipo	180	meses

Fuente: Propia

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 2.30 Costo vapor para el ejemplo propuesto 600 psi

moneda constante	180 3.5%	periodo TREMA
Inversión inicial	\$ 5,768,940	\$
Costos anuales	\$ 1,951,032	\$
Valor presente neto	\$61,398,714	\$
Anualidad equivalente	\$2,153,359	\$/año
Costo del kg de vapor	\$0.1039	\$/kg
Costo del kg de vapor	\$10.39	c/kg

Fuente: Propia

Tabla 2.31 Condiciones de operación para la generación de vapor para el ejemplo propuesto 150 psi

generación de vapor equipo	caldera	150 psi
Eficiencia	80%	
Capacidad real	14000	kg/h
Capacidad nominal	1118	CC
Costo del agua suavizada para generación	\$ 112,204	\$/mes
Precio del combustible	\$ 0.85	\$/m ³ G.N.
Horas de operación por día	24	h/día
Días de operación	30	día/mes
Suministro e instalación de la caldera ⁴	\$ 3,100,000	\$
Mantenimiento y operación de la caldera	\$ 19,583.3	\$/mes
Consumo combustible	\$ 1.18	m ³ /h CC
Costo combustible	\$ 807,527	\$/mes
Vida	180	meses

Fuente: Propia

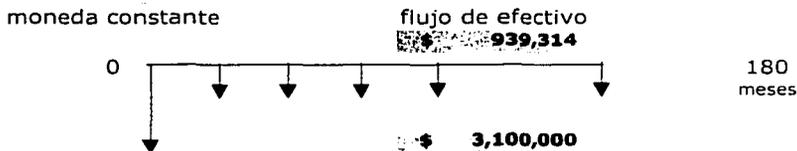


Tabla 2.32 Costo vapor para el ejemplo propuesto 150 psi

moneda constante	180 3.5%	periodo TREMA
Inversión inicial	\$ 3,100,000	\$
Costos anuales	\$ 939,314	\$
Valor presente neto	\$29,882,669	\$
Anualidad equivalente	\$1,048,037	\$/año
Costo del kg de vapor	\$0.104	\$/kg
Costo del kg de vapor	\$10.40	c/kg

Fuente: Propia

⁴ Proporcionado por Selmeq Equipos Industriales, S.A. de C.V. para la Cleaver Brooks en junio de 1999 y Thermo Energía Sistemas y Equipos, S.A. de C.V. para la instalación en una configuración típica o convencional.



La cuantificación de los costos de capacidad instalada, agua, combustible y mantenimiento para esta capacidad proporcionan en costo de \$ 10.40 ¢/kg.

Con este formato se evalúan los costos y la generación de vapor para las diferentes capacidades comerciales de calderas, en las diferentes presiones de diseño y con los diferentes combustibles de uso industrial en calderas. Los resultados se presentan en las tablas 2.33 a la 2.40.

Tabla 2.33 Costo medio de generación de vapor
diferentes presiones y combustibles de uso común
24 h/día 1.18 m³/hCC 0.85 \$/m³ precio de junio de 1999

gas natural tubos humo				gas natural tubos humo			
150 psi				300 psi			
CC	\$/kg agua	\$/kg vapor	%A/V	CC	\$/kg agua	\$/kg vapor	%A/V
20	\$ 0.0243	\$ 0.1810	13.4%	20	\$ 0.0243	\$ 0.1920	12.7%
40	\$ 0.0204	\$ 0.1430	14.3%	40	\$ 0.0204	\$ 0.1507	13.5%
60	\$ 0.0195	\$ 0.1420	13.7%	60	\$ 0.0195	\$ 0.1481	13.2%
80	\$ 0.0188	\$ 0.1360	13.8%	80	\$ 0.0188	\$ 0.1431	13.1%
100	\$ 0.0185	\$ 0.1290	14.3%	100	\$ 0.0185	\$ 0.1355	13.7%
125	\$ 0.0182	\$ 0.1270	14.3%	125	\$ 0.0182	\$ 0.1330	13.7%
150	\$ 0.0180	\$ 0.1230	14.6%	150	\$ 0.0180	\$ 0.1283	14.0%
200	\$ 0.0176	\$ 0.1167	15.1%	200	\$ 0.0176	\$ 0.1212	14.5%
250	\$ 0.0174	\$ 0.1173	14.8%	250	\$ 0.0174	\$ 0.1225	14.2%
300	\$ 0.0178	\$ 0.1149	15.5%	300	\$ 0.0178	\$ 0.1200	14.8%
350	\$ 0.0177	\$ 0.1121	15.8%	350	\$ 0.0177	\$ 0.1167	15.2%
400	\$ 0.0177	\$ 0.1139	15.5%	400	\$ 0.0177	\$ 0.1184	14.9%
500	\$ 0.0178	\$ 0.1108	16.1%	500	\$ 0.0178	\$ 0.1148	15.5%
600	\$ 0.0178	\$ 0.1087	16.4%	600	\$ 0.0178	\$ 0.1125	15.8%
700	\$ 0.0177	\$ 0.1063	16.7%	700	\$ 0.0177	\$ 0.1106	16.0%
800	\$ 0.0178	\$ 0.1055	16.9%	800	\$ 0.0178	\$ 0.1087	16.4%

Fuente: Propia. %A/V: Costo del agua con relación al vapor

Tabla 2.34 costo medio de generación de vapor
diferentes presiones y combustibles de uso común

gas natural tubos agua 300 psi				gas natural tubos agua 600 psi			
CC	\$/kg agua	\$/kg vapor	%A/V	CC	\$/kg agua	\$/kg vapor	%A/V
400	\$ 0.0177	\$ 0.1275	13.9%	400	\$ 0.0177	\$ 0.1316	13.4%
600	\$ 0.0178	\$ 0.1178	15.1%	600	\$ 0.0178	\$ 0.1207	14.7%
700	\$ 0.0177	\$ 0.1147	15.4%	700	\$ 0.0177	\$ 0.1174	15.1%
900	\$ 0.0178	\$ 0.1120	15.9%	900	\$ 0.0178	\$ 0.1144	15.6%
1100	\$ 0.0177	\$ 0.1089	16.3%	1100	\$ 0.0177	\$ 0.1109	16.0%
1300	\$ 0.0177	\$ 0.1074	16.5%	1300	\$ 0.0177	\$ 0.1088	16.3%
1500	\$ 0.0177	\$ 0.1056	16.8%	1500	\$ 0.0177	\$ 0.1074	16.5%
1700	\$ 0.0177	\$ 0.1045	16.9%	1700	\$ 0.0177	\$ 0.1063	16.7%
1900	\$ 0.0177	\$ 0.1040	17.0%	1900	\$ 0.0177	\$ 0.1057	16.7%
2000	\$ 0.0179	\$ 0.1033	17.3%	2000	\$ 0.0179	\$ 0.1049	17.1%
2300	\$ 0.0179	\$ 0.1024	17.5%	2300	\$ 0.0179	\$ 0.1039	17.2%

Fuente: Propia

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 2.35 Costo medio de generación de vapor diferentes presiones y combustibles de uso común

gas L.P. tubos humo				gas L.P. tubos humo			
150 psi				300 psi			
CC	\$/kg agua	\$/kg vapor	%A/V	CC	\$/kg agua	\$/kg vapor	%A/V
20	\$ 0.0243	\$ 0.2787	8.7%	20	\$ 0.0243	\$ 0.2896	8.4%
40	\$ 0.0204	\$ 0.2408	8.5%	40	\$ 0.0204	\$ 0.2483	8.2%
60	\$ 0.0195	\$ 0.2392	8.2%	60	\$ 0.0195	\$ 0.2458	7.9%
80	\$ 0.0188	\$ 0.2336	8.0%	80	\$ 0.0188	\$ 0.2407	7.8%
100	\$ 0.0185	\$ 0.2270	8.1%	100	\$ 0.0185	\$ 0.1915	9.7%
125	\$ 0.0182	\$ 0.2248	8.1%	125	\$ 0.0182	\$ 0.2306	7.9%
150	\$ 0.0180	\$ 0.2206	8.2%	150	\$ 0.0180	\$ 0.2259	8.0%
200	\$ 0.0176	\$ 0.2143	8.2%	200	\$ 0.0176	\$ 0.2188	8.0%
250	\$ 0.0174	\$ 0.2149	8.1%	250	\$ 0.0174	\$ 0.2201	7.9%
300	\$ 0.0178	\$ 0.2126	8.4%	300	\$ 0.0178	\$ 0.2176	8.2%
350	\$ 0.0177	\$ 0.2098	8.4%	350	\$ 0.0177	\$ 0.2143	8.3%
400	\$ 0.0177	\$ 0.2115	8.4%	400	\$ 0.0177	\$ 0.2160	8.2%
500	\$ 0.0178	\$ 0.2084	8.5%	500	\$ 0.0178	\$ 0.2125	8.4%
600	\$ 0.0178	\$ 0.2063	8.6%	600	\$ 0.0178	\$ 0.2101	8.5%
700	\$ 0.0177	\$ 0.2047	8.6%	700	\$ 0.0177	\$ 0.2082	8.5%
800	\$ 0.0178	\$ 0.2031	8.8%	800	\$ 0.0178	\$ 0.2091	8.5%

Fuente: Propia

Tabla 2.36 Costo medio de generación de vapor diferentes presiones y combustibles de uso común

gas L.P. tubos agua				gas L.P. tubos agua			
300 psi				600 psi			
CC	\$/kg agua	\$/kg vapor	%A/V	CC	\$/kg agua	\$/kg vapor	%A/V
400	\$ 0.0177	\$ 0.2510	7.1%	400	\$ 0.0177	\$ 0.2293	7.7%
700	\$ 0.0177	\$ 0.2123	8.3%	700	\$ 0.0177	\$ 0.2151	8.2%
1100	\$ 0.0177	\$ 0.2066	8.6%	1100	\$ 0.0177	\$ 0.2085	8.5%
1500	\$ 0.0177	\$ 0.2032	8.7%	1500	\$ 0.0177	\$ 0.2051	8.6%
1900	\$ 0.0177	\$ 0.2017	8.8%	1900	\$ 0.0177	\$ 0.2033	8.7%

Fuente: Propia

Tabla 2.37 Costo medio de generación de vapor diferentes presiones y combustibles de uso común

diesel tubos humo				diesel tubos humo			
150 psi				300 psi			
CC	\$/kg agua	\$/kg vapor	%A/V	CC	\$/kg agua	\$/kg vapor	%A/V
20	\$ 0.0243	\$ 0.3343	7.3%	20	\$ 0.0243	\$ 0.3452	7.0%
100	\$ 0.0185	\$ 0.2825	6.5%	100	\$ 0.0185	\$ 0.2887	6.4%
200	\$ 0.0176	\$ 0.2699	6.5%	200	\$ 0.0176	\$ 0.2744	6.4%
400	\$ 0.0177	\$ 0.2671	6.6%	400	\$ 0.0177	\$ 0.2716	6.5%
800	\$ 0.0178	\$ 0.2587	6.9%	800	\$ 0.0178	\$ 0.2619	6.8%

Fuente: Propia

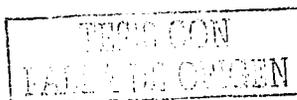


Tabla 2.38 Costo medio de generación de vapor diferentes presiones y combustibles de uso común

300 psi				600 psi			
diesel	tubos agua			diesel	tubos agua		
CC	\$/kg agua	\$/kg vapor	%A/V	CC	\$/kg agua	\$/kg vapor	%A/V
400	\$ 0.0177	\$ 0.2887	6.1%	400	\$ 0.0177	\$ 0.2848	6.2%
1100	\$ 0.0177	\$ 0.2621	6.8%	1100	\$ 0.0177	\$ 0.2641	6.7%
1700	\$ 0.0177	\$ 0.2577	6.9%	1700	\$ 0.0177	\$ 0.2595	6.8%
2000	\$ 0.0179	\$ 0.2565	7.0%	2000	\$ 0.0179	\$ 0.2581	6.9%
2300	\$ 0.0179	\$ 0.2556	7.0%	2300	\$ 0.0179	\$ 0.2571	7.0%

Fuente: Propia

Tabla 2.39 Costo medio de generación de vapor diferentes presiones y combustibles de uso común

150 psi				300 psi			
combustóleo	tubos humo			combustóleo	tubos humo		
CC	\$/kg agua	\$/kg vapor	%A/V	CC	\$/kg agua	\$/kg vapor	%A/V
100	\$ 0.0185	\$ 0.1180	15.7%	100	\$ 0.0185	\$ 0.1241	14.9%
200	\$ 0.0176	\$ 0.1053	16.7%	200	\$ 0.0176	\$ 0.1098	16.0%
400	\$ 0.0177	\$ 0.1026	17.3%	400	\$ 0.0177	\$ 0.1071	16.5%
800	\$ 0.0178	\$ 0.0941	18.9%	800	\$ 0.0178	\$ 0.0973	18.3%

Fuente: Propia

Tabla 2.40 Costo medio de generación de vapor diferentes presiones y combustibles⁵ de uso común

300 psi				600 psi			
combustóleo	tubos agua			combustóleo	tubos agua		
CC	\$/kg agua	\$/kg vapor	%A/V	CC	\$/kg agua	\$/kg vapor	%A/V
400	\$ 0.0177	\$ 0.1162	15.2%	400	\$ 0.0177	\$ 0.1203	14.7%
1100	\$ 0.0177	\$ 0.0976	18.1%	1100	\$ 0.0177	\$ 0.0995	17.8%
1700	\$ 0.0177	\$ 0.0932	19.0%	1700	\$ 0.0177	\$ 0.0949	18.7%
2000	\$ 0.0177	\$ 0.0920	19.2%	2000	\$ 0.0177	\$ 0.0936	18.9%
2300	\$ 0.0179	\$ 0.0911	19.6%	2300	\$ 0.0179	\$ 0.0925	19.4%

Fuente: Propia. %A/V: Costo del agua con relación al vapor

Estos precios además de representar el costo convencional del uso del vapor en la industria sin cogeneración, bien pudieran representar el precio de venta de los excedentes de vapor, como costo evitado o como un costo de generación más una utilidad. Este precio de venta de excedentes en la práctica no es tan importante como el tener a quien poder vender los excedentes.

⁵ Precios usados para evaluar el costo de generación. precios medios de enero a noviembre de 1999

	diesel	gasóleo	combustóleo	gas L.P.	G.N.
precio	2.4	1.97	0.72	2.28	0.89
	\$/l	\$/l	\$/l	\$/l	\$/m ³

TESE CON
FALLA DE ORIGEN

2.2 COSTOS DE LA ELECTRICIDAD

El uso de la energía eléctrica en forma intensiva representa un gasto de gran importancia en la industria. Una forma de poder ofrecer productos a precios competitivos es hacer énfasis en la reducción de costos y en el crecimiento de la productividad. Una forma de reducir los costos energéticos en las industrias es a través de las políticas de ahorro y uso eficiente de la energía. Estas políticas enfocadas al uso racional de la energía eléctrica se refieren a programas de sustitución de tecnologías, reingeniería del proceso, administración de la demanda, programas de monitoreo de consumos y mantenimiento, en coordinación con los procesos administrativos y de producción, a fin de optimizar los consumos y con ello los costos por el uso de la energía eléctrica.

El precio pagado por los consumos eléctricos dependerá de la zona geográfica, estación del año, tipo de industria, tensión de suministro, factor de potencia, horas pico, horas base y cantidad consumida. La metodología para determinar el costo de la factura eléctrica esta especificada en las tarifas eléctricas. El precio que cobra la compañía eléctrica por el suministro y consumo del fluido eléctrico, como toda actividad económica y de negocio debe reflejar en el precio de venta¹ la recuperación de los costos de inversión, financiamiento, construcción, administración, producción e investigación, más una utilidad en términos reales² de entre 10 y 14.5%. Para el caso de la CFE este rendimiento se fija en función de aspectos sociales y políticos en vez de financieros o de mercado, siendo de entre 10 y 12 %.

¹ La ley de servicio público de energía eléctrica en México establece que el mecanismo para el financiamiento de la infraestructura eléctrica del país ha de ser obtenido mediante las ventas de la energía eléctrica.

Artículo 48.- La fijación de las tarifas tenderá a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público, propiciando a la vez el consumo racional de energía, para lo cual:

I. Reflejarán el costo económico de los rubros de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica suministrada, incluyendo en tal concepto tanto la que genera el propio suministrador como la que obtenga éste de los productores externos, y considerará los requerimientos de ampliación de infraestructura eléctrica, y

II. Se ajustarán de acuerdo con la evolución de los costos económicos a través del tiempo, tomando en cuenta, separadamente, los rubros de generación, transmisión y distribución, así como las diferencias o variaciones relevantes por factores regionales o estacionales, los cambios en productividad o eficiencia y los derivados de condiciones de operación del sistema durante los periodos de demanda base, intermedia o pico.

Adicionalmente, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público podrá tomar en consideración las tarifas internacionales para un servicio de calidad similar.

Los elementos a que se refiere este artículo podrán estar explícitos o implícitos en las tarifas.

Artículo 49.- Con apego a lo dispuesto por el artículo anterior, en la estructura de las tarifas se podrá permitir que se distribuyan los costos mencionados entre los distintos usuarios, según se considere conveniente, a través de cargos fijos, cargos por demanda y cargos por energía consumida, entre otros.

² Scott A. Spiewak and Larry Eeiss expresan acerca de las tarifas de recuperación en la utility, que estas entre 1915 y 1929 incluían una rentabilidad de 7 a 8%, estas tarifas comenzaron a disminuir durante la depresión de 1929, ubicándose entre 5.5 y 6% y se mantuvieron hasta mediados de los 60s. A finales de los 80s los niveles estuvieron muy atractivos en el orden del 15.42%, y para 1993 se ubicaron en el orden del 10 a 11%. Estos valores aprobados por la suprema corte de EE.UU. estaban sustentados por tres criterios económicos: 1) solidez financiera, 2) atracción de capitales, 3) ganancias comparables. Section A. How electric rates are set: Their impact on the cogeneration decision, pag. 6 y 7. W.D.C.1994.

Los costos de construcción y generación dependen de la tecnología a utilizar, de los periodos de construcción, de los costos de los combustibles, así como de los costos de financiamiento, más la confiabilidad y tiempos para realizar las obras³. La CFE reporta costos unitarios de generación por tecnología, potencia, inversión, combustible, operación y mantenimiento.

Tabla 2.41 Costos de generación por combustible y tecnología

Tipo de central	MW	GWh	Costo unitario [\$/kWh]	Heat Rate [kcal/kWh]	Eficiencia [%]
Vapor	13,275	77,023	0.1910	2454	35.04
Turbina de gas	1,565	435	0.7791	4182	20.57
Combustión interna	84	248	0.3000	2154	39.93
Dual	2,100	7,770	0.1778	2284	37.65
Ciclo combinado	1,897	9,099	0.2052	2278	37.75
Carboeléctrica	1,900	107,610	0.0963	2261	38.05

Costos de generación al año de 1994. Considerando precio promedio de combustible de 1997
Fuente: Proporcionados por CFE en la reunión XIII de la Subcomisión, CONAE.

El reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía específica en su artículo 49 que los distintos costos habrán de distribuirse entre los distintos usuarios, considerando cargos fijos, cargos por demanda y cargos por energía consumida.

2.2.1 TARIFAS ELECTRICAS

Los precios de la energía eléctrica dependen de varios factores entre los cuales se cuentan, en primer lugar los costos de generación por combustible y tecnología. En segundo por las condiciones del consumo, que se definen por factores como las distancias de transmisión, el nivel de tensión de suministro, las estructuras de distribución, y finalmente por el tipo de usuario y patrones de consumo. La estructura tarifaria en el país pretende reflejar las condiciones geográficas y de mercado que existen en las diferentes zonas del país. Por esta razón existen criterios climáticos que obligan al uso intensivo de la energía con fines de

³ La Ley del servicio público de energía eléctrica. Capítulo VIII. De la planeación y prospectiva del sector eléctrico, establece:

Artículo 66.- La Comisión deberá elaborar y remitir a la Secretaría para su aprobación, conforme a la Ley y a este Reglamento, cuando dicha dependencia lo determine, pero al menos una vez al año:

- I. Un Documento de Prospectiva sobre las tendencias del sector eléctrico del país; y
- II. Los programas para la realización de obras que el suministrador pretenda ejecutar para la prestación del servicio público.

El documento y los programas mencionados deberán elaborarse con rigor metodológico y a partir de la información más actualizada y confiable de que disponga la Comisión, incluyendo la proveniente de los particulares y que le sea remitida por la Secretaría en la memoria a que se refiere el artículo 69.

Artículo 67.- El Documento de Prospectiva deberá describir y analizar, para un periodo que comprenderá hasta los diez años siguientes, las necesidades previsibles del país en materia de energía eléctrica, así como las posibles acciones a emprender por parte del suministrador y de los particulares para enfrentar dichas necesidades.

Este documento servirá como información oficial para todos los interesados, acerca de las tendencias del sector eléctrico del país y será el marco de referencia general para los programas de obras mencionados en el artículo anterior, sin perjuicio de que éstos podrán ser definidos, modificados o ajustados por la Comisión de acuerdo a las circunstancias que se presenten y con apego a lo dispuesto en la Ley y en este Reglamento.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

climatización y refrigeración. Además de las leyes de oferta y demanda, así como de precios al mayoreo y menudeo. Estos criterios enmarcados bajo las políticas sociales de subsidios al sector residencial, agrícola y a ciertas ramas industriales.

Las tarifas eléctricas han evolucionado a partir de noviembre de 1991, y han sido adecuadas (Ver anexo D) desde ese año en función de la variación en los precios de los combustibles, inflación y de criterios sociales. De las 31 tarifas existentes, las tarifas OM y HM, la tarifa horaria en media tensión con demanda mayor a 1000 kW, además de las tarifas de respaldo, son las que rigen casi en su totalidad a las industrias. Un ejemplo práctico de factura eléctrica ofrece los siguientes resultados:

Tabla 2.42 Consumo y costo eléctrico en una gran industria

TARIFA HM	MEDIA TENSION > 100 KW		CENTRAL	
Cargo por kW de demanda facturable	\$ 69.194	\$/kW		
Cargo por kWh en punta	\$ 1.307	\$/kWh		
Cargo por kWh en intermedio	\$ 0.418	\$/kWh		
Cargo por kWh en base	\$ 0.349	\$/kWh		
Horas base	6	h/día		
Horas intermedio	16	h/día		
Horas punta	2	h/día		
Periodo de facturación	31	Días/mes		
Factor de planta	100%			
Demanda máxima en punta (dp)	2.737.0	kW/mes	4,952.0	(DI-DP)
Demanda máxima en intermedio (di)	7.689.0	kW/mes	(5,958.0)	(CB-DPI)
Demanda máxima en base (db)	4.468.0	kW/mes	FRI	FRB
Demanda facturable	4,222.6	kW/mes	0.300	0.000
Consumo en punta	169,694.0	kWh/mes		
Consumo en intermedio	3,813,744.0	kWh/mes		
Consumo en base	831,048.0	kWh/mes		
Factor de potencia	96.7%	%		
Cargo por demanda facturable	\$292,178.58	\$/mes		
Cargo por consumo en punta	\$221,779.88	\$/mes		
Cargo por consumo en intermedio	\$1,594,717.05	\$/mes		
Cargo por consumo en base	\$290,218.58	\$/mes		
Sub total	\$2,398,894.10	\$/mes		
Bonificación por F.P.	(\$47,977.88)	\$/mes		
Total	\$2,350,916.21	\$/mes		
Costo por kWh promedio	\$0.4883	\$/kWh		
Costo por MWh promedio	\$488.30	\$/MWh		

Fuente: Elaboración propia con datos de una planta lechera ubicada en Cuautitlán Izcalli, Mex. Junio de 1999.

El importe de la factura mensual es de dos millones trescientos cincuenta mil pesos, un gasto considerable. Esta misma industria en diesel para calderas, gasta novecientos mil pesos mensuales. Sobre estos montos de gastos en suministro de energía, es donde se puede explotar el potencial de mejora en el uso de dicha energía. Una industria con un consumo inferior a 1000 kW presentará el siguiente cuadro tarifario

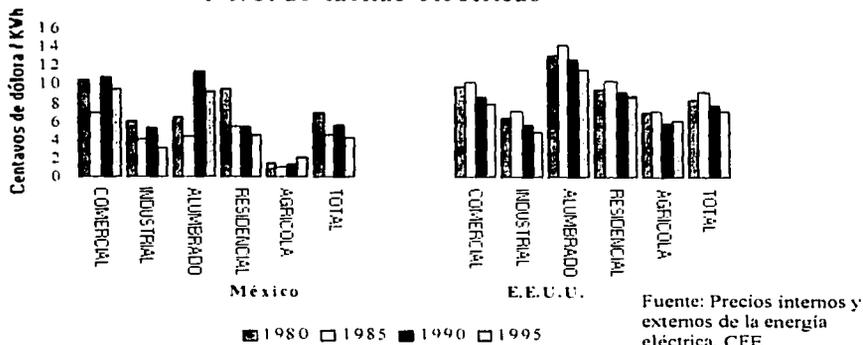
Tabla 2.43 Consumo y costo eléctrico en una industria mediana area central

TARIFA OM	MEDIA TENSION < 100 kW	
Cargo por kW de demanda máxima	\$ 66.770	\$/kW
Cargo por kWh consumido	\$ 0.5000	\$/kWh
Horas consumo por día	19	h/día
Periodo de facturación	31	Días/mes
Demanda máxima medida	560	kW/mes
Consumo	329840	kWh/mes
Factor de potencia	94.2	%
Factor de planta	100%	
Cargo por demanda	\$37.391.20	\$/mes
Cargo por consumo	\$164.920.00	\$/mes
Sub total	\$202.311.20	\$/mes
Bonificación por F.P.	(\$3.378.60)	\$/mes
Total	\$198.932.60	\$/mes
Costo por kWh promedio	\$0.6031	\$/kWh
Costo por MWh promedio	\$603.12	\$/MWh

Fuente: Elaboración propia con datos de una Fabrica dulcera ubicada en la zona industrial de Vallejo. D.F. Junio de 1999.

Para el ejemplo puesto en la tarifa H-M y un gran consumo de 14.894 MWe a agosto del 2000, el precio por kWh es de 5.2 centavos de dólar. Aproximadamente 2 centavos de dólar por encima del promedio de 1995, representando un incremento de 62.5% para el quinquenio. Para la tarifa O-M del ejemplo con 0.56 MWe el precio es de 6.41 centavos de dólar por kWh; 3.21 centavos de dólar por encima del promedio de 1995, lo que representaría un incremento de 200%.

Nivel de tarifas eléctricas



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La relación de tarifas (fig. 2.10) que se han ofrecido en México y en EE.UU. ofrecen para las industrias nacionales una ventaja en sus costos energéticos, así mismo muestran una gran diferencia en sus costos promedios, sobre todo la industrial. Es evidente el apoyo que CFE ofrece a las industrias con costos bajos de la energía eléctrica, lo que les permite competir con menores costos energéticos y que estos no repercutan en el valor de las mercancías y servicios, en el mercado nacional e internacional. La evolución y ajuste de las tarifas eléctricas, así como el trato a la empresa a lo largo de los últimos años no ha reflejado las necesidades de la empresa, razón por la cual se ha creado déficit a la CFE.

2.3 COSTOS DE LA COGENERACIÓN

La reducción del costo de generar los requerimientos energéticos por cogeneración, es función del valor de mejora que se pueda lograr en la eficiencia respecto a la forma convencional. Estos costos pueden ser reducidos aun más con el incremento en el ahorro que se pueda obtener con la venta de excedentes eléctricos y/o térmicos. Ya que este flujo de ingreso por ventas se suma al flujo de efectivo generado por el ahorro en la factura eléctrica. Pero si no hay venta de excedentes y en vez de eso hay porteo a una instalación asociada, deberá haber un ingreso derivado de la diferencia de costo entre el costo del servicio de transmisión y el costo evitado en la compra de la energía que hace la instalación asociada en la red pública. Así que la evaluación de estos dos flujos e integrándoles el costo por la construcción de la infraestructura y los gastos de operación darán sustento a la comparación entre ahorros dados por diferentes arreglos de cogeneración.

El arreglo y selección del primotor de cogeneración en lo fundamental son determinados por las características técnicas de operación del sistema productivo que les dará acomodo. La comparación entre costos para diferentes métodos o técnicas de producir un mismo bien, ofrece para el tipo de sociedad en la que vivimos el principal criterio de decisión y es el que se refiere al costo más bajo.

El siguiente desarrollo y su forma son resultado de la visión propia de ver el análisis entre costos, con la finalidad de hacerlo más desagregado y más claro, se basa en el desarrollo que se viene realizando en la práctica, y le adiciona una forma de determinar el término \$/kg vc, además del manejo y desarrollo que se sigue para encontrar la TIR del proyecto y el periodo de recuperación de la inversión.

2.3.1 COSTOS CONVENCIONALES

La integración de los costos para producir el vapor en forma convencional, como se desarrollo en la sección 2.1, más el costo por el suministro eléctrico vía la red (sección 2.2), dan los elementos para obtener el costo global de abasto energético convencional.

$$\text{CEGc} = \$/\text{kg vc} + \$/\text{kWh r} \quad (3.1)$$

CEGc : Costos energéticos globales convencionales
\$/kg vc: Costo del kilogramo de vapor convencional
\$/kWh r: Costo del kilowatt hora en la red

2.3.2 COSTOS DE LA COGENERACIÓN

El abasto por cogeneración es más económico que la forma convencional. Los términos involucrados en la conformación de los costos e ingresos por cogeneración dan el valor final del costo, y dependiendo de las características del permiso otorgado y necesidades del proyecto podrán aparecer todos o algunos de los siguientes términos.

$$CEGco = \$/kgvco + \$/kWhco + \$/kWhR + \$/kWh t - \$/kWhcoE - \$/kgvcoE \quad (3.2)$$

CEGco : Costos energéticos globales cogenerados
\$/kg vco: Costo del kilogramo de vapor cogenerado
\$/kWh co: Costo del kilo watt hora cogenerado
\$/kWh R: Costo del kilo watt hora de respaldo en la red; De requerirse, Por falla y mantenimiento
\$/kWh t: Costo del kilo watt hora transmitido o porteado; De requerirse
\$/kWh coE: Venta del kilo watt hora excedente a la red; De existir
\$/kgv coE: Venta del kilogramo de vapor excedente al vecino; De existir

Para poder evaluar $\$/kgvco$ $\$/kWhco$ $\$/kWhR$ $\$/kWhcoE$ se necesita conocer las características propias y la mejor práctica de sistema para dichas características. Es posible hacer estimaciones de estos costos en función de valores típicos para industrias y procesos en función de su demanda térmica y eléctrica. Si se quiere incluir el costo del servicio eléctrico para el respaldo ($\$/kWhR$) que puede ser con tarifa normal, que es más cara que el suministro bajo un contrato por respaldo debido a falla, mantenimiento o ambos. Deberá incluirse de acuerdo a las tarifas eléctricas vigentes.

De existir excedentes y dependiendo de la planta de cogeneración, los excedentes pueden ser puestos en la red como venta o como porteo a una instalación asociada. Si el caso es el último el termino (+) $\$/kWhcoE$ cambiaría por (-) $\$/kWh$ transmitido o porteado, en base a la metodología del anexo C.

2.3.3 AHORROS DE LA COGENERACIÓN

Como se ha venido mencionando los ahorros de la cogeneración están dados en función de la mejora en la eficiencia de generación global alcanzada por el esquema de cogeneración, y adicionada con los posibles ingresos por venta de excedentes eléctricos y térmicos que se puedan colocar en la red o con un vecino industrial, o por diferencia de costo entre porteo y reducción de tarifa eléctrica de un asociado.

$$A = CEGc - CEGco > 0 \text{ forzoso y con TIR del proyecto mayor a } 18\% \text{ por lo menos} \quad (3.3)$$

La teoría muestra que A puede ir hasta 40% de CEGc; y ejemplos de previabilidad, viabilidad y prácticos muestran que A puede ser de 4% a 30% de CEGc en función del tipo de proceso, tecnología a utilizar, precio de los combustibles y costo de las tarifas en la red y nivel de abasto de los requerimientos energéticos. Esto si se generan y si se pueden vender los excedentes eléctricos o térmicos a la red o a vecinos industriales.

$$\%A = \eta_{CEGco} - \eta_{CEGc} \quad (3.4)$$

$\%A$ = Ahorro alcanzado por la cogeneración
 η_{CEGco} = Eficiencia de generación con cogeneración
 η_{CEGc} = Eficiencia de generación convencional

$$CEGco = (1 - \%A)(CEGc) \quad (3.5)$$

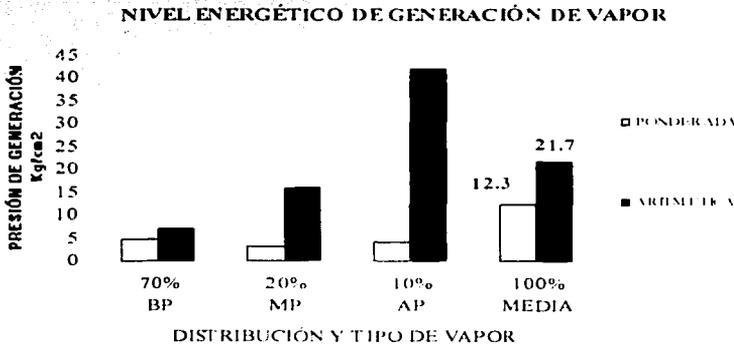
A continuación se determina $(1 - \%A)$ en función de los esquemas de uso común y con sus potencialidades.

2.3.4 POTENCIALIDAD DE LOS ARREGLOS

La determinación de los valores de $\%A$ (Ahorro alcanzado por la cogeneración) esta en función de la potencialidad de los arreglos de cogeneración, respecto a la potencialidad de la forma convencional, para lograr dichos valores. Se determinarán las características técnicas dentro de las cuales pueden desenvolverse los arreglos y los esquemas de cogeneración en función de sus eficiencias de generación alcanzadas y la mejora en la eficiencia resultante.

La generación convencional de vapor en la industria presenta la siguiente (fig. 2.11) distribución y valores en función de los equipos disponibles y condiciones de operación más comunes en esta industria.

Fig. 2.11



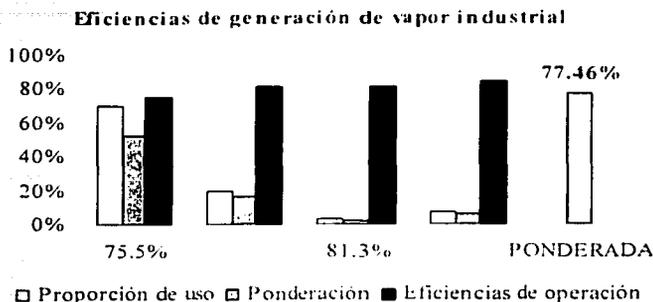
12.3 kg/cm² = 1206.48 kPa. 21.7 kg/cm² = 2128.51 kPa

Fuente: Elaboración propia. con datos recopilados durante 8 años de servicio en la industria

El uso de vapor de proceso en la industria nacional mayoritariamente es del tipo de baja presión, es decir por debajo de 150 psi (10.5 kg/cm²) en una proporción de 70%, seguida por la de mediana presión entre 150 y 300 psi (10.5 y 21 kg/cm²) con una proporción de 20%, y de vapor de alta presión, es decir entre 300 y 600 psi (21 y 42 kg/cm²) con un uso de 10%, en términos generales.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

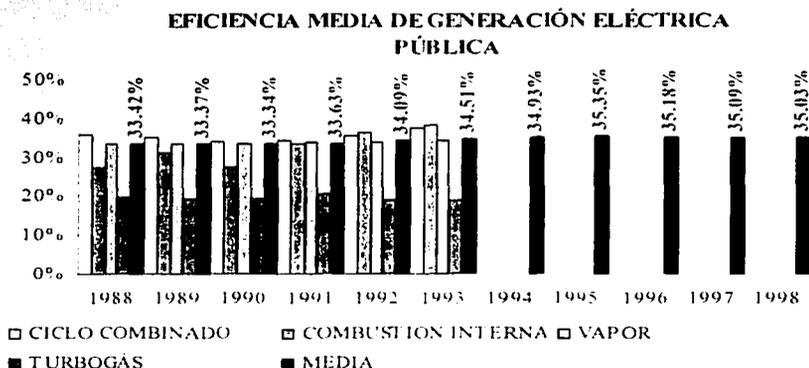
Fig. 2.12



Fuente: Elaboración propia, con datos recopilados durante servicios en la industria

La eficiencia de generación agua - vapor (fig. 2.12) de este requerimiento térmico se realiza con tecnología mayoritariamente (70%) en tubos de humo hasta 300 psi, y con tubos de agua (30%) para 300 y 600 psi y más. La eficiencia media resultante de estos procesos es de 77.46%.

Fig. 2.13



Fuente: Elaboración propia, con datos de los Balances Nacionales de Energía, CFE y El sector eléctrico de México.

Por su parte la generación eléctrica pública (fig. 2.13) que se realiza en el país y en la OCDE, presenta una generación media global de alrededor de 35 - 37%. En México el valor usado y reportado histórico es de 35%. Este valor a tenido un crecimiento muy moderado de alrededor de 1% en la última década. El cual al ir prevaleciendo la tecnología de ciclo combinado deberá ir tendiendo a un valor medio de alrededor de 40 - 45% en función de la proporción de predominio de los ciclos combinados (eficiencia de entre 50% para los de 1970 y de 58% para los actuales).

La potencialidad de la cogeneración de esta forma es básicamente función del arreglo que se de en el uso de la energía primaria y del uso máximo en la

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

recuperación de calor de rechazo. El ahorro económico en la cogeneración es debido a la reducción del consumo de combustible y al menor costo de inversión en la infraestructura, siendo el principal y de más relevancia durante toda la vida útil del proyecto el del combustible ahorrado.

La generación de energía que será consumida en el sector industrial, obtenida en forma convencional implica una eficiencia global de entre 56 y 60 %, en forma general.

El diagrama de distribución de energía bajo un esquema que integre la generación de vapor y/o temperatura con la generación eléctrica, con base en las eficiencias ponderadas, muestra un potencial de mejora o ahorros en el uso del combustible de entre 22.4 y 29.2% en general, sin considerar las pérdidas en la generación eléctrica, y un abasto del 100% de la generación de vapor, respecto a la forma convencional. Este nivel de ahorro en forma particular podrá ser mayor o menor en función de las características de los arreglos, equipos y flexibilidad del proceso donde operan.

Mejora en la eficiencia 56.5 % Vs. 85.7% Incremento de 29.2% General

Pero como el objetivo aquí es determinar el potencial máximo de aprovechamiento de cogeneración en base al consumo de calor. Se evaluará el consumo de calor, el cual podría ser el máximo potencial de generación eléctrica que podría generarse con este calor bajo un esquema y condiciones promedio de generación. Así se evaluaría aquí el arreglo que permite la satisfacción del 100% del calor y proporciona los máximos excedentes eléctricos. Los cuales podrían ser un objetivo secundario de apoyo de la cogeneración industrial hacia la satisfacción de la capacidad futura de energía eléctrica que será demanda de la red pública.

La implementación de esquemas de cogeneración sobre la base de las características técnicas del aprovechamiento de la energía, como las eficiencias de operación de los diferentes equipos, en conjunción con la estrategia que defina el usuario industrial, dará como resultado un mayor o menor nivel de abasto de sus requerimientos energéticos. De esta forma se desprenden cuatro posibles arreglos:

- Esquema para cubrir el 100% de la demanda térmica
- Esquema para cubrir el 100% de la demanda eléctrica
- Esquema para maximizar el uso eficiente de la energía
- Esquema para cubrir parcialmente las demandas¹

El arreglo que optimiza el uso de la energía es aquel que balancea la generación de vapor y electricidad, dando como resultado un abasto del 100% de la carga térmica y una generación excedente de electricidad de 81.9% con una eficiencia de 70.8%.

Este esquema no es el más eficiente pero solo requiere de conseguir comprador para el excedente eléctrico o de un asociado.

¹ Este arreglo podría ser el de una planta que sólo quiere respaldar o cogenerar el consumo de sus equipos básicos o una sección se suplanta.

Tabla 2.44 Máximo consumo promedio evitado con sistemas de cogeneración
 Uso más ²óptimo de la energía (unidades de energía)

	Consumo total	Calor	Pérdida	Electricidad	Pérdida	Generación y eficiencia global	Pérdida total
Convencional	200	78.00	22.00	35.00	65.00	113.00	87.00
% abasto		130.0%		200.0%		56.50%	
Cogeneración	200	101.40	0.00	70.00	28.60	171.40	28.60
						85.70%	
Mejora obtenida	0.0%	30.0%		100.0%		29.20%	
	mejora en la eficiencia C vs CO			29.20%			

Fuente: Elaboración propia

El segundo arreglo es aquel que genera el 100% de la demanda eléctrica y un posible déficit o superávit de vapor, dependiendo de las características del proceso y de la demanda. De esta forma se generaría con una eficiencia media de 78.6% y excedentes de vapor de 56.5%. Este esquema requiere de conseguir comprador para el excedente térmico, si la aplicación final así lo requiere.

El esquema que podría ser más eficiente es el que genera excedentes eléctricos y térmicos. Solo que aquí se requiere comprador de vapor y ubicado ha no más de uno o dos kilómetros, dada la restricción en el transporte del vapor. Este esquema puede concebirse de muchas formas en función del nivel de excedentes deseado, pero estrictamente ya no sería un esquema de cogeneración natural³, sino una combinación de un esquema de cogeneración hasta donde los excedentes eléctricos derivados del abasto del 100% de la demanda térmica, y de ahí en adelante un productor independiente con excedentes de vapor y electricidad, tipo ciclo combinado.

En este trabajo evaluaremos el esquema que proporciona 30% de excedente de vapor y 100% de excedente eléctrico, dando una eficiencia global de 85.7% y una mejora de 29.2% respecto a la convencional media de 56.5%.

La mayor eficiencia (tabla 2.55) media manejada es de 85.7%, lo que representa un ahorro medio global de 29.2%. Este arreglo atendería al interés de optimizar el uso de la energía, por encima del de la venta de los máximos excedentes eléctricos o térmicos. Desde el punto de vista del negocio se tendría que evaluar que proporciona mayores beneficios, no solo económicos, si no también ser industrial de su negocio de origen o ser industrial del negocio de la venta de excedentes.

² Entre mayor sea el nivel de excedentes posibles, aquí se asume 100% como un valor para ejemplificar.

³ Un esquema dadas sus características de demanda térmica y eléctrica tiene una relación fija de generación de excedentes eléctricos para el 100% del abasto térmico (excedentes naturales o técnicos), cuando se adiciona combustible extra los excedentes eléctricos pueden ser del nivel que se quiera en función del combustible adicional que se quiera usar (excedentes comerciales); lo cual estrictamente constituye una planta eléctrica. La ley debería considerar esta diferenciación, no considerar sujetos a despacho y el pago a el valor del costo evitado para los excedentes naturales. Y los adicionales a sujetos a despacho y el precio de compra por subasta.

Tabla 2.45 Máximo consumo promedio evitado con sistemas de cogeneración
100% térmica (unidades de energía)

	Consumo total	Calor	Pérdida	Electricidad	Pérdida	Generación y eficiencia global	Pérdida total	Q/E
Convencional	200	78.00	22.00	35.00	65.00	113.00	87.00	2.23
% abasto	100%			181.9%		56.5%	43.5%	
Cogeneración	200	78.00	44.00	63.65	14.35	141.65	58.35	1.23
Mejora obtenida	0.0%	0.0%		81.9%		70.8%	29%	
mejora en la eficiencia C vs CO					14.3%			

Fuente: Elaboración propia

El arreglo de esquema para abastecimiento del 100% de la demanda de vapor, fija como límite el consumo de vapor y permite que la generación de electricidad crezca hasta el límite máximo que le permita la capacidad de los equipos, dando como resultado una eficiencia global de 70.8%. Lo que equivale a una mejora en el uso de la energía respecto al convencional de 14.3%. Este arreglo representaría el máximo excedente de energía eléctrica posible de generación, el cual representaría una opción muy interesante para una industria que viera con buenos ojos el negocio de la venta de excedentes.

El arreglo de esquema para abastecimiento del 100% de la demanda eléctrica, fija como límite el consumo eléctrico de la planta. Permitiendo que la generación de vapor sea la máxima que el arreglo ofrece, dando como resultado una eficiencia global de 78.6%, lo que equivale a una mejora en el uso de la energía respecto al convencional de 22.1%, este arreglo representaría desde el punto de vista del uso eficiente de la energía y del negocio de venta de excedentes el menos atractivo, ya que la venta de excedentes de vapor es muy limitada, tanto por la distancia, el tiempo de su consumo y disponibilidad de compradores industriales.

Tabla 2.46 Máximo consumo promedio evitado con sistemas de cogeneración
100% electricidad (unidades de energía)

	Consumo total	Calor	Pérdida	Electricidad	Pérdida	Generación y eficiencia global	Pérdida total	Q/E
Convencional	200	78.00	22.00	35.00	65.00	113.00	87.00	2.23
% abasto	129%		56.5%	100.0%		56.5%	43.5%	
Cogeneración	200	122.11		35.00	42.89	157.11	42.89	3.49
Mejora obtenida	0.0%	56.5%		0.0%		78.6%	21%	
mejora en la eficiencia C vs CO					22.1%			

Fuente: Elaboración propia

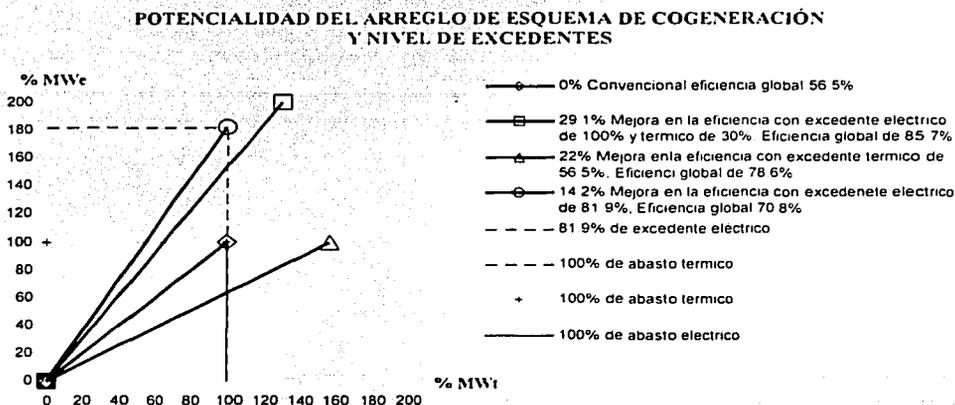
Los resultados de la tabla 2.46 representan los niveles de generación y los ahorros, además muestra los límites dentro de los cuales pueden ubicarse los tipos de esquemas de cogeneración en cuanto a disminución en los consumos energéticos.

TESIS CON
FALSA COPIA

Los beneficios económicos estarán en función de estos niveles y de los precios de los combustibles, de los precios de venta de los excedentes, y de los costos de instalación y operación. Dos plantas similares⁴ operando en diferentes lugares y con diferentes niveles de ineficiencias X⁵, tendrán mayores o menores beneficios económicos para un mismo nivel de reducción en el consumo energético.

En la figura 2.14 se muestra que la generación máxima a partir de un mismo nivel de consumo energético, es máximo para la generación de excedentes (≡) térmicos y eléctricos, y es mínimo para el convencional (◊). Quedando entre ambos el esquema (O,▽) de 100% de abasto de vapor y eléctrico o entre ellos queda el convencional y el de excedentes.

Fig. 2.14



Fuente: Elaboración propia

Resumiendo (tabla 2.47) los valores entre los cuales es posible desarrollar los esquemas de cogeneración y por tanto el potencial de cogeneración, se muestran en la siguiente tabla.

⁴ Una industria podría estar menos desarrollada que sus competidoras y por consiguiente tener un menor rendimiento o productividad de sus factores de producción (menores utilidades o costos mayores). Los factores de la producción como capital y mano de obra en relación con la mejor práctica tecnológica y las ineficiencias X que estarían interviniendo en la industria para colocarla en esta posición no deseada, podrían estar ahí en forma incógnita o consiente. Entre los posibles factores de ineficiencia, estarían los referentes a una mala selección y utilización de la tecnología de producción, falta de incentivos y capacitación de la mano de obra, falta de dirección, políticas proteccionistas, prácticas monopolísticas, desarrollo y asimilación tecnológico pobre, tasas y regímenes fiscales asfixiantes o benévolos, falta de economía de escala, deficiencias en integración, etc.

⁵ Son situaciones reales donde la mano de obra y la administración no trabajan con tanta intensidad o eficiencia.

Tabla 2.47 Potencialidad de esquema superior

Arreglo de esquema ^a	Vapor	Vapor excedente	Electricidad	Electricidad excedente	Eficiencia global
Convencional	100%	0%	100%	0%	56.50%
Cogeneración 100% vapor	100%	0%	100%	81.9%	70.80%
Cogeneración 100% electricidad	100%	56.5%	100%	0%	78.60%
Cogeneración 130% vapor 200% electricidad	100%	30%	100%	100%	85.70%

Fuente: Elaboración propia

La obtención de estos valores dentro de los cuales puede ubicarse el nivel de generación por cogeneración, así como su eficiencia de generación permitirán, determinar el nivel de ahorro económico entre los costos convencionales y los dados por la cogeneración. Ya que los costos convencionales se reducirán en la misma proporción con que se incremente la eficiencia de cogeneración.

En la tabla 2.48 se puede ver el potencial de mejora en la eficiencia global que es posible lograr con los esquemas de cogeneración en función del esquema a usar, en comparación con la forma convencional.

Tabla 2.48 Eficiencia de generación y mejora

Esquema	%A	% η_{CEGco}	*% η_{CEGc}
CI-HRSG	14.3%	70.8%	56.50%
CI-CHILERS	14.3%	70.8%	56.50%
TV-E-C	18.5%	75.0%	56.50%
TV-CP	26.5%	83.0%	56.50%
TG-SPC-HRSG	14.3%	70.8%	56.50%
TG-CPC-HRSG	29.2%	85.7%	56.50%

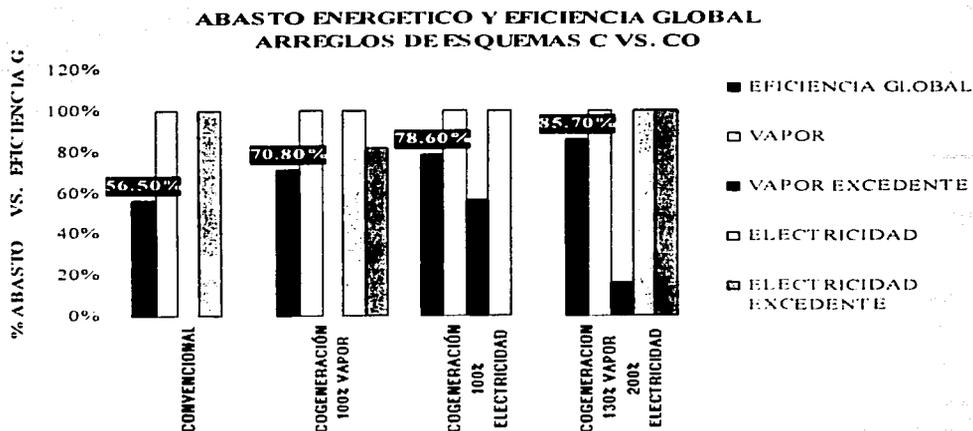
*Eficiencia media en la empresa eléctrica y en la generación de vapor industrial
Fuente: Elaboración propia, con datos propios y de fabricantes

Asimismo permitirán evaluar el potencial de cogeneración al hacer uso de estos niveles de excedentes teóricos alcanzables. Y también como referencia del nivel de combustible que ya no se consumirá al mejorar la eficiencia respecto a la convencional.

En la figura 2.15 se muestran en forma gráfica los potenciales de mejora que ofrece la potencialidad de los arreglos de los esquemas de cogeneración en función de la cantidad y relación de generación de energía térmica y eléctrica.

^a CI: combustión interna, HRSG: caldera de recuperación, TV-E-C: turbina de vapor con extracciones y condensador, TV-CP: turbina de vapor a contrapresión, TG: turbina de gas, SPC: sin poscombustión, CPC: con poscombustión.

Fig. 2.15



Fuente: Elaboración propia

El costo (tabla 2.49) de la adquisición e instalación de las plantas de cogeneración industriales básicamente es función del arreglo seleccionado y del fabricante. Así que para los fines de esta evaluación y dada la gran variedad de situaciones prácticas que se pueden presentar, se hace uso de costos medios ofrecidos comercialmente en el país y de los obtenidos con los datos reportados por la CRE en los proyectos realizados en el país.

Tabla 2.49 Arreglos de cogeneración y costo medio comercial

Esquema	Aplicación	Capacidad	Eficiencia global %	Costo medio comercial instalado us\$/kW
CI-HRSG	Vapor	1 ton/h MWe	70	\$ 850
CI-CHILERS	Refrigeración	20 ton/h MWe		
TV-CONDENSADOR	Vapor	5 ton/h MWe	30	\$ 1200 - 1500
TV-E-C	Vapor	7 a 10 ton/h MWe	60	
TV-CP	Vapor	12 ton/h MWe	83	
TG-CPC-HRSG	Vapor	8 ton/h MWe	86	\$ 1150
TG-SPC-HRSG	Vapor	3 ton/h MWe	70	\$ 950

Fuente: Elaboración propia, con datos de fabricantes y representantes comerciales en el país, y recopilados en congresos.

Además de costos estadísticos (tabla 1.6) originados por los estudios y proyectos realizados en México durante los últimos años.

TESIS CON
FALTA DE FUENTE

2.4 EVALUACION ECONÓMICA

A continuación se realiza la evaluación económica de un proyecto de cogeneración haciendo uso del desarrollo anterior. Este ejemplo se basa en los datos de una planta industrial, ubicada a las afueras del D.F.. Se evalúan los costos del vapor y de la electricidad convencional, después se comparan con la reducción de costos dados por la mejora en la eficiencia obtenida con el uso de los primotores más adecuados a las condiciones técnicas y requerimientos de la planta. Para al final comparar los beneficios económicos, tasa de rendimiento y periodo de recuperación de la inversión, antes de impuestos.

Consideremos los datos reales y prácticos de uso común en la industria (tabla 2.50) con una producción promedio de 2 millones de litros de leche por día, una demanda térmica de 900 CC a 87 psi (6 kg/cm², 588.5 kPa) y una potencia eléctrica de 2.5 MW en operación promedio de 4.88 horas por día a 100% de capacidad durante 365 días para la demanda térmica y un comportamiento de la demanda eléctrica como se muestra en la tabla de tarifa eléctrica.

2.4.1 COSTO DEL VAPOR

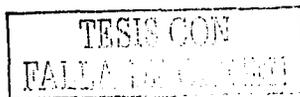
Se evalúan los costos de generación del kg de vapor de acuerdo a las condiciones de instalación y operación de las calderas en la planta. El presente costeo se basa en las condiciones reales de operación de las calderas en la planta, simuladas para los valores posibles de eficiencia de generación agua vapor que la instalación podría tener. Precios comerciales de los equipos y servicios necesarios para hacer operar las calderas traídos a valor presente al momento de iniciar la operación del sistema. Por lo que en el costo de la infraestructura y su mantenimiento se integran el costo del agua y del combustible, sólo el costo de la administración del sistema de generación de vapor no se considero.

Tabla 2.50 Condiciones de operación vapor convencional

condiciones de operación	
Combustibles disponibles:	1. Diesel 2. Gas natural
Turnos de trabajo:	Tres
Horas de operación diarias:	4.88 hora promedio
Días anuales de operación:	365
Factor de carga:	100 %
Costo combustible actual:	1. 2.10648x1.07x1.15 = 2.66 \$/l 2. 1.53 \$/m ³
Poder calorífico inferior:	1. 8549.6 kcal/l 2. 8848.68 kcal/m ³
Caldera:	CB-100-300
marca:	CLEAVER BROOKS
Eficiencia:	76. 78. 80. 82 %
Presión de diseño:	150 psi (10.5 kg/cm ² , 1029.92 kPa)

Fuente: Elaboración propia

El costo de producir el agua para alimentación a las calderas se evalúa considerando el costo de un suavizador dúplex para la capacidad de agua a suavizar con un valor



de 200 ppm de sólidos totales disueltos (STD) y 5 partículas por millón (ppm) de dureza que es el requerido para una caldera cuya operación es de 150 psi o menos.

Se pone el costo del equipo más el de su instalación con el valor al momento de iniciar operación y se traen a valor presente los costos de mantenimiento y operación del suavizador durante 15 años, con una tasa real anual de 15%¹. Con los flujos de efectivo se encuentra el valor futuro de la instalación y el mantenimiento y la operación a 15 años o 180 meses con una tasa real mensual 3.5%². Con el valor futuro se encuentra el costo equivalente por mes y este se suma al costo del agua de la red por mes. Para de ahí y junto con la generación de agua suave por mes encontrar el costo del kilogramo de agua suavizada (tabla 2.51).

Tabla 2.51 Costo del acondicionamiento de agua para generación de vapor

Equipo	Suavizador	200ppm
CAPACIDAD	10,986	kg/h
Precio del agua en la red	\$ 16.00	\$ m ³
Horas de operación por día	4.88	h día
Días de operación	30.416	día/mes
Suministro e instalación	\$ 212,836.00	\$
Mantenimiento y operación	\$ 5,321.00	\$/mes
Vida	180	meses
MONEDA CONSTANTE		180
Mensual		3.5%
		PERIODO
		TREMA
Inversión inicial	\$ 212,836	\$
Costos mensuales	\$ 5,321	\$
Valor presente neto	\$364,554	\$.
Mensualidad equivalente	\$12,786	\$/mes
Costo de suavización	\$ 0.00462	\$/kg
Costo de suavización	\$ 0.162	c/kg
Costo de suavización	\$ 2.636	\$/mes
Costo del agua dura	\$ 26.091	\$/mes
Costo del agua suavizada	\$ 0.0049	\$/kg
Costo del agua suavizada	\$ 0.49	c/kg
Costo del agua suavizada inicial	\$ 28,727	\$/mes
Retorno de condensado	35%	45°C
Costo del agua suavizada de repuesto	\$ 16,959	\$/mes
Costo del agua para generación de vapor F/A=(i.n.A)	\$ 265,420	\$/año
Costo del agua para generación de vapor P/F=(i.n.F)	\$ 18,177	\$/mes

La adquisición de la caldera y los tiempos de entrega corren a partir de que se entregan los pedidos y anticipos que comúnmente son del 50% y el saldo contra aviso de embarque. Para este tipo de caldera el periodo de entrega es de 4 meses mas un periodo de 3 meses en su instalación y puesta en servicio.

¹ Tasa seleccionada por la empresa, como mínima atractiva, para ese monto de inversión.

² Tasa seleccionada por la empresa, como mínima atractiva, ya que ella financió el 100% de la instalación.

La evaluación del costo de generación de vapor es obtenido (tabla 2.52) con la misma metodología del agua suave, solo que en la adquisición de la caldera y su instalación se considera el valor del dinero durante el tiempo de la construcción de la caldera (anticipo dado al fabricante) y el tiempo de su instalación. Por lo se consideran los intereses de un periodo de gastos preoperativos de 7 meses con una tasa de 1.25% mensual.

Tabla 2.52 Costo de la generación de vapor

generación de vapor	caldera	150 psi
Eficiencia	78%	
Capacidad real	10986	kg/h
Capacidad nominal	900	CC
Costo del agua suavizada para generación	\$ 18.177	\$/mes
Precio del combustible (gas natural)	\$ 1.53	\$/m ³
Horas de operación por día	4.88	h/día
Días de operación	30.416	día/mes
Suministro e instalación de la caldera	\$ 3,286,851.00	\$
Mantenimiento y operación de la caldera	\$ 76,635.00	\$/mes
Consumo combustible	\$ 1.18	m ³ /hCC
Costo combustible	\$ 241.178	\$/mes
Vida del equipo	180	meses
MONEDA CONSTANTE	180	PERIODO
	3.5%	TREMA
Inversión inicial	\$ 3,286,851	\$
Costos anuales	\$ 335,990	\$
Valor presente neto	\$12,866,935	\$
Anualidad equivalente	\$451,266	\$/año
Costo del kg de vapor	\$0.2767	\$/kg
Costo del kg de vapor	\$27.67	c/kg
Costo mensual	\$451,265.67	\$/mes

Fuente: Elaboración propia

Los costos de mantenimiento son traídos a valor presente, se consideran los costos de mano de obra y materiales para los mantenimientos típicos de una caldera de 300 CC durante 15 años. Considerando servicio general de deshollinado (S.G), carburaciones, cambio de aislamientos y refractarios y un cambio de fluxeria total. Se integran como una mensualidad a quince años y una tasa de 15%, para sumarle el costo del combustible mensual, el del agua suavizada y dividiéndolo entre la producción de vapor por mes, dando el costo por kg de vapor generado. Dando como resultado un costo del kg de vapor en función del costo de la instalación, del agua suavizada y del costo del combustible, valuado a través del valor del dinero en el tiempo y que resulta para el ejemplo puesto de 39.16 centavos por kilogramo usando diesel y agua de la red pública.

Evaluando las condiciones de operación reportadas como promedio en la planta y los costos de la instalación convencional usando gas. Se obtienen los siguientes costos, en función de la eficiencia de generación, la cual se presenta en varios

valores para mostrar el comportamiento y los márgenes de reducción que se pueden obtener al mejorar la eficiencia. El valor de la eficiencia real de operación de las calderas en la planta se desconoce, pero por experiencias similares esta deberá ser aproximadamente igual a 78%.

Tabla 2.53 Costo de abatimiento para generación de vapor

Eficiencia	kg agua	kg vapor G.N.	% Costo del agua
Para operación promedio 4.88 h/día y 100% carga			
78%	\$ 0.0049	\$ 0.2767	1.77%
Para operación intensa 24 h/día y 100% carga			
78%	\$ 0.0181	\$ 0.1810	10.00%

Fuente: Elaboración propia

El potencial de reducción en el costo del vapor (tabla 2.53) esta dado por la mejor eficiencia de generación posible que para este tipo de caldera podría ubicarse sin ningún problema en 82%; y el incremento del tiempo promedio de operación a carga máxima de la caldera, para ir tendiendo al costo de 18.1 centavos por kilogramo, en lugar de 27.67 centavos. El diesel para esta operación sería un combustible de respaldo y su diferencia de costo con respecto al gas natural el ahorro entre estas alternativas.

Los resultados muestran en relación entre la eficiencia de generación agua vapor y la intensidad de aprovechamiento de la capacidad instalada, dando un valor entre 27.67 y 18.1 ¢/kg de vapor con gas para la condición de operación de 4.88 h/día como promedio. Debido a que en el costeo se reparte el costo de la infraestructura entre la producción de vapor. El costo es mayor cuando se produce menos; y también cuando el recurso energético no se aprovecha con la mejor eficiencia posible. Por lo que el costo del producto es más económico conforme se produce más y se es más eficiente en la utilización del combustible. Además proyectando la generación máxima se observa un costo como frontera de abatimiento de 18.1 ¢/kg con 78% de eficiencia y 24 horas por día de operación

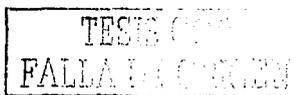
2.4.2 COSTO DE LA ELECTRICIDAD

La evaluación de los costos eléctricos considera la metodología para tarifas eléctricas, tarifa HM y HM-R en función de la carga eléctrica demanda y periodos de consumo reportados en la planta.

Tabla 2.54 Costo de la electricidad en la red

TARIFA HM		MEDIA TENSION > 100 kW
Consumo en punta		9.548.0 kWh/mes
Consumo en intermedio		726.640.0 kWh/mes
Consumo en base		163.866.0 kWh/mes
Factor de potencia		96.7% %
Bonificación por F.P.		(\$8,228.37) \$/mes
Total		\$403,189.97 \$/mes
Costo por kWh promedio		\$0.4480 \$/kWh
Costo por MWh promedio		\$447.96 \$/MWh

Fuente: Elaboración propia. datos de junio de 1999



El costo del servicio de respaldo en caso de requerirse para falla y mantenimiento se obtiene con la tarifa HM-R.

Tabla 2.55 Costo del respaldo en la red

TARIFA HM-R	MEDIA TENSION > 100 kW	
TOTAL RESPALDO	\$389,438.34	\$/mes
Costo por kWh promedio de respaldo	\$0.4327	\$/kWh
Costo por MWh promedio de respaldo	\$432.68	\$/MWh

Fuente: Elaboración propia. datos de junio de 1999

2.4.3. COSTOS Y AHORROS DEL ESQUEMA

La decisión en la selección de la tecnología a utilizar para un proceso en particular, dependerá de sus condiciones propias. Un esquema en plantas similares puede ser diferente si no se dispone del mismo combustible o de la infraestructura de distribución. De esta forma el uso de uno u otro esquema es función de la capacidad instalada (potencia), relación calor/electricidad, nivel energético de las corrientes, demandas máximas y mínimas, combustibles disponibles, espacio físico, precio de la electricidad, marco regulatorio, costos de financiamiento, operación, mantenimiento y restricciones ambientales.

Tabla 2.56 Comparativo entre costos convencionales y opciones de cogeneración

Análisis económico entre costo convencional Vs. cogeneración			
Producción		2,000,000	l
Horas a 100%		4.88	h día
Días por mes		30.4	días/mes
Presión operación		6	kg/cm ²
Energía contenida		2586.07	kJ/kg
Consumo térmico		900	CC
		10.118.0	kWt
Producción de vapor real		10.986.3	kg/hr
Demanda térmica		10.1	MW
Demanda eléctrica		2.5	MW
Consumo térmico mensual		1,501,025	kWh _t
Consumo eléctrico mensual		370,880	kWh _e
Costos convencionales:	\$	854,455.6	\$/mes
	Eficiencia global	56.50%	
	Con eficiencia de	78%	
Total vapor convencional	\$	451,265.7	\$/mes
Costo del kg de vapor	\$	0.2767	\$/kg
	Con eficiencia de	35%	
Total electricidad en la red	\$	403,190.0	\$/mes
Costo por kWh promedio	\$	0.4480	\$/kWh
Q'E		4.05	

Fuente: Elaboración propia

La práctica y el tamaño de industria indica una tendencia al uso de esquemas sobre la base de combustión interna para capacidades de 0.5 a 20 MW, esquemas sobre la base de turbina de gas para capacidades de 5 a 100 MW, esquemas sobre la base de turbina de vapor para capacidades de 10 a 300 MW; para ciclos de fuerza son

propios esquemas de turbina de gas y vapor operando en ciclo combinado, en unidades de 100 a 500 MW.

$$CEGco = \$/kg \text{ vco} + \$/kWh \text{ co} + \$/kWh \text{ R} - \$/kWh \text{ coE} - \$/kg \text{ vcoE}$$

Aplicación más común			
CI	TG	TVC	Q/E
<input type="checkbox"/>			0.5
<input type="checkbox"/>			1
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		3
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		4
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5
		<input type="checkbox"/>	9
		<input type="checkbox"/>	10

La relación calor electricidad (tabla 2.56) para la planta en cuestión presenta un valor de 4.05, por lo que revisando las aplicaciones más eficientes y comunes para esta relación. Se puede observar en la tabla de rendimiento que las tecnologías más óptimas son CI y TG en sus diferentes modalidades.

Para realizar el análisis de los costos y compararlos (tabla 2.57) con los convencionales, se realiza el análisis económico de tres casos:

Tabla 2.57 Opciones de esquemas aplicables

Opción 1			
Posible esquema de uso:	CI-HRSG		
Eficiencia global	70.80%		
Ahorro Vs. convencional	\$	122,187.2	\$ mes
% reducción en el costo operación	14.3%		
Opción 2			
Posible esquema de uso:	TG-CPC		
Eficiencia global	85.70%		
Ahorro Vs. convencional	\$	249,501.0	\$ mes
% reducción en el costo operación	29.2%		
Opción 3			
Posible esquema de uso:	TG-SPC		
Eficiencia global	70.80%		
Ahorro Vs. convencional	\$	122,187.2	\$ mes
% reducción en el costo operación	14.3%		
	\$	9.40	\$/US\$

Fuente: Elaboración propia

Se realizará el análisis para cada uno de ellos y después se compararán entre si para ver cual presenta las mayores ventajas económicas.

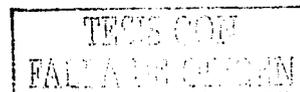
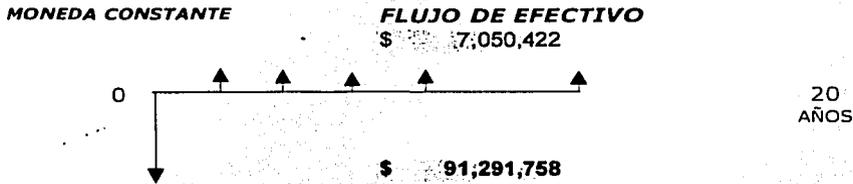


Tabla 2.58 Análisis de la opción de combustión interna

OPCIÓN 1	
Producción de vapor	1000 kg/hr MWe
Producción de electricidad	1 MWe
Costo instalación	\$ 8.310 kWe
Tabla 1.6 costo medio y rango de potencia a instalar en los proyectos desarrollados a dic'99	\$ 8.309,600 MWe
Capacidad requerida	10.99 MWe
Excedentes eléctricos	8.49 MWe
	8.486.30 kWe
Precio venta excedente a la red al 85% del costo de \$0.4480 \$/kWh	\$ 0.3808 kWe
Costo del respaldo (de requerirse)	
Total respaldo	\$ 389.438.3438 \$/mes
Costo por kWh promedio de respaldo	\$ 0.4327 \$/kWe
Costo por MWh promedio de respaldo	\$ 432.6833 \$/MWh
Costo de la instalación CI-HRSG	\$ 91.291.758
Venta de excedentes eléctricos	\$ 465.347.96 \$/mes
Ahorros costos de operación	\$ 122.187.20 \$/mes

Fuente: Elaboración propia



Evaluando los flujos de efectivo mensuales involucrados con un tiempo de vida del equipo de 20 años y una tasa anual para visualizar el comportamiento del flujo de retorno y tiempos de recuperación de la inversión y monto a valor presente de los ahorros conseguidos por el sistema de cogeneración.

Tabla 2.59 Análisis de sensibilidad esquema CI-HRSG

MONEDA CONSTANTE	20	20	20	20	PERIODO
VPN ahorros CO	\$104.892.474	\$95.817.534	\$91.711.440	\$87.863.841	
VPN Inversión inicial CO	\$ 91.291.758	\$ 91.291.758	\$ 91.291.758	\$ 91.291.758	\$
Costos mensuales CO-C Ahorrados	\$ 7.050.422	\$ 7.050.422	\$ 7.050.422	\$ 7.050.422	\$
Valor presente neto CO-C	\$13.600.716	\$4.525.776	\$419.681	(\$3.427.918)	\$
Mensualidad equivalente CO-C	\$914.182	\$333.015	\$32.263	(\$275.065)	\$/año
Relación Beneficio - Costo CO-C	1.15	1.05	1.00	0.96	
TASA INT. DE RENDIM. CO-C	4.55%	4.55%	4.55%	4.55%	TIR
Periodo de recuperación simple	16.64	18.60	19.85	21.37	años
Anualidad de la inversión	\$6.136.240	\$6.717.407	\$7.018.158	\$7.325.487	\$

Fuente: Elaboración propia. Pesos de 1999

TRISIG CON
FALLA DE ORIGEN

El periodo de recuperación (tabla 2.59) seleccionando una TREMA de 4.5% resulta ser igual ha 20 años y un monto de inversión inicial de 9.71 mdd, no logrando acumular un ahorro en 20 años, a menos que se pudiera ampliar la vida útil de 20 a 25 años, situación muy factible en México debido a que a las instalaciones se les lleva a operar muy por encima de sus tiempos de vida útil. O aumentar el precio de venta de los excedentes al 100% del costo evitado, o incrementar el nivel de excedentes.

Tabla 2.60 Análisis de la opción de turbina de gas con pos combustión

OPCIÓN 2		
Producción de vapor real requerida	10.986.3 kg/h	
TG -CPC y 100% de los requerimientos electricos		
Producción de vapor:	8000	kg/h MWe
Producción de electricidad	1	MWe
Costo instalación	\$ 3,412.2	kWe
Tabla 1.6 costo medio y rango de potencia a instalar en los proyectos desarrollados a dic'99	\$ 3,412,200.0	MWe
Capacidad requerida	2.50 MWe	
Excedentes térmicos	9,013.70 kg/h	
Precio venta excedente térmico al costo de generación + 20%	\$ 0.3182	\$/kg
<i>Costo del respaldo (de requerirse)</i>		
Total respaldo	\$ 389,438.3438	\$/mes
Costo por kWh promedio de respaldo	\$ 0.4327	\$/kWh
Costo por MWh promedio de respaldo	\$ 432.6833	\$/MWh
Costo de la instalación TG-CPC-HRSG	\$ 8,530,500	
Venta de excedentes térmicos (Posible)	\$ 425,553	\$/mes
Ahorros costos de operación	\$ 249,501	\$/mes

Fuente: Elaboración propia

El periodo de recuperación (tabla 2.61, no se consideró la venta de excedentes) resulta ser de 4.1 años y un monto de inversión inicial de 0.97 millones de dólares (mdd), logrando acumular un ahorro en 20 años de 0.1.89 mdd aparte de los intereses equivalentes a una tasa de 16% anual.

Tabla 2.61 Análisis de sensibilidad esquema TG-CPC-HRSG

MONEDA CONSTANTE ANUAL	20	20	20	20	PERIODO
	12.00%	14.00%	16.00%	18.00%	Trema
VPN ahorros CO	\$22,363,608	\$19,829,736	\$17,751,024	\$16,026,190	
VPN Inversión inicial CO	\$ 8,530,500	\$ 8,530,500	\$ 8,530,500	\$ 8,530,500	\$
Costos mensuales CO-C Ahorros	\$ 2,994,013	\$ 2,994,013	\$ 2,994,013	\$ 2,994,013	\$
Valor presente neto CO-C	\$13,833,108	\$11,299,236	\$9,220,524	\$7,495,690	\$
Mensualidad equivalente CO-C	\$1,851,960	\$1,706,027	\$1,555,198	\$1,400,345	\$/año
Relación Beneficio - Costo CO-C	2.62	2.32	2.08	1.88	
TASA INT. DE RENDIM CO-C	35.01%	35.01%	35.01%	35.01%	TIR
TIRM CO-C	17.5%	18.9%	20.3%	21.8%	TIRM
Periodo de recuperación simple	3.69	3.88	4.10	4.35	años
Anualidad de la inversión	\$1,142,053	\$1,287,986	\$1,438,814	\$1,593,668	\$

Fuente: Elaboración propia. Pesos de 1999

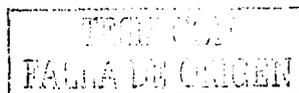


Tabla 2.62 Análisis de la opción de turbina de gas sin pos combustión

OPCIÓN 3		
TG-SPC y 100% de los requerimientos térmicos		
Producción de vapor	3000	kg/h MWe
Producción de electricidad	1	MWe
Costo instalación	\$ 2.820.0	kWe
Tabla 2.50 costo medio y rango de potencia a instalar en los proyectos desarrollados a dic'99	\$ 2.820.000.0	MWe
Capacidad requerida	3.66	MWe
Excedentes eléctricos	1.16	MWe
Precio venta excedente a la red al 85% del costo de \$0.4480 \$/kWh	\$ 0.3808	KWhe
Costo del respaldo (de requerirse)		
Total respaldo	\$ 389.438.3438	\$/mes
Costo por kWh promedio de respaldo	\$ 0.4327	\$/kWh
Costo por MWh promedio de respaldo	\$ 432.6833	\$/MWh
Costo de la instalación TG-SPC-HRSG	\$10.327.122	
Venta de excedentes eléctricos	\$63.724	\$/mes
Ahorros costos de operación	\$122.187	\$/mes

Fuente: Elaboración propia

El periodo de recuperación (tabla 2.63) resulta ser menor a 20 años y un monto de inversión inicial de 1.1 mdd, requiriendo 10.82 años para recuperar la inversión.

Tabla 2.63 Análisis de sensibilidad esquema TG-SPC-HRSG

MONEDA CONSTANTE ANUAL	20	20	20	20	PERIODO Trema
	14.00%	16.00%	18.00%	20.00%	
VPN ahorros CO	\$14.775.766	\$13.226.852	\$11.941.623	\$10.863.710	
VPN Inversión inicial CO	\$ 10.327.122	\$ 10.327.122	\$ 10.327.122	\$ 10.327.122	\$
Costos mensuales CO-C Ahorrados	\$ 2.230.934	\$ 2.230.934	\$ 2.230.934	\$ 2.230.934	\$
Valor presente neto CO-C	\$4.448.644	\$2.899.730	\$1.614.501	\$536.588	\$
Mensualidad equivalente CO-C	\$671.683	\$489.089	\$301.621	\$110.192	\$/año
Relación Beneficio - Costo CO.C	1.43	1.28	1.16	1.05	
TASA INT. DE RENDIM. CO-C	21.14%	21.14%	21.14%	21.14%	
TIRM CO-C	16.1%	17.4%	18.9%	20.3%	TIRM
Periodo de recuperación simple	7.97	9.09	10.82	14.27	años
Anualidad de la inversión	\$1.559.251	\$1.741.845	\$1.929.313	\$2.120.742	\$

Fuente: Elaboración propia. Pesos de 1999

Los resultados muestran que desde el punto de vista económico la opción de turbina de gas con pos combustión es la mejor opción, menor costo de inversión, mayor ahorro acumulado y menor tiempo de recuperación. Seguida por la opción de la turbina de gas sin pos combustión y por último la de motor de combustión interna.

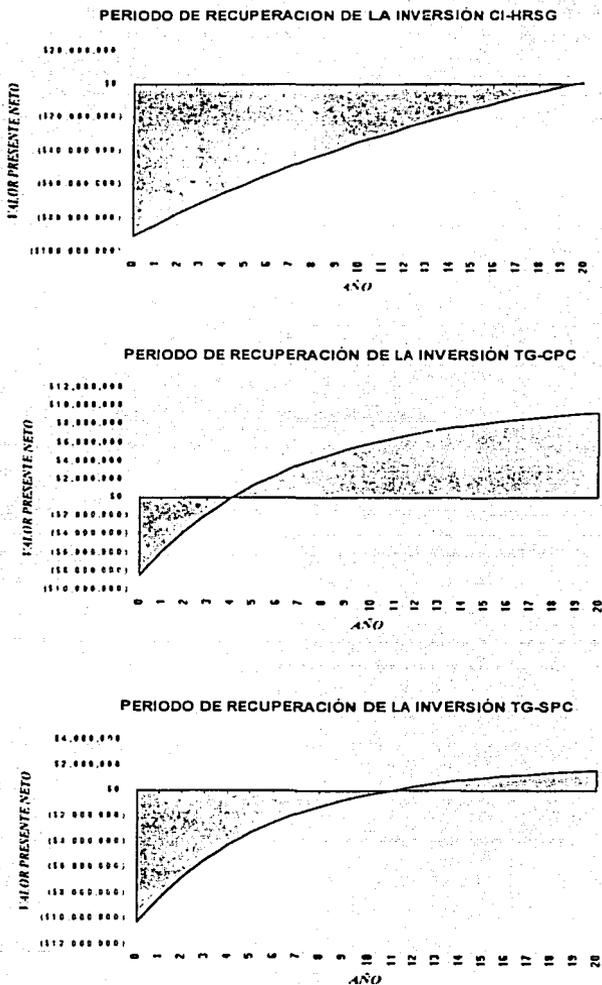
Tabla 2.64 Resumen de los resultados de las opciones de esquemas de cogeneración

esquema	Inversión	ahorro	recuperación	TREMA
Dólares de 1999	mdd	mdd	años	anual
CI-HRSG	9.71	9.76	19.85	4.50%
TG- CPC	0.91	1.89	4.1	16.00%
TG-SPC	1.10	1.27	10.82	18.00%



Cabe hacer mención que con los datos de este ejemplo, la TIR tomada es de 18% anual, por lo que bajo una consideración comercial la opción dos y tres serian más viables económicamente, pero comercialmente se estima para un proyecto de esta naturaleza una tasa de 15 - 18% como mínimo bajo un análisis financiero, por lo que habrá que realizar dicho análisis para poder decir cual es su posibilidad de implementación real. En la fig. 2.16 se ven estas ventajas en forma gráfica, en relación al periodo de recuperación de la inversión.

Fig. 2.16



Fuente: Elaboración propia

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En adición se hace mención que en las condiciones de generación convencional se estimaron las máximas eficiencias de generación de vapor y eléctrica, en comparación con las eficiencias medias dadas por los esquemas de cogeneración.

Si se toman los costos de instalación reportados por los fabricantes, vemos que estos son más altos que los reportados por los proyectos realizados en el país. Si se consideran estos costos, es decir los comerciales, los resultados en el análisis de la rentabilidad resultan ser menos atractivos, amén que se consideren algunos aspectos como que el periodo de vida útil del equipo se evalúo con 20 años, siendo práctica común realizar la evaluación con 25 años. En el costo de la instalación se incluyo todo el equipo y la infraestructura nueva, situación que en la práctica no es así. Ya que parte de la infraestructura y del equipo existente se reutiliza, reduciendo el costo de la instalación y por tanto el flujo de efectivo y tiempo requerido por el proyecto para recuperar la inversión. Con lo cual la TREMA tiene más posibilidades para crecer sobre la TIR.

Por lo que sin duda las condiciones de rentabilidad y viabilidad de estos proyectos con datos más precisos deberán tender a la media de 25 - 35% obtenida en la gran mayoría de los análisis de previabilidad y viabilidad hechos en México.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CONCLUSIÓN

Se planteó y desarrolló la evaluación del costo de generación térmica, en base a la integración de los costos comerciales de la infraestructura de generación, considerando el valor del dinero en el tiempo, los costos de mantenimiento, el costo del combustible, el costo del agua de generación, y la cantidad de vapor requerido para diferentes condiciones de generación, operación y tipo de combustible. Situación que en términos de costo ofrece un resultado más preciso que el dado por la factura del combustible, más un porcentaje de infraestructura. Esta forma además de desagregar los costos incurridos, también es más explícita en cuando a los factores que intervienen en él, es más proyectable a futuro, ya que trae implícito el valor del dinero a través del tiempo y más divisible en cuanto a periodos de tiempo más cortos a un año.

La generación de energía que será consumida en el sector industrial, y que es obtenida en forma convencional implica una eficiencia global de 56.5%, en forma general. Por lo que el potencial de ahorros en el consumo de energía, uniendo estos dos procesos de generación, bajo un esquema de cogeneración es más eficiente, por tanto más rentable.

El ahorro económico en la cogeneración es debido a la reducción del consumo de combustible y al menor costo de inversión en la infraestructura, siendo el principal y el de más relevancia durante toda la vida útil del proyecto, él del combustible ahorrado.

La obtención de los valores teóricos máximos (%A (3.4)) dentro de los cuales puede ubicarse el nivel de generación por cogeneración, así como su eficiencia de generación permiten determinar el nivel de ahorro económico entre los costos convencionales y los dados por la cogeneración. Ya que los costos convencionales se reducirán en la misma proporción con que se incrementa la eficiencia de cogeneración.

La decisión en la selección de la tecnología a utilizar para un proceso en particular, dependerá de sus condiciones propias. De esta forma el uso de uno u otro esquema es función de la capacidad instalada (potencia), relación calor/electricidad, nivel energético de las corrientes, demandas máximas y mínimas, combustibles disponibles, espacio físico, tarifas eléctricas, marco regulatorio, costos de financiamiento, operación, mantenimiento y restricciones ambientales. Y la evaluación económica de estos factores se expresa mediante (CEGco de la sección 3.2).

3. POTENCIAL INDUSTRIAL DE COGENERACIÓN

La necesidad de realizar una proyección de crecimiento del potencial de cogeneración y su aprovechamiento, implica poder establecer cuál ha sido su comportamiento y qué niveles de crecimiento ha venido presentando. La potencialidad de los diferentes arreglos y tecnologías de cogeneración vistos en las secciones anteriores nos dan las bases y criterios para establecer un procedimiento de estimación del potencial de cogeneración¹ que la industria nacional posee.

Dado que el objetivo y criterio de evaluación de las posibilidades de aprovechamiento del potencial de cogeneración, es el económico. No se considera el potencial de las instalaciones de Pemex, lo cual no quiere decir que no sea importante en la participación de Pemex y su potencial, que se estima² en 4000 MWe. Ya que los criterios y elementos de decisión, con los cuales es manejada y operada la empresa pública, no se apegan a los de las empresas privadas.

Se plantea estimar el potencial técnico de cogeneración industrial histórico 1992 - 1997, mediante una clasificación de procesos industriales típicos de sistema superior e inferior, complementado con estadísticas de consumos de combustibles industriales para generación de vapor y temperatura. En base a las eficiencias promedio de generación de vapor y temperatura, que ofrecen los equipos comerciales, y los rangos teóricos de recuperación de energía, que ofrecen los equipos de cogeneración, basados en el criterio del abasto del 100% de la demanda térmica y del factor de planta.

El presente método se basa en el consumo de combustibles de uso industrial y en la potencialidad de los esquemas de cogeneración, así como en las eficiencias medias de generación que presentan los equipos industriales que se encuentran en operación en la planta industrial y que son utilizados para la generación de los requerimientos térmicos.

Se opta por este método ya que los recursos disponibles (económicos y de tiempo del autor para la realización de la tesis), infraestructura y datos disponibles para realizarlos, indican que ésta es la mejor forma de hacerlo y de poder desagregar los resultados, en comparación con los otros dos métodos reportados³. Éste se diferencia en lo fundamental en el grado de generalización de los resultados y en el monto de recursos necesarios para su desarrollo, tanto materiales como de tiempo, dado que los otros dos métodos, es decir, el de inferencia estadística, basado en estudios representativos de caso; y el de grandes consumidores por sectores.

Con esto se obtiene una estimación teórica del potencial histórico de cogeneración industrial para el periodo de 1992 a 1997 y su tasa promedio de crecimiento

¹ La OCDE diferencia entre: 1) potencial de cogeneración industrial, 2) potencial de industrias muy grandes, por ejemplo del sector energético (large scale potencial), y 3) potencial del sector comercial, servicios y residencial o micro cogeneración (small scale potencial), además de estimarlo en base al potencial de excedentes eléctricos naturales o técnicos (sin combustible adicional o sin excedentes comerciales), (1998).

² Para el potencial de gran escala o del sector energético de México, José Manuel Muñoz, (1999).

³ Ver Metodología de evaluación del potencial nacional de cogeneración, pag. 7-9. Potencial nacional de cogeneración 1995, (CONAE 1996).

histórico, clasificado por tipo de sistema, sector industrial y nacional. Con estos resultados se determinan las bases de inicio del crecimiento promedio del potencial para realizar una proyección para el periodo 1998 - 2007.

3.1 CONSUMOS ENERGÉTICOS EN LA INDUSTRIA

Los procesos en la industria requieren de energía para dar inicio a los cambios en las materias primas o para el accionamiento de las máquinas. Las aplicaciones más comunes son en las operaciones de generación de fuerza, presión, fluido eléctrico, calentamiento de líquidos y de aire, cocido de alimentos, pastas, granos; esterilizado de envases, alimentos, medicamentos; secado de telas, madera, papel, servicios de calefacción cocina y baños, entre otras aplicaciones.

3.1.1 TIPOS DE PROCESOS

Los consumos térmicos en la industria estarán en función de las máquinas que estén operando dentro de la industria y éstas, en función del tipo de proceso productivo que se requiera. De esta forma cada industria demanda energía térmica en forma de calor o vapor para realizar las operaciones que requieren sus procesos. En la mayoría de las industrias el principal consumo térmico es el vapor, con excepción de la industria del cemento, del azúcar, y de la panificación, donde los hornos consumen la mayor parte de la energía térmica.

Cada empresa genera su propia energía, en situación opuesta al requerimiento eléctrico, la mayoría compra la energía eléctrica a un gran generador. Por esta característica los consumos industriales de combustibles es un gran indicador de los consumos térmicos de cada industria, ya que el uso es bien específico y se puede identificar con gran claridad. Así, el combustible es consumido en las zonas no críticas para la generación de vapor o agua caliente y el gas en las zonas críticas. La gama de combustibles usados industrialmente se limita a los aceites pesados, ligeros y gases.

Definimos cuatro tipos de industrias en la economía del país en función del tipo de vapor que generan, industrias de gran capacidad (industria eléctrica) que generan su vapor por encima de presiones de 600 psi (42 kg/cm² 4119.69 kPa); de alta capacidad (industria de la refinación y petroquímica) que generan su vapor entre las 300 y 600 psi (21 y 42 kg/cm²); de media capacidad (industria hulera, papelera, cartón) que generan su vapor entre 150 y 300 psi (10.5 a 21 kg/cm² 2059.84 kPa); y la industria y servicios de baja capacidad (industria de los alimentos, farmacéutica, bebidas, hotelera, hospitales) que genera su vapor entre 15 y 150 psi (1 a 10.5 kg/cm² , 101.325 a 1029.92 kPa).

Tabla 3.1 Tipos de presiones de vapor generadas en la industria

Tipo de industria	psi	kg/cm ²	Clasificación
Industria de gran capacidad	Más de 600	Más de 42	Gran presión
Industria de alta capacidad	300 a 600	21.5 a 41	Alta presión
Industria de mediana capacidad	150 a 300	10.5 a 21	Media presión
Industria de baja capacidad	15 a 150	1 a 10	Baja presión

Fuente: Propia



Desagregando los requerimientos de presión y temperatura para la generación de vapor de algunas empresas industriales de actividad muy común, éstos se ubican en los siguientes niveles como estándares:

Tabla 3.2 Tipo de vapor de uso en la industria

Industria	Tipo	psi	kg/cm ²	Temperatura °C
Lácteos	Saturado	90-120	6-8	150-180
Empaques	Saturado	180-240	12-16	190-230
Malta	Saturado	90-120	6-8	159-170
Celulosa	Saturado	210-270	14-18	195-207
Textil	Saturado	90-120	6-8	159-170
Farmacéuticas	saturado	90-120	6-8	159-170
Envasadoras	saturado	75-105	5-7	152-165
Empaquetadoras	saturado	105-135	7-9	165-175
Hotelería	saturado	75-105	5-7	152-165
Hospitales	saturado	60-90	4-6	143-159

Fuente: Propia

BAÑOS

Se requiere una presión de vapor de 5 a 10 psi (0.35 a 0.7 kg/cm²), la temperatura usual es de 43°C (110°F) y por cada caballo caldera se puede calentar 9.3 m² (100 ft²) de superficie de calefacción. Para una utilización continua de regaderas se estima 1 cc por regadera.

CEMENTERAS

El polvo de cemento contiene 5% de humedad, la cual se seca con vapor de 100 a 150 psi (7 a 10 kg/cm²). Para calcular el requerimiento de vapor, se relacionan kg/h de vapor por tonelada de polvo.

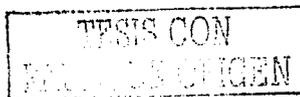
Tabla 3.3 kg/h de vapor a 135 psi (9 kg/cm²) por tonelada de polvo

% de humedad	Temperatura de los polvos			
	-6.7°C	-1.1°C	4.4°C	10°C
2	6.5	8.2	9.6	11.3
4	9.4	10.9	12.5	14.1
6	12.1	13.7	15.2	16.8
8	14.8	16.8	18.0	19.7
10	17.7	19.3	20.8	22.5

Fuente: Pag. 96-99 y 103-105 Manual Selmecc de calderas

CONCRETO

El concreto una vez colado y fraguado se somete a un proceso de curado a una temperatura de 150 °C durante dos o tres horas con la finalidad de desalojar la humedad contenida en las partes centrales, este proceso se realiza en intervalos de 5 minutos de calor por 20 de descanso. Los bloques de prefabricados después del curado pasan a un calentamiento rápido en hornos con vapor a 130 psi (8.8 kg/cm²), para calentar el horno entre 60 a 70 °C en tres horas, a continuación se mantiene el horno por otras tres horas manteniendo un incremento de temperatura de 15°C por hora. Como dato práctico se requieren por cada tonelada de concreto un CC en ciclos de tres horas.



LACTEOS

Las bateas con chaquetas de vapor para la fabricación de crema y quesos requieren de una presión de vapor de 105 psi (7 kg/cm², 709.27 kPa) y de 15.6 a 40.5 °C de calentamiento.

Tabla 3.4 Tipo de vapor de uso en la industria

kg de producto	CC
630	3.2
1820	6.3
3400	12
4220	14.5
6350	21

Fuente: Pag. 96-99 y 103-105 Manual Selmecc de calderas

La pasteurización y esterilización de leche requiere de vapor a 90 a 105 (6 - 7 kg/cm² y 160 a 165 °C) en una relación de 0.19 kg de vapor por cada litro de leche.

Tabla 3.5 Tipo de vapor de uso en la industria

Miles de litros de leche procesada	CC
100	100
500	300
1000	550
2000	1050

Fuente: Pag. 96-99 y 103-105 Manual Selmecc de calderas

ENLATADORAS DE ALIMENTOS

Equipo de 1.83 a 6.2 m de largo por 1.22 a 1.83 de ancho requieren de 15 a 25 CC; Las retortas de cocimiento están en el mismo rango.

PROCESADORAS DE ALIMENTOS

Los alimentos se cuecen en peroles de cobre, con chaquetas de vapor con una presión de 57 psi (3.9 kg/cm²), el tiempo de cocido se requiere que sea rápido, unos 7 minutos para alcanzar la temperatura de 106°C y evaporar un 20% de agua. Para cálculos rápidos se pueden tomar los siguientes datos:

Tabla 3.6 Consumo de potencia CC

kg de alimento	Tiempo de cocimiento minutos				
	7	15	20	30	60
11.2	3	1.5	1	.75	.5
22.7	6	3	2	1.5	.75
45.3	12	6	4	3	1.5
68	17	8	6	4	2
91	23	11	8	6	3
112	28	13	10	7	3.5
136	34	16	12	8	4

Fuente: Pag. 96-99 y 103-105 Manual Selmecc de calderas

PLANTAS DE ASFALTO

Normalmente se usa una presión de vapor de 129 a 150 psi (8.8 a 10.5 kg/cm²), para calentar asfalto de 149 a 155 °C. En general se requieren 2 CC por cada 4000 litros de asfalto y 5 CC por cada 30 m de tubo de 3 plg de diámetro con chaqueta de vapor.

TESIS CON
FALLA DE CUBIEN

PAPELERAS Y CARTONERAS

El proceso implica secar el papel en tambores rotativos calientes; la presión de vapor en máquinas es de 184 a 213 psi (12.5 a 14.5 kg/cm²). El proceso se realiza en una serie de tambores en los cuales la temperatura se va aumentando gradualmente para tener un buen secado. Los cálculos se realizan en base a que por cada kg de papel producido se requieren 8 kg de vapor.

LLANTERAS

La expansión y moldeo de las llantas requieren de vapor a una presión 206 a 235 psi (14 -16 kg/cm²), el requerimiento de capacidad se determina en base a la siguiente tabla:

Tabla 3.7 Consumo de potencia CC por tamaño de llanta

Producción de llantas	600-13 650-15 700-15	600-20 700-200 900-16	750-20 1000-20	1200-24 1400-20	Equipo Pesado
100	100	150	200	250	1000
500	500	750	1000	1250	5000
1000	1000	1500	2000	2500	10000
2000	2000	3000	4000	5000	20000

Fuente: Pag. 96-99 y 103-105 Manual Selmecc de calderas

HORNOS POR RADIACIÓN

Se calculan en base al diámetro y la superficie de radiación, o sea, por cada m² se requieren 1.5 kg de vapor.

HOSPITALES

Utilizan vapor a una presión de 47 a 103 psi (3.2 a 7 kg/cm²), en las siguientes tablas se especifican algunos equipos y demandas:

Tabla 3.8 Consumo de potencia para esterilización

ESTERILIZADORAS CILÍNDRICAS DE ROPA	
Tamaño en plg.	CC
12x20	½
14x22	0.6
16x24	0.6
16x30	0.7
16x36	0.8
16x48	1
16x60	1.3
20x28	1.0
20x36	1.2
20x48	1.3
Esterilizadoras de tensilios	
20x16x16	1.6
24x20x20	2.5
Esterilizadoras de instrumental	
18X9X7	1.3
20X10X8	1.6
22X17X10	2
24X16X10	2.2

Fuente: Pag. 96-99 y 103-105 Manual Selmecc de calderas

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El consumo de calor, referido al vapor, engloba la generación de vapor de baja presión (BP), media presión (MP) y alta presión (AP). La determinación de la generación de vapor por nivel de energía es un tanto muy complicado debido a que la industria genera el vapor en rangos de presiones de trabajo que van desde 15 hasta 600 psi o en algunos casos por encima de este valor. Sin embargo se propone sobre la base de la experiencia en la venta, instalación y mantenimientos de sistemas de generación de vapor, el uso de una media ponderada en función de la distribución porcentual de industrias operando con vapor de BP, MP, AP.

La eficiencia de generación implica las formas de utilización de los recursos y es una característica inherente a cada sistema o planta de generación de vapor. Ya que interviene en ella desde el tipo de equipo, diseño de la instalación, equipos auxiliares y condiciones locales de trabajo. Para equipos ya instalados y dadas las características tecnológicas de las plantas industriales del país y dado que de realizarse la cogeneración, ésta estaría planeada con la mejor eficiencia, dada por las tecnologías más modernas, ésta se ajusta a 82.7% como promedio para los diversos tipos de generadores de vapor. Los flujos de combustible son función de la capacidad de generación y suman el consumo total de estos combustibles en el periodo de evaluación. Los poderes caloríficos de estos combustibles se indican en el anexo B.

Estableciendo los valores de eficiencia de generación y poderes caloríficos, ahora⁴ es posible determinar la energía utilizada para la obtención de vapor y relacionando esta energía con la energía contenida en una unidad de vapor específico se puede obtener el número de unidades específicas de vapor que se pueden obtener con ese nivel de energía.

Tabla 3.9 Ramas industriales y uso del energético

Industria	Equipo
Petroquímica	Calderas
Química	Calderas
Azúcar	Calderas
Celulosa y papel	Calderas
Fertilizantes	Calderas
Cerveza y malta	Calderas
Aguas envasadas	Calderas
Hule	Calderas
Tabaco	Calderas
Minería	Calderas
Construcción	Calderas
Automotriz	Calderas/horno
Aluminio	Hornos
Cemento	Hornos
Vidrio	Hornos
Siderurgia	Hornos

Fuente: Propia

⁴ Sobre la base de la información que se puede obtener en las fuentes que reportan consumos de combustibles para diferentes sectores y regiones como El balance Nacional de Energía. Debido a la dificultad para contar con datos más precisos y en forma más desagregada, se recurre a la fuente de información más accesible y confiable con que se dispone. La ideal sería trabajar con datos obtenidos en censos realizados en las industrias consumidoras de calor y electricidad.

De estas ramas con potencial de cogeneración se puede apreciar que la Petroquímica presenta grandes posibilidades, al igual que minería, construcción, automotriz (su proceso no requiere de calor en forma intensiva, es mínimo). Así es factible estimar un potencial de cogeneración sobre la base del vapor y otro sobre la base del calor, posteriormente agruparlos con sus respectivas características.

Tabla 3.10 Combustibles de uso en el país

Gas natural	Petrolíferos	Combustibles sólidos
Gas no asociado	Gas L.P.	Leña
Gas	Gasolina	Bagazo
	Kerosina	Coque
	Diesel gasóleo	
	Combustóleo	

Fuente: Datos de los Balances Nacionales de Energía

De estos combustibles la industria y los servicios hacen uso de en forma común para la generación de calor, de gas natural, gas L.P., diesel/gasóleo, combustóleo y bagazo.

3.1.2 OFERTA Y CONSUMO DE ENERGÍA

La política de usos energético del país apunta a la sustitución del combustóleo por el gas natural, de tal forma que en diez años se vea invertido el consumo de estos dos energéticos. Esta política como se ve en la tabla no ha dado resultados en el sector industrial, ya que el combustóleo se mantiene y crece un poco respecto al gas. Esto es debido en lo fundamental a que la infraestructura del gas natural es escasa, a mediados de 1999 comenzó a construirse la infraestructura en aquellas zonas industriales que no contaban con este recurso, así que la tendencia del cambio a gas deberá comenzar a reflejarse hasta finales del 2001.

Tabla 3.11 Distribución del consumo de combustible para la generación eléctrica

	1992	1993	1994	1995	1996
Total (PJ)	948.607	987.080	1.163.504	1.125.477	1.175.939
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Combustóleo	69.2%	67.4%	68.3%	61.9%	61.1%
Gas natural	16.5%	15.5%	15.5%	16.5%	16.3%
Carbón	8.6%	10.5%	11.0%	12.5%	14.5%
Uranio	4.4%	5.4%	4.1%	8.3%	7.3%
Diesel	1.3%	1.2%	1.1%	0.9%	0.8%

Fuente: Elaboración propia con datos de los Balances Nacionales de Energía.

En el sector energético de la generación eléctrica si se aprecia y se ven los resultados de la política de sustitución del combustóleo, aunque el cambio a gas aún no se refleja en el monto del consumo, ya que se mantiene casi constante su consumo en el quinquenio. Por otro lado el consumo de diesel decrece considerablemente y el consumo de carbón crece considerablemente.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 3.12 Distribución de la capacidad efectiva de generación eléctrica pública MW

	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Hidro	7,932	8,171	9,121	9,329	10,034	10,034
Termoeléctrica	12,787	12,574	13,274	13,594	14,294	14,282
Combustión	149	149	149	128	121	121
Turbogas	1,777	1,777	1,777	1,682	1,675	1,675
CC	1,818	1,818	1,898	1,890	1,912	1,942
Geotérmica	730	740	753	753	744	750
Carboeléctrica	1,200	1,900	1,900	2,250	2,600	2,600
Nucleoeléctrica	675	675	675	1,309	1,309	1,309
Dual		1,400	2,100	2,100	2,100	2,100
Total público	27,068	29,204	31,647	33,035	34,789	34,813
Total privado	3,380	3,329	6,901	6,902	6,902	6,902
Total nacional	30,448	32,533	38,548	39,937	41,691	41,715

Fuente: Elaboración propia con datos de los Balances Nacionales de Energía. CC: Ciclo Combinado

El crecimiento de la capacidad de generación se aprecia con crecimiento hasta el año de 1995, después de ahí casi no crece. Situación que coincide con el cambio en la política de impulso de las energías renovables.

Tabla 3.13 Distribución de la capacidad efectiva de generación eléctrica nacional MW

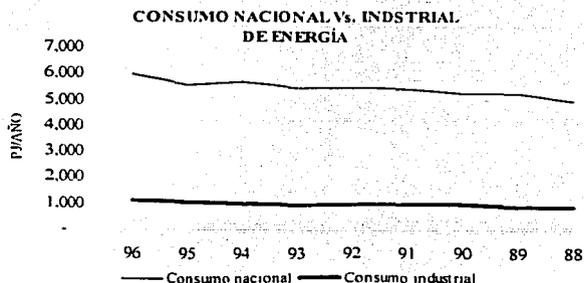
	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Total nacional	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Total público	88.9%	89.8%	82.1%	82.7%	83.4%	83.5%
Total privado	11.1%	10.2%	17.9%	17.3%	16.6%	16.5%

Fuente: Elaboración propia con datos de los Balances Nacionales de Energía.

A partir de 1994 la capacidad de generación privada incluida la de Pemex sufre un fuerte incremento, debido a que en ese año su valor es reportado por estimaciones de la presidencia de la república. Este nivel de participación (el anterior a las estimaciones) del 10% respecto al total nacional, es el nivel deseado en el corto y mediano plazo para que la propia cogeneración posea, ubicándose así en los niveles internacionales medios.

Por otro lado se ve que el crecimiento del consumo industrial permanece casi constante mientras que el consumo nacional, sí crece, movido por el incremento en la demanda del sector residencia, y comercial.

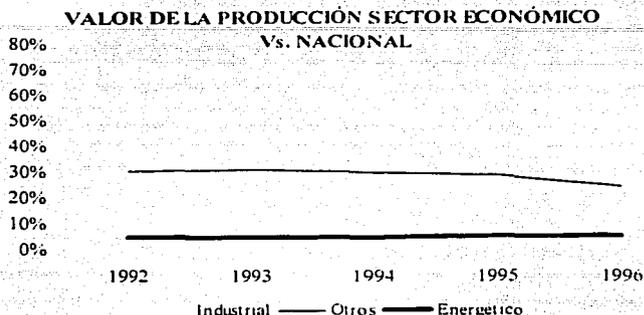
Fig. 3.1



Fuente: Elaboración propia

En esta gráfica del comportamiento del valor de la producción se ve como el valor de la producción de energía se mantiene constante mientras que el valor de la producción industrial crece y en la gráfica anterior se aprecia como su consumo industrial permanece constante, por tanto en este periodo se registro un decremento en la intensidad energética industrial, es decir se hizo más eficiente su uso.

Fig. 3.2



Fuente: Elaboración propia. Con datos del INEGI. Sistema de cuentas nacionales de México. Cuentas de bienes y servicios. 1988-1996. pag.3 esedm'98 y pag. 74 bnde'96

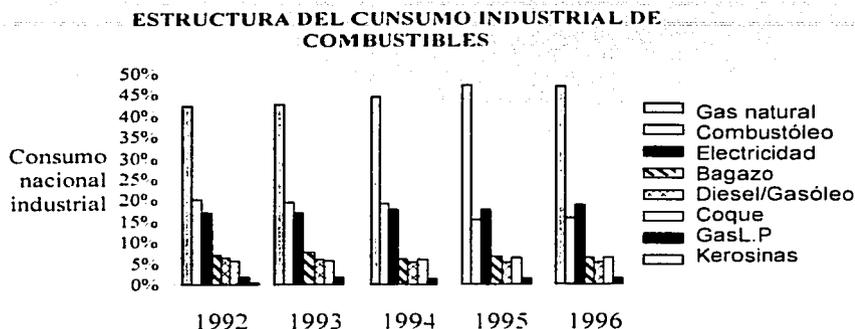
Las energías secundarias como la electricidad y el vapor son fuentes energéticas de uso final para el alumbrado y los servicios, la iluminación residencial, pública y comercial se realiza con el fluido eléctrico generado a partir de los combustibles, los servicios de la calefacción, agua caliente, vapor sauna, lavandería, se realiza con vapor y máquinas alimentadas con vapor. En el sector agropecuario los requerimientos energéticos se realizan tanto con energía primaria como con secundaria, para mover los tractores, maquinaria agrícola y algunos procesos de secado y cocido.

El sector industrial de bienes y servicios, al igual que el agropecuario, hace uso, pero en forma más compleja y diversificada, de las dos formas de energías. Utilizando los combustibles para mover los vehículos de reparto, generar electricidad en las plantas de emergencia, alimentar a las calderas y hornos. El fluido eléctrico para sus servicios de iluminación, equipo de oficina, motores eléctricos de procesos, hornos eléctricos, compresores, transformadores, sub estaciones, y sistemas electrónicos de control.

El consumo industrial de algunas ramas se compone de los mismos combustible, sólo que el uso es diferente, su finalidad es generar calor de fundición o de coció en hornos, estos consumos pertenecen a procesos de cola desde el punto de vista de la cogeneración.

Los datos de consumos anuales de combustibles en la industria y los de electricidad servirán de base para evaluar el potencial de cogeneración industrial, así como base para el desarrollo de los posibles niveles de crecimiento de esta actividad considera dentro de las energías renovables, que estrictamente no debería ser así.

Fig. 3.3



Fuente: Elaboración propia, datos de los Balances Nacionales de Energía.

Agrupando los consumos de los diferentes combustibles industriales se percibe el gas natural como el principal energético de consumo nacional seguido por la electricidad, recientemente.

Tabla 3.14 Consumo de energía sector industrial PJ/año sin combustible para generación eléctrica

	96	95	94	93	92	91	90	89	88
Gas L.P.	17.7	17.1	18.6	17.9	17.5	16.0	15.2	14.4	13.8
Diesel/gasóleo	68.6	64.6	63.1	67.8	69.7	47.8	42.1	39.6	38.2
Combustóleo	212.3	191.3	229.9	220.4	223.7	238.3	265.1	253.0	219.8
Gas natural	537.2	525.5	482.9	439.8	428.1	454.3	415.3	371.9	402.6
Total combustibles	835.7	798.4	794.4	745.9	739.0	756.5	737.6	678.9	674.4
Electricidad	252.4	224.3	212.8	195.2	190.2	187.9	185.3	178.2	166.0
Total energía	1088.1	1022.7	1007.2	941.1	929.2	944.4	922.9	857.2	840.4
Combustible	76.8%	78.1%	78.9%	79.3%	79.5%	80.1%	79.9%	79.2%	80.3%
Electricidad	23.2%	21.9%	21.1%	20.7%	20.5%	19.9%	20.1%	20.8%	19.7%

Fuente: Elaboración propia, datos de los Balances Nacionales de Energía.

Por último observamos (tabla 3.14) que el consumo de energía en la industria representa un quinto de electricidad y un cuatro de combustibles. Así que la relación calor electricidad para la industria, en forma general podría ser de 4, con una tendencia ha aumentar ya que el consumo de electricidad crece más rápidamente que el de los combustibles. Predominio de las plantas maquiladoras en la industria, en los últimos años.

Considerando el consumo total de energía destinado al sector industrial, con base en el consumo de combustible que CFE tiene para generar la electricidad de consumo industrial. Se obtiene la siguiente relación, asumiendo una eficiencia de generación promedio de 35% para las plantas de CFE.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

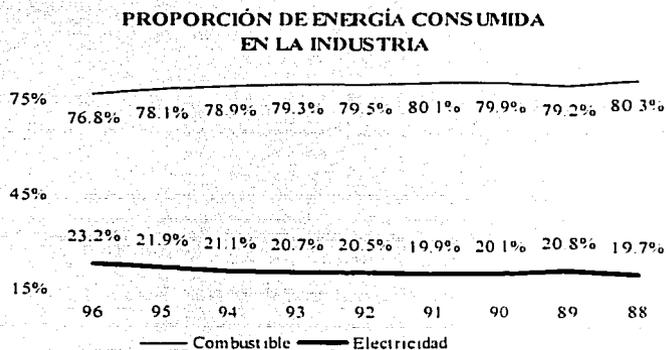
Tabla 3.15 Consumo de energía sector industrial PJ/año
Con combustible para generar electricidad

	96	95	94	93	92	91	90	89	88
Gas L.P.	17.7	17.1	18.6	17.9	17.5	16.0	15.2	14.4	13.8
Diesel/gasóleo	68.6	64.6	63.1	67.8	69.7	47.8	42.1	39.6	38.2
Combustóleo	212.3	191.3	229.9	220.4	223.7	238.3	265.1	253.0	219.8
Gas natural	537.2	525.5	482.9	439.8	428.1	454.3	415.3	371.9	402.6
Total combustibles	835.7	798.4	794.4	745.9	739.0	756.5	737.6	678.9	674.4
Total combustible electricidad	601.0	534.0	506.7	464.7	452.8	447.3	441.1	424.4	395.2
Electricidad	252.4	224.3	212.8	195.2	190.2	187.9	185.3	178.2	166.0
Total energía	1436.7	1332.4	1301.1	1210.6	1191.8	1203.8	1178.7	1103.3	1069.6
Combustible	58.2%	59.9%	61.1%	61.6%	62.0%	62.8%	62.6%	61.5%	63.1%
Electricidad	17.6%	16.8%	16.4%	16.1%	16.0%	15.6%	15.7%	16.2%	15.5%

Fuente: Elaboración propia, datos de los Balances Nacionales de Energía.

Si el objeto fuera comparar el impacto de la cogeneración en las intensidades energéticas y de emisores de las plantas industriales antes de la cogeneración es necesario poder establecer los niveles o valores de estos índices para compáralos antes y después y ver cuánto se logro de mejora.

Fig. 3.4



Fuente: Elaboración propia, datos de los Balances Nacionales de Energía.

La tendencia en el consumo de energía (fig. 3.4), tanto eléctrica como de combustibles, para el sector industrial se muestra con un ligero incremento en el uso de la electricidad, por lo que no se aprecia ninguna incidencia en la intensidad energética, debida a algún cambio estructural, mejora en la eficiencia, a una combinación o incremento en la economía de escala. Se aprecia una tendencia hacia la reducción en el consumo de combustibles 3.5% y un crecimiento del uso de la electricidad 3.5% para el periodo 88-96.

Con los elementos expuestos hasta este momento, como son eficiencias de generación, rangos de implementación de los diferentes arreglos de esquemas de cogeneración y con los consumos de combustibles de uso para generación de calor y los consumos eléctricos industriales reportados en los balances nacionales de

TESIS CON
FALLA DE CUBIERTA

energía para las ramas industriales, se procederá a evaluar el potencial máximo de cogeneración de estos sectores que representan una buena parte del nacional, en forma global.

3.2 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE COGENERACIÓN INDUSTRIAL

El presente análisis se enfocará en establecer los niveles de generación de vapor (esquema superior) y niveles de calor (esquema inferior), tomando en cuenta la capacidad de los equipos. Los combustibles utilizados para dicha generación, las condiciones de operación y funcionamiento de dichos equipos, así como los niveles de producción de las empresas que hacen uso de estos energéticos. Con esto se pretende estimar el potencial de generación de energía térmica y eléctrica dentro de un mismo proceso, sobre la base de su consumo energético.

ALCANCES

- Estimar el potencial de cogeneración teórico por desarrollar en las empresas industriales, sobre la base de un método indirecto referido a los consumos industriales de combustibles
- Evaluación de los consumos energéticos industriales por sectores
- Establecimiento de eficiencias prácticas de generación de requerimientos de calor en la industria nacional, para calor y electricidad convencional y de cogeneración.
- Caracterización de los niveles Q/E para los sectores, estados y nacional.

LIMITES

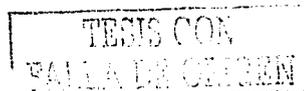
- Aunque basado en datos prácticos y estadísticos, es un ejercicio teórico.
- Los resultados obtenidos son parámetros de referencia, comparables con otros datos similares obtenidos de otra forma.
- El carácter general de la información de origen, transfiere esta característica a los resultados, es muy difícil individualizar.
- La estructura, confiabilidad y actualización de la fuente de datos, es a su vez la confiabilidad de los resultados obtenidos, la metodología es el puente entre los datos y los resultados de la estimación.

ELEMENTOS DE DESARROLLO

- Tipos de procesos
- Condiciones de generación de vapor
- Combustibles de uso industrial
- Consumos energéticos por sectores industriales
- Generación de energía térmica
- Potencialidades de arreglos de esquemas de cogeneración
- Evaluación de los potenciales de cogeneración

TÉRMINOS

Potencial de cogeneración: Capacidad de generación de electricidad en un proceso industrial a partir de sus requerimientos energéticos, en base al concepto de excedentes naturales o técnicos, para una empresa, un sector, un estado, una región y el país.



Calor: Demanda de energía térmica contenida en el vapor a condiciones de generación (m, T, P) o radiada y contenida en los gases calientes a condiciones de aplicación (m, T).

Electricidad: Demanda de energía eléctrica consumida por la instalación para consumo (potencia y voltaje).

Nivel energético: Cantidad de energía contenida en los vectores energéticos.

Industria: Empresas industriales de los sectores de la transformación, manufactura, excluido CFE, PEMEX, LYF.

Combustibles de uso industrial: Combustibles que son utilizados por las máquinas de las empresas para generar sus requerimientos de calor, como el combustóleo, gasóleo, diesel, gas natural, gas L.P., gabazo.

Tonelada de vapor: Referencia de la capacidad de generación de calor en términos de la producción de vapor saturado de baja energía, considerando la definición de caballo caldera (CC).

$$\frac{ton}{h} = 63.89CC = 151.05 \frac{kcal}{h} = 632.07kW$$

Para la estimación del potencial de cogeneración, se considera una eficiencia media de generación de vapor de 82.7% en la industria, en vez de 78% como se ha venido haciendo; esto es para hacer que el cálculo se base en la media entre la eficiencia de 78% y 84% convencionales entre las cuales podría estar ubicándose durante los siguientes 18 años a considerar para determinar el potencial histórico de 1992 a 1997 y el futuro de 1998 al 2020.

De igual modo se considera una eficiencia de generación eléctrica de 42% dado que en este periodo sobre todo de 1998 a 2010 la capacidad nueva de generación eléctrica del país igualará a la existente, y será construida con mejores eficiencias en base a tecnologías de ciclo combinado. Con esto se esperaría que la eficiencia media pase de 35 a 42%, es un valor exigente, pero intentará reflejar un cambio en la generación pública que deberá casi duplicar su capacidad actual. Además el uso de estos valores hará que el potencial así obtenido sea un poco conservador, ya que usar 78% y 35% crea mayores niveles de recuperación de energía y por tanto aumenta el potencial de cogeneración.

3.2.1 EJEMPLO PARA UNA RAMA INDUSTRIAL

En forma general, el consumo de energía en la industria de la celulosa y el papel en el año de 1996 fue de 37.6 PJ/año equivalentes a 1,190.8 ⁵MWE de combustible para generar vapor tomando como base los combustibles usados para generación de vapor en sus procesos industriales.

⁵ Mega watts de energía (MWE) Mega watts de eléctricos (MWE) Mega watts de térmicos (MWT)

Tabla 3.16 Potencial de cogeneración histórico

sector industrial	total térmico		potencial de consumo térmico		total eléctrico		potencial de consumo eléctrico	
	PJ/año	MWE	PJ/año	MWe	PJ/año	MWe	Q/E	
CELULOSA Y PAPEL								
1992	38.7	1,228.4	9.8	311.4	3.9			
1993	37.9	1,201.5	9.6	304.6	3.9			
1994	39.2	1,243.6	9.9	315.3	3.9			
1995	31.7	1,006.6	9.2	292.2	3.4			
1996	37.6	1,190.8	9.7	308.7	3.9			

Fuente: Elaboración propia

Proporción de consumo de energía en la rama de la celulosa y papel, sin considerar el combustible usado para generar la electricidad:

79.41% de combustible Vs. 76.8% nacional
 20.59% de electricidad Vs. 23.2% nacional

La generación de vapor fue de $(1190.8)(0.827)^6 = 984.79$ MWT

Pérdida de combustible de 206.01 MWE, La industria consumió 308.7 MWE

Por lo que el consumo de combustible fue de $308.7/0.42^7 = 735$ MWE
 El consumo de energía de esta industria fue de $735 + 1190.8 = 1925.8$ MWE

Con una eficiencia de $1293.49/1925.8 = 67.16\%$, para cubrir el 100% de la demanda eléctrica y térmica.

Si el consumo de energía de esta industria se alimenta a un esquema de cogeneración promedio basado en el 100% de abasto térmico, se tendrá la siguiente proporción en excedentes eléctricos:

$(1925.8)(1-0.827) = 333.16$ MWE pérdida en la transformación a energía térmica

Considerando pérdidas en la generación eléctrica:

$(1925.8-984.79-333.16)(0.85)(0.96)^8 = 496.01$ MWe Generación de electricidad
 $1925.8-984.79-333.16-496.01 = 111.84$ MWE Pérdida de generación eléctrica
 Con una eficiencia de $1293.49/1925.8 = 76.89\%$

Para cubrir el 100% de la demanda térmica y 160.8% de la demanda eléctrica (en vez de 181.9%⁹ con 78% y 35%)

Generación	¹⁰ C	CO ¹¹	Proporción
MWt	984.79	984.79	100%
MWe	308.7	496.01	160.8%

⁶ Eficiencia media de generación de vapor, que se estima pueda esperarse. Pag 82 y 106

⁷ Eficiencia media de generación eléctrica, que se estima pueda esperarse. Pag. 82

⁸ Eficiencia media del generador eléctrico, que se estima pueda esperarse.

⁹ Tabla 2.47 potencialidad de esquema superior. Pag. 87. 78% eficiencia de vapor y 35% eficiencia eléctrica

¹⁰ Convencional

¹¹ Cogeneración

Mejora en la eficiencia 9.73%, excedentes eléctricos 60.8%, potencial de cogeneración de esta industria 496.01 MWE

El consumo de energía evitado para el país esta dado por los 60.8% de excedentes eléctricos que se introducen a la red y que CFE deja de generar y que no son cubiertos por otro productor. En la práctica CFE deja de generar 100% de la demanda industrial cogenerada. Pero como este consumo de energía se transfiere de CFE al cogenerador, el país aquí no ve ninguna disminución en el consumo de combustible, pero el 60.8% de excedentes si se deja de producir en CFE y se produce en la planta del cogenerador con el mismo consumo de combustible anterior. Por lo tanto el país ve una disminución en el consumo de energía, sin variar el consumo de electricidad que demanda el país. Situación que puede ser afectada con otro tipo de acción, como mejorar la eficiencia de uso de la energía eléctrica con nuevos procesos y máquinas más eficientes. Por tanto 60.8% de excedentes eléctricos representan para esta industria en año de 1996 un consumo evitado al país de:

$$496.01 - 308.7 / 0.42 = 445.97 \text{ MWE}$$

Que CFE deja de consumir al suplir esta generación con excedentes, el ahorro es equivale a 14.1 PJ/año. Así el país incurre en un ahorro del recurso energético y de las emisiones evitadas al no quemar este combustible. Este ahorro representa $14.1 / 37.6 = 37.5\%$ del consumo de combustible para generar vapor en esta industria o $14.1 / 460.43 = 3.06\%$ del consumo de las ramas industriales con generación de vapor. De esta forma se buscará que los esquemas de cogeneración optimicen el uso de esta energía, bajo la integración de ambos procesos, cubriendo el 100% de la demanda térmica, o el 100% de la demanda eléctrica y con excedentes de vapor y/o electricidad.

3.2.2 EJEMPLO PARA UN SECTOR INDUSTRIAL

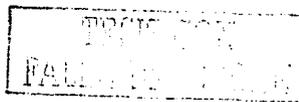
Como ejemplo, el consumo de energía del sector industrial proveniente de estos combustibles de uso para generación de vapor, en el año de 1996⁸ fue del orden de los 460.432 PJ equivalentes a una demanda de 14,600 MWE

Tabla 3.17 Consumo de energía para generación de vapor

sector industrial	Gas L.P.	Diesel y Gasóleo	Combustóleo	Gas Natural	Total	Potencial de consumo térmico
1996	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	MWE
Química	0.583	4.959	42.909	61.563	110.014	3,489
Azúcar	0	0.033	37.466	0	37.499	1,189
Celulosa y papel	0.227	4.121	13.945	19.259	37.552	1,191
Fertilizantes	0.000	0.122	3.883	9.251	13.256	420
Cerveza y malta	0.037	0.358	4.481	6.817	11.693	371
Aguas envasadas	0.574	2.470	1.151	1.722	5.917	188
Hule	0.004	0.837	0.518	2.500	3.859	122
Tabaco	0	0.004	0.054	0.241	0.299	9
Otras ramas	12.174	42.813	0.144	185.212	240.343	7,621
Total	13.5990	55.7170	104.5510	286.5650	460.4320	14,600.20

Fuente: Elaboración propia

⁸ Sección anterior. Balance nacional de energía 1993, SE



Los 14,600 MW (en la tabla 3.17) que representan el consumo para ese año, no reflejan el factor de planta, pero tomando éste como de 0.84, el potencial máximo de consumo a 100% de capacidad instalada sería de 17,381 MWE de energía para generar vapor. Otra forma de ejemplificar la generación de vapor en función del consumo de energía es descontando al consumo anual total de energía en el sector industrial, los consumos anuales de energía que no se destinan a la generación de vapor.

Tabla 3.18 Máximo consumo promedio evitado de energía con sistemas de cogeneración cubriendo el 100% de la demanda de vapor Sistema superior

Año 96	Consumo total combustible para vapor MWe	Vapor MWt	Pérdida MW	Electricidad ad MWe	Pérdida MW	Generación total vapor electricidad MW	Pérdida total vapor electricidad MW	Consumo total energía vapor electricidad
CONVENCIONAL	14600.00	12069.33	2530.67	5833.43	8055.69	17902.76	10586.36	28489.12
% ABASTO	100%			160.6%				
COGENERACIÓN	28489.12	12069.33	4938.11	9369.04	2112.63	21438.38	7050.74	28489.12
AUMENTO EN LA GENERACION OBTENIDA		0.0%		60.6%		19.7%		

Fuente: Elaboración propia

Pero como el objetivo aquí es determinar el potencial máximo de aprovechamiento de la cogeneración en base al consumo de calor, se evaluará el consumo de calor. Con él cual podría obtenerse el máximo potencial de generación eléctrica bajo condiciones promedio de cogeneración. Así se evaluaría aquí el arreglo que permite la satisfacción del 100% de calor y proporciona los máximos excedentes eléctricos, que podría ser uno de los objetivos de la cogeneración industrial en la satisfacción de la capacidad futura de generación eléctrica, como apoyo a la CFE.

Tabla 3.19 Potencial de cogeneración eléctrico máximo

Aumento en la generación global C Vs. CO	19.7%	
Mejora en la eficiencia C Vs. CO	12.4%	
Consumo evitado país ^a	8,418.13	MW combustible
Excedente vapor	0.00	MW
Excedente eléctrico	3535.61	MWe
Potencial de cogeneración eléctrico sector industrial 1996	9,369.04	MW

Con 42% de eficiencia eléctrica y 82.7 eficiencia térmica

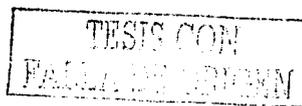
A: Referido al combustible que se deja de usar en CFE para generar las unidades eléctricas

Aumento en la generación global C Vs. CO	27.7%	
Mejora en la eficiencia C Vs. CO	15.3%	
Consumo evitado país	13,642.13	MW combustible
Excedente vapor	0.00	MW
Excedente eléctrico	4774.75	MWe
Potencial de cogeneración eléctrico sector industrial 1996	10,608.18	MW

Con 35% de eficiencia eléctrica y 78 eficiencia térmica

A: Referido al combustible que se deja de usar en CFE para generar las unidades eléctricas 12% de incremento en el potencial

Fuente: Elaboración propia



Para determinar el potencial de consumo térmico en los sistemas inferiores, se toma como consideración que el potencial térmico proveniente de la generación de temperatura, no puede ser sustituido por algún proceso de rechazo de calor. Así que el concepto de potencial de cogeneración para el 100% de la demanda térmica, aquí cambia por el potencial de cogeneración para el máximo abastecimiento de carga eléctrica.

Tabla 3.20 Consumo de energía para generación de temperatura

Sector industrial	Coque	Gas L.P.	Diesel y Gasóleo	Combustóleo	Gas Natural	Total	Potencial de consumo temperatura
1996	P./año	P./año	P./año	P./año	P./año	P./año	MWt
Aluminio		0.137			3.515	3.652	116
Vidrio	0.924	0.088	1.591	1.831	21.652	26.086	827
Minería	5.026	2.251	4.94	6.686	28.736	47.639	1.511
Cemento				73.914	10.268	84.182	2.669
Siderurgia	79.84	0.426	1.245	23.25	106.155	210.916	6.688
TOTAL						372.475	11.811

Fuente: Elaboración propia

El consumo de energía del sector industrial de uso para generación de temperatura para el año de 1996⁹ fue del orden de los 372.475 PJ, equivalente (tabla 3.20) a una demanda de 11,811 MW. Los 11,811 MW representan el consumo para el año, ajustando al 100% de factor de planta, el consumo térmico es de 14,061 MW. Ahora el potencial de cogeneración eléctrico es de 7.8¹⁰% del consumo térmico, siendo de 1097 MW.

Tabla 3.21 Potencial de cogeneración eléctrico máximo sobre la base del consumo de combustible para generación de temperatura

Mejora en la eficiencia C Vs. CO	9.7%	
Consumo evitado	2,716.53	MW combustible
Excedente calor	0.00	MW
Potencial de cogeneración eléctrico sector industrial 1996	1,140.94	MW

Fuente: Elaboración propia

De ésta forma establecemos un potencial de cogeneración nacional de 10,509.9 MWe para el año de 1996. Y un ahorro de combustible de 11,134.6 MWE en energía que ya no requeriría el país (la red o CFE) para generar los MWE excedentes equivalentes por otro medio. El potencial nacional de cogeneración a 1996 con un factor de planta de 100% sería de 12,816.9 MWe y 13,578.78 MWe.

3.2.3 POTENCIAL INDUSTRIAL DE COGENERACIÓN

Las siguientes tablas (3.23 Y 3.24) indican los valores de consumo de combustibles en el sector industrial que realiza procesos de generación de vapor en forma directa, y las ramas que no realizan generación de vapor, pero que podrían generarlo para usarlo posteriormente en la generación de electricidad.

⁹ Balance nacional de energía 1993. SE

¹⁰ De Horno - HRSG 7.8%

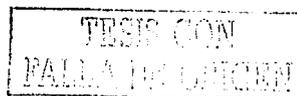


Tabla 3.22 Consumo de energía sector industrial
SISTEMA SUPERIOR

Sector industrial	bagazo	gas L.P.	diesel y gasóleo	combustóleo	G.N.	Total	Consumo térmico	Electricidad
	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	MW	PJ/año
QUIMICA	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	MW	PJ/año
1992	0	0.501	4.188	38.991	52.769	96.449	3.058	16.438
1993	0	0.509	4.252	39.576	53.56	97.897	3.104	16.686
1994	0	0.569	4.769	44.404	60.094	109.836	3.483	18.72
1995	0	0.558	4.745	39.299	58.912	103.514	3.282	18.355
1996	0	0.583	4.959	42.909	61.563	110.014	3.489	19.181
AZÚCAR	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	MW	PJ/año
1992	77.481	0	0.012	40.737	0	118.23	3.749	0.209
1993	86.012	0	0.032	35.248	0	121.292	3.846	0.431
1994	72.148	0	0.024	29.767	0	101.939	3.232	0.373
1995	84.032	0	0.03	35.11	0	119.172	3.779	0.461
1996	83.247	0	0.033	37.466	0	120.746	3.829	0.486
CELULOSA Y PAPEL	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	MW	PJ/año
1992	0	0.231	4.16	14.915	19.432	38.738	1.228	9.82
1993	0	0.227	4.069	14.589	19.006	37.891	1.202	9.607
1994	0	0.235	4.212	15.098	19.673	39.218	1.244	9.942
1995	0	0.216	3.901	9.396	18.231	31.744	1.007	9.215
1996	0	0.227	4.121	13.945	19.259	37.552	1.191	9.734
FERTILIZANTES	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	MW	PJ/año
1992	0	0	0.084	1.142	6.15	7.376	234	0.724
1993	0	0	0.151	2.649	8.832	11.632	369	1.478
1994	0	0	0.111	4.013	8.61	12.734	404	1.377
1995	0	0	0.064	3.013	8.335	11.412	362	1.62
1996	0	0	0.122	3.883	9.251	13.256	320	1.674
CERVEZA Y MALTA	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	MW	PJ/año
1992	0	0.032	0.41	4.268	5.434	10.144	322	1.134
1993	0	0.033	0.418	4.363	5.554	10.368	329	1.16
1994	0	0.036	0.346	4.59	6.24	11.212	356	1.532
1995	0	0.095	0.044	3.2545	5.682	9.0755	288	1.489
1996	0	0.037	0.358	4.481	6.817	11.693	371	1.507
AGUAS ENVASADAS	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	MW	PJ/año
1992	0	1.456	4.359	0.843	0.543	7.201	228	1.352
1993	0	0.624	2.653	1.328	1.877	6.482	206	2.156
1994	0	0.66	2.844	1.404	1.982	6.89	218	2.277
1995	0	0.565	2.432	1.135	1.695	5.827	185	1.947
1996	0	0.574	2.47	1.151	1.722	5.917	188	1.979
HULE	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	MW	PJ/año
1992	0	0.004	0.493	0.589	3.143	4.229	134	0.992
1993	0	0.004	0.656	0.533	1.944	3.137	99	0.925
1994	0	0.004	0.776	0.509	2.317	3.606	114	1.009
1995	0	0.004	0.733	0.356	2.189	3.282	104	0.953
1996	0	0.004	0.837	0.518	2.5	3.859	122	1.089

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABACO	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	MW	PJ/año
1992	0	0	0.004	0.064	0.245	0.313	10	0.151
1993	0	0	0.004	0.06	0.23	0.294	9	0.138
1994	0	0	0.004	0.06	0.241	0.305	10	0.147
1995	0	0	0.004	0.053	0.236	0.293	9	0.161
1996	0	0	0.004	0.054	0.241	0.299	9	0.164
OTRAS RAMAS	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	MW	PJ/año
1992	0	12.715	44.485	9.414	82.45	149.064	4.727	99.799
1993	0	13.585	43.91	7.322	106.017	170.834	5.417	106.725
1994	0	14.047	37.78	19.185	107.615	178.627	5.664	116.317
1995	0	12.069	41.384	1.2	152.963	207.616	6.583	126.93
1996	0	12.174	42.813	0.144	185.212	240.343	7.621	148.127

Fuente: Elaboración propia. El consumo térmico es el equivalente del consumo de combustible

Tabla 3.23 Consumo de energía sector industrial

SISTEMA INFERIOR

Sector industrial	coque	gas L.P.	diesel y gasóleo	combustó leo	G.N.	Total	Consumo térmico	Electricidad
	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	MW	PJ/año
SIDERURGIA	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	MW	PJ/año
1992	58.461	0.338	0.879	13.969	76.602	150.249	4.764	23.982
1993	58.874	0.298	0.871	17.246	79.986	157.275	4.987	18.816
1994	65.664	0.334	0.974	19.235	89.21	175.417	5.562	20.985
1995	75.063	0.397	1.183	19.967	100.209	196.819	6.241	25.372
1996	79.84	0.426	1.245	23.25	106.155	210.916	6.688	26.9
CEMENTO	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	MW	PJ/año
1992	0	0	0	81.614	13.343	94.957	3.011	11.955
1993	0	0	0	81.228	11.768	92.996	2.949	12.324
1994	0	0	0	82.027	10.521	92.548	2.935	13.864
1995	0	0	0	69.753	9.977	79.73	2.528	90.463
1996	0	0	0	73.914	10.268	84.182	2.669	11.815
MINERIA	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	MW	PJ/año
1992	3.842	1.09	3.838	5.461	21.961	36.192	1.148	15.342
1993	4.041	1.146	3.973	5.7	23.102	37.962	1.204	16.14
1994	4.2	1.189	4.129	5.922	24.01	39.45	1.251	16.778
1995	4.554	2.116	4.849	5.174	25.702	42.395	1.344	18.92
1996	5.026	2.251	4.94	6.686	28.736	47.639	1.511	20.08
VIDRIO	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	MW	PJ/año
1992	0.887	0.08	1.285	1.372	25.928	29.552	937	3.165
1993	0.895	0.084	1.193	1.4	26.448	30.02	952	3.261
1994	0.903	0.084	1.555	1.432	23.253	27.227	863	3.642
1995	0.855	0.076	0.994	1.742	21.09	24.757	785	3.513
1996	0.924	0.088	1.591	1.831	21.652	26.086	827	3.697
ALUMINIO	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	PJ/año	MW	PJ/año
1992	0	0.127	0.004	0	2.623	2.754	87	0.795
1993	0	0.107	0	0	2.758	2.865	91	0.82
1994	0	0.135	0	0	3.455	3.59	114	0.103
1995	0	0.098	0	0	3.275	3.373	107	0.75
1996	0	0.137	0	0	3.515	3.652	116	1.046

Fuente: Elaboración propia. El consumo térmico es el equivalente del consumo de combustible

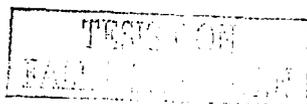


Tabla 3.24 Potencial de cogeneración
Sistema Superior base 100% Demanda de vapor

SECTOR INDUSTRIAL	Consumo de combustible para uso termico	Consumo de combustible para uso termico	Consumo de vapor	Potencial de cogeneracion electrico	Consumo convencional de electricidad	Consumo convencional de electricidad	Proporcion electricidad combustible	Nivel de excedente electrico
	PJ/año	MW combus	MWt	MWe	PJ/año	MWe	C/E	MWe
QUIMICA								
1992	96.4	3,058.4	2,529.3	837.0	16.4	521.2	17.09%	315.8
1993	97.9	3,104.3	2,567.3	849.6	16.7	529.1	17.09%	320.5
1994	109.8	3,482.9	2,880.3	953.2	18.7	593.6	17.09%	359.6
1995	103.5	3,282.4	2,714.6	898.3	18.4	582.0	17.66%	316.3
1996	110.0	3,488.5	2,885.0	954.7	19.2	608.2	17.41%	346.5
AZUCAR								
1992	118.2	3,749.0	3,100.5	1,026.5	0.2	6.6	0.21%	1,019.9
1993	121.3	3,846.1	3,180.8	1,053.1	0.4	13.7	0.43%	1,039.4
1994	101.9	3,232.5	2,673.2	885.1	0.4	11.8	0.44%	873.2
1995	119.2	3,778.9	3,125.2	1,034.7	0.5	14.6	0.47%	1,020.1
1996	120.7	3,828.8	3,166.4	1,048.4	0.5	15.4	0.48%	1,032.9
CELULOSA Y PAPEL								
1992	38.7	1,228.4	1,015.9	499.9	9.8	311.4	23.46%	188.5
1993	37.9	1,201.5	993.7	440.1	9.6	304.6	23.46%	135.5
1994	39.2	1,243.6	1,028.5	455.5	9.9	315.3	23.46%	140.2
1995	31.7	1,006.6	832.5	368.7	9.2	292.2	25.98%	76.5
1996	37.6	1,190.8	984.8	436.2	9.7	308.7	23.86%	127.5
FERTILIZANTES								
1992	7.4	233.9	193.4	36.8	0.7	22.96	10.61%	13.9
1993	11.6	368.8	305.0	58.0	1.5	46.87	13.32%	11.2
1994	12.7	403.8	333.9	63.5	1.4	43.66	11.56%	19.9
1995	11.4	361.9	299.3	56.9	1.6	51.37	14.65%	5.6
1996	13.3	420.3	347.6	66.1	1.7	53.08	13.25%	13.0
CERVEZA Y MALTA								
1992	10.1	321.7	266.0	57.66	1.1	35.96	11.91%	21.7
1993	10.4	328.8	271.9	58.93	1.2	36.78	11.92%	22.1
1994	11.2	355.5	294.0	63.73	1.5	48.58	14.18%	15.2
1995	9.1	287.8	238.0	51.59	1.5	47.22	16.55%	4.4
1996	11.7	370.8	306.6	66.46	1.5	47.79	13.48%	18.7
AGUAS ENVASADAS								
1992	7.2	228.3	188.8	68.93	1.4	42.9	18.50%	26.1
1993	6.5	205.5	170.0	99.35	2.2	68.4	28.68%	31.0
1994	6.9	218.5	180.7	105.68	2.3	72.2	28.55%	33.5
1995	5.8	184.8	152.8	89.37	1.9	61.7	28.78%	27.6
1996	5.9	187.6	155.2	90.75	2.0	62.8	28.80%	28.0
HULE								
1992	4.2	134.1	110.9	49.97	1.0	31.5	22.10%	18.5
1993	3.1	99.5	82.3	37.07	0.9	29.3	26.28%	7.7
1994	3.6	114.3	94.6	42.61	1.0	32.0	25.28%	10.6
1995	3.3	104.1	86.1	38.78	1.0	30.2	25.99%	8.6
1996	3.9	122.4	101.2	45.60	1.1	34.5	25.44%	11.1

TESIS CON
FALLA DE CUMPLIMIENTO

TABACO	PJ/año	MW combus	MWt	MWe	PJ/año	MWe		MWe
1992	0.3	9.9	8.2	7.73	0.2	4.8	36.84%	2.9
1993	0.3	9.3	7.7	7.28	0.1	4.4	36.21%	2.9
1994	0.3	9.7	8.0	7.55	0.1	4.7	36.82%	2.9
1995	0.3	9.3	7.7	7.25	0.2	5.1	39.92%	2.1
1996	0.3	9.5	7.8	7.40	0.2	5.2	39.88%	2.2
OTRAS RAMAS	PJ/año	MW combus	MWt	MWe	PJ/año	MWe		MWe
1992	149.1	4,726.8	3,909.1	5,086.4	99.8	3,164.6	44.74%	1,921.8
1993	170.8	5,417.1	4,480.0	5,829.2	106.7	3,384.2	43.03%	2,445.0
1994	178.6	5,664.2	4,684.3	6,095.2	116.3	3,688.4	44.05%	2,406.8
1995	207.6	6,583.5	5,444.5	7,084.3	126.9	4,024.9	42.50%	3,059.4
1996	240.3	7,621.2	6,302.8	8,201.0	148.1	4,697.1	42.70%	3,504.0

Fuente: Elaboración propia. combus Combustible

Tabla 3.25 Potencial de cogeneración Sistema inferior

SECTOR INDUSTRIAL	Consumo de combustible para uso temperatura	Consumo de combustible para uso temperatura	Consumo de temperatura	Potencial de cogeneración eléctrico	Consumo convencional de electricidad	Consumo convencional de electricidad	Proporción electricidad combustible	Nivel de excedente eléctrico
	PJ/año	MW combus	MWt	MWe	PJ/año	MWe		MWe
SIDERURGIA								
1992	150.2	4,764.4	3,144.5	460.24	24.0	760.5	19.47%	(300.2)
1993	157.3	4,987.2	3,291.5	481.77	18.8	596.7	15.35%	(114.9)
1994	175.4	5,562.4	3,671.2	537.34	21.0	665.4	15.34%	(128.1)
1995	196.8	6,241.1	4,119.1	602.90	25.4	804.5	16.34%	(201.6)
1996	210.9	6,688.1	4,414.1	646.08	26.9	853.0	16.19%	(206.9)
CEMENTO								
1992	95.0	3,011.1	1,987.3	290.9	12.0	379.1	16.02%	(88.2)
1993	93.0	2,948.9	1,946.3	284.87	12.3	390.8	16.72%	(105.9)
1994	92.5	2,934.7	1,936.9	283.49	13.9	439.6	18.50%	(156.1)
1995	79.7	2,528.2	1,668.6	244.23	90.5	2,868.6	63.22%	(2,624.3)
1996	84.2	2,669.4	1,761.8	257.87	11.8	374.7	17.54%	(116.8)
MINERIA								
1992	36.2	1,147.6	757.4	110.9	15.3	486.5	39.11%	(375.6)
1993	38.0	1,203.8	794.5	116.29	16.1	511.8	39.18%	(395.5)
1994	39.5	1,251.0	825.6	120.84	16.8	532.0	39.19%	(411.2)
1995	42.4	1,344.3	887.3	129.87	18.9	599.9	40.34%	(470.1)
1996	47.6	1,510.6	997.0	145.93	20.1	636.7	38.97%	(490.8)
VIDRIO								
1992	29.6	937.1	618.5	90.5	3.2	100.4	13.96%	(9.8)
1993	30.0	951.9	628.3	91.96	3.3	103.4	14.13%	(11.4)
1994	27.2	863.4	569.8	83.40	3.6	115.5	16.85%	(32.1)
1995	24.8	785.0	518.1	75.84	3.5	111.4	17.70%	(35.6)
1996	26.1	827.2	545.9	79.91	3.7	117.2	17.68%	(37.3)
ALUMINIO								
1992	2.8	87.3	57.6	8.4	0.8	25.2	30.43%	(16.8)
1993	2.9	90.8	60.0	8.78	0.8	26.0	30.25%	(17.2)
1994	3.6	113.8	75.1	11.00	0.1	3.3	4.17%	7.7
1995	3.4	107.0	70.6	10.33	0.8	23.8	25.20%	(13.5)
1996	3.7	115.8	76.4	11.19	1.0	33.2	30.26%	(22.0)

Fuente: Elaboración propia

TESIS CON
FALSA DE COCEN

Tabla 3.26 Potencial de cogeneración Sector industrial Sistema Superior

Sector Ind.	Química	Azúcar	Celulosa y Papel	Fertilizantes	Cerveza y Malta	Aguas Envasadas	Hule	Tabaco	Otras ramas	Total	Incremento
Año	MWe	MWe	MWe	MWe	MWe	MWe	MWe	MWe	MWe	MW	
1992	837.0	1,026.5	499.9	36.8	57.7	68.9	50.0	7.7	5,086.4	7,671.0	
1993	849.6	1,053.1	440.1	58.0	58.9	99.4	37.1	7.3	5,829.2	8,432.7	9.0%
1994	953.2	885.1	455.5	63.5	63.7	105.7	42.6	7.6	6,095.2	8,672.0	2.8%
1995	898.3	1,034.7	368.7	56.9	51.6	89.4	38.8	7.3	7,084.3	9,630.0	9.9%
1996	954.7	1,048.4	436.2	66.1	66.5	90.8	45.6	7.4	8,201.0	10,916.6	11.8%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3.27 Potencial de cogeneración Sector industrial Sistema Inferior

Sector industrial	Siderurgia	Cemento	Minería	Vidrio	Aluminio	Total	Incremento
Año	MWe	MWe	MWe	MWe	MWe	MWe	
1992	460.2	290.9	110.9	90.5	8.4	960.9	
1993	481.8	284.9	116.3	92.0	8.8	983.7	2.3%
1994	537.3	283.5	120.8	83.4	11.0	1,036.1	5.1%
1995	602.9	244.2	129.9	75.8	10.3	1,063.2	2.5%
1996	646.1	257.9	145.9	79.9	11.2	1,141.0	6.8%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3.28 Potencial de cogeneración Sector industrial

Sector industrial	Sistema superior	Sistema inferior	Total nacional	Incremento
Año	TOTAL	TOTAL		
1992	7,671.0	960.9	8,631.9	
1993	8,432.7	983.7	9,416.3	8.3%
1994	8,672.0	1,036.1	9,708.1	3.0%
1995	9,630.0	1,063.2	10,693.1	9.2%
1996	10,916.6	1,141.0	12,057.6	11.3%

Fuente: Elaboración propia

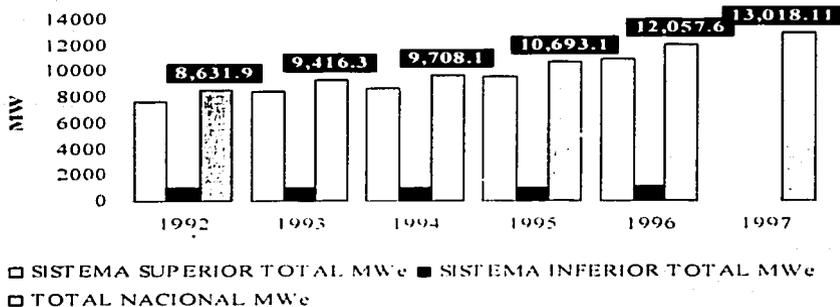
7.97% crecimiento histórico del potencial de cogeneración

El análisis bajo este esquema muestra para en trienio 1993-1996, un aumento de 28.04% en el potencial teórico de cogeneración eléctrico. El incremento en la capacidad instalada no puede ser notado bajo este análisis, ya que solo refleja el consumo total anual y no puede reflejar si este aumento se debió a un aumento en el nivel de producción (factor de planta) o aun incremento en las máquinas instaladas o a la eficiencia de generación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Fig. 3.5

POTENCIAL DE COGENERACIÓN INDUSTRIAL



Fuente: Elaboración propia

El crecimiento del producto interno bruto en el trienio 1993-1996 fue del orden del 2.89%, descontando el incremento en la generación de vapor debida al incremento en la producción nos resultaría que en el trienio se presentó un incremento en la capacidad de generación real del orden de 25.21%. Pudiendo atribuirse este hecho a la eficiencia de generación o a un aumento en las máquinas de generación. Es lógico pensar que debido a que la modernización de la planta productiva en el país es muy lenta o casi no se da, que este incremento se deba a nuevas instalaciones.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.3 ESCENARIOS DE CRECIMIENTO DEL POTENCIAL

El crecimiento de la cogeneración y su dinámica de desarrollo esta asociada a tres aspectos básicos: 1) industrial, de accionamiento económico movido por el nivel de rentabilidad en la actividad. 2) político, movido por el interés del gobierno en desarrollar la actividad. Y 3) social, de accionamiento legislativo movido por el beneficio del desarrollo de las capacidades y potencialidades del país. El crecimiento de la capacidad de cogeneración del país es planeado, regulado y desarrollado por estos tres poderes¹, el industrial, el ejecutivo y el legislativo. Así que las acciones y logros particulares de cada uno de estos actores en la parte de las metas que les corresponden darán en conjunto el resultado final a nivel país.

Las acciones para aprovechar el potencial de cogeneración deberán ser implementadas por las industrias y dentro de ellas los criterios que rigen y fundamentan la toma de decisiones son los beneficios económicos. Estos son función de la rentabilidad que se pueda lograr en cada proyecto, siendo aprovechados los potenciales que presenten de mayor a menor rentabilidad.

La forma de medir y de hacer referencia a ella será mediante la tasa interna de recuperación de la inversión (TIR). Para caracterizar los niveles de viabilidad de los potenciales de cogeneración se hará uso de los datos arrojados por los estudios de previabilidad y viabilidad realizados por la CONAE y consultorias en la industria desde 1994, y cuyos resultados se encuentran reportados.

Las condiciones de escenario serán las de mayor interés para cada actor, para así motivar su desempeño para el logro de las metas. Desprendiéndose de esto un escenario económico movido por la viabilidad económica de los potenciales de cogeneración, por los intereses del gobierno, y por la asociación de intereses nacionales, es decir la de todos los actores bajo una ponderación; en comparación con el escenario convencional, que puede tener muchas coincidencias con los planteamientos de los últimos gobiernos.

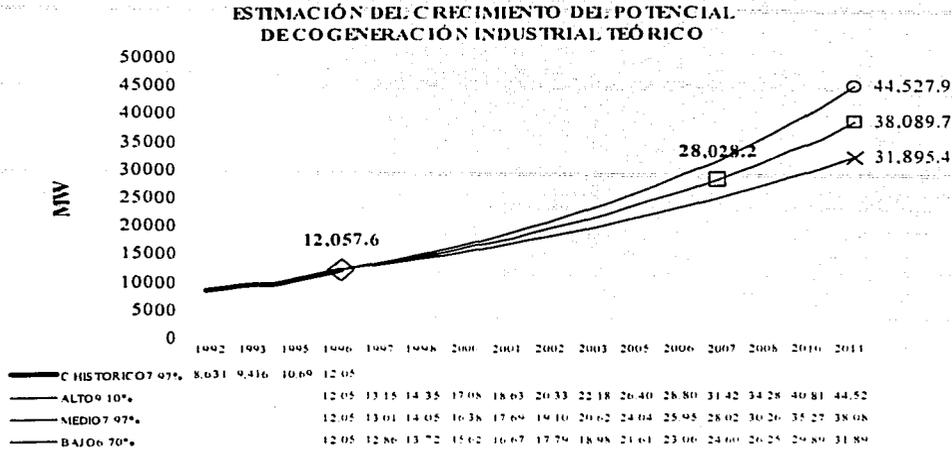
3.3.1 ESTIMACIÓN DEL CRECIMIENTO TEORICO

El potencial técnico de cogeneración industrial histórico se toma como base para realizar una proyección de su crecimiento en base a su tasa media de crecimiento histórica de 7.97% (fig. 3.6). Se proyectan tres escenarios de crecimiento, para el alto se supone un incremento en su crecimiento de 14% en su tasa media de crecimiento histórico, asumiendo que el crecimiento del país con PIB de 5.3% deberá pasar cuando menos a 6.4%, el escenario medio conserva el crecimiento histórico de 7.97%, asumiendo que el desarrollo del país sigue con altibajos, y el tercero se refiere al escenario bajo donde el crecimiento medio histórico sufre una disminución de 16%, tratando de reflejar condiciones económicas más desfavorables en el crecimiento del PIB del país, pasando de 5.3 a 4.7%. Del capítulo 1, referente al estado que guarda el desarrollo de la cogeneración, se tienen 190.74 MWe cogenerados a 1997² en la industria privada.

¹ El poder económico industrial y/o el del capital financiero transnacional. en la estabilidad social y política de un país hoy en día. pesa igual que los tres poderes tradicionales.

² Se asume este valor ya que se pretende realizar la proyección a partir del año 1998, que es cuando se inicio este trabajo, y eran los datos con los que se disponia en ese momento.

Fig. 3.6



Fuente: Elaboración propia

El objetivo del país en materia de desarrollo de fuentes alternas para la construcción de la infraestructura eléctrica del país, podría enfocarse en utilizar este o una parte del potencial, y con ello reducir costos, contaminación y preservar los recursos energéticos.

3.3.2 NIVEL DE VIABILIDAD ECONÓMICA

La determinación del nivel económicamente viable esta en función de los niveles de rentabilidad dados por estadísticas y una clasificación de las tasas internas de rendimiento de los proyectos, basados en estudios realizados en las industrias nacionales. En la tabla 3.29 se presentan estos resultados.

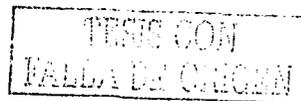
Tabla 3.29 Distribución estadística de los proyectos de cogeneración

C	TIR	Rango Medido		Casos prácticos que caen en esta	
		Rango	Calificación	Clasificación	
Me	Muy excelente	43.0%	133.0%	3.85%	
E	Excelente	25.0%	42.9%	15.38%	
B	Buena	20.0%	24.9%	15.38%	
R	Regular	15.0%	19.9%	23.08%	
M	Mala	10.0%	14.9%	34.62%	
P	Pésima	0%	9.9%	7.69%	

Fuente: Elaboración propia con datos de Conae (1994), Consultorias (1996-1998) y Propios (1998-2000)

La clasificación del nivel de viabilidad en función del valor aceptable por las empresas para la tasa interna de rendimiento, es afectado³ por el nivel de la tasa por riesgo, la cual afecta al valor aceptable para la TIR, este valor de la tasa de

³ Ver sección 3.3.4 valor de la tasa de rendimiento (descuento o Trema).



descuento o Trema puede ser igual o mayor que la TIR; la tasa por riesgo puede estar sujeta a altibajos en función del comportamiento y desenvolvimiento de la economía, la confianza y de las condiciones del país para la realización de negocios y condiciones de financiamiento. En general la tasa de descuento se compone de una tasa por riesgo más una tasa pasiva (sin riesgo), ambas tasas tienen una fuerte afectación por el nivel de riesgo país y por el nivel de riesgo del propio proyecto.

En la tabla 3.30 se presenta la clasificación porcentual de los montos del potencial teórico que podría ser aprovechado al integrar en tres niveles de tasa (Trema) viable la proporción estadística de los proyectos que tienen una TIR mayor o igual que la Trema viable, la cual se ajusto variando el nivel de la tasa por riesgo y el de la tasa pasiva. Con lo cual se estima que el 92.3% del potencial teórico podrá ser aprovechado ya que su nivel de viabilidad económica esta por encima de una rentabilidad de 10%, el 57.7% con una rentabilidad por encima del 16% y un 34.6% con una de 21%.

Tabla 3.30 Nivel de viabilidad del potencial teórico en función del nivel de riesgo

Viabilidad del Potencial	No se incluye de C	Tasa por riesgo	Tasa pasiva	Trema viable
92.3%	P	5%	5%	10%
57.7%	P M	10%	6%	16%
34.6%	P M R	15%	6%	21%

Fuente: Elaboración propia con datos de los proyectos de cogeneración realizados de 1994 a 2000.

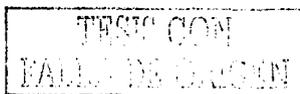
De los estudios⁴ de previabilidad y viabilidad realizados en la industria nacional durante los años de 1994 a 1999, se desprende que los niveles de viabilidad económica para la mayoría de los proyectos son atractivos, por lo que los proyectos más viables son los que presentan el mayor rendimiento económico. Criterio fundamental desde el punto de vista del industrial.

Los proyectos más viables son los que presentan el mayor rendimiento económico, por lo que el potencial con rendimientos clasificados como no viables⁵, no podrán ser aprovechados al no ser económicamente atractivo para la industria. A menos de que las metas de inflación de 3 - 4% se realicen, que el crecimiento del país alcance más de 7% y con ello se dé mayor confianza y certidumbre para la inversión y para el financiamiento (además de toda una serie de reformas estructurales, jurídicas, impositivas, de recaudación y de cumplimiento del estado de derecho que le demandan al país los organismos y fondos internacionales de inversión), con lo cual se reduzca el nivel de riesgo país y una parte de este potencial no viable con tasas de riesgo de 10 - 15% pase a ser viable.

Pero cabe hacer mención que este potencial viable económicamente, se verá disminuido al realizar el análisis de la viabilidad financiera, al considerar las tasas de interés, y condiciones de financiamiento para el pago de capital e interés durante la construcción y operación de las plantas.

⁴ CONAE. (1994 - 1995). Consultorías (1996 - 1999).

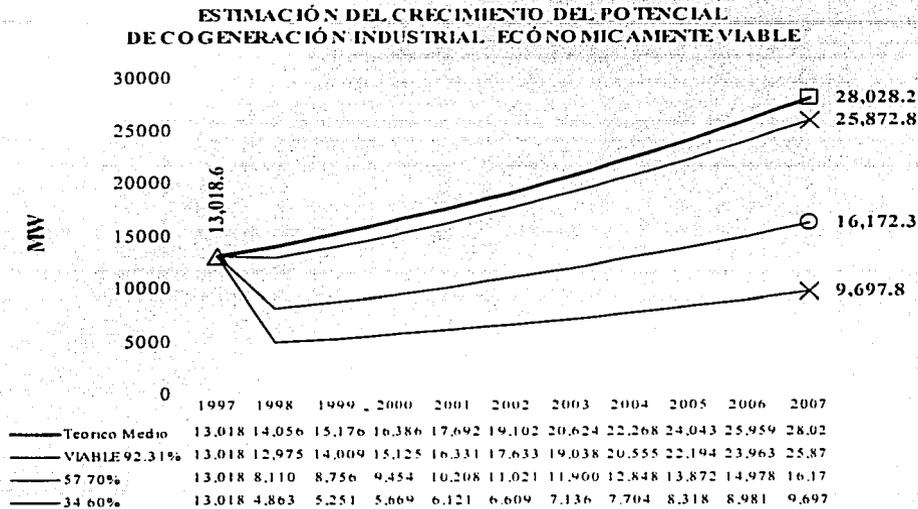
⁵ La práctica en la evaluación de proyectos de cogeneración en el país con tasas de riesgo de 10 - 12 % ha mostrado que los esquemas de financiamiento por proveedores han tomado como parámetro de decisión tasas de rendimiento por encima de 18%. Aunque en la opinión de especialistas financieros como Luis Fernández para las condiciones del país, esta sería aceptable si se ubicará cuando menos en 15% real.



3.3.3 ESTIMACIÓN DEL CRECIMIENTO VIABLE

Proyectando el crecimiento del potencial de cogeneración en función de los niveles de viabilidad dados en la tabla 3.30, se obtiene un potencial teórico medio de 28,000 MWe al 2007, dejando de aprovechar la parte del potencial cuya rentabilidad esta por debajo del 10%.

Fig. 3.7



Fuente: Elaboración propia

Al proyectar el nivel de viabilidad económica en función del comportamiento del nivel de riesgo país, tendríamos un potencial por desarrollar de 25,872 MW al 2007. El crecimiento de los proyectos de cogeneración en operación puede acercarse a este valor.

3.3.4 PERSPECTIVA DE CRECIMIENTO

Sobre la base que el desarrollo futuro del país le impone a la infraestructura de generación, transmisión y distribución eléctrica en el periodo 1998-2007, y con el interés de hacer más significativa la participación de las industrias particulares en el proceso de construcción de dicha infraestructura. Se necesita evaluar la ínter relación en materia de generación, crecimiento y costos que el crecimiento en la demanda nacional de electricidad requiere, bajo el panorama oficial y con una participación relevante de la cogeneración, evaluando el costo y ahorros de este esfuerzo para cada actor.

Examinando las posibilidades que ofrece la Ley del Servicio público de Energía y su Reglamento, se tiene al productor independiente, el autoabastecimiento, la cogeneración y la importación de energía eléctrica como complemento a lo que hace la CFE. Si examinamos cual de estas participaciones ofrece mayores ventajas

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

competitivas, económicas, financieras, ambientales y estratégicas, se pueden clasificar en orden de relevancia como:

- 1) Cogeneración
- 2) Autoabastecimiento
- 3) Productor independiente
- 4) Importación

Se necesita construir la infraestructura al menor costo, con tecnologías que impacten menos al medio ambiente, aprovechando los recursos energéticos para conservarlos, así la cogeneración cubre estas ventajas mejor que cualquiera de las tres otras opciones.

El productor independiente incide en su costo de venta, el de la transmisión y distribución que representa casi el 40% del total, la cogeneración lo evita, al consumirse en donde se genera. El productor independiente, genera en forma convencional, aun con tecnología de ciclo combinado que sería su mejor práctica, esta con una eficiencia promedio de 55% no se acerca al de la cogeneración de entre 70 a 86%. Además de que la cogeneración dispone de tres opciones tecnológicas más para ofrecer mayor flexibilidad a los procesos.

Por tanto sus consumos de combustibles se reducen en cualquiera de sus tres opciones tecnológicas, entre 18 a 29%, vistos respecto a la forma convencional de generar el calor y la electricidad.

En la tabla 3.31 se observa que la necesidad de crecimiento de la capacidad de generación respecto a las ventas tendrá repercusiones económicas y financieras por los próximos diez años de 37,446 mdd (dólares de 1999), es decir 3745 mdd/año, que aun así no se ve de donde puedan salir. Hasta ahora la visión oficial sólo se ha limitado a la privatización o más endeudamiento⁶.

Tabla 3.31 Requerimiento oficial de inversión del sistema eléctrico 1998-2007

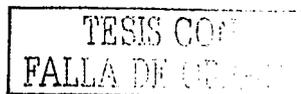
Crecimiento	Costo	A 1998	A 2007	MW adicionales	
5.483%	Promedio	mdd/MW	35255	56998.4	21743.4
Generación	\$ 0.751		\$	16.329	
Transmisión	\$ 0.422		\$	9.176	
Distribución	\$ 0.250		\$	5.427	
Mantenimiento	\$ 0.293		\$	6.364	
Ingeniería	\$ 0.007		\$	150	
Consumido	\$ 1.722		\$	37.446	mdd/MW

Fuente: Elaboración propia con datos de la Gerencia de Programación de Sistemas Eléctricos. CFE 1999

⁶ Carlos Loeza Investigador del Colegio Nacional de Economistas, expuso que las presiones sobre el gasto que heredó la administración de Fox, representan una disyuntiva, al reducir el gasto de cuenta corriente para compensar los pagos o permitir un crecimiento del déficit público con todos los efectos en materia inflacionaria y endeudamiento que eso significa. (2001)

DEUDA DE PIDIREGAS	1999	2000	40.2%
Presión a las finanzas públicas por	11,293	15,832	mdd
Proyectos del sector petrolero	8,341	12,883	mdd
Proyectos del sector eléctrico	2,952	2,948	mdd

Datos de SHCP, El Universal, (19-02-01)



Otra visión para la solución, preguntaría de donde salen los 3745 mdd por año y/o de donde salen los 2174 MWe por año de capacidad adicional. Y algunas posibles respuestas apuntarían a: los dólares pueden salir de tarifas apegadas a precios de mercado, de reducción de subsidios, del cambio de prioridades, de productores independientes (PIE). Y los MWe de autoabastecimiento, del potencial nacional de cogeneración por desarrollar. Sin lugar a dudas parte de los 21743 MWe podrían salir de la potencialidad que la cogeneración ofrece. Esta opción no es nueva en otros países se ha hecho. Además de que significa mayor eficiencia energética y económica, y mucho menor impacto ambiental, que la forma convencional.

En la tabla 3.32 se presenta el potencial técnico estimado en la unión europea al año 2020.

Tabla 3.32 Potencial de cogeneración técnico al año 2020 en países europeos

	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW
	Industrial		Gran y pequeña escala		Total	
Alemania	69	7,876.7	302	34,474.9	371	42,351.6
Francia	37	4,223.7	56	6,392.7	93	10,616.4
Inglaterra	32	3,653.0	96	10,958.9	128	14,611.9
Italia	29	3,310.5	10	1,141.6	39	4,452.1
Holanda	21	2,397.3	42	4,794.5	63	7,191.8
Suecia	21	2,397.3	39	4,452.1	60	6,849.3
España	19	2,168.9	0	-	19	2,168.9
Finlandia	15	1,712.3	12	1,369.9	27	3,082.2
Bélgica	9	1,027.4	27	3,082.2	36	4,109.6
Austria	6	684.9	29	3,310.5	35	3,995.4
Portugal	5	570.8	0	-	5	570.8
Dinamarca	3	342.5	16	1,826.5	19	2,168.9
Irlanda	2	228.3	3	342.5	5	570.8
Grecia	2	228.3	0	-	2	228.3
Luxemburgo	1	114.2	1	114.2	2	228.3
Total UE	271	30,936.1	633	72,260.3	904	103,196.3

Fuente: Elaboración propia con datos de la Tabla 1.(anexo 4 CHP) Projected Costs of Generating Electricity Update 1998. OCDE.

En la tabla 3.33 se presenta esta misma información para México, mostrando que bajo la estimación realizada en este trabajo y con la proyección anterior de su crecimiento bajo el escenario bajo, el potencial de México podría ser muy importante en comparación con los potenciales por desarrollar de los países europeos, México sólo a desarrollado de este potencial al 2001, 1100 MW.

Tabla 3.33 Potencial de cogeneración técnico al año 2020 en México

	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW
	Industrial		Gran y pequeña escala		Total	
México	501	57,175.0	35	4,000.0	536	61,175.0

Fuente: Elaboración propia. México. 57,175 MW escenario bajo del crecimiento del potencial, y 4000 MW estimados en PEMEX. José M. Muñoz. 2000.

Este potencial teórico se reduciría en un 43% bajo un análisis de viabilidad económico y financiera, según el escenario de aprovechamiento medio que se realiza mas adelante, y bajo las condiciones de viabilidad financieras claves capítulo 5.

El potencial en la unión europea representa grandes montos de inversión, una oportunidad para preservar sus recursos energéticos, oportunidad de mitigar las emisiones de gases y la oportunidad de desarrollar tecnologías y comercializarlas dentro y fuera de su región. En la tabla 3.34 se muestran las estimaciones que sobre estos rubros se tienen para el año 2010.

Tabla 3.34 Potencialidad técnica, económica y comercial de la cogeneración en la Unión Europea

Actividad	Estimación
Participación media en la generación total	10%
Participación media esperada al 2010	18%
Capacidad instalada	65 - 70.000 MWe
Capacidad esperada instala al 2010	130.000 MWe
Capacidad adicional	60 - 65.000 MWe
Inversión adicional	50 - 60 billones de Euros
Inversión anual media esperada en cogeneración	5 billones de Euros por año

Fuente: Who's Who in European Cogeneration 2000-20001. Pag.13. COGEN Europe, septiembre del 2000

En México, las expectativas podrían ser similares, sólo que las inversiones representarían recursos económicos que saldrían del país ($61000 \times 0.5 = 30,500$ mdd que saldrían en 20 años), ya que de los montos de inversión, el del equipo de cogeneración es el principal y aquí, no se diseña ni fabrica nada, todo es importado.

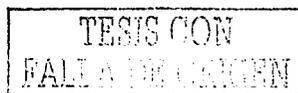
3.4 ESCENARIOS DE APROVECHAMIENTO

La necesidad e interés en aprovechar un recurso técnico - energético que posee un sistema productivo y dado que este aprovechamiento ofrece grandes ventajas, obliga a plantearse cuáles son los factores y condiciones que favorecen ese desarrollo y cuáles lo pueden frenar o obstaculizar.

Plantear e identificar estos factores requiere de revisar el comportamiento y desarrollo de las condiciones existentes que han dado forma al contexto técnico, económico, político, social, jurídico y cultural, en el cual ha venido desarrollándose, con la finalidad de identificar las circunstancias particulares que han contribuido a su buen o mal desarrollo.

La proyección del aprovechamiento importante se debe de hacer en el corto o mediano plazo, no puede ser más allá de 10 o 12 años, porque de darse las condiciones adecuadas para su aprovechamiento éste se da rápidamente y al cabo de un lapso de tiempo relativamente corto el potencial más viable se agota. En un proceso de desarrollo de este tipo, los potenciales más rentables se agotan en los primeros años, la experiencia de EE.UU. y España muestra que esos procesos duran en su etapa importante (cuando más crece y se aprovechan los potenciales existentes más rentables) entre 10 o 12 años.

De esta forma su proyección posee una base definida por las condiciones actuales de su desarrollo, y su crecimiento puede ser caracterizado por su propio desarrollo histórico. El cual puede ser modificado si se varían las condiciones que definieron su contexto de desarrollo.



El proceso de aprovechamiento de un recurso requiere de interés, de capital financiero para construir la infraestructura para su buen aprovechamiento, así como de financiamiento para la construcción de las instalaciones que harán uso de dicho recurso. Para el caso de México y de sus condiciones de desarrollo económico, político y tecnológico, el desarrollo de un proceso de este tipo y dadas las experiencias previas en procesos similares, requiere de tener mucho más que interés y recursos financieros; es decir se necesita mucho cuidado; tanto por las afectaciones que se puedan generar y por la necesidad de cuidar el recurso económico.

Por esta razón, este desarrollo se debe enmarcar dentro de las necesidades reales de infraestructura que el país requiere, ya que el desarrollo del potencial de cogeneración implica agregar capacidad de generación eléctrica, y ésta debe de cubrir las necesidades del país sin excederse. Porque de lo contrario se estaría agregando capacidad excesiva ociosa, inversión improductiva.

La relación entre factores y la adición o variación de estos factores, pueden modificar los resultados del proceso de aprovechamiento. Así se puede variar la rentabilidad de los proyectos de cogeneración haciendo que los ingresos por venta de excedentes sean mayores, ya sea por precio de venta o por cantidad de venta. También se puede hacer que la tasa de rendimiento sea más atractiva al minimizar el riesgo y con ello hacer más pequeño el nivel de la tasa por riesgo, a través de la disminución de la volatilidad macro económica. También se puede dar más certeza legal o fomentar con subsidios o incentivos su desarrollo.

De los análisis del proceso de implementación y de las opiniones expresadas por los actores del proceso de implementación que se ha dado, se pueden identificar las circunstancias particulares y algunas medidas necesarias para fomentar y agilizar el proceso de su desarrollo. Para estimar montos de capacidad y que niveles de crecimiento en la capacidad instalada por cogeneración se pueden lograr, y una vez identificados estos niveles de crecimiento, evaluar las implicaciones y ventajas económicas y ambientales que este desarrollo le ofrece al país.

Para poder evaluar estos crecimientos y ahorros, es necesario saber y estimar los niveles de viabilidad económica del potencial de cogeneración industrial, mas una serie de indicadores como requerimientos de capacidad eléctrica adicional, crecimiento de la actividad industrial, costo del MW consumido para la cogeneración y para la forma convencional, uso de combustibles, además de una proyección bajo tres escenarios factibles de aprovechamiento y su comparación con el convencional, con la finalidad de estimar posibles niveles de ahorro económico, en la industria, en la empresa eléctrica y en el país. Además de ver que proporción puede aportar el aprovechamiento del potencial industrial a los requerimientos de capacidad eléctrica adicional del país.

3.4.1 REQUERIMIENTOS DE DEMANDA ELÉCTRICA

En México, contrariamente a lo que sucede en otros países el sector energético es del tipo estatal. El estado con tres empresas controla la producción y la distribución de los energéticos que demanda el país. A principios de la década de los 90 y bajo la sombra de la política neoliberal se dieron los primeros pasos para revertir esta situación, con la apertura del sector eléctrico a la participación de los particulares en

las modalidades de autoabastecimiento, productor independiente y cogeneración de 1992; asimismo en 1995 con la privatización de algunas plantas petroquímicas; y a mediados de 1995 con la concesión de la distribución del gas natural a los particulares. Esta misma tendencia a principios de 1999 llevó al gobierno a plantear la necesidad de abrir más la participación de los particulares en energía eléctrica. Argumentando falta de solvencia financiera para hacer frente al incremento de la demanda eléctrica del país, argumento no válido y situación de entera responsabilidad por parte del gobierno, al descuidar y omitir los lineamientos que establece la Ley con respecto al documento de la Perspectiva del Sector Eléctrico; donde con suficiente tiempo de anticipación por ley, se deben de prever todos los requerimientos en materia de estudios, inversión y construcción de los requerimientos futuros del país en materia de generación eléctrica.

La necesidad de construir la infraestructura eléctrica del país, recae en la voluntad de los mexicanos, sus gobernantes e industrias. Este servicio, nace y se da con los recursos que el país tiene, los servicios y el confort que crea los consumidores mexicanos, así como las utilidades generadas por la empresa eléctrica.

Por tanto no existen más interesados en que la industria eléctrica de los mexicanos este bien, que los propios mexicanos. Empero, sí existe interés de algunos sectores y de extranjeros en que la industria eléctrica no esté bien. Por razones que ellos consideran como una mala influencia para otras industrias eléctricas o cualquier industria que no se apegue a los lineamientos del modelo económico. La práctica muestra que la eficiencia operativa de los factores de la producción se dan en uno y otro modelo económico, pero no en todas la buena administración.

La tendencia predominante del modelo de empresa eléctrica es la apoyada por las recomendaciones dadas por el capital financiero internacional. Siendo lo suficientemente condicionante para tender relaciones de poder y lineamientos a seguir.

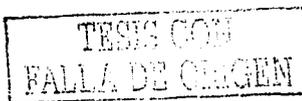
Por otro lado, el modelo de optimización de la inversión en infraestructura eléctrica busca establecer un equilibrio óptimo entre la capacidad instalada y sus márgenes de reserva, con base en la formulación⁷ matemática cuya función objetivo es minimizar la suma de los costos actualizados de inversión, operación y falla:

$$\min [I + O + F] \quad (3.6)$$

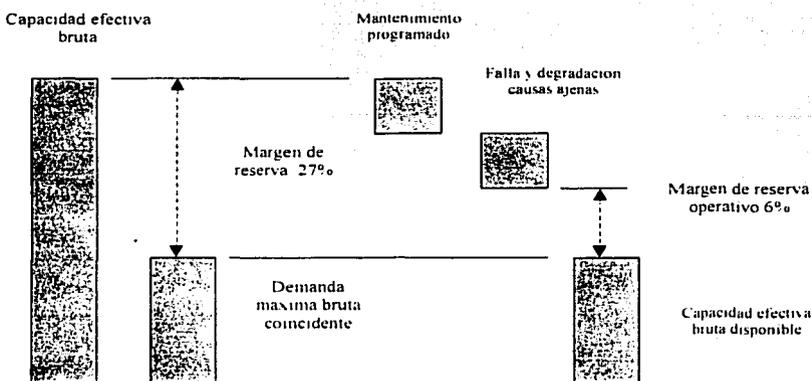
La planeación⁸ y la configuración del programa de obras del sector eléctrico, se inicia con la identificación y la proyección de las necesidades de infraestructura eléctrica. Después con la identificación de los proyectos factibles, seguido de un proceso de planeación y definición de las características del sistema eléctrico en su estructura y proyectos seleccionados. Y termina con el diseño de detalle, la construcción, puesta en servicio y la operación de las centrales generadoras, líneas de transmisión, distribución y subestaciones. Todo esto en etapas y tiempos medidos en años que van de $n+10$ a $n+30$ para el largo plazo, de $n+5$ a $n+10$ para

⁷ Prospectiva del Sector Eléctrico Nacional 1997-2006, SE.

⁸ Notas tomadas de la signatura: Economía y Planeación del sector eléctrico, en base a los lineamientos del POSE-RCO/arp. Rafael Cristerna Ocampo. 1998. DEPEFI. UNAM.



el mediano plazo y de $n+3$ a $n+5$ para el corto plazo, donde "n" es el tiempo en el cual se hace el plan.
Fig. 3.8



Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico Nacional 1997-2006. SE.

Con la finalidad de no incurrir en gasto improductivo, este nivel (fig. 3.8) óptimo según CFE para el sistema eléctrico nacional inter conectado a 1999 debería de ser 27%. Lograr este nivel de capacidad de respaldo entonces implica optimizar la inversión respecto a las ventas.

La situación expuesta⁹ y base de este trabajo es la imposibilidad financiera de hacer frente al nivel de inversiones que se requieren para mantener este margen de reserva. El gobierno manifestó que esta labor le es imposible ya que debe distraer recursos del presupuesto público federal. Es decir no se dispone de los recursos ni más voluntad para continuar con la industria eléctrica pública, empero si existe la voluntad y los recursos para rescatar la industria del crédito¹⁰ privado.

El problema tiene dos matices, el más reciente es ideológico y tiene que ver con el tipo de modelo de sistema eléctrico y otro más añejo de carácter político - administrativo que tiene que ver con el capital financiero, y con las tarifas eléctricas subvencionadas.

Se necesita construir la infraestructura al menor costo, con tecnologías que dañen menos al medio ambiente, aprovechando eficientemente los recursos energéticos, para conservarlos. Así la cogeneración cubre estas ventajas mejor que cualquiera de las tres otras opciones.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

⁹ Manifestó la Secretaría de Energía en la sección de Motivos, que acompañó a la propuesta de privatización del gobierno de Zedillo en febrero de 1999.

La CFE ingresa por ventas de electricidad 110 mil mdp al año (11224 mdd).

¹⁰ La historia conocida del FOBAPROA y después Instituto de Protección al Ahorro.

Tabla 3.35 Escenarios de prospectiva del sector eléctrico

INDICADORES	1996	2005	Medio	1997	2006	Medio	1998	2007	Medio
Consumo nacional de energía	5.3%	4.9%	5.1%	5.8%	5.3%	5.5%	6.1%	5.6%	5.8%
Capacidad de generación MW		46,469		34,815	46,920		35,225	54,949	
Capacidad adicional MW	34,791	12,761.7			13,189.2			21,743	
Comprometida		2,995.7			3,260.7			6,959.3	
Adicional		9,766			9,928.5			14,784	
Rehabilitación					66			0	
Retiros					-1,150			-2,019	
Capacidad adicional por instalar		11,677.7			12,105.2			19,724.0	
PIB	2.8%	5.1%	4.0%	3.5%	5.4%	4.5%	3.5%	6.0%	4.8%
Crecimiento poblacional	1.5%			1.4%			1.3%		
Crecimiento de viviendas	2.2%			2.5%	2.6%		2.5%		
Crecimiento nivel tarifario	3.9%	5.1%		3.0%					
Demanda autoabastecida	4.2%	6.0%		7.0%	8.8%		7.7%		
Crecimiento de las ventas	5.3%	4.9%		5.8%	5.3%		6.1%	5.6%	

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico Nacional, 1996,1997,1998, SE

Por tanto, y con base en las necesidades futuras de infraestructura de generación, transmisión y distribución eléctrica, y con el interés de hacer más significativa la participación de las industrias particulares en el proceso de construcción de dicha infraestructura. Se propone evaluar la interrelación en materia de generación, crecimiento y costos que el crecimiento en la demanda nacional de electricidad requiere bajo los indicadores económicos, comerciales y sociales oficiales. Buscando una participación mucho más relevante de la cogeneración.

Tabla 3.36 Escenario de crecimiento medio anual de las ventas (%)

SECTOR	86-95	96-05	RAN GO		87-96	97-06	RAN GO		88-97	98-07	RAN GO	
Residencial	7.1	4.8	4.3	5.2	6.6	4.4	3.7	5	6.6	4.4	3.6	5.1
Comercial	3.2	5.2	4.9	5.6	2.9	5.6	4.9	6.2	3.3	5.1	4.1	6.1
Servicios	2.5	2.4	1.3	3.4	1.6	2.9	1	4.6	1.3	4.3	3.1	5.3
Industrial	4.7	5.7	5.4	5.9	5.7	6.6	6.3	6.8	5.9	6.9	6.6	7.1
Agrícola	3	1.5	0.5	2.4	3.4	-0.1	-1.1	0.8	2.5	0.5	-0.6	1.5
Total sin exportación	4.9	5.1	4.9	5.3	5.3	5.5	5.3	5.8	5.3	5.8	5.6	6.1

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico Nacional, 1996,1997,1998, SE

Las cifras oficiales de crecimiento de la demanda de energía están en función del crecimiento de la economía y de la población, así como de las plantas en restauración y el margen de reserva. Los datos de crecimiento esperados bajo estos parámetros y la visión del gobierno establecen un escenario de crecimiento de las ventas de energía de entre 5.4% y 7.3%. La generación histórica de los últimos 8 años muestra un crecimiento en la generación decreciente y en el orden de 5 a 5.6%, periodo que abarca la reforma de 1992. Por lo que es más probable que el escenario oficial valido sea el de 5.4% y que está asociado a un crecimiento de 4.3 % de la economía.

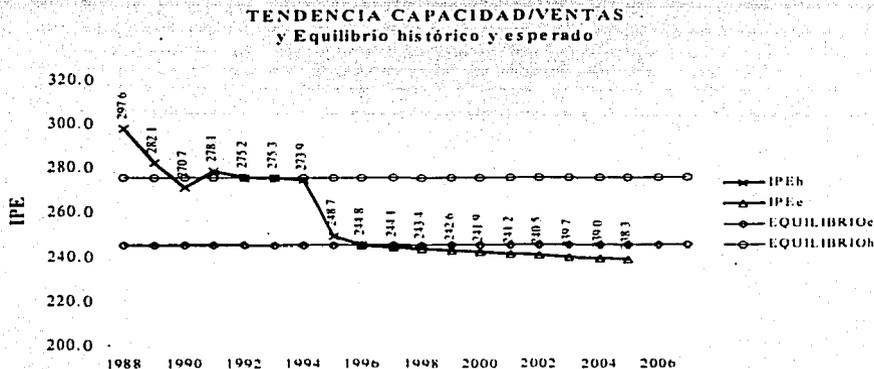
Usando un indicador¹¹ que muestre la relación entre crecimiento de la capacidad de generación y el requerimiento de generación (IPE=MW/TWh). Este índice muestra una pendiente decreciente al ir disminuyendo su valor.

¹¹ Índice potencia energía (IPE)

La disminución de su valor es debido a la disminución en el incremento del numerador respecto al denominador en diferente proporción, es decir la capacidad no crece en la misma proporción que las ventas.

El gobierno de Salinas recibió al sector eléctrico con un valor de 368 y lo entregó con 275, es decir disminuyó grandemente la capacidad de reserva del sistema eléctrico. El gobierno de Zedillo lo bajo al año de 1998 aun más, hasta un valor de 244, que representa en ese año 27% de capacidad de respaldo instalada.

Fig. 3.9



Fuente: Elaboración Propia

La relación histórica entre crecimiento de la capacidad y ventas y la esperada muestra el nivel de crecimiento de una respecto a la otra. Si la relación se mantiene constante en un valor, esto quiere decir que ambas crecen al mismo nivel; pero si el valor crece o decrece indica que en la relación una de las dos no está teniendo el mismo comportamiento. Tal situación proyectada para el 2003 estaría acercando al sistema eléctrico nacional a un déficit de suministro y de capacidad para atender el crecimiento del país¹².

En la Fig. 3.9 se observa una tendencia histórica en el decrecimiento de la capacidad instalada respecto a las ventas, pero en 1994 se ve un desplome en la inversión para la construcción de la infraestructura eléctrica respecto a las ventas y estas respecto al crecimiento de la economía o de la demanda. Situación que ve frenado su decrecimiento dentro de este nivel, pero que continúa hasta el 2007.

3.4.2 CONDICIONES DE ESCENARIO

La teoría de modelos ofrece en función de las características, variables y parámetros técnicos involucrados, funciones de modelado tipo: escalón, rampa, impulso, senoidal, exponencial, polinomial; por lo que el modelo que representa más correctamente la dinámica del crecimiento de la infraestructura de generación es el

¹² Una tasa de crecimiento de la capacidad de generación de 7.44% promedio (asociado a un PIB de 5.6%) revertiría moderadamente la tendencia y ubicaría al IPEe en 249 al 2007, en vez de 238 con el crecimiento esperado oficial de 5.43%.

polinomial, el comportamiento histórico así lo muestra. En estas proyecciones se hacen las siguientes consideraciones generales:

- Se basa en un modelo tipo $(1+i)^n$
- La curva de crecimiento de compañía eléctrica más la de la cogeneración deberán ser igual a la del país
- La capacidad por cogeneración proyectada no deberá ser más grande que la de su potencial viable disponible
- Se consideran un nivel mínimo de 27% como reserva
- El nivel de crecimiento se proyecta en dos etapas de cinco años cada una
- Nivel de rentabilidad económica en la actividad
- Interés del gobierno en desarrollar la actividad
- Accionamiento legislativo para desarrollar las capacidades y potencialidades del país

Las variables que tienen una afectación¹³ en el nivel de aprovechamiento del potencial de cogeneración, son aquellas que tienen que ver con el desenvolvimiento de las actividades que dan sustento al desarrollo de la actividad económica. Ya que esta y el crecimiento de la población¹⁴ son el principal motor que mueve y que crea las necesidades futuras tanto productivas, como energéticas, de financiamiento y todo el marco socio económico para su buen desarrollo.

Y por la parte del gobierno, se requiere que en la nueva política energética tengan cabida en un plano relevante, las energías renovables y entre ellas la cogeneración. Que sin importar el modelo de sistema ya sea estatal, mixto o privado ofrece sin retraimiento de la calidad y confiabilidad un potencial eléctrico por aprovechar muy importante.

Para poder visualizar esto se requiere en primer lugar de estar consiente de que existe y es viable, en segundo lugar de ir creando las bases y eliminar los obstáculos para su aprovechamiento, reiterando que esté no esta peleado con el tipo de modelo de sistema eléctrico. Pero si es importante que dentro del modelo, tenga cabida mediante un trato especial, un marco legal que lo fomente y ofrezca certeza económica, financiera y legal para su desarrollo en el corto y mediano plazo. Sólo así se accederá a los beneficios económicos, ambientales y de preservación de los recursos energéticos que su potencial ofrece.

¹³ Par el buen funcionamiento, es condición que exista una estabilidad macro económica, además de ser acompañada de la reunión de las condiciones para lograr de las carredurias internacionales el "grado de inversión". lo que se puede traducir en la llegada y acceso a capitales de inversiones del exterior, con tasas de interés mucho más bajas. Así que la aglutinación ordenada y firme de estas circunstancias hará que la conducción y ritmo del desenvolvimiento económico del país se de con más certeza y confiabilidad. Esto también se refleja en el desarrollo de las actividades productivas dentro del país y entre ellas la de la construcción de la infraestructura eléctrica que el desarrollo del país requiere.

¹⁴ El crecimiento de la población crea necesidades materiales a ser satisfechas, pero con los programas de control de la natalidad y la inmigración, se contribuye a su mitigación, esto no constituye un problema grave a nivel país, pero si a nivel de los Estados y Municipios. El nivel bajo del crecimiento económico del país si es un problema grave a todos los niveles de gobierno y organización, tanto de mala distribución de la riqueza, marginación, y de 60% de la población del país sumido en la pobreza y 20% en la miseria extrema, entre otros muchos problemas.

3.4.3 CONTEXTO DE ESCENARIO

Dentro de las variables a considerar se encuentra el crecimiento del consumo nacional de energía eléctrica, el cual se estima en función del esperado oficial de 5.4%, el cual esta asociado a un crecimiento del producto interno bruto de 4.3%. Cabe hacer mención que el necesario¹⁵ para las condiciones del país es de 7.44%, ligado a un PIB de 5.6%.

El crecimiento oficial de la capacidad de generación, en base al nivel de capacidad instalada de 35225 MWe de 1998, se espera de 21743 MWe en el periodo de 1998 a 2007. La actividad industrial se verá incrementada en 5.3% anual promedio.

El crecimiento del potencial industrial de cogeneración se estima crecerá en la misma proporción que el promedio histórico de los últimos seis años. Obtenido en el capítulo tres y que resulto ser de 7.97%. El crecimiento de la vivienda (2.5%), así como del nivel tarifario (3%) y las ventas de energía eléctrica (6.1%), el crecimiento de la demanda auto abastecida convencional¹⁶ (7.7%). Se asumen las cifras oficiales, ya que el crecimiento de la capacidad de generación convencional se estimó con base en estos valores, y así se evita entrar a la discusión de otro contexto de desarrollo.

Asimismo, el costo unitario por capacidad, transmisión distribución, mantenimiento e ingeniería se toma como el medio de 1.722 millones de dólares por MWe consumido para la empresa eléctrica¹⁷. Para el costo medio de la capacidad consumida por cogeneración se toma el valor de 1.166 millones¹⁸ de dólares por MWe consumido, dado por el promedio de los tres esquemas más comunes y en su ponderación de uso más frecuente, reportados por los fabricantes de los equipos de cogeneración y recopilados.

De los planteamientos expresados por los actores del proceso de impulso se introducen las siguientes propuestas, desprendidas de las conclusiones de las diferentes reuniones¹⁹ de la Subcomisión para Promover Proyectos de Cogeneración. Referentes al marco legal, ya que los obstáculos y trabas están identificados en esta área, a saber:

a) Se manifiesta que no hay certidumbre de que la CFE compre la energía excedente, ni del precio de compra para estos excedentes. Estos factores son de importancia, ya que un proyecto requiere de certidumbre en la compra y precio de los excedentes para garantizar su impacto en la rentabilidad y conseguir su financiamiento.

¹⁵ De la fig. 3.9. Una tasa de crecimiento de la capacidad de generación de 7.44% promedio (asociado a un PIB de 5.6%) revertiría moderadamente la tendencia y ubicaría al IPEe en 249 al 2007, en vez de 238 con el crecimiento esperado oficial de 5.43%.

¹⁶ Aquí se introduce una distinción en la demanda autoabastecida, ya que el autoabastecimiento por cogeneración, como se indico anteriormente es diferente al autoabastecimiento por sistemas convencionales y sus intereses y naturaleza son diferentes.

¹⁷ Dato obtenido en la Gerencia de Programación de Sistemas Eléctricos de CFE.

¹⁸ No se usa el valor obtenido con los datos de CRE de 0.517 mdd, el cual sin duda hará mucho mayor las ventajas económicas.

¹⁹ Estos puntos son tomados de la XIV Y XVIII reunión de dicha subcomisión.

b) Además, se obliga a que la energía excedente sea despachable, es decir, su compra depende de necesidades instantáneas de suministro de la red eléctrica en un momento determinado. Sin embargo, la cogeneración no tiene esta flexibilidad, ya que la generación eléctrica se subordina a las necesidades de energía térmica del proceso para la planta productiva.

c) Se necesita establecer contratos a largo plazo de suministro de gas y compra de excedente eléctricos. La falta de contratos de suministro a largo plazo de gas natural ha constituido un freno importante al desarrollo de la cogeneración, ya que son un requisito indispensable para conseguir el financiamiento de un proyecto. En este sentido, se ha obtenido un avance al contar con el nuevo Reglamento de Gas Natural, expedido en noviembre de 1995, y con la Ley de la Comisión Reguladora de Energía publicada en octubre del mismo año. Falta, sin embargo, dice CONCAMIN, probar su aplicación en casos específicos. Por esta razón, la CONCAMIN propone desarrollar los contratos necesarios en materia de gas natural y avanzar en todos los aspectos relacionados con el intercambio de energía eléctrica como es la "venta segura de excedentes a tarifas conocidas".

d) Se requiere definir una metodología clara o precio para la transmisión de energía eléctrica. Este tema tiene que ver con la eficiencia de los sistemas de cogeneración, ya que las plantas de cogeneración se diseñan para cubrir la demanda térmica de la instalación de que se trate, con lo que se obtiene la mayor eficiencia de los energéticos primarios. Obteniendo por lo general excedentes de energía eléctrica que será necesario transmitir a otras localidades. Por eso, es conveniente definir los términos de intercambio de energía eléctrica entre distintas zonas, definiendo en forma más sencilla y clara el costo del porteo por KWh hasta el lugar de consumo.

Para las consideraciones de escenario y tomando en cuenta las observaciones realizadas y requerimientos expresados por los actores del proceso de impulso desde 1992 y a 1999, se toma en consideración los siguientes puntos:

- Distinguir²⁰ entre requerimientos de cogeneración y de autoabastecimiento convencional
- Eliminar incertidumbre en la organización del sector eléctrico
- Eliminar del marco legal la sujeción a despacho
- Eliminar del marco legal la limitación de venta de excedentes
- Definir mecanismo y condiciones de nodos para la determinación de los precios de venta de excedentes
- Incluir el reconocimiento del costo por capacidad en el costo marginal evitado para la venta de excedentes
- Desarrollo suficiente de la infraestructura del gas y marco para contratos de largo plazo
- Tasa por riesgo
- Subsidio en tarifas eléctricas
- Precio del combustible

²⁰ Los intereses, implicaciones y requerimientos de la cogeneración son diferentes del autoabastecimiento y toda vía más que los del productor independiente. Por eso deben ser diferenciados y no tratados por igual en la reglamentación, ya que uno es netamente un negocio de generación y venta de electricidad, el otro es independencia de la red, y el otro es un proceso de optimización en el uso y aprovechamiento de la energía, pero sólo con excedentes naturales, con excedentes comerciales, estos corresponden a un modelo de productor independiente.

- Opciones para venta de excedentes térmicos
- Nivel de viabilidad en proyectos
- Crecimiento de la demanda auto abastecida por cogeneración
- Costo de inversión cogeneración mdd
- Costo inversión convencional mdd
- Costo inversión país mdd
- Cambio de mentalidad en la cultura empresarial así la innovación tecnológica

Por último, la dinámica del funcionamiento del escenario esta en función de las metas, las cuales tienen como objetivo aprovechar el potencial viable económicamente, en función de tasas de retorno de la inversión.

3.4.4 VALOR DE LA TASA DE RENDIMIENTO

La tasa de descuento es un por ciento clave para la evaluación de la rentabilidad de un proyecto. En este caso se define la tasa de descuento como tasa de rendimiento mínima atractiva (TREMA) que se desea obtener al invertir, de acuerdo al nivel de riesgos del proyecto.

Por otra parte, Las principales²¹ fuentes de riesgo en financiamiento de proyectos son:

- Factibilidad comercial del proyecto
- Tecnología inapropiada o no probada
- Problemas de diseño, construcción y operación (retrasos, sobre costos y calidad por debajo de lo aceptable)
- Impacto Ambiental
- Falta de regulación (regulación inapropiada)
- Dificultad para obtener los permisos y las autorizaciones necesarias
- Ausencia de mecanismos para resolver conflictos
- Solidez técnica y financiera de las contratantes
- *Volatilidad en las condiciones de financiamiento (inflación, actividad económica, tipo de cambio, tasas de interés)*
- Fuerza Mayor

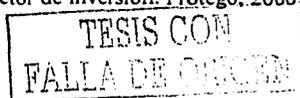
Asimismo, se ofrece una desagregación de los mecanismos y actores que intervienen para disminuir el riesgo.

Tabla 3.37 Fuentes de riesgo específico y formas de reducirlo

Fuente de Riesgo	Riesgo específico	Mecanismo para mitigarlo	Parte que acepta el riesgo
Riesgo Financiero	<ul style="list-style-type: none"> • Riesgo de T. C. (devaluación, convertibilidad, transferencias) • Tasas de interés 	<ul style="list-style-type: none"> • Derivados (futuros, opciones, swaps) • Cuentas de propósito específico <i>Offshore</i> • Garantías Gubernamentales • Seguros • Participantes del Consorcio • Coberturas 	<ul style="list-style-type: none"> • Instituciones Financieras • Agencias Multi/bilateral • Aseguradoras • Desarrollador • Promotor

Fuente: Dr. Antonio Souza/Director de inversión. Protego, 2000

²¹ Con base a exposiciones del Dr. Antonio Souza / Director de inversión. Protego, 2000.



En conjunto estos riesgos específicos son menos altos y la forma de reducirlos es más sencilla si el contexto macro económico donde se desenvuelve la evaluación, ejecución y operación del proyecto tienen menos riesgos. En la fig. 3.10 se observa como el contexto de financiación de los proyectos durante los años que duro la crisis de 1995, estuvo asociado a un nivel de riesgo país de más del doble presentado antes de 1996 y después del 2000.

Fig. 3.10



Fuente: Dr. Antonio Souza /Director de Banca de Inversion
 PROTEGO. 2000

Cabe resaltar la fuente de riesgo debida a la volatilidad en las condiciones de financiamiento (inflación, actividad económica, tipo de cambio, tasas de interés), que en lo fundamental no depende del proyecto y su disminución esta fuera de las manos de la industria, del desarrollador y del marco regulatorio.

Estimando un valor aceptable para la tasa de descuento acorde a las condiciones del país, TREMA puede estimarse como una tasa de interés libre de riesgo más una prima por el nivel de riesgo. La tasa libre de riesgo, es la tasa pasiva que paga la banca a sus ahorradores o simplemente la tasa de CETES.

El análisis se realiza con flujos de efectivo en moneda constante (a precios de 1999) y por lo tanto la tasa de descuento debe ser real, es decir se le debe descontar la inflación. La relación de Fisher proporciona la relación entre tasa de descuento real (r), la tasa nominal corriente (R) y la tasa de inflación (f).

$$r = \frac{1+R}{1+f} - 1 \tag{3.7}$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Se ha visto que durante los últimos años la tasa promedio anual efectiva de CETES a 28 días, una vez descontada la inflación, a sido de aproximadamente 6% en promedio, lo cual es un buen indicador de la tasa libre de riesgo en términos reales.

El nivel de riesgo del proyecto es desconocido, sin embargo, una aproximación de la prima por riesgo es de 12% en términos reales (por encima de la inflación), por tanto:

$$\text{TREMA} \cong \text{Tasa pasiva real (sin riesgo)} + \text{Prima real por riesgo} \quad (3.8)$$

$$6 + 12 = 18\% \text{ anual real}$$

La rentabilidad de los proyectos aquí analizados depende casi exclusivamente de las mejoras en la eficiencia de generación que se obtienen, y del comportamiento de los precios de los energéticos (combustibles y tarifas eléctricas). Desde noviembre de 1992 los precios en México de los combustibles de uso industrial están referidos a los mercados internacionales, y como estos son muy volátiles, la metodología para estimar el precio futuro se base en calcular el precio promedio de los combustibles mexicanos en los últimos 24 meses, pero referidos en dólares. Se eligió un periodo múltiplo de 12 meses, a afecto de cancelar las variaciones estacionales.

En este estudio, los precios se indican en pesos del 1999. Se supone que estos precios se mantendrán constantes en términos reales en el futuro, es decir se moverán al mismo ritmo de la inflación. Por tanto la TIR debe ser cuando menos igual o mayor que la TREMA.

3.4.5 NIVEL DE GENERACIÓN DE RESPALDO

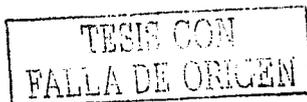
El escenario desde el punto de vista de la construcción de las plantas de cogeneración y sus tiempos de ejecución, se construye con tiempos que van desde los 3 a los 5 años, para cubrir el 100% de la demanda adicional con cogeneración y además cubrir el 27% de la capacidad nacional de respaldo para dicho periodo.

Al 2003 el adicional país con²² 7.44% de crecimiento anual esperado sería de 50472 - 35255 = 15217 MWe Para el periodo 98-03, considerando la capacidad de respaldo para las plantas que entran en cogeneración, sería de 18171.07 MWe.

Estas tasas de crecimiento para la cogeneración vista aislada del resto de las actividades con las cuales debe ínter actuar, representarían lo adecuado desde su perspectiva. Pero habrá que vincular estas tasas con los otros ínter actores, como la empresa eléctrica, y la optimización del recurso. Para que no falte ni sobre, situación presentada en los EE.UU. al desarrollar la cogeneración al máximo, resultando a finales de los 90's en una capacidad excesiva que dejaba infraestructura ociosa.

A 1998 se tienen 35,255 MWe que incluyen 27% de capacidad de respaldo y 73% de demanda. Al 2003 se requieren con 7.44%²³ de crecimiento de 50472 MWe que

²² Sólo para ejemplificar.



incluyen 27% de capacidad de respaldo y 73% de demanda. El adicional para este periodo es de 15217 MWe que incluyen 27% de capacidad de respaldo y 73% de demanda.

Si se cogenera 100% de la demanda de vapor, se obtiene 100% de la demanda eléctrica y 28.1% de excedentes²⁴ eléctricos. Por tanto se deja de demandar 100% de la carga industrial que entra en cogeneración y se asigna a la red 28.1% de dicha carga. Por tanto se cogenerarán 15217 MWe, de estos $(15217)(0.719) = 10941.02$ MWe son dejados de demandar de la red por la industria que entra en cogeneración y $(15227)(0.281) = 4275.97$ son entregados a la red como excedentes.

Además como CFE debe²⁵ de dar respaldo a las plantas que entran en cogeneración y este respaldo esta definido por CFE para su sistema como de 27%, entonces se requiere generar $(10941.02)(0.27) = 2954.07$ MWe de capacidad de respaldo para las plantas que entran en cogeneración.

Si se buscará cubrir el 100% de la demanda adicional país con plantas de cogeneración, se requerirían de 15217 mas 2954.07 para el servicio de respaldo a las plantas que entran en cogeneración. Por lo que la capacidad de cogeneración pudiera crecer hasta 18171.07 MWe, si ese fuera el objetivo y se dispusiera de ese monto de potencial de cogeneración viable.

$$\text{Grequerida} = (CO)(1) + (CO)(0.73)(.27) = 1.1971CO \quad (3.9)$$

Generando el 119.71% de la demanda, se cubriría el 100% de la demanda y se obtendría 27% adicional de respaldo.

3.5 ESCENARIOS

Se estima condiciones para el desarrollo de la cogeneración y aprovechamiento de su potencial, en función de tres escenarios de crecimiento, en comparación con el escenario convencional. El escenario se estructura en función del requerimiento eléctrico adicional que requerirá el país en base a las previsiones oficiales, este nivel de crecimiento será cubierto por las inversiones de CFE, más la participación de la cogeneración, dando prioridad a la capacidad máxima que se pueda implementar con cogeneración y CFE proveerá la restante.

²³ Tasa estimada como suficiente para revertir la tendencia de decrecimiento de la capacidad respecto a las ventas, obtenida en con el indicador IPE. Usada aquí para ejemplificar y ver que en teoría la cogeneración también puede revertir la tendencia.

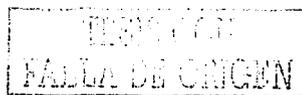
²⁴ Valor conservador, ya que la potencialidad de excedentes eléctricos medios que ofrecen los esquemas de cogeneración para el 100% de abasto de la demanda térmica es de 81.9%, sección de potencialidad.

²⁵ De acuerdo con las tarifas eléctricas, ver anexo D.

HT-R Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel transmisión

HT-RF Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en alta tensión, nivel transmisión.

HT-RM Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel transmisión.



La capacidad máxima aprovechable por cogeneración estará en función del potencial teórico y su acotamiento por los niveles de viabilidad económica que se estimaron (92.3%, 57.7% y 34.6%), por lo que iniciando con el potencial en operación a 1997 se estimará una tasa media de crecimiento anual para la cogeneración, buscando que al término del quinto año, la capacidad aprovechada sea menor o igual que la disponible por los niveles de viabilidad. A partir de ese año se establece otra tasa media de crecimiento que haga que al término del año 10 el potencial viable sea aprovechado lo mas posible sin que se sobrepase dicho potencial y sin que se sobrepase el requerimiento de capacidad adicional del país. Y por último en base a esta tasa de crecimiento y su equivalente en MW instalados por cogeneración estimar su costo, montos de inversión y diferencia de costo de esa alternativa respecto a la convencional.

En la tabla 3.38A se resumen en su primera sección las condiciones de escenario comunes a los tres escenarios, en esta parte se presentan los indicadores generales de desenvolvimiento de la actividad económica del país, el consumo de energía, la capacidad eléctrica adicional, el crecimiento del PIB, el crecimiento del potencial de cogeneración histórico, el costo medio de infraestructura eléctrica convencional y por cogeneración, etc.

Tabla 3.38A Condiciones de escenario e indicadores

INDICADORES DEFINIDOS	VALORES OFICIALES			
	ALTO	MEDIO	BAJO	CONVEN CIONAL
Consumo nacional de energía %	5.48	5.48	5.48	5.48
Capacidad adicional MW	21743	21743	21743	21743
Capacidad de generación MW	35225	35225	35225	35225
PIB %	4.3	4.3	4.3	4.3
Actividad industrial %	5.3	5.3	5.3	5.3
Crecimiento Poblacional %	1.3	1.3	1.3	1.3
Crecimiento de la vivienda %	2.5	2.5	2.5	2.5
Crecimiento del nivel tarifario %	3	3	3	3
Crecimiento de las ventas	6.1	6.1	6.1	6.1
Costo medio del MW consumido para CFE	1.722	1.722	1.722	1.722
Costo medio del MW consumido para cogeneración mdd	1.166	1.166	1.116	1.166
Crecimiento de la demanda año abastecida convencional	7.7	7.7	7.7	7.7
Combustible gas	68.5	68.5	68.5	68.5
Tecnología de generación CFE	CC	CC	CC	CC

Fuente: Elaboración propia.

En la segunda parte (tabla 3.38B) de la tabla se indican las variables que se consideran y que pueden afectar positivamente el desenvolvimiento del proceso de aprovechamiento de potencial de cogeneración industrial, según sea venido expresando por los diferentes actores de la experiencia de desarrollo durante el periodo de 1992 a 1999 y los identificados en la tesis.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 3.38B Condiciones de escenario e indicadores

INDICADORES A MODIFICAR	✓ Modifica	✗ Sigue igual		
REPORTADOS				
Eliminar incertidumbre en la organización del sector eléctrico	✓	✓	✓	✗
Eliminar del marco legal la sujeción a despacho	✓	✓	✓	✗
Eliminar del marco legal la limitación de venta de excedentes	✓	✓	✗	✗
Definir mecanismo para la determinación de los precios de venta de excedentes	✓	✓	✓	✗
Incluir el reconocimiento del costo por capacidad	✓	✓	✓	✗
Desarrollo suficiente de la infraestructura del gas	✓	✓	✗	✗
IDENTIFICADOS EN LA TESIS				
Que el costo del porteo para cogeneración sea al costo de CFE y para el autoabastecimiento convencional al costo de CFE más una utilidad razonable	✓	✗	✗	✗
Aceptación de venta de excedentes naturales a costo evitado y el resto a precios de mercado	✓	✗	✗	✗
Cambio de mentalidad en la cultura empresarial hacia la innovación	✓	✓	✓	✗
Crecimiento del potencial de cogeneración %	7.97	7.97	7.97	7.97
Metas de crecimiento (aprovechamiento del potencial viable económicamente y limitado por las necesidades del país) %	100	100	100	1.7
Tasa por riesgo %	5	9	10	15
Nivel de viabilidad en proyectos de cogeneración %	92.3	57.7	34.6	92.3

Fuente: Elaboración propia.

Esta evaluación del crecimiento de la cogeneración en función de los potenciales prácticos de implementación dados por la clasificación de los proyectos y de los tiempos de ejecución, se estimaría que se desarrollen muy rápido los MWe de los proyectos que clasificaron en el máximo rendimiento, es decir estas industrias tomarían acción inmediata para implementar y comenzar a explotar estos ahorros.

Para los siguientes tres años los proyectos clasificados como muy buenos, para de ahí pasar a los proyectos buenos y cuya proporción es la mayor, dejando para finales del periodo de diez años, y fijando como meta para aprovechar el recurso los proyectos clasificados como regulares, que en la práctica podrán o no ser implementados, al considerar la viabilidad financiera. Y los que de seguro no se podrían aprovechar son los clasificados con una mala rentabilidad económica. Con esto se lograría aprovechar el 92.31%, pero es más probable que el escenario más factible sea el del 57.7% al considerar la viabilidad financiera.

Ahora utilizando los datos encontrados, establecidos, las metas de un posible desarrollo y su implicación en la construcción de la infraestructura eléctrica del país, se determinará un crecimiento promedio anual para desarrollar y aprovechar el potencial de cogeneración con relación al crecimiento de la capacidad de generación eléctrica del país y del potencial de cogeneración industrial para el periodo de 1998 al 2007.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.5.1 COMPARACIONES

Los resultados de la evaluación del crecimiento de la cogeneración y su interrelación con CFE muestran las grandes ventajas económicas para el país, si se implementarán medidas para desarrollar la cogeneración o para destrabar su desarrollo, éstas ventajas podrían materializarse. La evaluación del crecimiento del potencial bajo los tres escenarios previstos se presentan en el anexo G, de dichas evaluaciones se estiman las siguientes (tabla 3.39) tasas anuales medias de crecimiento para la cogeneración en función de sus dos etapas de desarrollo.

Tabla 3.39 Crecimiento de la cogeneración industrial

Etapas	1998- 2003	2004- 2007	1998- 2003	2004- 2007	1998- 2003	2004- 2007	1998- 2003	2004- 2007
Crecimiento de la cogeneración	79.84%	21.18%	79.84%	6.08%	68.70%	2.28%	1.60%	1.90%
Escenario	alto		medio		bajo		convencional	

Fuente: Elaboración propia.

Realizando un ejercicio de comparación entre los resultados que se han obtenido en materia de plantas de cogeneración en operación en México al 2000 y reportadas por la CRE, y los resultados que se obtienen con la simulación numérica bajo los escenarios se obtendrían los siguientes resultados: En el escenario medio al año 2000 (ver tabla G.2 en el anexo G) se pasaría de 190 MW en operación en 1997 a 1109 MW con una tasa de crecimiento de 79.84%, la CRE reporta (fig. 11) 1056 MW ya en operación. En el escenario bajo con 68.7% de crecimiento se tienen 916 MW, por lo que el desarrollo que esta presentando la cogeneración en el país se acerca más al escenario medio, aunque los valores para el escenario alto en esta primera etapa son similares. Evaluando en el escenario medio el crecimiento real que ha presentando la cogeneración en México de 1997 al 2000 este ha sido de 76.91% medio anual con lo cual se ha logrado pasar de 190 a 1056 MW en operación en la industria, esto muestra una notable mejoría respecto al escenario convencional (1.6%), y bajo las condiciones del escenario representa un ahorro al país de 481 mdd. Bueno, los resultados ya se empiezan a ver, sólo se requiere continuar con el impulso y mejorar los resultados, todavía se pueden mejorar, el escenario medio marca 1995 MW al 2001, situación que se ve difícil de lograr ya que los permisos otorgados a la fecha ni como proyectos representan los 939 MW adicionales.

La tasa de crecimiento de la cogeneración en la próxima década presenta una relación de interdependencia con la tasa de crecimiento de CFE, ya que ambas (y con la participación además del autoabastecimiento y las importaciones) deberán cubrir la demanda del país sin excederse. Por esta razón el nivel de crecimiento de la cogeneración debe implicar una disminución en el crecimiento de la CFE.

En la tabla 3.40 se presentan los posibles de costos de construcción de la infraestructura eléctrica del país durante la próxima década, y sus diferentes montos en función de algunas tasas de crecimiento de la cogeneración. Así se observa que el costo mayor se tiene cuando la cogeneración crece a los niveles actuales y es mínima cuando crece a niveles de 69% y 28%, sin sobrepasar su potencial, representando un ahorro de casi 7 mil mdd (de 1999).

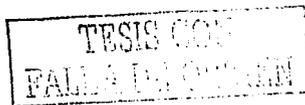


Tabla 3.40 Resumen de costos para los diferentes niveles de crecimiento

Actores	Alto	Medio	Bajo	Convencional
Costo CFE	\$ 14,893	\$ 24,782	\$ 29,717	\$ 37,395
Costo cogeneración	\$ 15,823	\$ 9,128	\$ 5,236	\$ 38
Costo total al país	\$ 30,716	\$ 33,910	\$ 34,953	\$ 37,433

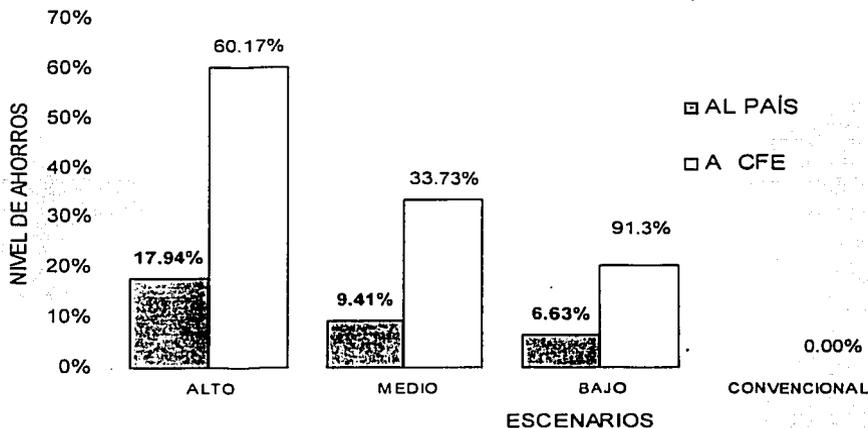
Fuente: Elaboración propia. mdd de 1999.

Los valores que resultan de las proyecciones muestran las posibles ventajas que se lograrían con los niveles de crecimiento de la cogeneración, los beneficios para los actores como para el país se muestran en la fig. 3.11. El beneficio es función del nivel de participación de la cogeneración en la satisfacción de la demanda nacional que se pueda o se quiera lograr.

De estos resultados podemos desprender que la cogeneración ofrece importantes y serias posibilidades de participación y apoyo para CFE en la construcción y abasto de la energía eléctrica que consumirá el país en los próximos diez años. Situación ventajosa para los actores que deben protagonizar este impulso, este planteamiento y sostenimiento de la cogeneración.

Fig. 3.11

AHORRO CON EL CRECIMIENTO DE LA COGENERACIÓN INDUSTRIAL 1998-2007



Fuente: Elaboración propia

También es muy importante reiterar y considerar que como México es un país que no cuenta con suficientes recursos económicos, en la planeación de su desarrollo se deberá considerar no desperdiciar recursos. Por tal motivo es necesario considerar cuidadosamente los niveles de desarrollo y aspectos ínter relacionados de la cogeneración, como lo es el hecho de que la cogeneración desplaza capacidad instalada, lo que pudiera traducirse en capacidad ociosa, como la experiencia sufrida en los EE.UU..

De las experiencias propias o ajenas México tiene que tomar lo bueno para el país y ponderar lo bueno para la industria privada y lo bueno para la empresa eléctrica. Lo óptimo desde el punto de vista de la inversión productiva es no crear infraestructura improductiva, por tanto el escenario más óptimo es el que permite crecer el nivel de cogeneración instalada a niveles que no sobrepasen las necesidades y generen infraestructura excesiva.

5.5.2 ANÁLISIS DEL CRECIMIENTO

En la tabla 3.41 se presentan el resumen de los resultados obtenidos con la simulación numérica del proceso de aprovechamiento de la cogeneración, en ellos se observa que los montos económicos ahorrados se ubican entre 6.67 - 17.98% respecto a la forma convencional. Y realizando una evaluación respecto a la sensibilidad del crecimiento del potencial de cogeneración en -20% y del valor del potencial de cogeneración en -40%, se observa que aun así los montos de ahorro económico son muy atractivos 6.6 - 14.79%.

La proporción de proyectos que pueden ser aprovechados esta determinada por el nivel de viabilidad económica y financiera que logren obtener, y para el caso del potencial de cogeneración, se estima un nivel de aprovechamiento más real en función de la viabilidad financiera, de manera que con los datos analizados (tabla 3.30) el 3.85% del potencial de cogeneración eléctrico al ser muy atractivo pudiera implementarse durante los primeros dos años, sin que sufra una afectación considerable al considerar los costos del financiamiento, más una parte del 15.38% y la restante al cuarto año.

El grueso del potencial (38.46%) entre el cuarto y sexto año. Para dejar con gran incertidumbre si se podrá implementar el 34.46% para finales del periodo 1998-2007, ya que seguramente resulta ser muy poco atractivo invertir para recuperar u obtener beneficios por debajo de una tasa de 15% en términos financieros. El potencial restante que equivale al 7.69% es casi imposible que pueda ser implementado ya que ofrece beneficios por debajo del 10%, que al igual que el 34.46% ofrecerían un rendimiento en términos de la rentabilidad financiera entre 0 -15%. Recordando que se puede influir en ese 34.46% al bajar el nivel de riesgo en la tasa de interés y en la tasa de descuento, o incrementando la TIR con mayores ingresos por venta de excedentes, dando mayores precios de venta o mayor cantidad en venta, o aumento en el costo de las tarifas eléctricas, o por un posible subsidio en el precio del combustible.

Así que al considerar la viabilidad financiera, mediante la integración de los costos del financiamiento, el potencial de cogeneración dado por el escenario alto y viable económicamente, seguramente no lo será en el mismo nivel. Por lo que al realizar la evaluación de la viabilidad financiera, bien podrían quedar fuera los proyectos con viabilidad económica entre 10 y 20% (R y M de la tabla 3.30). Con lo cual el escenario más factible de ser alcanzado es el medio.

**FALTA
LAS
PAGINAS**

148

A

158

Tabla 3.41 Resumen de resultados en la evaluación de sensibilidad de los escenarios

Análisis para variaciones en las condiciones de evaluación

Costo en mdd de 1999	Variaciones	Aportación de cogeneración adicional nacional	Crecimiento 1ra etapa	Crecimiento 2da etapa	Aprovecha del potencial de cogeneración 1ra etapa	Aprovecha del potencial de cogeneración 2da etapa	Costo CFE	Costo cogeneración	Costo al país	Costo al país convencional	Ahorro al país
Escenario aprovechamiento convencional	1.60%	0.10%	1.60%	1.90%	2.23%	1.76%	37,395	38	37,433	37,451	0.05%
Escenario aprovechamiento bajo	34.60%	3.60%	68.70%	2.28%	99.99%	100%	29,717	5,236	34,954	37,451	6.67%
Escenario aprovechamiento medio	57.70%	15.80%	79.84%	6.08%	85.96%	100%	24,782	9,128	33,910	37,451	9.45%
Crecimiento del potencial teórico	-20%	3.80%	79.84%	1.68%	100.00%	94%	26,977	7,642	34,618	37,451	7.56%
Potencial de cogeneración industrial	-40%	3.60%	68.72%	2.28%	100.00%	100%	29,712	5,240	34,952	37,451	6.67%
Escenario aprovechamiento alto	92.30%	82.00%	79.84%	21.18%	53.70%	100%	14,893	15,823	30,717	37,451	17.98%
Crecimiento del potencial teórico	-20%	55.30%	79.84%	16.19%	58.70%	100%	18,598	13,315	31,913	37,451	14.79%
Potencial de cogeneración industrial	-40%	12.20%	79.84%	48.50%	89.60%	100%	25,423	8,693	34,117	37,451	8.90%

Fuente: Elaboración propia.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CONCLUSIÓN

Estos resultados nos permiten estimar un valor del potencial de cogeneración por sistema superior, inferior, por años, por sectores industriales e industrial. Este procedimiento muestra que el potencial de cogeneración a 1996 es de 12,057.6 MWe con un crecimiento histórico medio de 7.97%, valor que puede aumentar si se considera el factor de planta en el consumo de los combustibles.

El análisis bajo este esquema muestra que para el trienio 1993-1996 se tuvo un aumento de 28.04% en el potencial teórico de cogeneración eléctrico. El incremento en la capacidad instalada no puede ser notado bajo este análisis, ya que sólo refleja el consumo total anual y no puede reflejar si este incremento se debió a un aumento en el nivel producción (factor de planta), a un incremento en las máquinas instaladas o a una mejora en la eficiencia de generación.

El potencial de cogeneración sí no es aprovechado, continuará creciendo y poniendo en evidencia cada vez más el gran desperdicio que el país realiza de este recurso.

Con estos resultados se puede realizar una proyección de su crecimiento y aprovechamiento en función de su crecimiento histórico y del potencial viable económicamente.

El uso del indicador IPE mostró que la capacidad no ha crecido en la misma proporción que las ventas. Una tasa de crecimiento de la capacidad de generación eléctrica de 7.44% promedio (asociado a un PIB de 5.6%) podría revertir moderadamente la tendencia y ubicar al IPEe en 249 al 2007, en vez de 238 con el crecimiento esperado oficial de 5.43%. La política oficial de decrecimiento real de la capacidad respecto a las ventas de los últimos dos gobiernos a generado repercusiones económicas y financieras por los próximos diez años de 37,446 mdd, es decir 3745 mdd/año.

Las estadísticas de los estudios de previabilidad y viabilidad realizados en la industria nacional durante los años de 1994 a 1999, muestran que casi el 4% del potencial industrial de cogeneración es excelentemente viable con tasas de rendimiento por encima de 43%; 15% con una muy buena rentabilidad por encima de 25%; un 40% con una buena rentabilidad por encima de 15%; y un 13% con una rentabilidad no viable por debajo del 15%, a menos que se generen condiciones de mayor estabilidad económica y las metas económicas de control de la inflación, crecimiento del PIB, desempleo, finanzas suficientes y sanas del gobierno, en general se mejoren las condiciones de financiamiento en el país y con ello se reduzcan las tasas por riesgo, y una parte del potencial no viable con tasas por riesgo de 10% pase a ser viable.

El potencial de cogeneración industrial histórico presenta una tasa de crecimiento media anual de 7.97%, ubicando un potencial a 1997 de 13,018.1 MW, el cual puede crecer hasta 28 000 MW teóricos, de los cuales serian viables 25 000 en el escenario alto.

México es un país pobre, por lo tanto no cuenta con los suficientes recursos para darse el lujo de desperdiciar inversiones. El potencial de cogeneración industrial

viable teórico ofrece al 2007 con una estimación alta cerca de 25000 MW a las necesidades de infraestructura eléctrica, Al cual se le puede sumar el potencial de las plantas de Pemex que oscila entre los 4000 y 5000 MW.

Proyectando el crecimiento de la cogeneración, sobre la premisa de aprovechar lo más posible el potencial industrial de cogeneración, esto obligaría en el escenario alto a lograr tasas de crecimiento de 79.84% y 21.18% durante los dos periodos de cinco años, para el medio de 79.84% y 6.08%, y en el convencional de 1.6 y 1.9%.

Así se estiman costos de 30,716 mdd contra 37,433 mdd entre el escenario alto y el convencional, lo que representaría un potencial de ahorro de casi 7000 mdd para el país en divisas que no se gastarían y no saldrían del país. Asimismo la industria financiera 15,823 mdd y la empresa eléctrica 14,893 mdd para tener el mismo nivel de infraestructura eléctrica, en contra posición con el convencional en el que la empresa eléctrica gastaría 37,395 mdd y la industria 38 mdd.

Estos crecimientos y montos de inversión se pueden traducir en ahorros en la inversión respecto a la forma convencional de 60.17% para CFE y de 17.94% para el país en el escenario alto, de 33.73% y 9.41% respectivamente para el medio. Estos resultados dependen básicamente del nivel de participación de la cogeneración en la satisfacción de la demanda nacional que se pueda lograr, a través de las ventajas económicas y financieras que se ofrezcan al proyecto y de una serie de medidas (capítulo 5) que se tomen para ayudar a mejorar la viabilidad financiera del potencial. Y además del cumplimiento de los indicadores planteados, así como del cambio de mentalidad del gobierno al ver a la cogeneración.

4. EFECTO AMBIENTAL

La combustión ha sido la forma generalizada de obtener la energía necesaria para satisfacer los requerimientos de las actividades del hombre. La diversificación y magnitud de los procesos de combustión han hecho que los efectos secundarios generados sean un problema a nivel mundial. Tal es el caso del incremento de la capa de ozono en zonas bajas de la atmósfera, la destrucción de bosques y edificaciones e irritación en ojos, garganta y dolores de cabeza. En conjunto el calentamiento de los océanos con disturbios climáticos como El Niño y La Niña, los cuales han incrementado su frecuencia y magnitud. Dejando ver su afectación más reciente en 1997 con pérdidas millonarias en todo el mundo por inundaciones, super huracanes, sequías y muchas pérdidas de vidas. Situaciones que los dólares en los cuales terminan por convertirse los combustibles, bosques, materias primas y vidas humanas de trabajo, No reponen ni reparan, y solo se acumulan en fortunas multimillonarias de unas cuantas personas.

En el campo de la remediación, el desarrollo de la cogeneración y su nivel de crecimiento representa una reducción en el consumo de combustible que hace la industria, lo que significa para ella ahorros en la factura para dar abasto a su demanda energética. Este desarrollo a nivel país se refleja como una preservación del recurso natural, de inversiones y de reducción en las emisiones de gases contaminantes. La cogeneración como técnica de optimización de los recursos energéticos permite reducir las emisiones por medio del método indirecto en forma natural, al mejorar la eficiencia en el aprovechamiento del poder calorífico de los combustibles. Y si en los equipos de cogeneración se incorporan equipos que ataquen la formación y emisión de contaminantes, también puede contribuir con una mitigación directa.

El valor del índice de emisión ofrece y refleja la calidad del combustible, por tanto el uso de combustibles de mayor contenido energético y menores impurezas es más benévolo con el medio ambiente. Así que el gas natural es una excelente alternativa para reducir las emisiones desde el campo de la selección del combustible.

La proyección en la reducción de las emisiones contaminantes debidas al desarrollo de la cogeneración depende del nivel de crecimiento que esta técnica logre alcanzar. La evaluación del equivalente en unidades reducidas de emisiones esta en función del tipo de combustible usado y de la cantidad usada antes y después del desarrollo.

Se plantea la obtención de índices de emisiones para los combustibles mexicanos de uso en la industria y la evaluación de las emisiones evitadas de CFE en función de dos proyecciones: a) De uso de combustibles y b) De crecimiento de la cogeneración. Además de estimar el monto de reducción en las emisiones derivadas de la reducción en el consumo de energía que hace la industria con el desarrollo de la cogeneración, y la mitigación que esto representaría para el país, y sus posibles implicaciones en el contexto de los protocolos de reducción de gases de invernadero.

4.1 MITIGACIÓN DE EMISIONES

La reducción promedio en los consumos de energía de entre 22 y 31 % con el uso de la cogeneración, respecto a la forma convencional, implica una reducción en las emisiones de gases a la atmósfera proporcional a la reducción en el consumo de combustible para obtener los mismos niveles energéticos. El estudio de los beneficios obtenidos con la implementación de los sistemas de cogeneración en las plantas industriales, referentes a los aspectos de costos, operación, funcionamiento y eficiencia indican la viabilidad de la implementación de dichos cambios. Así como el potencial de reducción en la emisión de contaminantes vía la disminución del consumo de combustible y el cambio en los usos energéticos.

4.1.1 MITIGACIÓN INDIRECTA

La mitigación debida a la reducción en el consumo de combustible o cualquier acción que mejore la operación de los equipos se define como mitigación indirecta vía mejoras en la eficiencia. El uso eficiente del PCI conlleva beneficios intrínsecos:

- Uno de interés directo al bolsillo del industrial, como lo es el reducir costos de operación por medio de la disminución de la factura del combustible
- Otro de interés social, dado por la disminución en la emisión al medio ambiente al quemar menos combustible
- Y un tercero con interés para los departamentos de mantenimiento y producción, dado por la simplificación de tramites y acciones para cubrir los requisitos normativos en cuanto a la operación de sus equipos.

Al generar calor y electricidad dentro de un mismo proceso, utilizando una misma fuente energética para cubrir los requerimientos. Con esto es posible lograr una mejora en la eficiencia total del proceso de 56% hasta 86%. Con la nueva eficiencia del sistema de generación de calor y electricidad, se cuantifica la reducción en consumo de combustible¹, que se traduce en menos generación de productos de combustión.

El potencial promedio de reducción de las emisiones industriales y la de la parte que realiza la compañía eléctrica (CFE) en la generación de la electricidad que consume el sector industrial de la red, es de 29.2%. El consumo histórico de energía del sector industrial incluyendo la parte que toma de la ²red se presenta en la tabla 3.14, en ella se observa una tendencia en la proporción a consumir más electricidad (5% más en 10 años) y menos combustibles (-5%), lo cual pudiera tener su explicación con la instalación de la industria de las maquiladoras. Una reducción de

¹ Obtenidos en el anexo B

	Combustóleo	Gasóleo	Diesel	U	Gas natural	Gas L.P.	U
PCI	9672.1	10076.9	10178.1	kcal/kg	8848.64	24669.5	kcal/Nm3
PCI	40.5	42.2	42.6	MJ/kg	44.6	49.2	MJ/kg

² Con 35% de eficiencia de generación media en CFE.

Base 100% excedente eléctrico y 30% excedente vapor (ver sección de potencialidad en el capítulo 2). El consumo industrial incluye el combustible y el combustible para generar la energía eléctrica que se consume en la industria en forma convencional, en base a 35% de eficiencia de generación

29.2% en el consumo industrial de energía repercutiría en una reducción de 7.7% (tabla 4.1) en el consumo nacional de energía, como promedio máximo.

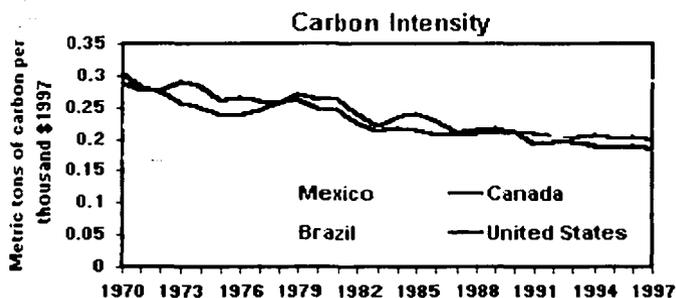
Tabla 4.1 Consumo nacional de energía PJ/año

	96	95	94	93	92	91	90	89	88
Consumo nacional	5,902	5,487	5,643	5,408	5,420	5,344	5,161	5,175	4,899
Consumo industrial	1,557	1,439	1,402	1,304	1,282	1,293	1,267	1,188	1,149
Del nacional	26.4%	26.2%	24.9%	24.1%	23.7%	24.2%	24.5%	23.0%	23.4%
Reducción en el consumo industrial	29.2%								
Consumo nacional	5,447	5,067	5,233	5,027	5,045	4,966	4,791	4,828	4,563
Consumo industrial	1,102	1,019	993	923	908	916	897	841	813
Del nacional	20.2%	20.1%	19.0%	18.4%	18.0%	18.4%	18.7%	17.4%	17.8%
Reducción consumo nacional	7.7%	7.7%	7.3%	7.0%	6.9%	7.1%	7.2%	6.7%	6.8%
Reducción consumo nacional	455	420	410	381	374	378	370	347	335

Fuente: Elaboración propia con datos de los Balances Nacionales de Energía.

La cogeneración al ser un cambio en la eficiencia en los procesos y equipos, que a su vez requiere de la realización de cambios estructurales en la organización del mercado eléctrico y de los combustibles, ofrece la posibilidad de reducir la intensidad energética de la empresa y la del país. Además la cogeneración induce el desarrollo del mercado de combustibles más limpios y también disminuye las emisiones de gases industriales y per capita. Un punto interesante sería estimar cuanto puede la cogeneración acercar a la intensidad energética local a las intensidades de las mejores prácticas. A través de la PTF³, referidos a las características puramente tecnológicas de la cogeneración, en cuanto al uso de energía y espacio en la industria nacional.

Fig. 4.1



Fuente: EIA

La figura 4.1 muestra la tendencia a incrementar la intensidad de emisiones de carbón en México durante los últimos 30 años, mientras Brasil mantiene su nivel y Canadá y los EE.UU. lo disminuyen.

³ PTF: Participación Total de los Factores para la producción. En cuanto a las características de producción que muy a menudo se consideran puramente tecnológicas, se encuentra la energía y el espacio por unidad de producción.

4.2 PROYECCIÓN DE REDUCCIÓN DE EMISIONES

El consumo de combustible en la industria esta ligado al crecimiento industrial del producto bruto y mantendrán una relación de crecimiento similar, con excepción de que existan cambios en la intensidad energética industrial, debidos a:

- Más plantas o más factor de planta
- Plantas que incrementan su consumo energético y el valor de su producción con diferente relación
- Más o menores sectores, nuevas industrias o nuevos productos, reorganizaciones o desintegraciones
- Mejores o peores procesos o equipos

Para esta evaluación, el consumo de energía en el sector industrial es función de la actividad económica y del crecimiento en el sector, aquí estimaremos el consumo de energía en función del crecimiento de la actividad industrial, supondremos que el factor de planta es de 100%, y que el aumento en el consumo sólo es debido al comportamiento del PIB industrial, menos el crecimiento que logra la cogeneración.

Con esto buscaremos establecer un escenario convencional en el sector industrial, y a partir de ahí ver en cuanto se reduce ese escenario al ir creciendo la capacidad por cogeneración..

4.2.1 MÉTODO DE ESTIMACIÓN

La metodología usada para evaluar la reducción en las emisiones y construir el escenario de reducción en el sector industrial se basa en la media aritmética de los potenciales de esquemas de cogeneración.

De las tablas 2.44, 2.45, 2.46 y 2.47; Obtenemos la eficiencia media⁴ del esquema de cogeneración:

$$\eta_{mco} = \frac{70.8 + 78.6 + 85.7}{3} = 78.36\% \quad (4.1)$$

Utilizando el concepto de excedentes naturales o técnicos, el valor medio de excedentes de vapor:

$$mv = \frac{56.5 + 30}{2} = 43.25\% \quad (4.2)$$

El valor medio de excedentes de electricidad:

$$me = \frac{81.9 + 100}{2} = 90.95\% \quad (4.3)$$

⁴ Media aritmética. sería mejor la media ponderada, pero es complejo estimar la proporción de arreglos (tanto vapor, tanta electricidad excedente) y del primotor a utilizar.

La proporción media de vapor y electricidad en el esquema es:

$$p_{mv} = \frac{(122.11 + 78 + 101.4)200}{3} = 50.25\% \quad (4.4)$$

$$p_{me} = \frac{(70 + 63.65 + 35)200}{3} = 28.1\% \quad (4.5)$$

Obtenemos un abasto de cogeneración medio con 190.95% de generación de electricidad y 143.25 de vapor. De la tabla 4.8 para el escenario alto, se tienen 343 MWe por cogeneración a 1998.

Si 343 es la proporción de electricidad que genera el esquema de cogeneración, con una proporción de 50.25% para el vapor, el esquema genera 496.8 MWt. Y la energía que consume el esquema para generar este nivel de potencia es:

$$E_{co} = \frac{MWe + MWt}{\eta_{mco}} = \frac{343 + 496.8}{0.783} = 1072.54 MW_E \quad (4.6)$$

Su equivalente en forma convencional es:

$$E_c = \frac{MWe}{0.35} + \frac{MWt}{0.78} = \frac{343}{0.35} + \frac{496.8}{0.78} = 1616.9 MW_E \quad (4.7)$$

por lo que el ahorro de energía primaria al tener operando los 343 MWe por cogeneración es:

$$A_{co} = E_c - E_{co} = 1616.9 - 1072.54 = 544.38 MW_E = 17.16 PJ \quad (4.8)$$

El consumo de energía en el sector industrial en 1998 contabilizando el combustible y la electricidad con su combustible para generarla fue de 1719.9 PJ, Tabla 5.2.

Por lo que el ahorro en consumo de energía primaria para ese año en el sector industrial fue de:

$$\%A_{E1998} = \frac{17.16}{1719.9} = 0.998\% \quad (4.9)$$

En forma análoga para el año 2003 y 2007, en función del crecimiento de la capacidad por cogeneración, tenemos:

$$\%A_{E2003} = \frac{322.87}{2205.5} = 14.63\%$$

$$\%A_{E2037} = \frac{696.76}{2691.05} = 25.89\%$$

Este procedimiento se lleva a la hoja de cálculo, y de ahí se obtiene el escenario de reducción de emisiones en función de la disminución en el consumo de combustible que se hace en el sector industrial, y que depende del crecimiento de la capacidad de generación por cogeneración.

4.1.2 ESCENARIO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES

Con la reducción máxima promedio para estos sistemas y con los datos del escenario de crecimiento de la cogeneración industrial, se evalúan las emisiones futuras y el monto de disminución con su implementación.

Por el otro lado, en materia de tendencias de uso de combustibles, la política oficial promueve el uso de gas natural en forma mucho más generalizada, de esta forma dentro de la industria eléctrica esta tendencia se proyecta en el cambio en el uso de combustibles (Tabla 4.2).

Se esperaría que el sector industrial siga con más intensidad su cambio a gas natural en aquellas regiones donde llegará la infraestructura de los gasoductos; además con esta política energética y por la diferencia de costos entre el gas natural y los demás energéticos. En adición el tipo de tecnologías a usar mayoritariamente en la industria, se esperaría una acentuación más acelerada en el cambio de combustibles en el sector industrial. En la tendencia en el uso de los combustibles se aprecia un gran crecimiento del gas natural a partir de 1989 (tabla 4.1). Con estos datos y los índices de emisiones, es posible estimar algunos niveles de crecimiento en la emisión y su afectación con la inserción de la cogeneración en la industria nacional.

El desarrollo de la cogeneración y el cambio del índice de emisión medio en CFE con la política de cambio de combustibles, se traduce en una mitigación de emisiones a nivel país. Por tanto se proyecta la reducción de emisiones para el periodo 1998 - 2007 y sus implicaciones en el contexto de los protocolos de reducción de gases de invernadero

Tabla 4.2 Proporción de uso de combustibles en la generación de CFE

Combustibles	1997	2007
Carbón	14.1%	14.1%
Diesel	1.1%	0.3%
Combustóleo	67.7%	26.7%
Gas natural	17.1%	58.9%

Fuente: Gerencia de Programación de Sistemas Eléctricos, CFE. 1998.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La evaluación del índice⁵ de emisión a utilizar para CFE (GNDCC) se base en la media ponderada, entre la participación del combustible en CFE para 1997 y el esperado para 2007, sus valores se muestran en la tabla 4.3.

⁵ Nota: Anexo B Modificados y obtenidos de "Reconversión de calderas industriales convencionales para la mitigación de emisiones contaminantes", tesis de maestría, 1998, DEPFI, UNAM.. G. León.

Tabla 4.3 Valores de índice de emisión

Combustible	kg CO ₂ /MJ	kg SO ₂ /MJ	kg NO _x /MJ	kg CO / MJ	ppm CO
Gas natural	0.060950	0.0000358	0.00002620	0.00000073	12
Gas L.P.	0.060740	0.0000004	0.00002349	0.00000182	30
Diesel	0.072780	0.0002340	0.00002848	0.00001456	200
Gasóleo	0.073200	0.0004672	0.00003354	0.00001830	250
Combustóleo	0.074960	0.0014460	0.00005249	0.00002848	380
Carbón	0.083450	0.0009807	0.00006421	0.00003633	470
GNDCC de 1997	0.073737	1.126E-03	4.938E-05	2.469E-05	327.782
GNDCC de 2007	0.067898	5.461E-04	3.859E-05	1.320E-05	175.398

Fuente: Elaboración propia.

De la tabla 4.4, la primera reducción de emisiones contaminantes derivada de estas medidas queda de manifiesto en el cambio del valor del índice promedio para CFE en 1997 y 2007. Siendo de 7.92% para el CO₂, 51.49% para el SO₂.

Tabla 4.4 Reducción en las emisiones de CFE

Combustible	kg CO ₂ /MJ	kg SO ₂ /MJ	kg NO _x /MJ	kg CO / MJ	ppm CO
GNDCC de 1997	0.073737	1.126E-03	4.938E-05	2.469E-05	327.782
GNDCC de 2007	0.067898	5.461E-04	3.859E-05	1.320E-05	175.398
% Reducción 1997 Vs 2007	7.92%	51.49%	21.86%	46.53%	46.49%

Fuente: Elaboración propia.

La segunda reducción de emisiones contaminantes esta dada por la reducción en el consumo de combustibles (tabla 4.5) y el cual representa para los principales contaminantes las siguientes cantidades.

Tabla 4.5 Reducción en las emisiones industriales

ESCENARIOS	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	A.E. 2007	% 2007
Consumo industrial PJ/año	1779.3	1902.0	2033.3	2171.6	2323.6	2483.9	2655.3	2838.5	3034.3	3243.7	2268	7.92%
Alto MWe en.	343	617	1109	1995	3588	6453	7820	9476	11482	13914	5678	
Eco MWE	1221.5	2196.8	3950.8	7105.2	12778.1	22980.3	27846.5	33743.1	40888.3	49546.6	20257	
Ec MWE	1766.5	3177.0	5713.5	10275.3	18479.2	33233.3	40270.6	48798.1	59131.3	71652.5	292407	
Consumo evitado PJ	17.2	30.9	55.6	100.0	179.8	323.3	391.8	474.8	575.3	697.2	286	
Alto 2007-21.49%	0.97%	1.63%	2.73%	4.60%	7.74%	13.02%	14.76%	16.73%	18.96%	21.49%	11.63%	10.3%
Medio MWe en.	343	617	1109	1995	3588	6453	6846	7262	7703	8171	4408	
Eco MWE	1221.5	2196.8	3950.8	7105.2	12778.1	22980.3	24377.0	25858.5	27430.0	29097.1	15695	
Ec MWE	1766.5	3177.0	5713.5	10275.3	18479.2	33233.3	35253.1	37395.6	39668.4	42079.2	22704	
Consumo evitado PJ	17.2	30.9	55.6	100.0	179.8	323.3	343.0	363.8	386.0	409.4	2209	
Medio 2007-12.62%	0.97%	1.63%	2.73%	4.60%	7.74%	13.02%	12.92%	12.82%	12.72%	12.62%	9.03%	8.2%
Bajo MWe en.	322	543	916	1545	2607	4397	4498	4600	4705	4813	2846	
Eco MWE	1145.9	1933.1	3261.3	5501.9	9282.0	15659.2	16016.4	16381.9	16755.6	17137.9	103075	
Ec MWE	1657.1	2795.6	4716.4	7956.7	13423.3	22645.7	23162.4	23690.9	24231.4	24784.2	149064	
Consumo evitado PJ	16.1	27.2	45.9	77.4	130.6	220.3	225.4	230.5	235.8	241.1	1450	
Bajo 2007-7.43%	0.91%	1.43%	2.26%	3.56%	5.62%	8.87%	8.49%	8.12%	7.77%	7.43%	5.93%	5.4%
Convencional MWe en.	194	197	200	203	206	210	214	218	222	226	2090	
Eco MWE	690.1	701.1	712.4	723.7	735.3	747.1	761.3	775.8	790.5	805.5	7443	
Ec MWE	998.0	1014.0	1030.2	1046.7	1063.4	1080.4	1100.9	1121.9	1143.2	1164.9	10763	
Consumo evitado PJ	0.7	9.9	10.0	10.2	10.3	10.5	10.7	10.9	11.1	11.3	105	
Convencional 2007-0.35%	0.55%	0.52%	0.49%	0.47%	0.45%	0.42%	0.40%	0.38%	0.37%	0.35%	0.43%	0.4%

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 4.5 se presentan los tres escenarios de evaluación del crecimiento de la cogeneración ya que de ahí se toman los montos de capacidad instalada para la cogeneración, se estima el porcentaje en que se reduce el consumo de combustible en la industria con esa capacidad operando, obteniendo, para el escenario alto en

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1998 y con 343 MW de cogeneración una reducción de 0.97% en el consumo de combustible en el sector industrial, de igual forma para los restantes años, de tal manera que al año 2007 y con 13906 MW operando en la industria es posible reducir el consumo de energía en 21.49%. Por lo que el escenario de reducción de emisiones para el escenario alto es de 21.49% respecto al convencional, para el escenario medio es de 12.62%, y para el bajo es de 7.43%. En el escenario convencional la reducción es de 0.35%.

En forma gráfica (fig. 4.2) la proyección ubicaría un potencial de reducción en el mejor de los casos de 21.49% en las emisiones que hace la industria, respecto a la proyección convencional con el desarrollo tendencial actual de la cogeneración.

Fig. 4.2



Fuente: Elaboración propia.

El equivalente en emisiones evitadas de los principales contaminantes es obtenido con el consumo de combustible evitado, su proporción de uso en los diferentes combustibles utilizados y los valores de índices de emisión, los valores encontrados se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 4.6 Equivalente en Ton/año de reducción de emisiones⁶

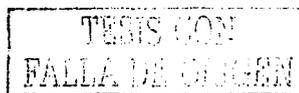
ALTO vs. CONVENCIONAL	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Aumento en la reducción	77.0%	213.1%	354.0%	881.7%	1637.7%	2976.0%	3557.8%	4249.7%	5072.5%	6051.0%
CO ₂	1220.41	2194.80	3947.17	7098.66	12766.35	22939.23	27820.94	33712.14	40850.82	49501.14
SO ₂	9.1	16.3	29.3	52.7	94.8	170.5	206.6	250.4	303.4	367.6
Nox	0.7	1.2	2.1	3.8	6.8	12.3	14.9	18.1	21.9	26.5

Fuente: Elaboración propia.

Estas cantidades de productos no deseados de la combustión representan la preocupación de los grupos ambientales y de las autoridades de los países de todo

⁶ Índice medio

kg CO ₂ /MJ	kg SO ₂ /MJ	kg NOx/MJ
0.07101	5.27E-04	3.81E-05



el mundo, con excepción de los EE.UU.⁷ por controlar y disminuir las afectaciones que están causando al medio ambiente mundial a través de su disminución.

4.3 EFECTOS POLITICOS

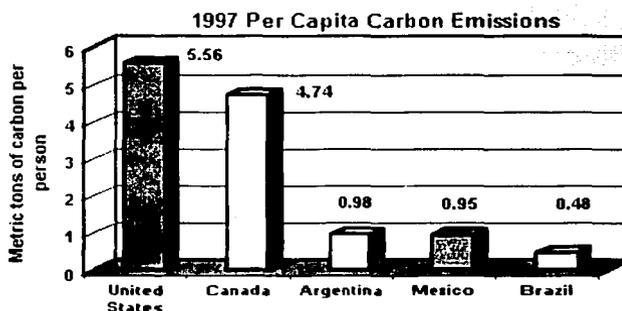
La disminución de los efectos secundarios por el uso de combustibles se debe atacar desde el uso de la energía, la calidad de los combustibles, los sistemas de combustión, la eliminación de contaminantes emitidos sin control, la remediación de zonas dañadas, la limpieza de la atmósfera, con leyes y normas para su control, con programas de vigilancia, y con la concientización de la población. Todo con el fin de ofrecer a las generaciones actuales y venideras un ambiente sano, tal como nosotros lo recibimos. En el entendido que desarrollo y riqueza no están distanciados, concepto de desarrollo sustentable.

4.3.1 GASTO EN PROGRAMAS

El gobierno de los EE.UU. solicitó para el presupuesto del año 2001 al Congreso⁸ una partida de \$4 billones de dólares para programas de cambio climático. La propuesta contempla \$1.6 billones para incentivos impositivos, investigación, desarrollo, implementación, y otro para la Iniciativa Tecnológica de Cambio Climático (CCTI). Distribuidos de la siguiente forma: 1) \$1.4 billones para la investigación, desarrollo, e implementación, 2) \$201 millones para incentivos impositivos en el año fiscal 2001.

CCTI incluye incentivos impositivos para fomentar mejoramientos de eficiencia en el uso de la energía y las tecnologías renovables en edificios, iluminación, vehículos, y generación de electricidad. Otras partidas de este rublo contemplan financiamiento para investigación, desarrollo, y fomento del uso de las energías eficientes y renovables, normas de eficiencia para equipos, aparatos y tecnologías.

Fig. 4.3



Fuente: EIA

⁷ El gobierno de G. W. Bush, en 2001 no ratificó el acuerdo firmado por el gobierno de B. Clinton para reducir las emisiones

⁸ <http://www.eia.doe.gov/oia/clima/execsum.html>

Uno de los fundamentos de estos programas es el cambio del clima; pero estos programas tienen beneficios adicionales al ir mejorando la calidad del aire debido a las reducciones en los contaminantes, mejorando los criterios, la seguridad. Aunque los incentivos impositivos son en mayor parte nuevas iniciativas, muchas de estas iniciativas son continuación de programas ya establecidos o expansiones de nuevas investigación en proceso, desarrollo, y programas de implementación.

El protocolo de Kyoto y su ratificación implicaría para los EE.UU. la reforma y reestructuración de la industria del gas y de la eléctrica, y un fortalecimiento de la política diseñada para promocionar las energías renovables y para respaldar el uso eficiente de la energía con programas que puedan reducir las emisiones. Esta labor explicaría la negativa a ratificar el acuerdo de Kyoto, en la figura 4.4 se ve que los EE.UU. son el principal generador de contaminantes, aunque también destina un monto importante de dinero para su control, pero estos montos no son equivalentes a la remediación de todo el daño que genera.

4.3.2 COSTO DE EXTERNALIDADES

Dentro de los EE.UU. algunos estados han desarrollado programas para el control de las emisiones más estrictos. Entre los enfoques más importantes se consideran las externalidades en las emisiones y la cooperación entre estados para la solución de problemas regionales. En la tabla 4.7 se presentan los valores estimados⁹ a 1994 para evaluar los costos, así como los estados que participan de este acuerdo.

Tabla 4.7 Costo de las externalidades ambientales de las Utilitys públicas

Estados	SO ₂		NO _x		CO ₂		N ₂ O		PM10	
	\$/ton	¢/kWh	\$/ton	¢/kWh	\$/ton	¢/kWh	\$/ton	¢/kWh	\$/ton	¢/kWh
California S. Cal. Ed S.D. G&E	23490	1.90	31448	6.92	9.00	0.94	-	-	6804	0.04
Pacific G&E	4486	0.36	9120	2.01	9.00	0.94	-	-	2624	0.02
California	1720	0.14	1720	0.38	9.00	0.94	-	-	4608	0.03
Attainment Areas										
Massachusetts[a]	1700	0.30	7200	2.09	24	2.4	4400	cu	-	-
Minnesota[b]										
Low	0	0	59	0.02	5.99	0.6	-	-	-	-
High	300	0.05	1640	0.48	13.6	1.36	-	-	-	-
Nevada	1716	.14	7480	1.65	24	2.5	4554	cu	4598	.03
New York	1437	.25	1897	.55	1	.1	-	-	-	-
Oregon[b]										
Low	-	-	2000	.44	10	1.04	-	-	-	-
High	-	-	5000	1.1	40	4.16	-	-	-	-
Wisconsin	-	-	-	-	15	1.5	2700	cu	-	-

Centavos de Dólar (de 1994)

Fuente: EIA. Laboratorio Nacional el Roble., EE.UU. 1994

La Comisión Pública de Utilitys y algunas plantas eléctricas comenzaron a considerar desde 1994 a las externalidades dentro del programa llamado Marco

⁹ En diciembre 1994, la Corte Suprema de Massachusetts ordeno que la Comisión de Utilitys Públicas, estableciera una cuantificación para poder evaluar las externalidades generadas por estas plantas con su emisión de contaminantes.

Integral Planificado de Recursos (IRP). El IRP requiere que las utilities consideren el costo de las externalidades en sus costos totales. Esto todavía es nuevo en muchos estados de los EE.UU.. Aunque muchos estados han rechazado el uso de externalidades en IRP, desde Julio 1995 seis utilities públicas cuantifican los costos estimados de la contaminación del aire en los proyectos y en base ha algunos de estos análisis se toman decisiones para construir nuevas plantas.

Nevada, por ejemplo (tabla 4.8), impone un costo de 4 centavos por KWh a las carboeléctricas. Estos costos varían significativamente de estado a estado y a veces dentro de un estado.

4.3.3 COMPRA DE EMISIONES EVITADAS

La ratificación del protocolo de Kyoto en la cumbre de Europa por parte de los EE.UU. no se dio en el año del 2001, pero algunos países europeos ratificaron los acuerdos, por lo que el valor de intercambiar emisiones por el momento, es el valor que los países europeos estén dispuestos a ofrecer.

El costo¹⁰ de reducir las emisiones y conseguir las metas de reducción de emisiones de carbón para los EE.UU. al 2010 oscila entre los \$67 dólares por la tonelada métrica (1996 dólares) para el escenario de 1990+24%, y de alrededor de \$348 por la tonelada métrica para el de 1990 - 7%.

Tabla 4.8 Posible ingreso por venta de emisiones mdd

ALTO VS. CONVENCIONAL	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
De C	\$ 0.022	\$ 0.040	\$ 0.072	\$ 0.130	\$ 0.233	\$ 0.420	\$ 0.509	\$ 0.616	\$ 0.747	\$ 0.905
De SO ₂	\$ 0.213	\$ 0.383	\$ 0.689	\$ 1.238	\$ 2.227	\$ 4.005	\$ 4.854	\$ 5.881	\$ 7.127	\$ 8.636
De SO _x	\$ 0.021	\$ 0.037	\$ 0.067	\$ 0.120	\$ 0.215	\$ 0.387	\$ 0.469	\$ 0.568	\$ 0.689	\$ 0.835
De CO ₂	\$ 0.011	\$ 0.020	\$ 0.036	\$ 0.064	\$ 0.115	\$ 0.207	\$ 0.250	\$ 0.303	\$ 0.368	\$ 0.446
Total SO ₂ +NO _x +CO ₂	\$ 0.244	\$ 0.440	\$ 0.791	\$ 1.422	\$ 2.557	\$ 4.599	\$ 5.573	\$ 6.753	\$ 8.183	\$ 9.916
Equivalente al financiamiento de MW	0.22	0.39	0.71	1.27	2.29	4.12	4.99	6.05	7.33	8.89

Costos para California tabla 5.8. \$67.0 US\$/tonC, \$ 9 US\$/tonCO₂, \$23,490 US\$/tonSO₂, \$31,448 US\$/tonNO_x
Fuente: Elaboración propia dólares de 1994

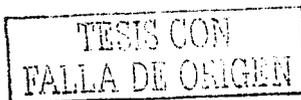
En la tabla 4.8 se muestran los posibles ingresos por venta de las emisiones evitadas con el crecimiento de la cogeneración en México, en base a los montos de reducción de emisiones dados por el escenario alto de reducción de contaminantes, sumando al 2007 un total de 40.5 mdd o el pago de la instalación de 36.7 MW por cogeneración.

Los precios de reducción de las emisiones de carbón representan el costo marginal de la reducción de las emisiones de carbón al nivel especificado, reflejando el precio que los Estados Unidos estarían dispuestos a pagar a otros países o que induzcan medidas de reducción de sus emisiones carbón.

En ausencia de un análisis completo de la comercialización internacional de los costos de reducción de emisiones de carbón, estos precios no representan el mercado internacional, pero establecen el precio que los EE.UU. estarían dispuestos a ofrecer a otros países.

¹⁰ Fuente: EIA.

¹¹ 1kg C=3.664kg CO₂



CONCLUSIÓN

El potencial promedio de reducción de las emisiones industriales y la de la parte que realiza la compañía eléctrica (CFE) en la generación de la electricidad que consume el sector industrial de la red es de 14.39%, una reducción en el consumo industrial de energía de esa magnitud repercutiría en una reducción de 7.7% en el consumo nacional medio de energía, como promedio máximo.

La primera reducción de emisiones contaminantes esta dada por la política de cambio de usos de combustibles en CFE, lo cual queda de manifiesto con un cambio del valor del índice medio de CFE en 1997 y 2007. Representando una disminución de 7.92% para el CO₂ y 51.49% para el SO₂ y 21.86% para el NOx. La segunda reducción de emisiones contaminantes esta dada por la reducción en el consumo de combustibles, basada al nivel del 2007 y con el crecimiento que se pueda lograr de la cogeneración, siendo de 2007-21.49% para el escenario alto y de 2007-0.35% para el convencional.

México no se caracteriza por ser un gran generador de emisiones contaminantes en el ámbito internacional, pero tampoco se caracteriza por ser un país que invierta mucho dinero en programas de mitigación, situación que sí aplica para los EE.UU., ya que tan solo para el año del 2001, se piensa gastar 1.6 billones de dólares en materia de impacto ambiental.

La negativa de los EE.UU. vía su presidente G. W. Bush a ratificar los protocolos de Kyoto, deja en duda los posibles beneficios económicos a los países menos desarrollados para obtener ingresos por medio del intercambio de emisiones de gases de invernadero por dólares.

Pero aun queda la opción de los países europeos que estén dispuestos a realizarlo y dejen a un lado su soberbia y antepongan el interés del planeta al de sus utilidades económicas. Cabe recordar que las afectaciones climáticas y sus daños afectan por igual a todos.

5. ELEMENTOS DE VIABILIDAD

La implementación de esquemas de cogeneración en la industria ya establecida depende del buen estado que guarden los factores técnicos, económicos y financieros del propio proyecto, así como de la percepción sobre el entorno económico, comercial, legal, político, financiero, ambiental y social, que poseen quienes autorizan este tipo de medidas de cambio tecnológico en las industrias, de tal manera que donde concurran la mayor cantidad de estos factores en cantidad, calidad y estabilidad, se sentarán las bases para su aprovechamiento.

El potencial de cogeneración industrial esta distribuido en todas las zonas industriales del país, es decir donde están las industrias. Las industrias establecidas incluirán en su evaluación de la conveniencia de aprovechar su potencial aspectos logísticos, económicos, ambientales y legales, con el objetivo de realizar el proyecto y su operación con el menor número posible de requisitos y al menor costo. Además de considerar la certidumbre y estabilidad del marco legal para su desarrollo, evaluar la estabilidad del suministro y precio del combustible, éste último será durante la vida útil del proyecto el principal costo, asimismo no se debe descuidar el acceso a bajos costos de los insumos (posición geográfica y vías de comunicación, seguridad, etc. para la distribución y embarque) y productos, mas la disponibilidad de mano de obra calificada para realizar la nueva actividad.

En conjunto estos elementos limitarán o fomentarán el desarrollo y la toma de decisiones para aprovechar su potencial. Pero el criterio final lo definirá el nivel de ventajas económicas, ya que si estas son lo suficientemente atractivas, moverán los recursos económicos, humanos y relaciones de la empresa para cubrir y salvar obstáculos legales, ambientales, logísticos y técnicos.

Es conocido que las empresas industriales son las que tienen que tomar las decisiones para iniciar los estudios de viabilidad y construcción de los proyectos, y ellas y sus organismos de representación como COPARMEX, CONCAMIN y diversos particulares han venido manifestado desde 1994 referente a las circunstancias y elementos actuales que envuelven el entorno de la cogeneración, que no son del todo favorables a los proyectos y el gobierno no les da certidumbre de que serán modificadas o corregidas.

Por tanto como objetivo del presente capítulo, se propone mostrar el contexto general en el cual se ha venido desarrollando la cogeneración en el país, así como las carencias y elementos de toma de decisión más relevantes en el proceso de evaluación para aprovechar el potencial de cogeneración en las industrias, que han existido en el país. Este análisis se realizará agrupando los factores identificados y reportados por los diferentes actores del proceso de implementación de la cogeneración industrial en México que limitan y obstaculizan el aprovechamiento del potencial, para luego analizar cada elemento en función de la siguiente estructura:

¿Cómo afecta?

¿Qué tan importante es?

¿Cómo se puede eliminar o atenuar?

¿A quién le corresponde actuar?

Al seguir este orden se pretende mostrar cómo incide y de ser posible su nivel de afectación, estado que ha guardado durante este tiempo, como puede cambiar y que acciones se pueden ejecutar para eliminar o atenuar su impacto negativo sobre la viabilidad del potencial de cogeneración industrial en México, manteniendo en el análisis una visión neutral.

Dentro de los elementos de viabilidad económicos más relevantes se tienen los siguientes:

- a) reportados por el sector privado y sus representantes,
- Reconocimiento de los costos por capacidad instalada; se pide hacer mucho más atractivo el precio de compra del excedente eléctrico (por ejemplo a costo evitado)
 - Eliminación del despacho eléctrico para los excedentes eléctricos; se pide que la compra de los excedentes eléctricos se a obligatoria por la empresa de servicio público
 - Se permita la venta de excedentes eléctricos mayores a 20 MW; se pide la compra obligatoria de cualquier cantidad de excedentes eléctricos por la red
 - Se venda el gas natural aun precio más competitivo; se pide se cambie el precio de referencia del gas natural y se subsidie por el gobierno una parte de su costo. Además de un desarrollo de la infraestructura del gas natural en todo el país; se pide que se agilice la privatización y construcción de los gasoductos para que la gran mayoría de las industrias cuenten con el combustible en cantidad y precio competitivos
 - Se garantice la estabilidad en el precio del combustible; se pide permitir contratos de largo plazo y compras de gas de primera mano
- b) identificados en la tesis,
- Revisar el costo de las tarifas eléctricas industriales; se requiere revisar al alza el precio de las tarifas eléctricas industriales para hacer más atractivos los ahorros generados por la cogeneración
 - Establecer medios que permitan la compra de vapor excedente; se requiere fomentar entre vecinos industriales la compra de excedentes de vapor con incentivos

Dentro de los elementos de viabilidad logísticos más relevantes se tienen los siguientes:

- a) identificados en la tesis,
- Disponibilidad del proceso y capacidad de la industria establecida para permitir realizar y acomodar los equipos y las modificaciones del nuevo proceso, sin detrimento o con la menor afectación a sus actividades normales; se requiere de flexibilidad del proceso, de espacio físico y del apoyo de los dueños o accionistas para poder salvar estos inconvenientes
 - Situación geográfica
 - Infraestructura industrial

Dentro de los elementos de viabilidad ambientales más relevantes se tienen los siguientes:

- a) identificados en la tesis,

- Cumplimiento con las norma de emisiones; se incluya en la evaluación técnica económica la factibilidad de que el sistema de operación y mantenimiento de la industria pueda cubrir los requisitos y mantenga en óptimas condiciones de operación los nuevos equipos de combustión para cumplir con los valores de la norma.
- Riesgo de atraer emisiones a los centros de producción adicionales que antes se generaban y emitían en otras zonas; se revisen los programas de contingencias para incentivar a las industrias que hacen uso racional de la energía
- Riesgo de que la generación eléctrica se vea afectada por las contingencias ambientales en las zonas críticas; se requiere lo mismo que el punto anterior
- Cumplimiento con el programa de verificación industrial; se asignen recursos suficientes para que las nuevas instalaciones, procesos y equipos cumplan con el programa

Dentro de los elementos de viabilidad financieros más relevantes se tienen los siguientes:

- a) reportados por el sector privado y sus representantes,
 - No existencia de créditos accesibles y baratos; se pide se hagan los créditos de la banca privada nacional extensivos a toda la industria, accesibles y baratos
 - Falta de programas de fomento a la modernización tecnológica; se pide trabajar y dar más difusión a los programas y se mejoren sus resultados en la práctica
 - Falta de estímulos fiscales; se pide diseñar y ofrecer estímulos para incentivar desde el campo fiscal la implementación de medidas de modernización y reducción de la contaminación
- b) identificados en la tesis,
 - Escenarios de financiamiento; se establecen escenarios y las mejores condiciones para evaluar su viabilidad financiera
 - Análisis de factores claves; se revisa como afectan positivamente o negativamente en el análisis económico financiero los puntos identificados

Dentro de los elementos de viabilidad institucionales más relevantes se tienen los siguientes:

- a) reportados por el sector privado y sus representantes,
 - Marco jurídico; Hace falta un marco jurídico para contratos de suministro a largo plazo y ventas de primera mano para los combustibles; se pide se legisle o se creen los mecanismos para que esto se a posible
 - Estabilidad; Falta de certidumbre en la reglas para el respaldo eléctrico, reglamentación del acceso a la transmisión, precio de compra y cantidad de los excedentes; se pide se haga más claro y se den razones fundamentadas, así como falta de certidumbre en los proyectos ya en operación, en los que están por iniciarse, respeto a los contratos y reglas vigentes, el sostenimiento de las metodologías que ya han sido probadas y aprobadas en cuestiones de respaldo y porteo de energía eléctrica, en los costos de porteo de largo plazo; se pide se de certidumbre y se respete la legalidad
- b) identificados en la tesis,
 - Mejora; Eliminación de la incertidumbre sobre el futuro de la estructura de la industria eléctrica, diferenciación entre cogeneración con excedentes naturales y

excedentes comerciales, predominio del interés nacional sobre el de grupo o de corrientes políticas

Dentro de los elementos de viabilidad empresariales más relevantes se tienen los siguientes:

a) identificados en la tesis,

- Motivo; rendimientos de la cogeneración más atractivos que su actividad principal por lo que la cogeneración debería ofrecer mejores utilidades que las que se obtienen con la actividad actual
- Interés transnacional; mejores y más beneficios que despierten el interés transnacional y se garanticen los resultados con mejores rendimientos las nuevas actividades y se den más garantías para invertir, ya que sólo los fabricantes de los equipos de cogeneración y los desarrolladores han tenido interés
- Cultura empresarial nacional; se cambie la cultura empresarial hacia la falta de toma de riesgos y se disminuya el paternalismo empresarial
- Otras opciones y mejores expectativas de inversión; se den las condiciones para que el negocio de la cogeneración pueda competir con otras opciones de inversión

Es conocido que las empresas industriales son las que tienen que tomar las decisiones, pagar y correr los riesgos para iniciar los estudios de viabilidad y construcción de los proyectos. Así que más que el sentido común o criterios normados, en la mayoría de los casos es la visión individual y la percepción que poseen los industriales respecto al estado que guardan estos factores, los que en última instancia son verdaderos y validos para ellos.

En base a esta percepción y a través de sus organismos de representación las industrias y sus administradores han manifestado y manifiestan que no le entran a la cogeneración porque las circunstancias y elementos actuales que envuelven el entorno de la cogeneración no les son favorables de acuerdo al nivel de sus expectativas y no les dan tiempos para mejorar las condiciones, ni certidumbre de que serán realizadas.

Por tanto se analizan los elementos de toma de decisión más relevantes en los procesos de evaluación para aprovechar el potencial de cogeneración en las plantas industriales, que han existido en el país desde 1992, en base a los elementos manifestados por los diferentes actores de éste proceso en sus diferentes etapas.

5.1 ECONÓMICOS

La viabilidad económica del potencial de cogeneración desde el enfoque de este trabajo es el principal elemento de decisión para el actor del proceso de crecimiento de la cogeneración, ya que él es quien deberá tomar las medidas y hacer el gasto para construir la planta de cogeneración. Después de identificar el nivel de rentabilidad económica del proyecto, el cual mostró que la mayoría (92.3% y 57.7%) es económicamente muy viable, evaluados a las condiciones existentes (las que existían entre 1994 y 1998), pero la mayoría sí requiere de ingresos

adicionales, ya que la integración de los costos del financiamiento en la siguiente etapa de evaluación harán que disminuya su nivel de viabilidad.

Por lo que es importante considerar ingresos adicionales y dentro de estos distinguir entre las condiciones de un proyecto para mejorar el uso eficiente de la energía asociado a excedentes naturales, y las de un negocio de generación y venta de energía eléctrica con excedentes no naturales o comerciales (con combustible adicional). Sí es importante saber la cantidad y precio de la energía adicional que se puede generar. Además de ingresos adicionales, se puede modificar su viabilidad vía el nivel de riesgo en las tasas de interés y de descuento, asociado a la estabilidad macro económica. Así que, por el lado de los ingresos y por el de los egresos, se puede ayudar a mejorar la rentabilidad económico financiera de los proyectos, ya sea con el nivel de precio y cantidad de venta de excedentes eléctricos, además con un posible ajuste en la tarifa eléctrica industrial en la red, al eliminar subsidios, algún posible subsidio al precio del combustible, algún mecanismo para la venta de excedentes de vapor. Como lo muestran las relaciones CEGc (2.1), CEGco (2.2) y A (2.3).

Pero es importante remarcar que la decisión final para implementar un esquema de cogeneración se basa en el análisis de viabilidad financiera. Él cual considera los costos del pago de intereses durante la construcción, la composición del apalancamiento financiero (aportación propia a la inversión), el pago de la amortización e intereses del capital prestado durante la operación, el periodo de la amortización, el sistema de pagos, el nivel de la tasa de interés de la deuda, la tasa de descuento (Trena), más el resultado neto de la operación (ahorros), y el costo de la producción no realizada durante el paro por la ejecución de la obra.

Todo esto integrado y evaluado durante la vida útil de la instalación, proporcionando la información para avalar la ejecución del proyecto y ver si efectivamente el potencial de cogeneración es viable desde cualquier punto de vista. Por lo cual el análisis de la viabilidad financiera puede hacer que el proyecto viable económicamente no lo sea financieramente. Hasta ahora se ha visto que el potencial tiene un valor importante capaz de cubrir por sí sólo las necesidades de infraestructura eléctrica del país de los próximos 9 o 10 años (escenario alto), y viable económicamente, pero falta revisar las condiciones para su viabilidad financiera.

La carencia de alguno de los elementos de viabilidad o deficiencias hará que la evaluación técnica, económica y financiera incorpore algún grado de incertidumbre o de mayor riesgo con lo cual se afecte su nivel de viabilidad.

5.1.1 RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS POR CAPACIDAD INSTALADA

La determinación del precio¹ de compra de los excedentes de cogeneración en la metodología (anexo C: Cargos por servicios de transmisión) no incluye el componente por capacidad, de hacerse esto el precio será más atractivo y ayudará a elevar los ahorros de la cogeneración con excedentes naturales y a mejorar las

¹ anexo C: Cargos por servicios de transmisión. Tomados al 85 y 90 % del costo marginal regional, ver metodología de transmisión, y relaciones en el anexo C (C41.C42.C43) sobre Cargos por servicios de transmisión.

utilidades con los excedentes comerciales, lo que sin duda ayuda a mejorar la viabilidad financiera.

El precio de compra como se menciona en el anexo C, esta compuesto de la siguiente forma:

$$PEE2^m = 0.9 * \sum_{t=1}^n EEM2^t * CMH^t \quad (C35)$$

Donde CMH^t que es el costo promedio marginal regional incurrido en cada uno de los Periodos Horarios "t" del mes "m", no incorpora un componente por capacidad, y su valor se solicita a CFE, no hay información disponible y confiable de cuales son sus valores para los diferentes nodos regionales. Se han² estimado precios de compra de 0.2485 \$/kWh (26.43 US\$/MWh de 1997) y 0.2613 \$/kWh (28.09 US\$/MWh de 1997). A falta³ de un precio de referencia claro, una planta generadora de CFE transfiere la energía que genera al sistema en base a un precio de venta de 56 US\$/MWh del 2001, si este precio fuera el precio regional CMH^t , el cogenerador tendría un precio de compra de 50.4 US\$/MWh equivalente a 45.65 US\$/MWh de 1997 (0.424 \$/kWh de 1997) por lo que el precio estimado de 0.2485 podría tener una mejora de hasta 70.8%, con lo cual se podría establecer un componente para el pago por capacidad.

Por otra parte, la idea de incluir el costo por capacidad fue implementada en la experiencia⁴ de los EE.UU. Y la cual daba una serie de facilidades a las plantas

² La VII reunión de la subcomisión para Promover Proyectos de Cogeneración, 5 de Agosto de 1997. El informe de la reunión del Grupo de Trabajo para el análisis del precio de venta de excedentes eléctricos, se presenta en el capítulo VI del informe de esta reunión.

En la VI reunión, se presentó el análisis de compra de excedentes eléctricos a cogeneradores, se basó en el proyecto de la empresa Loreto y Peña Pobre bajo la modalidad de abastecimiento del 100% de la energía térmica. Definiendo dos casos de estudio:

Caso 1: adquisición de la energía eléctrica excedente de acuerdo a las actuales reglas de despacho. Resultado poco atractivo el proyecto, la relación beneficio/costo es de 1.24, y la tasa interna de retorno es de 14% con un periodo de recuperación de 12.2 años.

Caso 2: adquisición de energía eléctrica excedente sobre una base firme y no despachable. Considerando el precio de compra de 0.2613 \$/KWh, se obtienen los siguientes resultados: un costo/beneficio de 2, una tasa interna de retorno de 23% y un tiempo de recuperación de 5.8 años.

³ CFE utiliza para la evaluación financiera de sus proyectos, el siguiente procedimiento: La evaluación financiera se realiza comparando el resultado neto de operación, con los pagos financieros que deberá realizar CFE por el repago (principal e intereses) de los financiamientos del proyecto. Para este efecto, el resultado neto del proyecto se determina como la diferencia entre los ingresos por ventas y los costos de explotación del mismo; a su vez, los ingresos se estiman en función de un precio de transferencia a transmisión, que cifra 56.0 dólares de 2001 por MWh en 2003, y decrece gradualmente hasta el valor de 50.0 dólares por MWh en 2032. Nota: Además son más bajos que los publicados en el COPAR. Información obtenida del Documento de evaluación para apoyar la solicitud de dictamen del proyecto de generación: Proyecto RM Emilio Portes Gil (aumento en la capacidad y confiabilidad de generación de la central termoeléctrica). CFE, diciembre de 2001.

⁴ Major Characteristics of U.S. Nonutilities by Type. Energy Information Administration, *Electric Power Annual 1995*, Volume II, DOE/EIA-0348(95)/2 (Washington, DC, December 1996).

Las plantas calificadas bajo PURPA y los criterios técnicos de FERC's (Cogenerators (QF) son acreedoras a una serie de beneficios legales para apoyar y fomentar su creación y sostenimiento, con financiamientos más favorables y medidas como:

- Compra obligatoria de su energía y de sus excedentes por las generadoras y distribuidoras
- Interconexión obligatoria a los sistemas y redes de transmisión y distribución, al costo del nonutility y no al del utility
- Los precios de compra de la energía con tarifas basadas en los costos evitados, las tarifas se componen de un costo por energía y otro por capacidad. Basando el precio de la energía en el costo del combustible marginal y

cogeneradoras como: Los precios de compra de la energía con tarifas basadas en los costos evitados, las tarifas se componen de un costo por energía y otro por capacidad. Basando el precio de la energía en el costo del combustible marginal y el de la capacidad en el del costo evitado de la utility al no tener que construir una planta adicional para esa capacidad.

Esta reglamentación provocó un gran crecimiento de la oferta de electricidad a precios del costo evitado, por lo que para evitar la sobre oferta, se buscó y propuso posteriormente a su desarrollo que el costo evitado ya no incluyera el costo de capacidad, sino sólo el del combustible marginal de corto plazo. En 1994⁵ la práctica común comenzó a establecer el precio de compra de la energía en base a un costo promedio, práctica aprobada por FERC/PURPA "arbitrage".

Así que, en México se podría incentivar y acelerar el proceso de construcción de plantas de cogeneración, al contemplar inicialmente para un periodo de 5 años la inclusión en el precio de compra del excedente eléctrico, el costo evitado o el costo por capacidad, y después eliminarlo. Pero expresado desde el comienzo o considerar el costo por capacidad para los excedentes naturales y omitirlo para los excedentes comerciales, durante toda la vida útil del proyecto.

5.1.2 ELIMINACIÓN DEL DESPACHO ELÉCTRICO

El despacho de los excedentes dentro de la metodología⁶ esta sujeto a las necesidades de energía del sistema eléctrico y dadas por el CENACE, e indica un precio de compra⁷ para los excedentes notificados con 15 horas de anticipación (recepción automática) y otro para los no notificados con menos de 15 horas.

La generación de excedentes naturales en la industria esta asociada al nivel de producción del proceso industrial que le da acomodo, por lo que este no puede sujetarse a limitantes que marca el despacho eléctrico, por lo tanto operacionalmente se debe aceptar toda la energía excedente generada por el sistema de cogeneración. Y para el caso de que el sistema de cogeneración considere excedentes comerciales, estos bien podrían estar sujetos a despacho y a un precio de transferencia ofertado. El precio de compra esta determinado por la CRE al 90 y 85% en su metodología, pero a su vez depende del costo marginal regional que sólo CFE conoce y establece, por lo que fijar en precio atractivo para incentivar a la cogeneración depende del gobierno federal a través de la CFE y es

el de la capacidad. y es el costo evitado de la utility al no tener que construir una planta adicional para esa capacidad

- La participación de las utilities en las nonutility's esta restringida a menos del 50%

Esta reglamentación provocó un gran crecimiento de la oferta de electricidad a precios del costo evitado, por lo que para evitar la sobre oferta, se buscó y propuso posteriormente a su desarrollo que el costo evitado ya no incluyera el costo de capacidad, sino sólo el del combustible marginal de corto plazo.

También existe otra clasificación de plantas cogeneradoras (Cogenerators (Non-QF) que no gozan de estas ventajas al no cumplir con los criterios de la PURPA y de FERC's.

⁵ Arbitrage, Section B Legal rights of cogenerators. Pag. 30 Spiewak Scott A. and Larry Weiss. (1998)

Existe el método de "NET ENERGY BILLING" para calcular los costos evitados.

⁶ La Comisión Reguladora de Energía aprobó el 15 de mayo de 1998 la Metodología de Transmisión

⁷ Pago por entrega de energía. La energía de Recepción Automática Notificada se pagará a razón de 0.90 veces el costo base según la cláusula decimanovena de este Convenio. en tanto que la energía de Recepción Automática No Notificada se pagará a razón de 0.85 veces dicho costo.

más que una decisión económica, una decisión política. Aquí también puede diferenciarse entre excedentes naturales y comerciales en sus respectivos precios y condiciones de despacho, esta diferenciación le correspondería a la CRE, pero no a está si no a otra, con más independencia.

5.1.3 MAYOR CANTIDAD DE VENTA DE EXCEDENTES ELÉCTRICOS

La regulación⁸ en México [artículo 135 punto II] no permite la venta de excedentes eléctricos de más de 20 MW por planta. En la regulación de EE.UU. bajo la ley PURPA no existe ninguna limitación en la cantidad de energía en venta de los cogeneradores calificados, pero existe otra clasificación para sistemas de cogeneración que no goza de los mismos beneficios (cogeneradores no calificados). Sólo en sus inicios la PURPA imponía como límite para clasificar como Small Power Producers (QP) una capacidad instalada no mayor a 80 MW; para cogeneración sólo existen criterios de eficiencias y tipos de combustibles a usar. En 1990 el límite para clasificar como pequeño productor de 80 MW fue eliminado de la legislación. Pero lo que realmente puede⁹ causar serios perjuicios a las plantas cogeneradoras y a los pequeños productores es la aplicación de la sección 205 de la Federal Power Act., que se ha venido posponiendo desde junio de 1983 y la cual obligaría a las plantas con capacidad por encima de 30 MW a regularse bajo la Federal Power Act., con lo cual ya no podrían seguir gozando de los beneficios de PURPA.

Estos antecedentes son los únicos encontrados para poder explicar el origen de la limitación a 20 MW de venta de excedentes que contempla la regulación en México. Ya que no existe ninguna explicación oficial del por qué la limitación y de cómo se estableció la cantidad de 20 MW.

⁸ SECCION DECIMOTERCERA

DE LOS CONVENIOS PARA LA ADQUISICION DE ENERGIA ELECTRICA

Artículo 135.- Para la adquisición de energía eléctrica para el servicio público, tanto en el largo como en el corto plazo, la Comisión 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, se celebrarán convenios en los que se pacten compromisos de capacidad y se convengan, conforme a las reglas de despacho dispuestas por este Reglamento, las compras de energía;

II. 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, y

III. Con los demás permisionarios podrán celebrarse convenios en los que se acuerden las compras de energía según las reglas de despacho.

Los convenios a que se refiere la fracción I se formalizarán dentro de un plazo de ciento ochenta días contados a partir de la fecha de comunicación del fallo. Este plazo podrá ampliarse hasta ciento veinte días adicionales a solicitud de la convocante por causas justificadas y previa oposición de la Secretaría.

En el cumplimiento de dichos convenios la Comisión no gozará de privilegios o trato preferencial alguno fuera de los que la Ley y este Reglamento establecen.

Artículo 136.- Los convenios a que se refiere el artículo anterior podrán tener la duración que determinen las partes, pero en ningún caso podrán exceder la vigencia del permiso de generación del titular con quien se suscriba el convenio. Dichos convenios podrán establecer los mecanismos necesarios para su prórroga.

Artículo 137.- Cada convenio deberá referirse a la adquisición de energía eléctrica a partir de una sola planta de generación, conforme a lo considerado en un permiso de generación determinado. Cuando una misma persona proporcione a la Comisión energía eléctrica proveniente de plantas de generación comprendidas en varios permisos, deberán celebrarse convenios por separado.

⁹ The deregulation of wholesale power generation. Finance and Cogeneration. Pag. 215. Spiewak Scott A. and Larry Weiss. (1998)

5.1.4 ACCESO AL SUMINISTRO DEL GAS NATURAL

La cogeneración fundamenta su operación en el uso de gas natural, por su precio económico y por ser un combustible relativamente limpio. Además de grandes ventajas de operación y mantenimiento en los equipos y quemadores. Lo que lo está ubicando con un predominio de 70 - 75% en la participación de los proyectos de cogeneración. Esto debido a sus ventajas de mantenimiento, operación y económicas, ofreciendo reducción en los costos de aproximadamente 207% respecto al diesel, 176% al gasóleo, 200% al gas L.P. y 16% más caro que el combustóleo.

Referente a las implicaciones de los costos de combustibles y vistas desde la otra parte, las ventas de combustible. La cogeneración representa una disminución en las ventas debido a la reducción en los consumos a nivel país, por lo que la cogeneración le ofrece a PEMEX, reducción en sus ventas en lo fundamental combustóleo, gasóleo y diesel del orden de 50 a 60% en los combustibles destinados a la generación eléctrica que consume la industria.

Ese gasto lo dejará de hacer CFE, y por el otro lado los cogeneradores aumentarán sus compras de combustible entre 20 a 25%, pero reducirán su factura eléctrica en el orden de 15 a 20%. Lo que implica reducción en las ventas de CFE en ese mismo orden para el sector industrial.

Siendo el gas natural el principal combustible a ser empleado por los esquemas de cogeneración y el principal factor de influencia en los costos de operación a lo largo de la vida del proyecto. Su viabilidad económica está directamente en función de su disponibilidad y de su relación de costo respecto a los otros combustibles. Primeramente para que se desarrolle el potencial de cogeneración respecto al insumo energético es necesario que este disponible en la zona dónde esta ubicada la industria. Para esto el país cuenta con la siguiente infraestructura de gasoductos.

Tabla 5.1 Longitud de la Red de Transmisión de Gas Natural (Kilómetros)

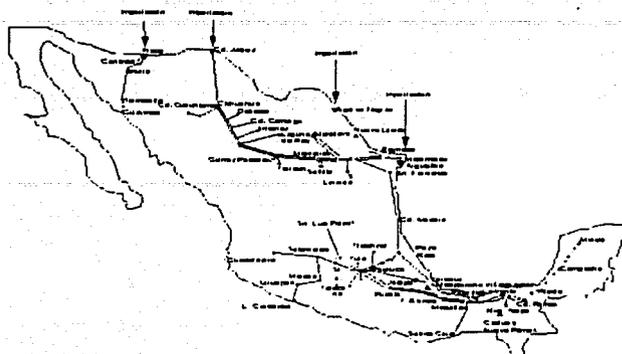
Sector	Transporte	Distribución
Pemex	10,249	1,648
Privados		9,965
Total	10,249	11,613

Fuente: CRE, con base en información de Pemex y Permisos a 1999

Aquí hay que tomar en cuenta la apertura de este sector en cuanto a transportación y comercialización a la iniciativa privada, situación que inicio en 1995. Lo cual ha traído un gran crecimiento en la construcción de infraestructura para llevar el gas a zonas industriales y residenciales que no cuentan con él. De tal manera el país presenta la siguiente distribución de gas natural, resaltando el buen abasto en la zona este del país, el noreste, el centro y la parte norte central, con alguna infraestructura en el noroeste. Esto hace que las industrias ubicadas en estas zonas puedan contar con este insumo para evaluar la viabilidad de desarrollar su potencial de cogeneración, las otras no, y son una parte considerable.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Fig. 5.1



Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

Por otro lado, a raíz de la apertura de la industria del gas natural a la iniciativa privada, se desprende el siguiente programa de concesiones y construcción de líneas de distribución en varias zonas del país que antes no contaban con este energético.

Tabla 5.2 Permisos Otorgados en Distribución de Gas Natural

Localización	Otorgamiento	Longitud (km)	Capacidad mm ³ /d	No. de Usuarios	Inversión
Centro y Noreste	sep'96 a feb'00	23801.455	35448.45	2.158.968	937.81

Longitud comprometida al quinto año del otorgamiento del permiso. (Millones de dólares)

Fuente: Obtenido con datos de la Comisión Reguladora de Energía.

El impulso a la cogeneración se inició en 1992, la reglamentación para su desarrollo quedó hasta 1999, la infraestructura del gas quedará lista de acuerdo al programa de 1996 y 1997 hasta el 2003, mientras tanto el potencial de cogeneración está ahí, en espera.

El segundo elemento a considerar es la estabilidad de su precio. Para determinar los costos de operación a lo largo de la vida del proyecto, se necesita certeza en la estabilidad del precio.

La estabilidad también puede apoyarse en un combustible de respaldo o mediante un seguro de cobertura para la estabilidad en los precios de los combustibles. Esta figura existe en México y comenzó a operar a principios del 2000, en la forma de contratos de futuros por parte de Pemex, con el cual se garantiza el abasto de combustible protegiendo el precio de altibajos.

Aquí cabe hacer también mención que plantas industriales pueden decidir no hacer uso del mercado de futuros o de las coberturas, es decir no asegurarse contra incrementos bruscos de precios de los combustibles. Esto puede atribuirse a falta de cultura de la prevención y a una confianza excesiva.

Por el lado del suministrador, y ante esta situación de demanda y suministro de gas natural para desarrollo de infraestructura eléctrica a través de productores independientes y plantas de cogeneración, Pemex Gas y Petroquímica Básica argumenta¹⁰:

1. En la parte de la oferta, podría parecer que la solución a la problemática de precios que enfrentamos actualmente es incrementar la producción de gas no asociado y con precios por arriba de los 4 US\$/MBTU dado el mecanismo de precios vigente que trata de reflejar el costo de oportunidad del gas natural, se convertiría a México en un exportador neto de gas. Esto tendría un efecto en el mercado doméstico de reducción de precios de sólo un 4% comparado con el incremento que se tuvo entre enero y noviembre de 2000 de 93%, por efecto del incremento en el precio en el mercado de referencia.
2. La garantía de suministro se dará en la medida que exista la infraestructura que sea capaz de llevar el gas desde el punto donde se encuentre disponible hasta los puntos de consumo, ya sea que el gas provenga de origen nacional o de importación. Los sistemas de transporte y distribución son los que permiten garantizar el suministro.
3. Cualquier mecanismo de precios que pretenda abandonar el concepto de costo de oportunidad del gas natural, implicaría oportunidades de arbitraje entre el precio nacional y los precios vigentes en los mercados a los que estamos interconectados; implicaría el otorgamiento de subsidios a los consumidores nacionales y representaría de facto el cierre de la frontera a la importación de gas natural a otros participantes potenciales en el mercado mexicano, ante la imposibilidad de competir con un gas preciado fuera de mercado.

En este sentido, se escucha con frecuencia que la única manera de que el precio del gas natural baje, es que exista un mercado abierto y competido en México. Si bien esta aseveración sería cierta en términos de teoría económica en un mercado en que opera un monopolio, en el caso del mercado de gas natural el monopolio del productor no determina los precios arbitrariamente, sino que precia el gas natural con un mecanismo que simula la existencia de un mercado abierto.

En este sentido, la apertura del mercado no traería aparejada una disminución de precios, por un lado el gas ya se precia con base en las condiciones de mercado. Por el otro lado, un mecanismo que abandone el costo de oportunidad del gas natural para fijarlo de manera arbitraria (aún referenciado a otro mercado que no tenga nada que ver con las condiciones de comercio exterior en México) en un nivel más bajo, estaría impidiendo la entrada de posibles competidores que concurrieran en un mercado efectivamente abierto.

La conclusión es que no pueden coexistir precios desligados del costo de oportunidad del gas natural, y un mercado mexicano competitivo y abierto a la libre participación de terceros.

¹⁰ La XIX reunión de la Subcomisión para Promover Proyectos de Cogeneración. 20 de octubre del 2000. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. Conae.

Aquí la observación sería porque están mezclados los intereses de los productores independientes¹¹ de energía con los de la cogeneración, si ambos procesos responden a una naturaleza técnica y comercial diferentes. Es factible subsidiar en alguna medida el gas que será usado para cogeneración, en todo caso diferenciar entre precio para cogeneración con excedentes naturales y precio para excedentes comerciales.

Respecto al precio del combustible, diversas opiniones se han expresado porque la forma de determinar el precio del combustible sufra algunas modificaciones, así que desde noviembre del 2000 la CRE sabe de la siguiente propuesta¹²:

- Cambio en el precio de Referencia

Es necesario continuar estableciendo el precio del gas bajo una base internacional ya que esto permitirá la confianza de los bancos para otorgar créditos para el desarrollo de proyectos relacionados con el uso del gas. Sin embargo es necesario evaluar la factibilidad de cambiar el marco de referencia que actualmente se tiene (TETCO y PG&E) para establecer el precio de la molécula de gas. Este cambio permitirá evaluar otros puntos tanto en Estado Unidos como Canadá, que beneficie al país en sus diferentes sectores (industrial, comercial y residencial) para incrementar la competitividad del aparato productivo nacional.

- Tarifas de gas natural

Incentivar al aparato productivo nacional. Es necesario que se vean beneficios al encontrarse en un país productor de energéticos, por lo que se propone la creación de tarifas para el precio del gas. Estas tarifas deberán de considerar: Localización, volumen de consumo, usos, etc.

Estas propuestas son conocidas por la Secretaria de Energía y la CRE desde hace casi 4 años y en este tiempo se han visto acciones para la compra de gas de primera mano para productores independiente y aun precio de garantía por tres años a partir del 2001.

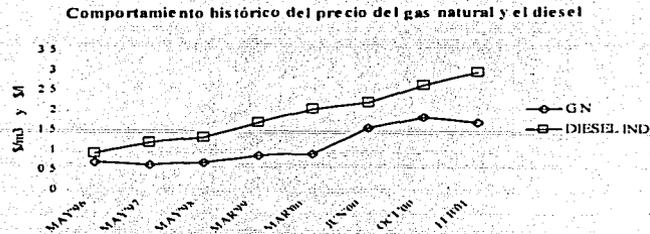
Por otro lado, al hacer comparaciones entre diferentes combustibles y sus costos, es posible identificar alternativas de operación que permitan seguir operando el sistema sin detrimento del presupuesto o para reducir costos.

A continuación se presenta un análisis entre costos de operación referidos al tipo de combustible para visualizar las diferencias económicas en la operación de un equipo, este análisis se basa en las condiciones reales o prácticas de operación de unas calderas en una planta de lácteos ubicada en las afueras del D.F.. Referida a la conveniencia de usar gas o diesel como combustible base. Se evalúan precios comerciales de los equipos y servicios necesarios para hacer operar las calderas con gas y diesel. El servicio de instalación y suministro de gas es tratado con el

¹¹ A partir del primero de mayo de 2002, dio inicio el régimen definitivo de ventas de primera mano de gas natural para productores independientes de energía (PIEs), permitiendo que estos adquieran más fácilmente los insumos que requieren para el proceso de generación de electricidad. La CRE autorizó a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) para entregar y enajenar gas a todos aquellos PIEs que han firmado contratos de gas bajo la Resolución RES/100/2001; es decir, a partir del primero de mayo se autoriza la comercialización directa de gas entre PGPB y los PIEs. Diario Oficial de la Federación, 30 de abril de 2002. Comisión Reguladora de Energía, abril 2002.

¹² La XIX reunión de la Subcomisión para Promover Proyectos de Cogeneración. 21 de noviembre del 2000. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, Conae.

concesionario en la zona, las modificaciones, pruebas y puesta en funcionamiento de las calderas con el representante de la marca de las calderas.
 Fig. 5.2



Fuente: Datos gas natural: <http://www.pemex.com.mx> diesel: propios con facturas

El análisis se basa en el significativo incremento del precio del gas natural registrado en el país (fig. 5.2), el cual acumulado desde junio de 1999 a junio del 2000 es del 101%¹³. Situación debida al fuerte crecimiento de los precios internacionales del crudo, por encima de los 32 dólares/barril y dada la relación del precio del gas natural en México con la evolución del precio internacional del gas del sur de Texas.

Esta volatilidad no se ha reflejado en la misma proporción en el precio del diesel industrial de bajo azufre, que a pesar de la situación internacional sólo se ha traducido en un incremento aproximado de 7.4% de marzo a junio del 2000.

Se tienen 900 CC que operan 4.88 hora/día con un factor de carga de 100% durante 365 día/año, como promedio para las condiciones de trabajo en la planta.

Tabla 5.3 Costo mensual de operación diferentes combustibles

	diesel	G.N.
1200	CC capacidad instalada	1 CC=15.65 kg/h
900	CC capacidad en operación	
4.88	h/día	Efic.78%
365	Día/año	
Consumo U/h CC	1.2046	1.1638
Precio \$/U	\$ 2.66	\$ 1.53
Costo semanal	\$ 106.824	\$ 59.469
Costo mensual	\$ 427.299	\$ 237.876
Costo anual	\$ 5,127,594	\$2,854,518
%ahorro Vs. diesel	0.0%	44.3%

Fuente: Elaboración propia. Pesos constantes de 2000

De los resultados en la tabla 5.3 se puede ver que es 44.3 % más barato operar con gas natural que con diesel.

¹³ La tarifa toma como referencia el promedio de los índices de las compañías transportistas Tetco y PG&E en el Sur de Texas, e igualar el precio del gas natural de Reynosa y de Cd. Pemex en los Ramones que es el actual punto de arbitraje por medio del mecanismo de Netback.

Tabla 5.4 Condiciones de funcionamiento y costo del proyecto Diesel

proyectos individuales	análisis de sensibilidad				TREMA	
	Diesel	25%	20%	15%		10%
Consumo U/h CC		1.2046	1.2046	1.2046	1.2046	l/h CC
Precio \$/U	\$	2.66	\$ 2.66	\$ 2.66	\$ 2.66	\$/l
Costo diario	\$	14.048	\$ 14.048	\$ 14.048	\$ 14.048	\$/día
Costo mensual	\$	427.299	\$ 427.299	\$ 427.299	\$ 427.299	\$/mes
Costo anual combustible	\$	5.127.583	\$ 5.127.583	\$ 5.127.583	\$ 5.127.583	\$/año
Costos anuales mantenimiento	\$	196.000	\$ 196.000	\$ 196.000	\$ 196.000	\$/año
Costo anual operación combustible	\$	5.323.583	\$ 5.323.583	\$ 5.323.583	\$ 5.323.583	\$/año
Vida útil calderas		15	15	15	15	Años
Anualidad equivalente costo anual		\$1.328.643	\$1.096.698	\$910.423	\$674.143	\$/años

Fuente: Elaboración propia. Pesos constantes de 2000

El análisis de los montos de inversión y flujos de efectivo que demanda la operación con diesel y gas, se integran a los montos de inversión para instalar los accesorios para operar con gas tabla 5.4. La diferencia entre costos de operación referidos al tipo de combustible proporcionará el ahorro para recuperar la inversión de suministro de gas.

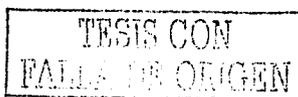
Tabla 5.5 Condiciones de funcionamiento y costos del proyecto Gas Natural

proyectos individuales	análisis de sensibilidad				TREMA	
	gas natural	25%	20%	15%		10%
Consumo U/h CC		1.1638	1.1638	1.1638	1.1638	m ³ /h CC
Precio \$/U	\$	1.53	\$ 1.53	\$ 1.53	\$ 1.53	\$/m ³
Costo diario	\$	7.821	\$ 7.821	\$ 7.821	\$ 7.821	\$/día
Costo mensual	\$	237.876	\$ 237.876	\$ 237.876	\$ 237.876	\$/mes
Costo anual combustible	\$	2.854.512	\$ 2.854.512	\$ 2.854.512	\$ 2.854.512	\$/año
Costos anuales mantenimiento	\$	150.000	\$ 150.000	\$ 150.000	\$ 150.000	\$/año
Costo anual operación combustible	\$	3.004.512	\$ 3.004.512	\$ 3.004.512	\$ 3.004.512	\$/año
Vida útil calderas		15	15	15	15	años
Anualidad equivalente costo anual		\$739.652	\$610.529	\$513.823	\$375.293	\$/año
inversión en suministro de gas						
Inversión conversión de caldera	\$	568.000	\$ 568.000	\$ 568.000	\$ 568.000	\$/UNIDADES
Inversión suministro de gas	\$	1.200.000	\$ 1.200.000	\$ 1.200.000	\$ 1.200.000	\$/SUMINISTRO
INVERSION TOTAL	\$	1.768.000	\$ 1.768.000	\$ 1.768.000	\$ 1.768.000	

Costos proporcionados por Selmec Equipos industriales, S.A. de C.V.

Fuente: Elaboración propia. Pesos constantes de 2000

En el análisis como proyectos individuales tabla 5.5, se aprecia la gran ventaja de costo del gas sobre el diesel. Para determinar las ventajas y ahorros netos entre ambos proyectos, así como la tasa de rendimiento y periodo de recuperación de la inversión, es necesario evaluarlos como proyectos excluyentes tabla 5.6. Por tanto se proyectan los flujos de efectivo como una suma, donde el proyecto con gas se resta al proyecto con diesel en un análisis incremental de costos; se muestran sus resultados para diferentes valores de tasas de descuento, teniendo para 15% una diferencia de costo de operación de 396,601 pesos por año, como anualidad equivalente.



Donde A - proyecto a gas natural B - proyecto diesel

Tabla 5.6 Comportamiento en función de diferentes tasas de rentabilidad

Moneda constante	Análisis Incremental			B-A	
	25%	20%	15%	10%	TREMA
Proyectos excluyentes					
Costo anual operación combustible B-A	\$ 2.319.071	\$ 2.319.071	\$ 2.319.071	\$ 2.319.071	\$/año
Inversión total B-A	\$(1.768.000)	\$(1.768.000)	\$(1.768.000)	\$(1.768.000)	\$
Vida útil calderas	15	15	15	15	años
Anualidad equivalente costo operación anual B-A	\$600.910	\$496.008	\$396.601	\$304.897	\$/año

Fuente: Elaboración propia. Pesos constantes de 2000

Los resultados de la comparación (tabla 5.7) entre costos muestra el tiempo de recuperación de la inversión, así como el ahorro que logra acumular a lo largo de la vida del proyecto. También estos comportamientos en función de la variación en la tasa de rendimiento mínima que se quiera lograr.

Tabla 5.7 Comportamiento en función de variaciones de la rentabilidad

moneda constante	Análisis de sensibilidad				periodo
	15	15	15	15	
proyectos excluyentes	25%	20%	15%	10%	trema
Inversión inicial	\$ 1.768.000	\$ 1.768.000	\$ 1.768.000	\$ 1.768.000	\$
Costos anuales B-A ahorrados	\$ 2.319.071	\$ 2.319.071	\$ 2.319.071	\$ 2.319.071	\$
Valor presente neto B-A	\$7.181.905	\$9.074.754	\$11.792.468	\$15.871.040	\$
Anualidad equivalente B-A	\$1.860.953	\$1.940.928	\$2.016.713	\$2.086.626	\$/año
Relación beneficio - costo B-A	4.06	5.13	6.67	8.98	
Tasa interna de rendimiento. B-A	131.2%	131.2%	131.2%	131.2%	TIR
Periodo de recuperación	0.95	0.91	0.87	0.83	años
Anualidad de la inversión	\$458.119	\$378.144	\$302.358	\$232.446	\$

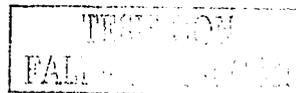
Fuente: Elaboración propia. Pesos constantes de 2000

Evaluando los costos del proyecto con estos datos, resulta ser un proyecto muy rentable, ya que el periodo de recuperación es de diez meses y medio, bajo las condiciones de operación promedio, y acumulando un ahorro en quince años de \$ 11,792,468 a valor presente con una tasa anual real de 15%. Por lo tanto variaciones considerables en el precio del combustible hacen que los flujos del proyecto se vuelvan negativos, y de no existir otro combustible de respaldo económico para sustituirlo, la operación podría pararse con la afectación al propio proceso que da acomodo al sistema de cogeneración.

5.1.5 ESTABILIDAD DEL PRECIO DEL COMBUSTIBLE

El principal costo durante la vida de un sistema de cogeneración estará constituido por una relación consumo - precio del combustible, sujeta a las variaciones en el tiempo de operación, carga del sistema y a los precios¹⁴ del combustible durante el

¹⁴ El 26 de febrero del 2001 la CRE resolvió modificar los plazos del Régimen Transitorio para las Ventas de Primera Mano (VPM) de Gas Natural mediante la resolución RES/021/2001. Esta modificación atiende a que el inicio del Régimen Transitorio requiere de la publicación del Catálogo de Precios y Contraprestaciones (Catálogo de Precios) y los Lineamientos Operativos sobre Condiciones Financieras y Suspensión de entregas (Lineamientos



tiempo de vida del sistema. El consumo de combustible será una relación proporcional a la capacidad del equipo a la eficiencia de aprovechamiento de la energía. Es aquí donde los resultados de la ingeniería y la tecnología seleccionadas para la instalación y operación de los sistemas y equipos se comprobarán y se pondrán a prueba. La configuración del sistema debe ser capaz de proveer y mantener el rendimiento.

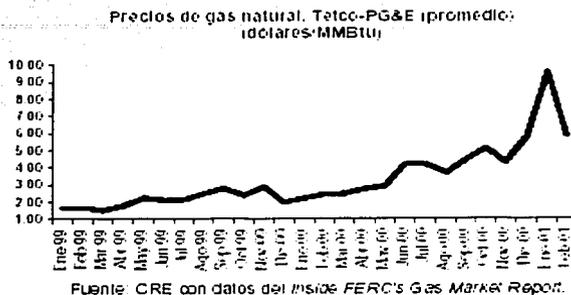
La evolución de los precios de los combustibles industriales sigue a los mercados internacionales, y estos a las condiciones de oferta y demanda. Si los precios de los energéticos suben los costos de operación en las industrias suben, esta situación esta fuera del control de las industrias a menos de que hayan previsto estas situaciones, mediante la contratación de seguros de cobertura para el precio del energético o, permitiendo la dualidad de combustibles en sus equipos lo que permite usar el combustible que resulte más económico según la temporada o vaivenes de los mercados energéticos. Un equipo dual de origen requiere de una mayor inversión inicial y esto da una mejor posición estratégica para la competencia entre industrias, de no ser dual el equipo de origen se puede instalar el equipo necesario, claro que el costo será mayor y generara que no se llegue a tiempo en el posicionamiento para realizar los cambios en el momento que los vaivenes del mercado lo requieran.

El incremento del costo de operación es muy sensible a variaciones en los precios del combustible, sobre todo cuando no se dispone de un combustible de respaldo, por lo que la garantía de suministro y del precio hacen que la viabilidad de la operación y de los ingresos se vean muy seriamente afectadas por cambios a la alza en el precio, como la presentada (fig. 5.3) entre 1999 y 2000 en todo el mundo referente al precio del gas natural.

Operativos) que PGPB presentó a la CRE para su aprobación. Ambos instrumentos jurídicos son necesarios para la realización de contratos de VPM de gas natural, por lo que actualmente la CRE trabaja en la revisión de dichos instrumentos para su aprobación en breve. Asimismo, la decisión de ampliar los plazos responde a las opiniones expresadas por diversos usuarios y adquirentes de gas natural en el contexto de la Consulta Pública convocada por la CRE en meses pasados. En opinión de los participantes, dichas modificaciones son necesarias a fin de que la presentación de pedidos por parte de los clientes actuales de PGPB se realice una vez que el Catálogo de Precios y los Lineamientos Operativos hayan sido aprobados por la Comisión. De acuerdo con la ampliación de plazos establecida por la CRE, el Régimen Transitorio iniciará el primer día del mes siguiente a aquél en que se aprueben tanto el Catálogo de Precios como los Lineamientos Operativos. Los demás plazos establecidos en el Régimen Transitorio se modifican de manera congruente con lo anterior. Con la aprobación de los instrumentos citados, el comienzo del Régimen Transitorio para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural y el inicio simultáneo de la Temporada Abierta en el Sistema Nacional de Gasoductos de PGPB, los adquirentes contarán con los elementos necesarios para llevar a cabo la contratación de VPM y la reservación de capacidad de transporte bajo condiciones de eficiencia, transparencia y certidumbre.

Infocre. Enero-Febrero 2001 Año 4 No. 1

Fig. 5.3



Para reducir el efecto tan negativo que estaba causando este fenómeno, se acordó¹⁵ entre el sector industrial (Asociación Mexicana de Gas Natural AMGN) y PEMEX, ofrecer un precio de garantía máximo de 4 dólares por millón de BTU, en vez de los 9 dólares a los que llegó en diciembre del 2000.

Para analizar la afectación que esta variación del precio del combustible genera en la operación y en los resultados de un esquema de cogeneración se evaluarán los costos de operación de una caldera con datos reales de una planta ubicada en Tepeji del Río. El equipo es un generador de vapor de 7.8 ton/h (500 CC) operando con gas natural, durante 18 h/día a 100% de carga promedio. El Precio del gas natural en febrero del 2001 era de 4 US\$ / MBTU, Equivalente a 155.48 \$/Gcal, al tipo de cambio de 9.80 \$/US\$. Este precio de garantía representa una reducción

¹⁵ El precio del gas natural en América del Norte presentó a principios del año 2000 un comportamiento errático que afectó a los usuarios nacionales. Ante esta situación, las autoridades del Gobierno Federal –las Secretarías de Energía, Economía, Hacienda y Crédito Público, y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), en coordinación con Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) –, diseñaron una modalidad especial para celebrar contratos de venta de primera mano (VPM) de gas natural a un precio de referencia fijo de cuatro dólares por millón de unidades térmicas británicas (MMBTu) por un periodo de tres años.

Este esquema especial de contratación, consistente con la metodología de precios del gas natural, fue aprobado por la CRE mediante la resolución RES/012/2001 en la que se modificaron los Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano. Ello con el objeto de que PGPB celebrara este tipo de contratos para el plazo comprendido del 1º de enero de 2001 al 31 de diciembre de 2003. El esquema fue ofrecido por PGPB de manera opcional, como uno más de los servicios proporcionados por la empresa. De esta manera, cualquier cliente de PGPB, industrial o distribuidor, que adquiriera gas natural de primera mano, pudo acceder a la modalidad especial de contratación, postulando las cantidades mensuales del energético que quedarían cubiertas a un precio fijo. El plazo para contratar la adquisición de gas natural bajo este esquema venció el pasado 22 de febrero. En total 475 empresas clientes de PGPB optaron por contratar gas bajo esta modalidad. Para la determinación del precio de referencia de 4 dólares por MMBtu, PGPB tomó en cuenta la valuación a futuro del gas en el mercado de referencia, así como la percepción del riesgo que enfrentaba en las ventas del combustible. La medida se instrumentó con el propósito fundamental de mitigar la volatilidad de los precios de referencia, buscando ofrecer condiciones atractivas y de certidumbre para los clientes. En tales circunstancias, se pretendió que el gas natural adquirido mediante la modalidad de precio fijo fuera destinado exclusivamente al consumo de los usuarios, con lo que quedó excluida la posibilidad de exportarlo o revenderlo, salvo para aquellas empresas cuyo objeto social incluyera la reventa de gas, como por ejemplo, sociedades de autoabastecimiento y empresas de distribución. De esta manera, se brindó una nueva medida de apoyo a la planta productiva nacional, así como a los usuarios residenciales y comerciales por conducto de los distribuidores. A su vez, éstos tuvieron una nueva opción para reducir el riesgo asociado a incrementos excesivos en los precios del energético, sorteando la volatilidad que había caracterizado al mercado en los últimos meses.

del 7.18% respecto al precio de octubre del 2000 (\$ 167.51 pesos por Gcal) y un incremento de 105% de marzo de 1999 a febrero del 2001.

NIVEL ENERGÉTICO DEL COMBUSTIBLE

$$\text{PCI}_{\text{GAS NATURAL}} = 8848.6 \frac{\text{kcal}}{\text{m}^3} \qquad \text{PCI}_{\text{DIESEL}} = 8549.6 \frac{\text{kcal}}{\text{l}}$$

Equivalente energético del gas

$$1 \text{ m}^3 = \begin{aligned} &8848.6 \text{ kcal} \\ &8.8486 \text{ Mcal} \\ &0.0088486 \text{ Gcal} \end{aligned}$$

En un periodo de 14 días el costo del combustible facturado es de \$ 331,053.37, consumo repartido entre otras calderas y algunos secadores.

Tabla 5.8 Comportamiento del precio del gas natural y diesel de mayo de 1996 a febrero del 2001

	may'96	may'97	may'98	mar'99	mar'00	jun'00	oct'00	ene'01	
G.N.	0.71	0.63	0.683	0.860	0.890	1.530	1.790	1.66	\$/m ³
Diesel Ind.	0.92	1.19	1.32	1.68	2.01	2.16	2.61	2.92	\$/l

Fuente: Elaboración propia. Pesos

CONSUMO DE COMBUSTIBLE

El consumo de esta caldera de 500 CC usando gas es de 20925 ft³/h

$$\left(20925 \frac{\text{ft}^3}{\text{h}} \right) \left(\frac{.3048^3 \text{ m}^3}{\text{ft}^3} \right) \left(\frac{0.0088486 \text{ Gcal}}{\text{m}^3} \right) \left(\frac{1}{500 \text{ CC}} \right) = 0.010486 \frac{\text{Gcal}}{\text{hCC}} \quad (5.1)$$

Utilizando estos datos y por simulación en hoja de calculo se tiene a FEBRERO del 2001:

Tabla 5.9 Parámetros y condiciones de operación

Capacidad	500 CC		Diesel	Gas Natural
Operación	18	h/día	consumo U/h CC	1.097
Periodo	14	Día	precio \$/U	2.92
F.C.	100% Promedio			0.010486
				155.48

Fuente: Elaboración propia. Pesos corrientes de 2000

Este tipo de caldera presenta una eficiencia de operación en buenas condiciones de alrededor de 78%, por lo que la caldera presenta un costo en el periodo de 210, 693 \$, que es 96.5% más barato que si se compara con el costo generado por la misma operación pero usando diesel (413,957 \$)

Tabla 5.10 Costos de operación \$/Periodo

eficiencia	diesel	gasóleo	combustóleo	gas L.P.	G.N.
76%	424.851	357.907	110.437	267.941	216.238
77%	419.333	353.259	109.003	264.461	213.429
78%	413,957	348,730	107,605	261,071	210,693
79%	408.717	344.316	106.243	257.766	208.026
Ahorro Vs. G.N	-96.5%	-65.5%	-48.9%	-23.9%	0.0%

Fuente: Elaboración propia. Pesos corrientes de 2000

El costo de operación de la caldera referido al combustible y simulado para diferentes cargas presenta el siguiente comportamiento, con 14 días de operación y 18 h/día:

Tabla 5.11 Costos entre diferentes niveles de carga en el equipo

78% Efic. Carga	Costo G.N.	Costo Diesel
100%	\$ 210,693	\$ 413,957
90%	\$ 189,624	\$ 372,561
80%	\$ 168,554	\$ 331,166
70%	\$ 147,485	\$ 289,770
60%	\$ 126,416	\$ 248,374
50%	\$ 105,347	\$ 206,979
40%	\$ 84,277	\$ 165,733
35%	\$ 73,743	\$ 144,885

Ahorro 96% Vs. Diesel

Fuente: Elaboración propia

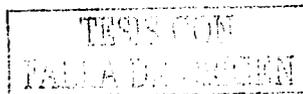
La carga de la caldera es difícil medirla durante el periodo debido a que puede variar mucho en función de la demanda de vapor, la cual varía durante las horas de operación, estando un periodo de tiempo al 100%, otro periodo al 50% y apagada durante un determinado tiempo, es decir en modulación. Por esta razón es mejor para efectos de la medición del costo del combustible, dejar fija la carga en 100% y variar el tiempo promedio de operación que requeriría una caldera con tales características para consumir el combustible comprado. Ahora simulando el incremento en el precio del gas natural por encima del valor de febrero del 2001.

Tabla 5.12 Costos de operación \$/Periodo A Febrero del '2001

Precio \$/U	2.92	2.494	0.79	2.69	305.48
Eficiencia	diesel	gasóleo	combustóleo	gas L.P.	G.N.
75%	430.515	362.679	111.910	271.514	430.518
76%	424.851	357.907	110.437	267.941	424.853
77%	419.333	353.259	109.003	264.461	419.335
78%	413,957	348,730	107,605	261,071	413,959
79%	408.717	344.316	106.243	257.766	408.719
80%	403.608	340.012	104.915	254.544	403.610
81%	398.625	335.814	103.620	251.401	398.627
Ahorro Vs. G.N	0.0%	15.8%	74.0%	36.9%	0.0%

Fuente: Elaboración propia. Pesos y moneda corriente

Un incremento de 96% más en el gas natural igualaría el costo respecto al diesel. Por tanto desde el punto de vista de la factura del combustible, mientras el costo del gas natural no exceda los 305.48 \$ / Gcal (7.85 US\$ / MBTU), es conveniente



seguir usando gas natural. En diciembre del 2000 el precio era de 9 dólares por millón de BTU, por lo cual de haber permanecido esta situación, sí hubiera sido conveniente el cambio a diesel.

5.1.6 REVISIÓN DEL COSTO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

Un componente principal en el nivel de viabilidad para proyectos de cogeneración se refiere a la diferencia de costos entre la generación convencional y la de la cogeneración, así que de la sección 2.3 referentes a los ahorros de la cogeneración, vemos que en los costos convencionales el precio de la energía eléctrica en la red contribuye con un valor significativo, si este valor es mayor aumentan la viabilidad del esquema de cogeneración al aumentar el ahorro generado. De la sección 2.3.2, los costos de la cogeneración: $CEGc = \$/\text{kg vc} + \$/\text{kWh r}$

Así que precios del kWhr harán más rentable y viable la cogeneración. Por tanto una modificación en la política de subsidios al precio de la electricidad, podrá influir en la viabilidad económica de la cogeneración. Para darnos una idea del nivel de subsidio en las tarifas eléctricas generales y en la industrial nos referimos a los siguientes datos.

Tabla 5.13 Precio promedio de la electricidad para la industria Dólares por KWh

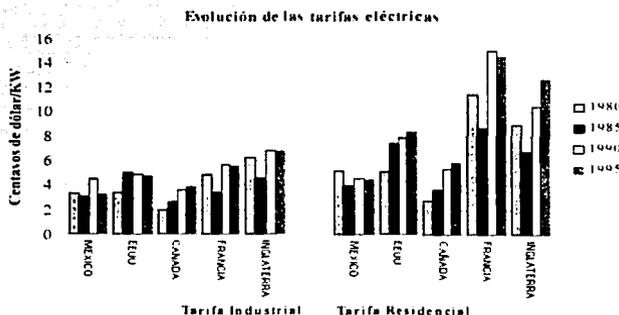
País	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Argentina	nd	nd	nd	nd	0.079	0.079
Brasil	0.076	0.057	0.054	0.051	0.057	nd
Canadá	0.0383	nd	nd	nd	nd	nd
México	0.0422	0.0270	0.0326	0.0407	0.0380	0.0416
EE.UU.	0.0472	0.0469	0.0458	0.0438	0.0402	0.0395

Fuente: Tomados de <http://www.eia.doe.gov> nd: no disponible

En la tabla 5.13 se aprecia como el precio de la electricidad en la industria se ha venido acercando al precio en los EE.UU.: De 1995 al 1999, vemos que la diferencia en el precio de la electricidad medio fue más baja en el país respecto a los EE.UU., hasta 1998 y para 1999 está paso ha ser 6% más cara en México, según la EIA.

En la figura 5.4 también el precio de la energía a la industria es menor que el precio en los EE.UU., sólo en Canadá es más bajo, según la gerencia de estudios económicos de CFE.

Fig. 5.4



Fuente: Precios internos y externos de la energía. CFE. 1997



Y en general se muestra por parte de CFE, que el nivel de subsidios en toda la gama de tarifas es menor en México que en EE.UU., pero sobresale que la tarifa industrial es la más barata, sin considerar a la agrícola, (ver fig. 2.10).

Las tarifas eléctricas en la red afectan al costo energético convencional de la industria, por lo que a mayores costos de las tarifas eléctricas en la red, mayor será el ahorro logrado con la cogeneración. Si en el país se redujera el nivel del subsidio en el costo de la tarifa eléctrica industrial, la rentabilidad económica y financiera del proyecto se harán más atractivas y los proyectos más robustos. Por tanto precios bajos de la electricidad favorecen el consumo de electricidad de la red y tarifas más apegadas a mercado favorecen a la viabilidad de la cogeneración y de la propia empresa eléctrica.

Por tanto un cambio en la política tarifaria de los subsidios del gobierno, como la dada en marzo del 2001 para la reducción del subsidio en la tarifa residencial ayudaría a la cogeneración, pero traería repercusiones políticas del resto de la industria que no decida o no pueda cogenerar. Finalmente es una decisión política del gobierno federal, a través de la Secretaría de Hacienda.

5.1.7 COMPRA DE VAPOR EXCEDENTE

La venta de excedentes térmicos (vapor principalmente o refrigeración) es un componente muy importante de la evaluación económica en el esquema de cogeneración, pero su consideración implica una gran incertidumbre derivada de la existencia de compradores y del sostenimiento de la cantidad y precio de venta.

Por tanto un esquema a instalar en una empresa ya ubicada que cuente con la suerte de tener vecinos cercanos que consuman vapor, dará una mayor ventaja. Pero sino, el potencial de cogeneración se refiere al aprovechamiento del potencial que tienen las industrias ya establecidas y que ya operan, y que por lo tanto no se puede escoger el sitio donde se instalará el sistema de cogeneración, se debe buscar un modo de agrupar a las posibles empresas consumidoras del vapor y organizar un pull de compra - venta.

Situación opuesta a la manifestada en la XIX reunión de la CONAE¹⁶, de que las plantas de cogeneración se ubicarán en los alrededores de las instalaciones industriales en las que se requiere la energía térmica que se deriva de ellas, ya que eso sólo aplicaría a plantas industriales nuevas y que en su concepto ya está incluida la cogeneración y por tanto pueden escoger el sitio de ubicación.

El precio de venta del excedente se puede tomar como su costo¹⁷ más una utilidad baja que considere sólo el costo evitado en las industrias. En el análisis de viabilidad financiera la posible venta de excedentes térmicos se convierte en el principal elemento para mejorar la rentabilidad de los proyectos que no son muy atractivos. Si no existe comprador para el excedente térmico, el esquema se ve obligado a enviar el vapor a condensación y la energía eléctrica obtenida con este vapor se

¹⁶ La XIX reunión de la Subcomisión para Promover Proyectos de Cogeneración. 20 de octubre del 2000. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. Conae.

¹⁷ Se obtuvo en el capítulo 2, y puede servir de referencia como un costo marginal de operación baja e intensa, entre 18 y 27 ¢/kg de vapor de 1999 respectivamente.

convierte en energía convencional, si se decide y es conveniente seguir generando bajo estas condiciones, el excedente de vapor vendido a un precio y cantidad mínima resultaría ser mejor que enviarlo a condensación, sólo se requeriría considerar el costo del agua de repuesto dentro del precio mínimo para el excedente de vapor.

5.2 LOGÍSTICOS

La viabilidad logística del aprovechamiento del potencial industrial de cogeneración esta referida a la infraestructura de abasto de los insumos para la operación del proyecto. Como gasoductos, carreteras, líneas de transmisión, costo de suministros, viáticos, oferta de combustibles, permisos, normas. En adición a la estabilidad en el abasto de los insumos de operación como el combustible, disponibilidad de refacciones, mano de obra calificada, costo del mantenimiento.

5.2.1 DISPONIBILIDAD DEL PROCESO

La cogeneración es un cambio en la forma de obtener los recursos energéticos de las industrias, que implica una mejora en su eficiencia al incorporar mejores procesos. Los equipos con los cuales opera el proceso no son nuevos ni de mejor eficiencia, sólo el concepto y la optimización de la operación son más eficientes, por lo que la cogeneración implica un cambio en la estructura de la planta y de sus procesos. La implementación de un esquema de cogeneración implica para la industria verse en la necesidad de sufrir afectaciones en su nivel de trabajo durante la realización del proyecto e incurrir en un costo¹⁸ por la producción no realizada durante el paro de los equipos para permitir las modificaciones; Lo que podría obligar a algunas plantas que no cuenten con la posibilidad de trasladar parte o la totalidad de su producción a otra planta hermana. Lo cual llevaría en el análisis económico a ingresar un término negativo en los flujos de los proyectos dado por la pérdida de producción al no poder operar al nivel deseado durante la ejecución del proyecto.

5.2.2 SITUACIÓN GEOGRÁFICA

La posición geográfica de una industria es función de variables económicas, laborables, de costo de mano de obra, de mercado, y de insumos, una industria se

¹⁸ La evaluación financiera se lleva a cabo comparando el resultado neto de operación del proyecto con los pagos financieros que deberá realizar la planta para cubrir el servicio de la deuda (principal más intereses).

En ambas evaluaciones el sistema de comparación, en general, es correcto para este tipo de análisis. Cabe sin embargo comentar dos aspectos que distorsionan significativamente la rentabilidad del proyecto. El primero se refiere a que el esquema seguido considera como un costo del proyecto el costo de oportunidad o el valor neto resultante de la producción que se deja de elaborar durante el periodo de construcción. Este tratamiento del costo de oportunidad es restrictivo lo cual reduce de manera significativa la rentabilidad del proyecto.

Se podría buscar la forma de darle un tratamiento similar al seguido en la evaluación de un proyecto de generación eléctrica dentro de un sistema interconectado, donde otra planta puede producir lo que deja de hacer la otra, aunque sólo aplicaría a plantas con filiales.

El tratamiento correcto del costo de oportunidad en un sistema eléctrico interconectado debe considerar que durante el paro de operación de una unidad, la energía no suministrada por ésta, pueda ser abastecida por otra central de base que tenga un costo de generación mayor (el costo marginal de base). Así, el costo imputable al proyecto durante el periodo de construcción será la diferencia de costos de generación entre la unidad en mantenimiento y el costo marginal de corto plazo para la generación de energía de base del sistema eléctrico.

establecerá en una región que brinde garantías de seguridad, estabilidad económica, política, social y de medio ambiente. Si la región no ofrece estas garantías no se tendrá certidumbre en la continuidad para la operación, y los costos financieros y de seguros se harán más grandes al existir mayor riesgo. La región debe ser capaz de proporcionar los insumos básicos de vida, salud, y trabajo para no incurrir en problemas de desbaste y costos elevados de transporte y ausentismo del personal. La estructura de la sociedad debe estar sustentada en un marco jurídico, leyes y reglamentos claros, respaldados por un estado de derecho y de respeto, que provea de la seguridad jurídica y legislativa que fomente el desarrollo social (escuelas, hospitales, centros de diversión, mercados, etc.), infraestructura productiva (caminos, telecomunicaciones, fuentes energéticas, urbanización, capacitación, mano de obra calificada, etc.), fiscal (políticas tributarias justas, fomento a la actividad industrial, eliminación de la burocracia, tramitologías, etc.) y comercial (programas de difusión de los productos, espacios y foros comerciales en el ámbito regional, nacional, internacional, y apoyo al crecimiento de los mercados, etc.). Respecto al medio ambiente, debe ofrecer seguridad física de las instalaciones industriales, residenciales, infraestructura de comunicaciones, recursos de agua y aire limpios. Una región sísmica, árida, extremosa, de alta incidencia de fenómenos meteorológicos, de difícil acceso, etc., ofrece pocas garantías de desarrollo.

5.2.3 INFRAESTRUCTURA INDUSTRIAL

La infraestructura industrial engloba a las obras civiles de parques industriales, caminos, puentes, vías férreas, puertos marítimos, aeropuertos, electrificación, alumbrado, telecomunicaciones, gasoductos, oleoductos, y servicios comerciales; más toda obra física que fomente y permita el desarrollo local, regional, nacional en materia productiva. Una zona que no dispone de variedad de combustibles ve reducida su capacidad de captación de inversión al limitar el desarrollo técnico productivo de las plantas ahí instaladas o por instalar, le resta competitividad con respecto a plantas similares instaladas en lugares que si cuentan con más disponibilidad de insumos a precios competitivos. Por ejemplo las industrias cartoneras ubicadas en el norte de la zona metropolitana de la ciudad de México (apenas comienzan a tener acceso al gas natural, no pueden usar combustóleo) presentan una pérdida de competitividad respecto a las cartoneras ubicadas en el estado de Guanajuato, ya que estas ultimas pueden tener acceso al uso de combustibles más económicos (gas natural y combustóleo), lo que se traduce en menores costos de operación y producción.

5.3 AMBIENTALES

Las obligaciones que imponen las normas oficiales mexicanas en materia de emisiones y protección al ambiente son cubiertas por los equipos de procesos sin ningún problema. Para esto solo se necesita conciencia empresarial y destinar el presupuesto necesario para el cumplimiento de las medidas ambientales, principalmente bajo el concepto de mantener en optimas condiciones de operación y funcionamiento los equipos. Es decir con programas de mantenimiento y con la implantación de sistemas de calidad y ambientales, como MP, ISO9000 e ISO14000.

El aprovechamiento del potencial de cogeneración de una industria implica incrementar los procesos de combustión que se realizan dentro de la instalación industrial. Lo que podría limitar seriamente desde el campo legal por la falta de cumplimiento de las normas ambientales, los programas de contingencias ambientales establecidos para las zonas críticas señaladas y los programas de auditorías ambientales, y desde el campo comercial por la norma de calidad ISO14000.

5.3.1 VALORES DE EMISIÓN PARA FUENTES FIJAS

Debido a la imposibilidad operativa (no técnica) de cumplir con ciertos valores de monóxido de carbono (CO) en la Norma oficial mexicana NOM-PA-CCAT-022/93 (EN) del 7 de abril de 1993, su valor se ajustó un poco más a la realidad de la industria nacional, dando lugar al proyecto de norma del 1 de agosto de 1994. La nueva norma aumentó el valor de CO de 250 a 400 ppm y de 150 a 220 ppm de NOx e incluyó un nuevo parámetro, el exceso de aire. Pero seguía sin distinguir la diferencia en valores de emisión para el CO entre combustibles líquidos y gaseosos. Es sabido que la eficiencia de combustión para un combustible gaseoso es mayor que para un líquido, debido a la mecánica con la cual es realizada una y otra.

La norma del 2 de diciembre eliminó el parámetro de CO emitido (el proyecto de esta norma si lo había contemplado) con lo cual corto el problema de establecer el valor práctico para la emisión de CO. Esta norma es la vigente actualmente y a partir del 1 de enero de 1998 reducirá el valor de exceso de aire en 10 %, a excepción de la capacidad más grande de equipo de combustión para el cual lo reducirá en 5 %.

Norma oficial NOM-085-ECOL-1994 del 2 de diciembre de 1994 establece (tabla 5.14) los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de partículas, monóxido de carbono, óxido de nitrógeno, bióxido de azufre, neblinas de ácido sulfúrico y partículas suspendidas, así como los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión y emisiones de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión utilizados en fuentes fijas, que usan combustibles fósiles líquidos o gaseosos, o cualquiera de sus combinaciones.

Tabla 5.14 Valores de emisión De 1994 al 31 de diciembre de 1997¹⁹

POTENCIA MJ/h	COMBUSTIB LE	PARTICULAS mg/m ³			SO ₂ ppm			NOX ppm			EXCESO DE AIRE %
		ZMCM	ZC	RP	ZMCM	ZC(5)	RP	ZMCM	ZM(3)	RP(6)	
de 43000 a 110000 (3000 CC)	Líquidos	100	425	550	1100	2100	2600	180	300	400	40
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	180	300	400	
mayor de 110000	Sólidos	70	325	435	1100	2100	2600	160	280	400	30
	Líquidos	70	325	500	1100	2100	2600	160	280	400	
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	160	260	400	

Obligatoria en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM) a partir de 1994 y para las Zonas Metropolitanas de las ciudades de las ciudades de Guadalajara y Monterrey a partir de 1995

Fuente: Norma oficial NOM-085-ECOL-1994

¹⁹ Los nuevos valores entrarían en vigencia a partir del 1 de enero de 1998.

La calidad del combustible, forma de reducir la emisión de óxidos de azufre y responsabilidad del productor de los combustibles, requiere de ser supervisada por algún organismo sin compromiso. Los valores promedio de contenido de azufre en los combustibles mexicanos es de 0.5% para diesel, 0.98% para gasóleo, 2.93% para combustóleo, 0.01% para gas L.P. y 0.08% para el gas natural.

La presente norma especifica 0.5% para el diesel, 2% para el gasóleo, 4% para el combustóleo, 0.00032% para el gas natural y 0.00014% para el gas L.P. Comparando estos valores, la norma no hace mucho por reducir el contenido de azufre en los combustibles que si lo requieren.

La EPA (Environmental Protection Agency) y NAAQS (National Ambient Air Quality Standards) establecen para los combustibles líquidos en los EE.UU. un contenido de azufre máximo de: 0.5%.

La totalidad de los equipos industriales que realizan procesos de combustión cumplen sin ningún problema con estos valores de emisión, con las normas de calidad del aire y con la norma comercial ISO14000. Sólo se requiere cumplir con sus programas de mantenimiento y ajustes de combustión. Por lo que esta norma no ofrece ninguna limitante al desarrollo de los sistemas de cogeneración. Pero si la limitante que establece el no uso de combustóleo en las zonas críticas, como las zonas metropolitanas de México, Guadalajara y Monterrey.

5.3.2 EMISIONES ADICIONALES

La norma de NOM-085-ECOL-1994, aunque prohíbe el uso de combustóleo en los principales centros de producción como lo son las zonas metropolitanas de México, Guadalajara, y Monterrey, si permite el uso de gas natural, por lo que los esquemas de cogeneración a base de gas natural si pueden operar ahí. Y esto implica que las emisiones a la atmósfera generadas para obtener la energía eléctrica que consumen (que genera la empresa pública de electricidad) ahora sean generadas y emitidas en dichas zonas, con lo cual se incrementan los niveles de contaminación y por tanto se incrementa el riesgo de que se vea incrementada la frecuencia e inclusive los valores y criterios de implementación de los programas de contingencias ambientales en dichas zonas.

5.3.3 REDUCCIÓN EN LA ACTIVIDAD INDUSTRIAL

Salir temporalmente del mercado o definitivamente, o verse inmerso en los programas de contingencias ambientales, es una situación que se debe prever y evitar en la medida de lo posible. La experiencia indica que los niveles de contaminación que activan al programa de contingencias ambientales en la zona metropolitana de la ciudad de México corresponden casi siempre a concentraciones de ozono acompañadas de partículas en suspensión. Y los sistemas de cogeneración emitirán en esta zona óxidos de nitrógeno en el orden de 120 ppm (muy por debajo de la norma), pero pueden ser reducidos con equipos de recirculación de gases hasta 20 ppm. Pero siempre estará el riesgo de que se active la fase II por otras causas y eso obligará a la industria a:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 5.15 Fase II: se activa al llegar a los 350 puntos IMECA

Acciones
Se mantienen todas las medidas establecidas en la Fase I
Se decreta asueto general para oficinas públicas, banca y escuelas
Se exhorta al sector privado a suspender labores

Fuente: Procuraduría Federal de Protección al Ambiente.

La restricción ambiental y la incertidumbre de sujetar el nivel de producción al límite que establecen las fases de los programas de contingencias pone en duda al potencial del D.F., el cual casi podría estar excluido del desarrollo de su potencial del cogeneración.

Tabla 5.16 Fase I: se activa al llegar a los 250 puntos IMECA

Sector	Primer Semestre de 1996	A partir del Segundo Semestre de 1996	A partir de 1997
Vehículos	Doble Hoy No Circula	Norma de contingencia (emergente) HC y CO	Norma de contingencia HC, CO, NOx
Industria	Reducción 30% - 40% de su actividad	Reducción 30% - 40% Norma de contingencia (emergente) HC y NOx, excepto grandes emisores	Norma de contingencia HC y NOx excepto grandes emisores

Fuente: Procuraduría Federal de Protección al Ambiente.

5.3.4 PROGRAMA DE VERIFICACIÓN INDUSTRIAL²⁰

Desde agosto de 1992, la PROFEPA ha venido operando, entre otros, un programa de verificación a las fuentes de contaminación a nivel nacional, que comprende cuatro materias: emisiones a la atmósfera, residuos peligrosos, actividades altamente riesgosas e impacto ambiental de obras y actividades.

De la ubicación de las Auditorías Ambientales realizadas de 1992 a Agosto de 2000 y reportadas por la PROFEPA, se desprende que existe una gran densidad de industrias en Veracruz, D.F., Estado de México, Puebla, Tabasco, Nuevo León, Tamaulipas, Baja California Norte, Coahuila, Chihuahua y la franja fronteriza, por lo que en estos puntos es más probable que se desarrolle la cogeneración.

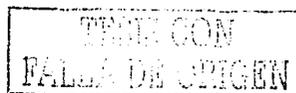
Los programas de la PROFEPA se enfocan a las industrias muy grandes y con sabidos procesos industriales altamente intensivos en el uso de energía. Las industrias que entren en cogeneración no adquirirán el grado de gran industria por el hecho de dar cabida a otro proceso dentro de sus instalaciones, pero si verán incrementado su consumo energético y por tanto las necesidades de cumplir más con estos programas.

Tabla 5.17 Visitas de inspección a la industria a nivel nacional

Resultados	De 1992 a Junio 2000
Realizadas	91.879
Clausuras parciales	2.104
Resto del país	1.340
Clausuras totales	571
Infracciones leves	69.700
Sin infracciones	19.504

Fuente: Pofepa, Subprocuraduría de Verificación Industrial, Dirección General de Asistencia Técnica Industrial.

²⁰ Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA).



Los resultados en la tabla 5.17 muestran los riesgos de no considerar el factor ambiental en la evaluación del proyecto de cogeneración, ya que las plantas de cogeneración aunque representan reducciones en las cantidades de contaminantes emitidos a nivel país, sólo incluyendo equipos anti contaminantes pueden disminuir la formación de contaminantes. Exceder los niveles permitidos por la norma al operar deficientemente estos equipos o no cumplir con los procedimientos y tramites conllevan el riesgo de caer en clausuras parciales o totales, situación para nada deseada.

El dato de 571 clausuras totales y 2104 parciales indica que las industrias sancionadas con los sistemas actuales no han querido (ya que sólo se requiere de voluntad y presupuesto) cumplir con las normas, por lo que su costo de oportunidad además de la multa, es el de dejar de producir y ganarse una mala fama. Por lo que ahora se deben autorizar y destinar recursos humanos calificados y económicos para lo que se pudo hacer desde el principio, y así mantener en condiciones óptimas de funcionamiento los equipos y sistemas de producción.

Las plantas que incorporen algún esquema de cogeneración en lo fundamental incorporan equipos de combustión adicionales, los cuales tendrán que cumplir con la norma para fuentes fijas. Pero ningún equipo comercial bien instalado y operado tiene problemas para cumplir con los valores, inclusive están sobrados para el nivel de restricción que ofrece la norma de referencia. Sólo es cuestión de aplicar los principios fundamentales de la operación y el mantenimiento, es decir prevención, corrección y seguridad. Esto cuesta pero el esquema de cogeneración es muy rentable y por sí sólo genera estos recursos.

5.4 FINANCIEROS

La viabilidad financiera del aprovechamiento del potencial de cogeneración esta en relación directa con la viabilidad económica. El análisis de la viabilidad del proyecto de cogeneración termina con el análisis financiero antes y después de impuestos, y estos resultados son él o uno de los criterios principales de decisión para acceder a un financiamiento de la banca comercial, institucional o del proveedor para la construcción y ejecución del proyecto. Así que planes de financiamiento y condiciones favorables para el pago del crédito harán que el aprovechamiento del potencial de cogeneración se materialice.

La realización de un estudio sobre la viabilidad financiera para el aprovechamiento del potencial de cogeneración, sin duda ofrece más claridad e información para avalar en términos más reales las condiciones para su aprovechamiento, pero este estudio requería de:

- 1) Saber cual es el valor la tasa interna de rendimiento y condiciones de evaluación de una serie de proyectos representativos bajo un estudio financiero, a partir de ahí establecer niveles de viabilidad y montos de potencial que pueden ser aprovechados.

La CONAE ha realizado estudios a nivel sólo de evaluación económica y parte de la información aquí usada fue provista por la CONAE, ella manifiesta que no han hecho estudios de ese tipo, y posee pocos datos, pero son de estudios particulares cuya

información no esta disponible (excepción Loreto y Peña Pobre), ya que los estudios económicos fueron financiados por la CONAE y las empresas que siguieron interesadas en ahondar más sobre el estudio de su potencial pagaron por cuenta propia el análisis financiero y en la mayoría de los casos no reportaron el resultado.

2) De otra forma, se podría tomar una serie de casos prácticos y a partir de ahí hacer una extrapolación al resto de las situaciones que podrían presentarse.

Pero lo que es seguro es que el pago de intereses durante la construcción y durante la operación, así como la amortización de la deuda tendrán un fuerte impacto sobre el resultado neto de la operación del sistema de cogeneración, y harán que la rentabilidad económica descienda considerablemente en el análisis financiero final, aun considerando las mejores condiciones de crédito y niveles de tasas de interés que se puedan conseguir dentro y fuera del país. Por lo que ayudas económicas a los esquemas de cogeneración como mayores precios de venta de los excedentes eléctricos y más cantidad, más un menor costo del porteo, más la posibilidad de venta de excedentes térmicos, mayores montos de financiamiento, plazos de pago más largos y tasas de interés más atractivas para la industria ayudarán a disminuir las afectaciones de los costos en el análisis financiero. En la sección 6.4.4. se presenta un análisis de este tipo.

5.4.1 DISPONIBILIDAD DE CRÉDITOS ACCESIBLES Y BARATOS

El aprovechamiento de los potenciales de mejora tecnológica en economías con falta de recursos y de empresas en las mismas condiciones, obliga más que en otros lados a la existencia de mejores y más ventajas para estas empresas con el fin de que se vean motivadas e inclusive movidas a invertir y a tomar créditos para la implantación de estos programas. Ya sea en primera instancia con programas oficiales y si estos no son suficientes o no reúnen las características deseadas por las empresas, que se den las facilidades para acceder al financiamiento comercial, que por naturaleza les será más desventajoso. Por tanto se requiere que ambas posibilidades estén presentes, así vemos que en el país el crédito gubernamental ha existido y existe desde que se inicio el periodo de impulso a la cogeneración, pero no se puede decir lo mismo del crédito comercial debido a las dificultades sabidas que han estado sufriendo los bancos comerciales asociadas al llamado "error de diciembre de 1994".

Los particulares y las empresas vía sus organismos de representación expresan referente al financiamiento y en general a las condiciones financieras en el país que:
¹Por su nivel de desarrollo México enfrenta una escasez crónica de recursos financieros que limita su capacidad de inversión y crecimiento. De ahí que debe ser prioritaria la atracción de capitales y el fomento de la inversión privada, tanto nacional como extranjera. Al mismo tiempo, la consolidación de una base sólida de ahorro interno es esencial, así como su canalización hacia actividades productivas.

Por su parte los bancos y sus organismos de representación argumentan que para lograr lo señalado anteriormente se requiere que exista fundamentalmente una estabilidad macro económica y un marco jurídico e institucional claro y transparente que permitan horizontes de planeación de largo plazo a las empresas. Asimismo,

¹ COPARMEX, 2000-2010, (Marzo del 2000)

también es esencial que los recursos disponibles sean utilizados de la manera más eficiente posible, para evitar gastos innecesarios y desperdicios socialmente improductivos. En particular se avanza en:

²[...] el paquete de reformas se encuentra en la Ley de Concursos Mercantiles, la Ley de Garantías, la Ley de Comercio Electrónico y modificaciones a la Ley de la Condusef, así como otras adecuaciones menores. [...]

El titular de la ABM consideró que el sistema legal de México presenta aún graves deficiencias, tanto en las leyes vigentes como en la administración de la justicia, particularmente a nivel estatal, "lo que genera incertidumbre entre los inversionistas e inventivos perversos para el comportamiento social".

[...] las condiciones económicas del país permiten suponer que la demanda de crédito está por repuntar, ya que las tasas de interés continúan a la baja y los bancos tienen liquidez y cada vez mayor y mejor capitalización.

Ante las necesidades y los rezagos acumulados en el país es previsible que dicha restricción persistirá durante los próximos años, por lo que es imperativo actuar de inmediato para incrementar la eficiencia en el uso de los recursos disponibles. Como ha sido evidente en los años recientes, esta restricción de recursos financieros afecta muy particularmente a las empresas pequeñas y medianas que no tienen acceso a los mercados externos o a otras fuentes de financiamiento no tradicionales.

Esto muestra que efectivamente desde 1995 y hasta el año 2001 no han existido condiciones ni créditos accesibles para las empresas mediana y pequeñas en el país. Pero a pesar de esto en el medio comercial del desarrollo de proyectos de cogeneración en México, son bien sabidas las experiencias prácticas de empresas medianas que han recurrido al crédito y financiamiento ofrecido por los proveedores o terceros, además de la banca internacional, como el ejemplo de los proyectos de Cozumel (38 mdd dado en 1999 por el fabricante) y de Bidasoa (2 mdd dado en 1997 por un banco de Nueva York), respectivamente.

Actualmente, hay diversas fuentes de financiamiento, tanto directas como indirectas que apoyan y financian proyectos de modernización tecnológica, de prevención y control de la contaminación:

1. Financiamientos Directos (proveedores o fabricantes)
2. Banca de primer piso (Banca Comercial)
3. Banca social de primer piso (NAFIN, BANCOMEXT)
4. Programas de Financiamiento (CONACYT)
5. Banca internacional (Banca Comercial)

5.4.2 PROGRAMAS DE FINANCIAMIENTO PARA LA MODERNIZACIÓN

El desarrollo del proceso de implementación de la cogeneración al ser un cambio tecnológico para la modernización de la planta industrial, mejorar la eficiencia en el uso de combustibles, mejorar la productividad industrial y una forma de combatir las emisiones contaminantes, puede ser impulsada desde el campo financiero con

² Héctor Rangel Domene, Presidente de la Asociación de Banqueros de México. Buscará ABM pronta aprobación de marco regulatorio, (Marzo del 2000).

programas de fomento y apoyo a las plantas industriales para materializar sus planes de modernización e innovación tecnológica. Por tal motivo es fundamental la existencia y accesibilidad a estos tipos de programas. En el país han existido y existen programas de este tipo, con resultados no tan notables, pero con toda la intención de fomentar los cambios y mejoras tecnológicas. Entre estos programas oficiales se encuentran los siguientes:

Por parte de Nacional Financiera³ se tiene como objetivo fundamental coadyuvar a la preservación de la planta productiva, e impulsar la realización de proyectos de inversión viables que estimulen la generación de empleo y el crecimiento económico, como son:

- PROMIN: Programa Único de Financiamiento a la Modernización Industrial.
- Banco Nacional de Comercio Exterior (BANCOMEX)⁴

A través de operaciones de primer piso, NAFIN financia en forma directa a la pequeña, mediana y gran empresa para la adquisición de activos fijos, el capital de trabajo, el desarrollo de proyectos de mejoramiento ambiental y la adquisición, construcción o remodelación de naves industriales (excepto terrenos). En el caso de las empresas grandes los recursos podrán destinarse también al otorgamiento de anticipos a proveedores y financiamiento a clientes o como cuasicapital a proveedores para apoyar su capital de trabajo y su expansión o modernización.

El monto máximo de financiamiento se determina en función del flujo de efectivo de la empresa y de los requerimientos del proyecto, sin exceder del 75 por ciento de la inversión total. Los créditos se otorgan en moneda nacional o extranjera. Las tasas base son la TIIE y la LIBOR y se aplica una sobretasa acorde con el riesgo del proyecto. El plazo se determina en función de las características del proyecto y del flujo de efectivo de la empresa y puede ser hasta de 20 años, incluyendo un periodo de gracia de 3 años.

Por su parte el CONACYT tiene varios programas de financiamiento como:

• FIDETEC. Fondo de Investigación y Desarrollo para la Modernización Tecnológica⁵, el cual consiste en:

- 1) Impulsar la inversión del sector privado nacional en el desarrollo e implementación de proyectos que impliquen características de innovación y desarrollo tecnológico.
- 2) Apoyar los proyectos de inversión para la innovación y desarrollo tecnológico que se encuentran en "etapa precomercial" y que comprende desde la generación de la idea hasta la construcción de prototipos además que impliquen el mejoramiento de la competitividad de las empresas.

• FORCCYTEC. Fondo para el Fortalecimiento de las Capacidades Científicas y Tecnológicas Estratégicas⁶ cuyo objetivo es:

- 1) El propósito de este Fondo es el de trabajar con grupos empresariales, instituciones de educación superior, y centros de investigación y desarrollo para

³ <http://www.nafin.gob.mx/>

⁴ http://mexico.businessline.gob.mx/esp/index_serv.html

⁵ <http://rtn.net.mx.80/fidetec/>

⁶ <http://info.main.conacyt.mx/dam/forccytec/index.html>

estimular e inducir a las empresas a que inviertan en la formación de centros que apoyen su propio fortalecimiento tecnológico.

- PMT. Programa de Modernización Tecnológica⁷ cuyos objetivos son:
 - 1) Estimular la modernización tecnológica de la pequeña y mediana empresas del sector manufactura, de los subsectores de agricultura y de los servicios inherentes a las anteriores.
 - 2) Crear un mercado activo de servicios tecnológicos para las pequeñas y medianas empresas, a través del desarrollo de servicios de consultoría general y especializada, que contribuyan de una manera directa a su modernización tecnológica.

En México en general se ofrecen los siguientes tipos de financiamientos que pueden aportar al desarrollo de la cogeneración como:

- Proyectos de inversión (modernización energética o ampliación del proceso)
- Adquisición de bienes de capital (Maquinaria y Equipo)

Y existen los siguientes programas para fortalecer el mercado activo de servicios tecnológicos y de mejoramiento ambiental que aplican a la cogeneración.

- Modernización Tecnológica, incluyendo las siguientes actividades:
 - 1) Evaluación tecnológica empresarial con el fin de dar prioridad a proyectos tecnológicos
 - 2) Optimización de procesos
 - 3) Reducción de costos de producción
 - 4) Implicaciones de tendencias tecnológicas
 - 5) Medidas de mejoramiento ambiental
 - 6) Capacitación técnica derivada de las áreas mencionadas anteriormente
- Mejoramiento Ambiental, con objeto de controlar, mitigar, eliminar o evitar contaminación, aquí si existe una clasificación específica para la cogeneración:
 - 1) Proyectos de cogeneración y generación de energías renovables

Todos estos programas ofrecen financiamiento en moneda nacional o en moneda extranjera si la empresa es generadora de divisas.

La tasa de interés de referencia es la TIIE para moneda nacional y LIBOR para moneda extranjera, más el margen que establezca el intermediario financiero. El plazo se determina en función de las necesidades del proyecto, hasta un máximo de 20 años, con el periodo de gracia que requiera. El monto máximo de los créditos en moneda nacional esta en función del tamaño de la empresa:

- Micro: hasta 1.7 millones
- Pequeña: hasta 17 millones
- Mediana: hasta 40 millones
- Grande: en función de las características del proyecto

⁷ <http://info.main.conacyt.mx/dam/pmt/index.html>

Como se puede ver en el país existen y han existido programas de apoyo financiero para la construcción de plantas de cogeneración a condiciones favorables. Por lo que todo argumento de falta de acceso al crédito no aplicaría, a menos que la experiencia se refiriera a la banca comercial donde si a existido dificultad de oferta y acceso al crédito principalmente desde 1995. Situación derivada del quebranto bancario y del rescate del FOBAPROA, pero en ese caso ha existido la alternativa del financiamiento social, y si no, nuevamente la del exterior como los ejemplos citados en la sección anterior.

5.4.3 ESTIMULOS PARA LA MODERNIZACIÓN TECNOLÓGICA

No habrá más estímulo para la modernización industrial y tecnológica que la propia necesidad de conservar el negocio y mantener la competitividad en el mercado doméstico e internacional.

Dentro de las deducciones⁸, estímulos fiscales y aduaneros que aplicarían al desarrollo del potencial de cogeneración se encontraría la deducción del pago de los

⁸ Ley ISR. Artículo 41. Las inversiones únicamente se podrán deducir mediante la aplicación en cada ejercicio, de los porcentajes máximos autorizados por esta Ley al monto original de la inversión, con las limitaciones en deducciones, que en su caso, establezca esta Ley.

El monto original de la inversión comprende además del precio del bien, los impuestos efectivamente pagados con motivo de la adquisición o importación del mismo a excepción del impuesto al valor agregado, así como las erogaciones por concepto de derechos, fletes, transportes, acarreos, seguros contra riesgos en la transportación, manejo, comisiones sobre compras y honorarios a agentes aduanales.

Artículo 42. Para los efectos de esta Ley se consideran inversiones los activos fijos, los gastos y cargos diferidos y las erogaciones realizadas en periodos preoperativos cuyo concepto se señala a continuación.

(Reformado) Gastos diferidos son los activos intangibles representados por bienes o derechos que permitan reducir costos de operación, o mejorar la calidad o aceptación de un producto, por un periodo limitado, inferior a la duración de la actividad de la persona moral. También se consideran gastos diferidos los activos intangibles que permitan la explotación de bienes del dominio público o la prestación de un servicio público concesionado.

Erogaciones realizadas en periodos preoperativos, son aquellas que tienen por objeto la investigación y desarrollo relacionados con el diseño, elaboración, mejoramiento, empaque o distribución de un producto, así como con la prestación de un servicio: siempre que las erogaciones se efectúen antes de que el contribuyente enajene sus productos o preste sus servicios, en forma constante.

Artículo 43. Los porcentajes máximos autorizados tratándose de gastos y cargos diferidos, así como para las erogaciones realizadas en periodos preoperativos son los siguientes:

I.- 5% para cargos diferidos.

II.- 10% para erogaciones realizadas en periodos preoperativos.

III.- (Reformada) 15% para regalías, para asistencia técnica, así como para otros gastos diferidos, a excepción de los señalados en la fracción IV del presente artículo.

Artículo 44. Los porcentajes máximos autorizados, tratándose de activos fijos por tipo de bien son los siguientes:

100% para los siguientes bienes:

b).- Equipo destinado a la conversión a consumo de gas natural

c).- Equipo destinado a prevenir y controlar la contaminación ambiental en cumplimiento de las disposiciones legales respectivas

Artículo 46. La deducción de las inversiones se sujetará a las reglas siguientes:

I.- Las reparaciones así como las adaptaciones a las instalaciones se considerarán inversiones siempre que impliquen adiciones o mejoras al activo fijo.

En ningún caso se considerarán inversiones los gastos por concepto de conservación, mantenimiento y reparación que se eroguen con el objeto de mantener el bien de que se trate en condiciones de operación.

Artículo 138. Las inversiones cuya deducción autoriza este Título, excepto las reguladas por el capítulo VI, únicamente podrán deducirse mediante la aplicación anual sobre el monto de las mismas y hasta llegar a este límite, de los siguientes porcentajes:

I.- 5% para construcciones.

II.- 10% para gastos de instalación.

intereses durante el periodo de construcción para inversiones en modernización y mejoramiento de la infraestructura industrial y el estímulo que ofrece la Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca mediante el Arancel Cero en Equipos Anticontaminantes. Este único estímulo en materia de adquisición de equipos refleja las carencias de apoyos al desarrollo de la cogeneración y a la modernización tecnológica, así como al cuidado del medio ambiente.

Los organismos de representación empresarial sobre los estímulos fiscales manifiestan⁹, que las siguientes medidas podrían ayudar al desarrollo del sector:

Como una medida para fomentar la competitividad el sistema fiscal, se considera de vital importancia el incorporar al texto de Ley, estímulos fiscales a la creación de empleos, nuevas inversiones y fomentar las exportaciones. En cierta época las empresas tenían la oportunidad de gozar de algunos estímulos fiscales, pero para obtenerlo se debía de cumplir con diversos requisitos y trámites complicados.

Por ello, se considera que los estímulos fiscales deben ser otorgados a todos los contribuyentes, bajo las siguientes consideraciones:

Estímulos fiscales para los contribuyentes que lleven a cabo nuevas inversiones que permitan atraer capitales de trabajo a nuestro país. Esos estímulos no sólo deben cubrir la posibilidad de tener depreciación acelerada, sino también el otorgar créditos fiscales. Promover las actividades de nuestra economía que son prioritarias y que durante los últimos años no han tenido la inversión que se amerita.

Actualmente, los productos mexicanos son cada vez más reconocidos en el extranjero. La tendencia en los últimos años ha sido de incremento en las exportaciones mexicanas, por lo que una medida interesante sería la de establecer estímulos fiscales a las exportaciones. Como en años pasados, se debe incorporar a la legislación fiscal, créditos fiscales que fomenten la generación de empleos, y que permitan año con año incrementar su planta laboral

Mucho se ha comentado de la necesidad que tiene el país de contar con inversiones directas en bienes de capital y no de instrumentos financieros que pueden ser muy volátiles. Así las cosas, se considera que el otorgar créditos fiscales para la realización de actividades productivas puede originar un incremento en el capital de las empresas.

Actualmente se contempla la posibilidad de obtener un crédito fiscal por inversiones en investigación y desarrollo de tecnología, sin embargo, el mecanismo para obtenerlo inhibe el que las empresas deseen invertir en este renglón, por lo que es indispensable establecer mecanismos que permitan mejorar nuestro nivel tecnológico y la aplicación de estímulos fiscales.

VII.- 10% para equipo y bienes muebles tangibles y no comprendidas en las fracciones anteriores.

Capítulo VI

De los Estímulos Fiscales

- No existe nada -

Ley del ISR, Capítulo II de las deducciones, sección III de las inversiones. Fecha de actualización enero del 2000.

<http://www.aaapn.org/amigaaa/leyes/2000/lisr/ley>

⁹ Propuestas fiscales de COPARMEX (2000)

5.4.4 ESCENARIOS DE FINANCIAMIENTO

Debido a los costos de financiamiento durante la construcción y durante la operación del esquema, se pueden considerar escenarios de financiamiento para el periodo de construcción que generalmente es un esquema de financiamiento propuesto por el fabricante del equipo o desarrollador, y se pueden considerar varios escenarios de financiamiento para el periodo posterior a la recepción de las obras.

Por lo anterior se puede considerar como escenario de costo financiero el de una empresa participante en proyectos de este tipo. A partir del monto de inversión del proyecto y del costo financiero, más un programa de inversiones "físicas", así como de estimaciones sobre insumos nacionales mínimos para el proyecto, se puede negociar el financiamiento para el periodo posterior a la recepción de las obras o financiamiento de largo plazo.

En cuanto al financiamiento de largo plazo, es conveniente destacar que los términos y condiciones de financiamiento que se emplearán corresponden a una práctica común usada¹⁰ para este tipo de proyectos de infraestructura industrial, así como de la situación actual de los mercados financieros internacional y del país. Cabe mencionar que los mismos son función de un sinfín de factores que varían en el tiempo como lo son los aspectos macro económicos, de mercado, etc.; por lo que sólo sirven de referencia para realizar el análisis.

COSTO FINANCIERO DURANTE LA CONSTRUCCIÓN

Línea de crédito de un banco comercial nacional o extranjero con la participación de la Banca de Fomento nacional, o crédito directo por el fabricante principal del equipo para la parte Importada y para el componente nacional, establece los siguientes parámetros (tabla 5.18):

Tabla 5.18 Condiciones de financiamiento durante la construcción

Condiciones	Financiamiento
Monto (mdd)	3
Tasa (%)	8.12 ¹¹
Comisión Apertura (%)	1.0
Comisión de Compromiso (%)	0.5
Participación (%)	100
Forma de pago	A valor futuro al inicio de la operación

Referencia: Elaboración con datos de CFE y propios

Es preciso remarcar que esta es una de las múltiples condiciones de financiamiento a las que tienen acceso las empresas participantes, por lo que el precio base para el financiamiento de largo plazo es únicamente una estimación y que la volatilidad del mismo puede ser alta, dada la variedad de empresas multinacionales que pueden participar y que, por consecuencia, tienen acceso a diferentes fuentes de financiamiento, costos de directos e indirectos, aspectos impositivos, etc.

¹⁰ El valor de la tasa de descuento de 10% en términos reales, corresponde al aplicado tradicionalmente en el documento "Costos y Parámetros de Referencia para Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR)", elaborado por CFE.

¹¹ Tasa Ponderada (Libor+0.5% y Libor+2.5)

COSTO FINANCIERO DURANTE LA OPERACIÓN

En cuanto al período posterior a la recepción de la obra, se pueden considerar tres escenarios. Para las tasas bases se considera la curva "swap" que se obtiene del sistema Bloomberg y normalización de los períodos de construcción aproximadamente de dos años a partir de la recepción de la obra.

Escenario 1:

Caso Base, condiciones de financiamiento considerando exclusivamente a la banca de fomento nacional¹². El 100% del precio pactado con el desarrollador es financiado por esta fuente. La comisión de apertura se aplica sobre el 100% del monto a financiar y se considera pagadera a la aceptación de las obras. El servicio de la deuda, amortizaciones e intereses, se consideran pagaderos en forma anual.

Tabla 5.19 Condiciones de financiamiento

Condiciones	Financiamiento Nacional
Monto (mdd)	3
Tasa (%)	10.18 ¹³
Comisión apertura (%)	1.0
Participación (%)	100
Amortización (años)	10
Sistema de pagos	Amortizaciones iguales

Referencia: Elaboración con datos de CFE y propios

Escenario 2:

Condiciones de financiamiento considerando exclusivamente un financiamiento bancario. En este escenario se considera que el 100% del precio pactado es financiado por la banca comercial, aún cuando esta fuente de financiamiento al plazo requerido es difícil de conseguir y en su caso, su costo es alto. La comisión de apertura se aplica sobre el 100% del monto a financiar y se considera pagadera en la fecha de aceptación de las obras. El servicio de la deuda, amortizaciones e intereses, se consideran pagaderos en forma anual.

Tabla 5.20 Condiciones de financiamiento

Condiciones	Financiamiento Nacional
Monto (mdd)	3
Tasa (%)	11.48 ¹⁴
Comisión apertura (%)	1.0
Participación (%)	100
Amortización (años)	10
Sistema de pagos	Amortizaciones iguales

¹² Con respecto al financiamiento de la banca de fomento internacional, ésta usualmente para proyectos de este tipo propone el pago del principal a través de 24 pagos semestrales con una tasa fija de 6.44% anual. Se tiene un seguro por cerca de 5.04% sobre el monto a financiar pagadero a través de los 12 años de repago; una comisión por disposición de 0.50% y una comisión de compromiso de 0.05% anual, pagaderas 3 días antes de la fecha límite de disposición. Esta fecha está relacionada con la aceptación de las instalaciones.

¹³ Cotización de BANCOMEXT en fecha 16 de febrero de 2001. Tasa LIBOR + 420 puntos base. Se tomó del sistema Bloomberg, la curva "Swap Rate" a 10 años con fecha de junio de 2003 cuyo valor es de 5.98 (redondeado a dos decimales).

¹⁴ Cotización de INBURSA, en fecha 27 de febrero de 2001. Tasa LIBOR + 550 puntos base. Se tomó del sistema Bloomberg, la curva "Swap Rate" a 10 años con fecha de junio de 2003 cuyo valor es de 5.98 (redondeado a dos decimales).

Escenario 3:

Condiciones de financiamiento considerando una participación del 70% de la banca de fomento o del fabricante y 30% del propietario del proceso. De acuerdo con experiencias prácticas este esquema ha resultado muy práctico, aunque no en las mismas proporciones de participación aquí expresadas. Se usará este escenario para la evaluación.

La comisión de apertura aplica sobre el 100% de la parte financiada y se considera pagadera en la de aceptación de las obras. El servicio de deuda, amortizaciones e intereses, se consideran pagaderos en forma anual.

Tabla 5.21 Condiciones de financiamiento

Condiciones	Financiamiento para la fracción financiada y componente Nacional
Monto (mdd)	3
Tasa (%)	10.18 ¹⁵
Comisión apertura/riesgo político (%)	1.0
Participación (%)	70
Amortización (años)	10
Sistema de pagos	Amortizaciones iguales

Referencia: Elaboración con datos de CFE y propios

El procedimiento seguido para el análisis en dólares, con un tipo de cambio real e igual o mayor a 9.4:1 pesos de 1999 por dólar, supone una apreciación del tipo de cambio en términos reales. Esto es importante ya que el poder de compra del peso frente al dólar no se sostiene en el largo plazo. Así mismo, la inflación en dólares de 2.5% corresponde bien al promedio histórico.

Si bien el mercado petrolero es muy incierto, el escenario de precios de los combustibles, debe mostrar niveles razonables y ligeramente altos. Por otra parte y en relación con el nivel del precio de compra de los excedentes eléctricos asociado al costo marginal del nodo de interconexión, bien podría estar cerca de los costos de transferencia de las plantas de CFE a la transmisión, los precios de transferencia de la energía eléctrica generada de 52 dólares por MWh es alto con respecto a los precios que paga CFE a algunos generadores externos (entre 30 y 40 dólares por MWh, según el tipo de central, el precio del combustible y el factor de planta realmente despachado). Sin embargo, dicho precio de transferencia está en niveles semejantes a los costos unitarios de generación para plantas termoeléctricas con unidades de 350 MW y factor de planta de 75%, publicados en el COPAR.

¹⁵Idem [13]

5.4.5 ANÁLISIS DE LOS FACTORES CLAVES

BAJO EL ESCENARIO 3

Por la naturaleza del proyecto (en base al caso presentado en el capítulo 2) la evaluación financiera se realiza comparando el resultado neto de operación del proyecto, con los pagos financieros para amortizar principal e intereses que deberá realizar el dueño del proceso, más la recuperación del capital que el aporta, bajo el escenario de financiamiento 3.

Tabla 5.22 Análisis con venta de excedentes eléctricos TG-CPC-HRSG

TG-CPC-HRSG	
Producción de vapor	8000 kg/h MWe
Producción de electricidad	1 MWe
Costo instalación	\$ 3,412,200 MWe
Capacidad requerida	2.5 MWe
Excedentes térmicos	169,014 kg/h
Excedentes térmicos a venta	- kg/h
Excedentes eléctricos	200 MWe
Capacidad instalada	22,400 MWe
Possible precio venta excedentes térmicos a vecinos al costo de generación	\$ 0.277 \$/kg
Costo de generación	\$ 0.2767 \$/kg
Costo de la instalación TG-CPC-HRSG	\$ 76,774,500 \$
Costo de O&M adicional	\$ 0.096 US\$/MWh
Costo de O&D excedente térmico	\$ 0.001 US\$/kg
Excedentes térmicos a venta	- kg/año
Possible venta de excedentes térmicos	\$ - US\$/año
Venta de excedentes eléctricos	\$ - US\$/año
Ahorros costos de operación	\$ 2,973,506 \$/año

Excedentes comerciales	90% Del costo marginal regional
52 US\$/kWh costo marginal regional	
9.4 \$ US\$	
24 h.día	
30 Días/mes	
\$ 1.53 \$/m ³ de gas natural	

Fuente: Elaboración propia

El monto total del proyecto es de 8,633,366 de dólares de 2000. La responsabilidad del financiamiento durante la construcción será del desarrollador; durante la operación es del dueño del proceso.

Tabla 5.23

Flujo de efectivo e intereses durante la construcción		Dólares de 1999		Inflación anual 2.50%	Inf Mensual 0.206%
Meses	G-CPC-HRSG	Total corriente	Total constante	Valor presente neto corriente	tasa mensual 0.476%
Ene-99	680,625	680,625	679,226	727,412	tasa anual 5.87%
Feb-99	680,625	680,625	677,830	727,412	Real
Mar-99	680,625	680,625	676,436	727,412	Libor = 87 pts
Abr-99	680,625	680,625	675,046	727,412	
May-99	680,625	680,625	673,658	727,412	
Jun-99	680,625	680,625	672,273	723,966	
Jul-99	680,625	680,625	670,892	720,536	
Ago-99	680,625	680,625	669,512	717,123	
Sep-99	680,625	680,625	668,136	713,726	
Oct-99	680,625	680,625	666,763	710,344	
Nov-99	680,625	680,625	665,392	706,979	
Dic-99	680,625	680,625	664,024	703,630	
Ene-00		0	0	0	
Total	8,167,500	8,167,500	8,059,189	8,633,366	

Intereses	465,866	capital	8,167,500	Capital + intereses al inicio de la operación	8,633,366
-----------	---------	---------	-----------	---	-----------

Fuente: Elaboración propia

TESIS
FALLA DE ORIGEN

Para este efecto, el resultado neto de operación del esquema de cogeneración se determina como la diferencia entre los ingresos por los ahorros obtenidos por el esquema respecto a la forma convencional de satisfacer sus requerimientos energéticos y por la venta de excedentes generados con 20 MWe de capacidad a la red; y los costos de generación de los excedentes comerciales del esquema; a su vez, los ingresos se estiman en función de un precio de compra regional marginal que se tomará al 90% por parte de la red, que cifra 52.0 dólares de 2000 por MWh y decrece gradualmente hasta el valor de 50.0 dólares por MWh al final de la vida útil de la instalación que se toma como 20 años.

Tabla 5.24

9.4 Cálculo del resultado neto de operación con excedentes eléctricos											20 MWe	
Año	US/\$m3 G.N.	Precio venta US\$/MWh	Factor de planta	Generación neta (MWh)	Costo neto Kcal/MWh	Ingresos US\$	Costos de O&M	Costos de combustible	Resultado neto	Utilidad operacional		
1999	0.1546	46.8	0.970	167616.0	2.603.937							
2000	0.1526	46.7	0.969	167465.1	2.605.759	7.819.735	16.083	7.127.587	676.064	9.46%		
2001	0.1507	46.6	0.968	167314.4	2.607.583	7.795.118	16.069	7.037.080	741.970	10.52%		
2002	0.1488	46.5	0.967	167163.8	2.609.409	7.770.580	16.054	6.947.722	806.803	11.59%		
2003	0.1470	46.4	0.967	167013.4	2.611.235	7.746.118	16.040	6.859.499	870.579	12.66%		
2004	0.1451	46.3	0.966	166863.1	2.613.063	7.721.733	16.025	6.772.396	935.311	13.74%		
2005	0.1433	46.2	0.965	166712.9	2.614.892	7.697.426	16.011	6.686.400	995.015	14.85%		
2006	0.1415	46.1	0.964	166562.9	2.616.723	7.673.194	15.997	6.601.495	1.055.703	15.96%		
2007	0.1398	46.0	0.963	166413.0	2.618.554	7.649.039	15.982	6.517.668	1.115.389	17.07%		
2008	0.1380	45.9	0.962	166263.2	2.620.387	7.624.960	15.968	6.434.906	1.174.066	18.20%		
2009	0.1363	45.8	0.961	166113.6	2.622.222	7.600.957	15.953	6.353.195	1.231.809	19.34%		
2010	0.1346	45.7	0.960	165964.0	2.624.057	7.577.029	15.939	6.272.521	1.288.569	20.49%		
2011	0.1329	45.6	0.960	165814.7	2.625.894	7.553.177	15.925	6.192.872	1.344.380	21.65%		
2012	0.1312	45.4	0.959	165665.4	2.627.732	7.529.400	15.910	6.114.254	1.399.255	22.83%		
2013	0.1296	45.3	0.958	165516.3	2.629.572	7.505.698	15.896	6.036.595	1.453.206	24.01%		
2014	0.1280	45.2	0.957	165367.4	2.631.412	7.482.070	15.882	5.959.942	1.506.246	25.21%		
2015	0.1264	45.1	0.956	165218.6	2.633.254	7.458.516	15.868	5.884.262	1.558.387	26.41%		
2016	0.1248	45.0	0.955	165069.9	2.635.098	7.435.037	15.853	5.809.542	1.609.641	27.63%		
2017	0.1232	44.9	0.954	164921.3	2.636.942	7.411.632	15.839	5.735.772	1.660.021	28.86%		
2018	0.1217	44.8	0.954	164772.9	2.638.788	7.388.300	15.825	5.662.939	1.709.537	30.10%		
2019	0.1202	44.7	0.953	164624.6	2.640.635	7.365.042	15.810	5.591.050	1.758.202	31.36%		
2020	0.1187	44.6	0.952	164476.4	2.642.484	7.341.857	15.796	5.520.034	1.806.026	32.62%		

Moneda corriente de 1999

TASA DE DESCUENTO

VPS AL 2000
11.22% AF 20 AÑOS

9.601.102
1.106.266

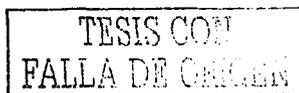
Fuente: Elaboración propia

Estos flujos consideran los siguientes supuestos

Inflación anual:	2.50%	
Tasa de descuento nominal:	15.00%	Trema
Tasa de descuento real:	12.20%	
Periodo	20	
Tasa de interés nominal:	12.93%	
Tasa de interés real:	10.18%	
Tasa de interés durante la construcción:	5.87% anual real	
Tasa de interés durante la operación:	10.18% anual real	

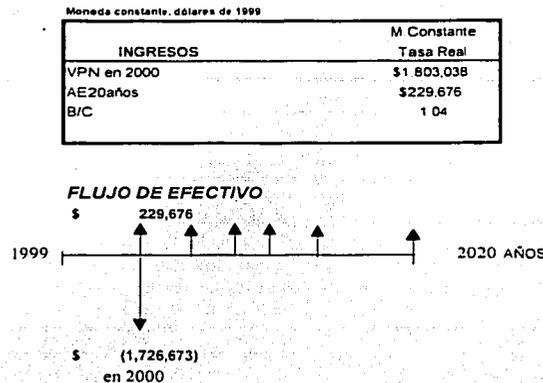
La participación de la inversión a crédito se paga con el resultado neto de la operación durante los primeros 10 años, por lo que el restante resultado neto de operación debe pagar la inversión propia, y lo que quede, es la utilidad operacional del proyecto.

Los análisis de flujos financieros mediante los cuales se evaluó la viabilidad financiera del proyecto, se han realizado bajo el supuesto de que el financiamiento



conseguido es similar al financiamiento obtenido en proyectos de cogeneración. Las fuentes probables de financiamiento podrán incluir créditos de bancos comerciales, banca de desarrollo, capital de inversión del fabricante o desarrollador y capital del dueño del proceso.

Fig. 5.5



Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con un análisis de sensibilidad efectuado sin venta de excedentes térmicos: La participación del capital propio podrá pasar de 20 a 46% y el valor presente neto será de 0 con un periodo de recuperación simple de 20 años. La tasa de interés podrá pasar de 10.18 a 10.45% y el valor presente neto será de 0 con un periodo de recuperación simple de 20 años. El monto de inversión podría tener un incremento de 0.91% y el valor presente neto será de 0 con un periodo de recuperación simple de 20 años. Bajo esta evaluación y con los supuestos que reflejan las condiciones de financiamiento más favorables que se han tenido en el país durante los últimos 7 años, el proyecto resulta ser poco viable TIR 11.90% y TIRM 11.50%.

Involucrando en el análisis la posible venta de excedentes térmicos tendríamos el siguiente flujo de ingresos adicional con la venta del 10% de la capacidad de generación de excedentes.

TESIS CON
FALLA DE ORDEN

Tabla 5.25

ANÁLISIS CON VENTA DE EXCEDENTES							20
20% propio			80% prestamo al 10 18% anual real			MWE	
Tasa	Saldo	Amortización	Intereses	Resultado de la operación	Años de recuperación de la inversión	Pagos anuales	Resultado neto operación total
1%	6.906.693				1999		(1.726.673)
11 18%	6.331.135	575.558	772.168	676.064	2000	1.347.726	(671.661)
10 18%	5.755.577	575.558	644.510	741.970	2001	1.220.067	(478.098)
10 18%	5.180.019	575.558	585.918	806.803	2002	1.161.475	(354.673)
10 18%	4.604.462	575.558	527.326	870.579	2003	1.102.884	(232.305)
10 18%	4.028.904	575.558	468.734	933.311	2004	1.044.292	(110.980)
10 18%	3.453.346	575.558	410.142	995.015	2005	985.700	9.315
10 18%	2.877.789	575.558	351.551	1.055.703	2006	927.108	128.594
10 18%	2.302.231	575.558	292.959	1.115.389	2007	868.517	246.872
10 18%	1.726.673	575.558	234.367	1.174.086	2008	809.925	364.161
10 18%	1.151.115	575.558	175.775	1.231.809	2009	751.333	480.475
10 18%	575.558	575.558	117.184	1.288.569	2010	692.741	595.828
10 18%	-	575.558	58.592	1.344.380	2011	634.149	710.231
				1.399.255	2012		1.399.255
				1.453.206	2013		1.453.206
				1.506.246	2014		1.506.246
				1.558.387	2015		1.558.387
				1.609.641	2016		1.609.641
				1.660.021	2017		1.660.021
				1.709.537	2018		1.709.537
				1.758.202	2019		1.758.202
				1.806.026	2020		1.806.026
Total	6.906.693		4.839.225		VPN en 2000	6.671.497	\$ 1.803.038
VPN AL 2000	3.697.071		2.973.526		VPN en 2000		ET

Fuente: Elaboración propia

Los resultados de operación netos con la venta de sólo el 10% de los excedentes térmicos que obtienen, genera un incremento considerable en los ingresos del esquema, estos resultados se muestran en la tabla 5.26.

Tabla 5.26

9.4 Cálculo del resultado neto de operación con excedentes térmicos										venta del 10%	
Año	US\$/m3 G.N.	Precio de venta US\$/kg	Factor de planta	Generación neta (kg/año)	Ingresos US\$	Costo del agua US\$	Costos O&D	Resultado neto	Utilidad operativa		
1999	0.0294	0.970		141.647.002	-	-	-	-	-	-	-
2000	0.0294	0.969		137.273.934	-	4.032.189	233.658	80.826	3.717.706	1182	16%
2001	0.0293	0.968		132.916.143	-	3.895.402	226.240	78.260	3.590.902	1179	28%
2002	0.0292	0.967		128.580.865	-	3.759.868	218.861	75.707	3.465.300	1176	40%
2003	0.0292	0.967		124.275.040	-	3.625.784	211.532	73.172	3.341.080	1173	53%
2004	0.0291	0.966		120.005.304	-	3.493.335	204.264	70.658	3.218.412	1170	66%
2005	0.0290	0.965		115.777.970	-	3.362.694	197.069	68.169	3.097.457	1167	80%
2006	0.0290	0.964		111.599.019	-	3.234.027	189.956	65.708	2.978.362	1164	95%
2007	0.0289	0.963		107.474.092	-	3.107.483	182.935	63.280	2.861.268	1162	10%
2008	0.0288	0.962		103.408.478	-	2.983.203	176.014	60.886	2.746.303	1159	26%
2009	0.0288	0.961		99.407.116	-	2.861.317	169.204	58.530	2.635.583	1156	43%
2010	0.0287	0.960		95.474.580	-	2.741.940	162.510	56.215	2.523.215	1153	60%
2011	0.0287	0.960		91.615.087	-	2.625.179	155.941	53.942	2.415.296	1150	78%
2012	0.0286	0.959		87.832.491	-	2.511.128	149.502	51.715	2.309.911	1147	97%
2013	0.0285	0.958		84.130.285	-	2.399.870	143.200	49.535	2.207.134	1145	16%
2014	0.0285	0.957		80.511.604	-	2.291.477	137.041	47.404	2.107.032	1142	36%
2015	0.0284	0.956		76.979.229	-	2.186.011	131.028	45.325	2.009.658	1139	56%
2016	0.0283	0.955		73.535.592	-	2.083.522	125.167	43.297	1.915.058	1136	78%
2017	0.0283	0.954		70.182.783	-	1.984.051	119.460	41.323	1.823.268	1133	99%
2018	0.0282	0.954		66.922.559	-	1.887.629	113.911	39.403	1.734.315	1131	22%
2019	0.0281	0.953		63.756.351	-	1.794.276	108.521	37.539	1.648.215	1128	45%
2020	0.0281	0.952		60.685.276	-	1.704.005	103.294	35.731	1.564.980	1125	68%

Moneda corriente de 1999

TASA DE DESCUENTO

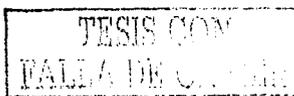
VPN AL 2000

25.745.113

11 22% AE 20 AÑOS

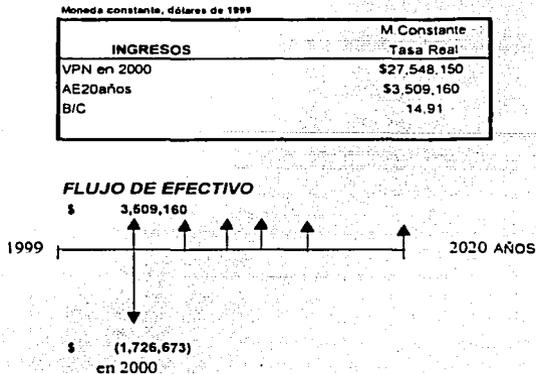
2.966.424

Fuente: Elaboración propia



El flujo de efectivo del proyecto para este caso sería:

Fig. 5.6



Fuente: Elaboración propia

El análisis de sensibilidad muestra que se trata de un proyecto débil frente supuestos drásticos sobre el valor de parámetros claves del proyecto.

Un análisis de sensibilidad que muestre los aspectos claves que favorecen la viabilidad del esquema de cogeneración y que hagan que el proyecto sea más robusto respecto a variaciones en los supuestos claves, se deberá enfocar en mostrar como, en que nivel y en que orden son más significativos para ese propósito. El análisis se presenta en la tabla 5.27.

Los resultados muestran la fortaleza financiera del proyecto que responde en primer lugar a la posibilidad de vender parte de sus excedentes térmicos, logrando una mejora en términos de la TIRM de 12.3% respecto al caso base y con sólo un pequeño porcentaje (5%) de venta de su potencial de generación de excedentes. En segundo lugar el proyecto responde a una disminución en el costo del combustible (-10%) con un incremento de 7.8% en la TIRM. En tercer lugar un incremento (10%) en el precio de compra de los excedente eléctricos hace que se mejore la TIRM en 8.5%, aunque esto haga a un más alto el precio que se supuso en base al precio de transferencia de plantas de CFE. El incremento en la cantidad de venta de excedentes también ofrece una mejora sustancial en el rendimiento del proyecto pero menor que las anteriores tres, pero esta es más factible, ya que no implica conseguir compradores para los excedentes térmicos, disminución del precio del combustible o subsidios, y un precio de compra de los excedentes por parte de CFE por encima de 30 ó 40 US\$/MWh que paga a los generadores externos.

Por tanto, un precio de compra marginal mayor al 90% de 52 US\$/MWh, mayor cantidad de venta de excedentes comerciales a la red, y un precio más bajo del combustible o subsidio, harán principalmente que la viabilidad del proyecto crezca y se robustezca y con ello el propio proyecto tendrá la posibilidad de generar los flujos

para cubrir incrementos en el costo de la inversión, variaciones en las tasas de interés y en los niveles de la tasa de descuento.

La materialización de estos supuestos requieren de una modificación en la reglamentación, y con ello permitir una capacidad mayor a 20 MW como venta, transparentar la determinación del precio de compra y hacer más atractivo su precio, por el lado del precio del combustible, cambiar el mecanismo para determinar el precio o integrar un nivel de subsidio dirigido a los excedentes eléctricos naturales y otro nivel para los comerciales, sí es que se distingue entre estas dos generaciones, y por último el más importante y favorable a la economía del esquema de cogeneración, como y a quien vender los excedentes térmicos, que de otra forma su energía se convierte en rechazo de calor y el proceso en convencional.

Por otro lado y en menor medida, los ahorros respecto a la forma convencional (factura del combustible y factura de la electricidad en la red) pueden tener un incremento si la tarifa eléctrica industrial sufre ajustes a la alza o disminución del subsidio, esto ayudaría a incrementar el flujo de ahorros del proyecto. Una tasa de interés durante la operación menor a 10.18 ayudaría al proyecto y una tasa de descuento menor al 15% nominal también ayudaría al proyecto a generar los flujos requeridos. Por lo que más que condiciones de financiamiento en la actualidad, son condiciones de regulación, cantidad y precio de compra de los excedentes eléctricos, precios del combustible y a quien vender los excedentes térmicos lo que afecta a la viabilidad financiera del proyecto y de la cogeneración.

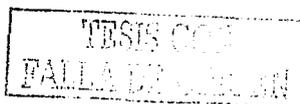


Tabla 5.27

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA
(dólares constantes de 2000 y tasas reales)

	Variación	VPN en 2000 \$	AE 20 años \$	B/C	TIR %	TIRM %	PR simple años	EE MW/año	ET Ton/año
Valores									
Caso Base		76,364	9,728	1.04	11.90	11.50	17.44	20	0
Costo de inversión	+ 10%	-763,453	-97,251	0.60	4.40	8.40	30.00	20	0
Tasa real de descuento	- 3 pts	1,647,635	170,505	1.95	19.67	11.90	6.60	20	0
Tasa de interés de la deuda	- 10%	358,898	45,717	1.21	19.33	12.30	12.29	20	0
	- 15%	500,165	63,712	1.29	15.51	12.60	10.80	20	0
Precio de venta excedentes eléctricos	+ 10%	6,175,695	786,677	4.58	58.29	20.00	2.01	20	0
	+ 20%	12,275,026	1,563,627	8.10	103.30	23.50	1.08	20	0
Cantidad venta de excedentes	+ 15%	227,789	29,016	1.12	12.98	11.80	14.63	23	0
	+ 20%	278,263	35,446	1.14	13.29	11.90	14.02	24	0
Precio de los combustibles	- 10%	5,315,517	677,105	4.88	51.94	19.30	2.29	20	0
	- 15%	7,935,098	1,010,794	5.60	71.28	21.20	1.61	20	0
Venta de excedentes térmicos	+ 5%	12,948,921	1,649,470	8.50	108.27	23.80	1.03	20	73,013
	+ 10%	25,821,477	3,289,212	15.95	203.23	27.70	0.53	20	146,027
	+ 15%	38,694,033	4,928,954	23.41	298.70	30.20	0.36	20	219,041
	+ 100%	257,527,491	32,804,570	150.15	1,912.61	42.90	0.06	20	1,460,278
Diferencias									
Caso Base		0	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Costo de inversión	+ 10%	-839,817	-106,979	-0.44	-7.5	-3.1	12.6	0.0	0.0
Tasa real de descuento	- 3 pts	1,571,271	160,777	0.91	7.8	0.4	-10.8	0.0	0.0
Tasa de interés de la deuda	- 10%	282,534	35,989	0.17	7.4	0.8	-5.2	0.0	0.0
	- 15%	423,801	53,984	0.25	3.6	1.1	-6.6	0.0	0.0
Precio de venta excedentes eléctricos	+ 10%	6,099,331	776,949	3.54	46.4	8.5	-15.4	0.0	0.0
	+ 20%	12,198,662	1,553,899	7.06	91.4	12.0	-16.4	0.0	0.0
Cantidad venta de excedentes	+ 15%	151,425	19,288	0.08	1.1	0.3	-2.8	3.0	0.0
	+ 20%	201,899	25,718	0.10	1.4	0.4	-3.4	4.0	0.0
Precio de los combustibles	- 10%	5,239,153	667,377	3.84	40.0	7.8	-15.2	0.0	0.0
	- 15%	7,858,729	1,001,066	4.56	59.4	9.7	-15.8	0.0	0.0
Venta de excedentes térmicos	+ 5%	12,872,557	1,639,742	7.46	96.4	12.3	-16.4	0.0	73,013
	+ 10%	25,745,113	3,279,484	14.91	191.3	16.2	-16.9	0.0	146,027
	+ 15%	38,617,669	4,919,226	22.37	286.8	18.7	-17.1	0.0	219,041
	+ 100%	257,451,127	32,794,842	149.11	1900.7	31.4	-17.4	0.0	1,460,278

VPN Valor Presente Neto TIR Tasa Interna de Retorno
AE Anualidad Equivalente TIRM Tasa Interna de Retorno Modificada
B/C Relación Beneficio/Costo PR Periodo de Recuperación de la Inversión
I.I Excedentes eléctricos I.I Excedentes térmicos

Fuente: Elaboración propia

TESIS COMPLETA

5.5 INSTITUCIONALES

El aprovechamiento del potencial de cogeneración de la industria particular implica para ellas primeramente un cambio tecnológico en sus sistemas de abasto energético, incorporando una técnica que les permite mejorar la eficiencia global de generación y abasto de sus requerimientos energéticos. Este cambio tecnológico en la industria se refleja como un cambio socio tecnológico en el país al incorporar todo un proceso de asimilación tecnológica, de su fomento, mantenimiento y de exportación de esos conocimientos como España, que exportó a México la experiencia para desarrollar la cogeneración y un número de empresas de servicios energéticos que operan en México. Esto muestra que dentro del proceso de modernización tecnológico primero se asimila y después sí se realizó con éxito se enseña.

¹A menudo los cambios son necesarios en un principio para adaptar las tecnologías a la situación local. Lo que es igualmente importante, o quizás aún más, es que lejos de ser discrecionales, parecen ser esenciales para lograr los niveles convencionales previstos de costos y especificaciones de los productos, y para mejorar el rendimiento de una industria a lo largo del tiempo [.....] El cambio tecnológico debe ser acompañado de cambios dinámicos, ventaja comparativa, conducta de aprendizaje, la industrialización conduce a la exportación de tecnologías.

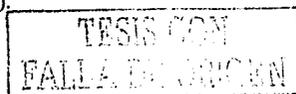
Una buena implementación debe ser planeada, controlada y regulada bajo un sistema que fomente, desarrolle y proyecte a futuro las ventajas y beneficios a todos los actores de estos procesos, anteponiendo el interés nacional sobre el de grupo o particular. Buscando consensos e incluir en forma ponderada el interés de cada actor, pero sin perder de vista los elementos que fomentan el desarrollo y el logro de los resultados que se desean.

5.5.1 MARCO JURIDICO

Un marco jurídico e institucional adecuado constituye un elemento fundamental sin el cual no es imposible que funcione eficientemente una economía de mercado y, en consecuencia, es indispensable para lograr maximizar el potencial de crecimiento de nuestra economía. Este marco no sólo es necesario para el funcionamiento cotidiano de la economía, sino también es crucial para proporcionar reglas claras y certidumbre en el mediano y largo plazos a las decisiones de ahorro e inversión de todos los agentes económicos.

La importancia de este marco jurídico e institucional se ha vuelto aún más evidente en el contexto de una economía abierta y con una integración creciente al contexto exterior, en el cual el país necesita competir, para ganar acceso a mercados, atraer flujos de inversión e incluso para retener la propia inversión nacional. En la actualidad el buen estado y respeto al marco jurídico constituye un factor central para la localización mundial de las inversiones y en la evaluación y calificación del

¹ Teitel y Westphal, Cambio Tecnológico y Desarrollo Industrial, (1984).



riesgo - país², solo compitiendo con algunos factores tradicionales como el costo de la mano de obra.

Ningún país puede crecer y desarrollarse de manera acelerada sin inversión productiva, y ésta sólo puede aumentar en forma sostenida si se apoya en las inversiones provenientes del ahorro interno, y se complementa con la inversión extranjera. Sin embargo, la inversión productiva no se materializa sino existe un marco jurídico e institucional estable, equitativo y que provea de certidumbre en el corto, mediano y largo plazo.

Los requisitos mínimos de un marco jurídico e institucional adecuado son³:

- Pleno respeto a los derechos de propiedad privados
- Congruencia, transparencia y estabilidad en el tiempo, tanto de los ordenamientos jurídicos como de las instituciones responsables de su aplicación
- Eficiencia en la aplicación de los ordenamientos jurídicos y en las instituciones responsables

El respeto pleno y garantía a los derechos de propiedad son la base para que cualquier transacción económica se realice de manera eficiente. Cuando no existe un respeto irrestricto a ellos, las transacciones se entorpecen (e incluso pueden llegar a ser totalmente impedidas), incurriéndose en importantes costos adicionales (pecuniarios y no pecuniarios) y fomentándose prácticas de corrupción y violación de las leyes. Sin embargo, no es suficiente que exista un marco jurídico adecuado si su aplicación es deficiente y/o discrecional. Son igualmente importantes para el sano desempeño de la economía los aspectos de transparencia, instrumentación y ejecución eficientes de los ordenamientos jurídicos.

Por ello, cuando el marco jurídico e institucional no cumple con estos requisitos mínimos, se impone una carga importante sobre la economía, elevándose el Costo - País, reduciendo su competitividad y, finalmente, limitando su potencial de crecimiento. No obstante las frecuentes modificaciones (y en muchos casos, como consecuencia de estas) al marco jurídico e institucional derivadas de las transformaciones que ha experimentado la economía en los últimos 25 años, en nuestro país dicho marco jurídico e institucional, en particular en los aspectos relacionados con las actividades económicas, adolece de:

- Inconsistencias entre numerosos ordenamientos jurídicos
- Obsolescencia en muchos ordenamientos y falta de adecuación a las realidades actuales
- Frecuente discrecionalidad en su aplicación

⁴El cumplimiento de las leyes, incluso de las malas, genera certidumbre y con ella capacidad de proyectarnos en el tiempo. La idea de futuro, el progreso mismo como una conquista espiritual y material, sólo aparecen cuando

² Grado de inversión, a finales del 2001 no pudo ser obtenido por México, por parte de las corredurías internacionales debido a una reforma fiscal deficiente. Con lo cual estas corredurías no recomiendan a sus clientes inversiones en México. Pero en febrero del 2002 le fue otorgado.

³ Basado en los lineamientos expresados por COPARMEX, CONCAMIN, ABM. (marzo del 2000)

⁴ Federico Reyes Heróles. "Legalidad y Cultura". (Reunión anual de ABM, marzo del 2000)

estamos ciertos de que la actitud sistemática de los conciudadanos y de la autoridad será de respeto a las normas que una sociedad se ha dado.

5.5.2 ESTABILIDAD

La certidumbre legal en la cual se desenvuelven y se planean las actividades productivas, tiene un fuerte componente dado por la confianza en la continuidad de las reglas establecidas. La planeación en el mediano y largo plazo e inclusive en el corto no encuentran sustento si dentro del marco legal y en las reglas se suceden cambios frecuentes, que ya fueron consideradas en la evaluación de los proyectos, y al cambiar éstas se modifican las bases bajo las cuales fueron fundamentados los estudios y análisis para determinar si es conveniente implantar un proyecto.

La historia legal del fomento de la cogeneración en el país desde 1992 ha estado marcada por una característica de falta de integración⁵ de los elementos que interviene en la planeación, desarrollo y controles de la cogeneración. Así como una falta de voluntad para integrar en el marco legal las mejoras propuestas por los actores de este proceso. Lo que se ha venido a sumar a las trabas legales desprendidas de lagunas legales y de una falta de visión integral, además de un desinterés del último gobierno hacia la cogeneración, ya que en su visión era prioritaria la privatización del sector eléctrico. Todos estos elementos y condiciones le dan cierto grado de ineficiencia legal al planear el marco jurídico de desarrollo para las energías renovables y dentro de ellas a la cogeneración, que no es renovable pero ahí esta metida. La falta de acciones en la solución a estas deficiencias se explicaría por la falta de voluntad política desde 1996 para modificar e incluir las propuestas en este marco legal formuladas por los actores del proceso de desarrollo de la cogeneración y resumidas en la XIX reunión de la Subcomisión para promover proyectos de cogeneración de la CONAE. Situación no realizada porque al gobierno de 1994⁶ al 2000 ya no le era prioritario el desarrollo de las energías renovables, sino la privatización del sector eléctrico, y en febrero de 1999 así lo reafirmó.

5.5.3 MEJORA

Estos nuevos elementos se desprenden de las conclusiones obtenidas por el Grupo del Marco Legal de la Subcomisión para Promover Proyectos de Cogeneración y hechas públicas su reunión XIV celebrada el 2 de septiembre de 1998 y de diversas opiniones académicas y particulares:

⁵Aparición con casi seis años de retraso de las reglas para el respaldo eléctrico, reglamentación del acceso a la transmisión y precio de compra de los excedentes

⁶ El préstamo de los 20 mil mdd que recibió el gobierno mexicano en 1995 por parte del gobierno de los EE.UU. implícitamente llevaba ciertas condiciones, el interés del gobierno de los EE.UU. porque se privatice el sistema eléctrico mexicano se remonta a las negociaciones del TLC en 1990, la disminución drástica en las inversiones del sector eléctrico comienzan a partir de 1995 y también en 1995 comienza el pago del FOBAPROA de unos 7000 mdd/año, por lo que bien podría pensarse que una condición del préstamo era el inicio de la privatización del sector eléctrico, y que la mayor parte del presupuesto (entre otros) que se venía asignado al desarrollo del sector eléctrico paso a formar parte del presupuesto para hacer frente al pago del rescate bancario, por lo que ambos sucesos aceleraron la intención de privatizar a la industria eléctrica. Y con ello en el cambio en la visión del gobierno hacia la cogeneración, pasando de política de complemento al desarrollo del sector eléctrico (de 1992 a 1995), por el de medida de ahorro de energía.

- Distinguir entre requerimientos de cogeneración y de autoabastecimiento convencional. Las modalidades que contempla la ley como el Autoabastecimiento, productor independiente y exportación e importación atienden al uso eficiente de la energía en forma convencional. Ya que el Autoabastecimiento implica sólo la independencia de la red para ofrecer mayor estabilidad y confiabilidad en el suministro eléctrico con tecnología de generación convencional, el productor independiente aun con tecnología de ciclo combinado (que estrictamente es cogeneración) tiene otro objetivo y razón de ser, que es el de vender la totalidad de su energía salvo la de consumo propio para su operación, y el exportador o importador, ya sea para autoconsumo o venta y no implica criterios ni formas de generación más eficiente que la convencional.
- Incluir la diferenciación entre excedentes de cogeneración naturales (recuperación de energía del proceso) y comerciales (combustible adicional).
- Incluir un precio y compra obligatoria para los excedentes naturales, y un precio y despacho a condiciones de mercado para los excedentes comerciales.
- Para los excedentes naturales el límite de generación es el límite que provee el propio proceso industrial que le da acomodo al esquema de cogeneración y que técnicamente se puede determinar con claridad y exactitud; y para los excedentes comerciales el tope es el límite que marque la demanda y el precio de oferta.
- Fomentar un precio del combustible para los excedentes naturales menor que el precio comercial.
- Incentivar y promover la compra de los excedentes térmicos derivados de la generación de excedentes comerciales, porque de lo contrario está parte del proceso se vuelve convencional.
- Establecer un procedimiento más claro para la determinación del precio de compra de los excedentes naturales y los comerciales, que no dependa de la información que provee CFE, ya que ella misma es quien los compra.
- Incluir el reconocimiento del costo por capacidad en el precio de venta de excedentes para favorecer su desarrollo y después de un tiempo acordado desde el inicio eliminarlo.
- Que el costo del porteo de excedentes naturales sea el costo de CFE más una utilidad razonablemente baja, y para los excedentes comerciales una utilidad de mercado.
- Más rapidez y desarrollo suficiente de la infraestructura del gas y marco para contratos de largo plazo de venta de primera mano de PGPB a cogeneradores de la misma forma en que se hizo para productores externos de energía eléctrica.
- Revisión del subsidio en tarifas eléctricas.
- Inducir cambios de mentalidad en la cultura empresarial así la modernización, innovación, vía incentivos e impuestos denominados "verdes".

Todos estos conceptos y puntos corresponden al ámbito de acción de las instituciones como la CRE, SE, SHCP, pero todas reciben indicaciones directas del ejecutivo federal, por tanto su implementación o estancamiento son función del interés y de la ideología del gobierno en turno.

Además de las acciones anteriores cuyo ámbito es el institucional, pero que por razones de dependencia están sujetos a la política del gobierno, se pueden sumar a las interiores pero en el ámbito puramente político las siguientes observaciones:

- Interés del gobierno y los particulares por desarrollar a la cogeneración, no sólo como una medida de ahorro de energía, sino también como una de política de complemento al desarrollo del sistema eléctrico nacional
- Operación confiable de la CRE
- Sujeción de los actores a las indicaciones de la CRE
- Se contemplen medidas que despierten el interés y sirvan de un plus para alentar y emprender acciones de cambio tecnológico y mejorar la eficiencia energética
- Certidumbre en la estructura y reglas de operación del sector eléctrico

De la experiencia en EE.UU. para salvar situaciones similares, se recuerdan las siguientes acciones tomadas por el senado:

Riesgos⁷ legales de la cogeneración:

1. Las Utilitys generalmente no compran la energía excedente
2. Algunas Utilitys dan trato discriminatorio a los cogeneradores y pequeños productores con tarifas altas para el servicio de respaldo eléctrico
3. El cogenerador o pequeño productor al usar la red, corre el riesgo de comenzar ha ser considerado como una utility, bajo la regulación estatal y federal.

La sección 201 y 210 de PURPA están diseñadas para eliminar estos obstáculos. La sección 201 ofrece a las plantas de cogeneración y pequeños productores que califiquen bajo los lineamiento de la sección 201 (Qualifying Facilities) que las tarifas de compra de la electricidad por las utilitys incluyan un costo igual o menor al costo evitado.

La sección 210 indica a las utilitys que deben de dar el servicio de respaldo con unas tarifas justas y razonables, para las plantas que obtengan el "qualifying status" sin discriminar a nadie. La sección 210(e) de PURPA provee a la comisión de autoridad para eximir a los Qualifying Facilities de leyes federales y estatales.

En septiembre de 1986 se aprobó la The Tax Reform Act, con la cual⁸ se dieron cambios en el tratamiento de la cogeneración y proyectos de energías alternas, con mejores condiciones y disminución del pago de impuestos, así como una modificación el método de depreciación de los equipos de cogeneración y de los proyectos de energías alternas. Esto introdujo una depreciación más rápida, en 5 años y con el método del 200%, en vez de 5 a 15 años y 150%. Además de un crédito de 10% para iniciar negocios, incluyendo cogeneración y energías alternas.

⁷ Scott A. Spiewak y Larry Weiss, 1994.

⁸ Lee Goodwin, 1994.

5.6 EMPRESARIALES

Los elementos de viabilidad empresariales están referidos al modo de ver y de actuar en el entorno socio económico en el cual deben desarrollarse todos estos procesos, como lo son los insumos energéticos, planes de financiamiento, estabilidad social, económica, política, normas ambientales, comerciales, de calidad, etc. Que sin duda presentan ventajas y desventajas para la evaluación y decisión de hacer o no hacer, una acción que de por sí sola genera "nerviosismo" en los que pueden y deben autorizar. Además de factores provenientes del entorno social de desarrollo y evaluación de las condiciones de inversión, desde dentro de las empresas y de sus directivos, accionistas y dueños existen algunos factores que condicionan el modo de ver y actuar respecto a la mejor forma de salvar obstáculos y prever situaciones que frenan y condicionan a la obtención de los resultados deseados, entre estos factores internos están algunos elementos culturales, que tienen que ver con el modo de ser y percibir las cosas, gustos y alternativas de negocios y niveles de rendimiento económico, así como a la afectación o condicionamiento que ejerce el grado de conciencia social, moral y ética hacia la ejecución de determinadas acciones u obras.

5.6.1 MOTIVO

Como el objetivo principal es el desarrollo de la cogeneración y ésta debe realizarse por las industrias particulares, es absolutamente necesario saber el estado actual que guarda la percepción de los directivos o responsables de ejecutar estos proyectos respecto a las circunstancias o elementos de decisión que ellos consideran y evalúan para la toma de decisiones.

Es posible observar con claridad que las circunstancias y elementos hoy en día en el país que interviene en el desarrollo e implementación de los proyectos de cogeneración, requieren estar caracterizados por la cultura del cambio, la estabilidad financiera, la objetividad en planteamientos, la independencia corporativa, la disponibilidad de una planta y la certidumbre en las reglas que definen el entorno de un proceso de cambio, la estabilidad social y política, además de condiciones globales para producir, comerciar e invertir en una sociedad cada vez más globalizada.

Por tanto además del motivo económico de ganar más dinero y tener los mayores rendimientos posibles, los empresarios deben de encontrar en los proyectos de cogeneración algo más que los haga ser más participativos y audaces. Ese algo más o ese "plus" pudiera derivarse de la satisfacción propia de contribuir a la preservación del recurso energético del país, que bien o mal provee más de un tercio del ingreso del gobierno; preservar el entorno ambiental local y global, con el beneficio a la salud de ellos mismos, de sus familias y de toda la gente que comparte este medio ambiente común. Si los ahorros e ingresos adicionales se materializan con los esquemas de cogeneración, esos ingresos repercutirán en mayores ingresos para los trabajadores de dichas empresas y por tanto en mayor poder de compra, mayor dinamismo de la economía, mayores ventas, mayor producción demandada y por lo tanto mayores ganancias, más pago de impuestos y mejores servicios. Eso debería de ser, y lo es en algunos países, por lo que sí se puede implantar.

5.6.2 INTERES TRANSNACIONAL

Es sabido que en México además de mano de obra barata, las empresas que se establecen en México reciben la energía eléctrica y los combustibles a precios bajos, por lo que comparando sus costos con los que tendrían en otro lugar les resulta igual o más económico recibir la energía de esta forma (fig. 4.6 y 4.7), vista en forma global con sus plantas en diferentes países.

Por el otro lado, las industrias establecidas en el país de procedencia extranjera, poseen una dependencia de acciones y criterios, venidos y vistos desde fuera, con intereses que responden no al de la planta sino aun conjunto de plantas por todo el mundo. Los plantas presentan grados de libertad restringidos, la autorización para hacer modificaciones en los procesos debe ser avalada desde el corporativo. Una característica de las empresas extranjeras es que poseen las facultades para moverse⁹ de un lugar a otro o de un país a otro según convenga a sus intereses, y como las condiciones en un país pueden variar en el corto, mediano y largo plazo, no es muy conveniente cerrar y abrir una planta que además incorpore un sistema de cogeneración, el cual para ser viable requiere de por lo menos su vida útil (20 años) para generar los ahorros proyectados.

5.6.3 CULTURA EMPRESARIAL

Existe un elemento de singular relevancia que para el caso de México, tiene incontables matices y es él que se refiere a la cultura del cambio y a la dependencia extranjera. El modo de ser de los mexicanos y por ende de los dueños, accionistas y directivos de empresas presentan una notable tendencia hacia la vida pasiva en materia de investigación tecnológica, modernización y gasto en mantenimiento. Por esta razón no se perciben con claridad (no es un gasto, es una inversión) las ventajas de estas acciones, se hacen por imitación al ver en otro lado los resultados, no se quiere correr el riesgo de probar si funciona o no.

5.6.4 OPCIONES Y EXPECTATIVAS DE INVERSIÓN

En este mismo sentido otro elemento que tiene que ver con la forma de interesarse en una acción de este tipo, tiene que ver con las opciones de inversión o con el costo de oportunidad, las empresas que poseen los potenciales de cogeneración deben invertir para obtener rendimiento en la mayoría de los casos entre 15 y 20 % en un proyecto que tendrá una vida útil de 20 años, en México debido a la situación y condiciones del país existen negocios que ofrecen mayores rendimientos o ampliar el propio negocio que seguramente ofrecerá un rendimiento mayor al obtenido por la cogeneración, no hay tanta competencia como en los países industrializados donde existe mucha competencia y ahí son bien vistas inversiones con rendimientos de entre 10 y 20%. La elevación del nivel de rentabilidad de la cogeneración mediante los mecanismos mencionados podrá despertar más el

⁹ Desde el año de 2000 se ha venido observando una tendencia a emigrar de las industrias de los países como México, hacia los países de centro América, África y China, ya que las condiciones que ofrece México ya no les son tan favorables, que cuando llegaron.

En 2001 cerró la planta de la empresa Good Year de Tultitlán, Edo Mex, trasladando su producción hacia Asia.

En 2002, 40 empresas japonesas expresaron su idea de considerar salir de México, por entre otras razones una mano de obra cada vez más cara.

interés de la industria nacional y con ello mejorar la percepción y la cultura empresarial hacia la innovación y modernización.

Para establecer los intereses y elementos de decisión para la implementación, se necesitan investigar las implicaciones técnicas, productivas, legales, comerciales, ambientales, financieras, económicas, políticas y culturales. A fin de conocer el grado de injerencia o peso específico en la decisión y nivel de desarrollo actual que presentan de acuerdo al entorno donde se desenvuelven. Además de clarificar los mecanismos de evaluación sobre la base de modelos de calidad y criterios numéricos y de expectativas.

Conocer la intensidad empresarial que poseen los directivos y dueños de las empresas para implementar y aprovechar su potencial de cogeneración, bien podría derivarse del conocimiento y grado de cumplimiento de sus expectativas que ofrecen las condiciones de desarrollo que ha ofrecido y ofrece el país respecto a los elementos fundamentales para una toma de decisión de esta índole, como:

- Satisfacción económica
- Disponibilidad del proceso
- Satisfacción legal y ambiental
- Estabilidad financiera
- Cultura del cambio
- Satisfacción logística

Ya que la cogeneración representa ahorros en la factura de los energéticos de entre 20 y 30%. El objetivo es saber directamente de los directivos y dueños que piensan o que tan factible y de que adolece desde su óptica el contexto de desarrollo de la cogeneración. Este ejercicio se pretendió realizar con apoyo de la CONCAMIN, pero no fue posible consumarlo, en el anexo F se presenta la forma y un ejemplo de cómo pudo haberse desarrollado.

En general la percepción es que la falta de una cultura de cambio de los industriales y la dependencia corporativa transnacional, no ven siempre con confianza toda medida o tendencia a modificar el estatus actual.

CONCLUSIÓN

La importancia del desarrollo de la cogeneración a nivel internacional, es sustentada desde los campos, económico y ambiental.

El primero atiende a las oportunidades de negocio que ofrece un gran mercado de venta de tecnología, equipos, asistencia técnica, refacciones, servicios financieros, y demás involucrados, sub aprovechado a nivel mundial dado por los bajos niveles de aprovechamiento de los potenciales nacionales de cogeneración, y las grandes ventajas económicas en la reducción de los costos energéticos y de preservación de los recursos naturales que representa su aprovechamiento para las industrias y los países que los poseen.

El segundo esta referido a la oportunidad que ofrece la cogeneración para atacar con una medida tecnológica que no requiere de inversión gubernamental para atacar los problemas de mitigación de emisiones contaminantes, y a la oportunidad de cumplir con los acuerdos internacionales sobre cuotas de reducción de gases de efecto invernadero, y de crear infraestructura eléctrica más eficiente y de menor costo que la convencional.

Los elementos de viabilidad industrial expuestos desde la visión de quien deberá decidir, pagar y someter su proceso productivo a los procesos de implementación de los esquemas de cogeneración.

Un planteamiento lógico, es decir que si no se convence a las empresas y a sus administradores de implementar los esquemas de cogeneración con hechos, simplemente nunca lo harán debido a que la única forma es por convencimiento, a menos que se recurra a los "impuestos verdes". La conformación de un mecanismo de para el convencimiento tiene un gran componente cultural hacia la innovación, de certeza legal y de ventajas comparativas, como bajos costos, ahorros, simplificación administrativa. Ofrecer esto a través de leyes, reglamentos, simplificación administrativa, continuidad, certeza legal, aparentemente desde la óptica del gobierno ha sido dar demasiado. Pero la premisa para el país es que interés es primero: el de aprovechar un potencial con las ventajas que ofrece o favorecer los ingresos de las empresas privadas que decidan aprovechar sus potenciales de cogeneración. El sentido común y las experiencias ajenas muestran que la primera, pero es precedida de la segunda, es decir el aprovechamiento es una consecuencia de ofrecer más ventajas a las industrias para que se convenzan y lo realicen.

Los planteamientos y conclusiones de las XIX reuniones de la Subcomisión para Promover Proyectos de Cogeneración desde agosto de 1996 y hasta noviembre del 2000, muestran claramente los primeros pasos y acciones para destrabar el proceso de aprovechamiento del potencial de cogeneración. Pero si estas acciones no son materializadas por el gobierno, difícilmente se verán modificados los resultados que hasta el día de hoy se tienen. Los cuales a pesar de la voluntad de la mayoría y de la falta de visión e interés de los otros, son tristemente pobres¹⁰.

¹⁰ Por tal motivo es indispensable que los resultados de la Sub comisión sean asumidos y llevados a la práctica por el gobierno, de lo contrario podrán pasar otros 5 o más años de reuniones y sólo se continuaría perdiendo el tiempo y desperdiciando el recurso energético del país.

CONCLUSIÓN

La generación de frío, calor y electricidad a partir de una misma fuente de energía primaria ofrece la posibilidad de reducir los costos de producción en la industria, de preservar el recurso energético primario del país y además reducir el impacto ambiental por la generación y emisión de contaminantes en el mundo.

El proceso de implementación de la cogeneración en los sistemas energéticos de las empresas representa en primer lugar un cambio tecnológico para la modernización y optimización de los equipos y forma de uso de la energía térmica y eléctrica. La cogeneración, así como otros tipos de cambios tecnológicos en conjunto han definido y definen una forma de desarrollo¹ en los países menos desarrollados. Así como una vía para acercarse a las mejores prácticas de producción y de asimilación tecnológica con aspectos de eficiencia energética y económica.

México no cuenta con los suficientes recursos para darse el lujo de desperdiciar inversiones. Así que el desarrollo que se de en México, debe considerar todas las facilidades para el desarrollo de la cogeneración industrial y aprovechamiento de su potencial, ya que esta tecnología es más económica y más benévola con el medio ambiente que la convencional. Pero este desarrollo debe ser limitado a las necesidades del país para evitar despilfarros.

Los objetivos planteados en la tesis, como desagregar el costo de la generación del kilogramo de vapor e incluirlo en el procedimiento de evaluación de los ahorros de la cogeneración; evaluar el potencial de cogeneración industrial que existe en México y su proyección de crecimiento; así como estimar que capacidad puede ser aprovechada en términos de su viabilidad económica y financiera; en adición a la evaluación de los posibles ahorros económicos y ambientales que se logran al aprovechar dicho potencial, se cumplieron. También se cumplió con el análisis y se mostró que en el país han existido en general condiciones que sí permiten aprovechar una parte importante (hasta un 57%) del potencial de cogeneración en base a un análisis de viabilidad técnica - económica y financiera.

Los resultados que avalan el cumplimiento de los objetivos se resumen a continuación: El potencial de cogeneración industrial ha venido creciendo a una tasa promedio de 7.97%, ubicando un potencial a 1997 de 13,018 MWe, el cual puede crecer hasta 28 000 MW teóricos, de los cuales serían viables 25 000 en el escenario alto.

Podemos desprender que la cogeneración ofrece importantes y serias posibilidades de participación y apoyo para CFE en la construcción y abasto de la energía eléctrica que consumirá el país en los próximos diez años.

Los beneficios económicos se estimaron en 30,713 mdd contra 37,433 mdd entre el escenario alto y el convencional, lo que representaría un potencial de ahorro de casi

¹ Las experiencias de los países del sureste asiático muestran que los cambios socio - tecnológicos son una alternativa más viable para el desarrollo económico y cultural de los países y de sus habitantes, en contra posición con los cambios socio - políticos y la emigración, al que han recurrido los países de Europa oriental, de África del centro y los latinoamericanos.

7 mil mdd de 1999 para el país en divisas que no se gastarían y no saldrían del país. Asimismo la industria financiera 15,814 mdd y la empresa eléctrica 14,899 mdd para tener el mismo nivel de infraestructura eléctrica, en contra posición con el convencional en el que la empresa eléctrica gastaría 37,395 mdd y la industria 38 mdd.

Asimismo, se estimó una reducción promedio en los consumos de energía en el sector industrial de 14.39%. Una reducción en el consumo industrial de energía de esa magnitud repercutiría en una reducción de 7.7% en el consumo nacional medio de energía. La cual con base en el nivel de 1998 y con el crecimiento que se pueda lograr de la cogeneración, podría ser de 2007-21.49% para el escenario alto y de 2007-0.35% para el convencional.

México no se caracteriza por ser un gran generador de emisiones contaminantes en el ámbito internacional, pero tampoco se caracteriza por ser un país que invierta mucho dinero en programas de mitigación.

Además, los requerimientos de construcción en la infraestructura eléctrica que requerirá el desarrollo del país causarán una fuerte carga financiera al presupuesto del Gobierno Federal vía la CFE, debido a que se ha dejado aun lado la planeación que marca la Prospectiva del Sector Eléctrico y con ello se omitió en cantidad suficiente la construcción de los proyectos de generación eléctrica al mismo ritmo que el crecimiento de la demanda en el país durante los dos últimos Gobiernos Federales. Situación que le impondrá un problema de tiempo y financiamiento al desarrollo futuro de este sector, al tener que construir lo que se dejó de hacer y lo que requerirá el desarrollo del país.

Por tanto se requiere que se vuelva a buscar políticamente la inclusión en una forma más protagónica a la cogeneración en este proceso de construcción de la infraestructura eléctrica del país, a través de programas de desarrollo mucho muy agresivos, apoyos, certidumbre económica y legal, estímulos, difusión y la mejora en las condiciones de percepción que los industriales tienen respecto a esta técnica y procedimientos de implementación. Esto resultará en un mayor dinamismo, posicionamiento de la cogeneración, mejor aprovechamiento de los 25000 MWE disponibles y de las ventajas económicas y financieras.

Una muestra de este tipo de medidas, fue realizada por el nuevo gobierno el 11 de mayo del 2001, el cual reformó el reglamento del Servicio Público de Energía Eléctrica, permitiendo el 100% de la capacidad como venta de excedentes eléctricos para las plantas cogeneradoras, y el 50% de la capacidad instalada para la modalidad de autoabastecimiento, esto después de 5 años que se venía solicitando; Pero como el procedimiento no se hizo correctamente, en mayo del 2002 a través del fallo de una controversia constitucional promovida por la oposición en el Senado de la República, dicha reforma fue declarada inconstitucional y suspendida, al considerar que la generación y venta de energía eléctrica es una atribución que le corresponde sólo al estado.

La estrategia del Gobierno para hacer frente a estos requisitos ha sido utilizar el financiamiento privado a través de esquemas de construcción - arrendamiento - transferencia (CAT) y de producción independiente de energía. Estos esquemas no

son una verdadera inversión de capital por parte del sector privado, ya que los financiamientos se otorgan con base en los contratos que CFE otorga, siendo el estado él que verdaderamente asume los riesgos de la inversión.

Además de esto, en los últimos años se creó un esquema de Proyectos de Inversión Diferida con Registro al Gasto (Pidiregas), el cual en vez de crear una solución al mediano y largo plazo, sólo sirvió para dar un respiro a la gestión del gobierno de Zedillo, a la cual muchos analistas han concluido que se le podría denominar "La administración de las simulaciones", al cierre del 2000 estos esquemas pasaron de 7% en 1997 de la inversión del sector público a 36% en el 2000, representando un incremento de 40% de 1999 al 2000 en la deuda pública.

La inversión en la infraestructura eléctrica que requiere el desarrollo del país no puede ser desfasada ni omitida, porque tarde o temprano las carencias se manifiestan. La falta de inversiones en tiempo y cantidad pone en riesgo la prestación del servicio eléctrico, la estabilidad de la planta industrial, la capacidad de generación de empleos y la competitividad de la economía.

La cogeneración industrial ofrece un beneficio respecto a otras formas de generar electricidad y calor, situación comprobada con la teoría y las experiencias prácticas de implantación en otros países. Así que un buen proceso de implantación de la cogeneración industrial en México y el aprovechamiento del potencial de cogeneración pudiera aportar una parte considerable del requerimiento eléctrico del país y servir de complemento a la construcción de la infraestructura eléctrica que hace la empresa eléctrica para dar abasto y mantener los márgenes de respaldo eléctrico que requerirá el desarrollo del país.

Esto siempre y cuando sea de interés para la sociedad, la industria y el gobierno, y se busque políticamente la solución a los planteamientos sobre diligencia, prontitud y eficacia en la acción gubernamental respecto a las carencias de insumos, trabas legales, inestabilidad económica y falta de certidumbre legal y política, expresados por los diferentes actores del proceso de impulso a la cogeneración durante los años 1992 a 1995, y que dio pobres resultados debido a una falta de voluntad política y a un cierto grado de ineficiencia legal al planear el marco jurídico para su desarrollo.

Para lo cual se requiere en primer lugar, revertir la visión Estado - Gobierno de ver a la cogeneración como una medida de ahorro de energía, sustituyéndola por la de política energética de desarrollo ó complemento al desarrollo del sector eléctrico, y sé de certidumbre política y legal a la estructura del sector eléctrico nacional y dentro de él a la cogeneración.

Por el lado práctico del aprovechamiento y dadas las experiencias en México, es conocido que las empresas industriales que poseen los sistemas de producción son las que tienen que tomar las decisiones para implementar esquemas de cogeneración, además de generar el recurso para iniciar los estudios de viabilidad y construcción de los proyectos de cogeneración. Por tanto, las reuniones de trabajo de la Subcomisión para la Promoción de los Proyectos de Cogeneración de la CONAE, deberían analizar, y aterrizar cada uno de los elementos manifestados por las industrias para clarificarlos y proponer las mejores soluciones tanto a la Secretaría de Energía, Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (ahora

Economía), Secretaría de Hacienda. Y establecer mecanismo o acuerdos para que las dependencias oficiales los materialicen y se integren a las leyes, reglamentos y procedimientos. Ya que se queda todo en el papel, con lo cual podrían pasar otros 10 años de desarrollo sin resultados, su desarrollo le conviene a todos.

En resumen, México tiene un potencial de cogeneración industrial muy importante de 17690 MW al año 2001, del cual se han aprovechado 1056 MW al 2001. Este potencial al año 2011 podría representar 38000 MW en base al crecimiento medio histórico del periodo de 1992 a 1996 de 7.97%. Este potencial podría desarrollarse a tasas mucho más elevadas que las observadas en los primeros 6 años de su impulso (1.6% anual) y pasar a tasas de crecimiento como la vista en el periodo de 1998 - 2001 de 85.2%; pero este nivel de crecimiento deberá mantenerse para hacer que los valores estimados del escenario medio de crecimiento (entre ellos 79.84% de crecimiento medio anual de MW de cogeneración en operación) se den y se mantengan hasta el año de 2004. Empero, aunque la viabilidad económica de la gran mayoría del potencial es favorable, la viabilidad financiera no lo es en la misma medida, ya que la integración de los costos del financiamiento disminuyen grandemente la viabilidad de la mayoría de los proyectos. Por tanto es en este rubro donde se debe ayudar a los proyectos a generar más ingresos, ya sea a través de venta de excedentes eléctricos (cantidad y precio, pero diferenciando excedentes naturales y comerciales) y térmicos (comprador, cantidad y precio), precios del gas más baratos y en menor medida con mejores tasas de interés.

El desarrollo del potencial aprovechado al 2001 ya representa un ahorro al país de 587 mdd de 1999 en base al precio comercial de esquema cogeneración y de 1272 mdd en base al precio medio reportado por los proyectos realizados, además con estos MW de cogeneración en operación se ha liberado esa misma capacidad del sistema público, con ello se ha podido atender una parte de la nueva demanda que requirió el desarrollo del país en ese periodo 1992 - 2001, y además a un menor costo y también se redujo el impacto ambiental derivado del consumo de energía que dejaron de consumir las empresas que están operando esos 1056 MW, al mejorar substantivamente su eficiencia energética global.

Se pudo mostrar que más que carencias y la no existencia en general de condiciones logísticas, de financiamiento y de fomento para el desarrollo de la cogeneración en el país, lo que existe es una mala percepción de las industrias (ya que recordemos que hasta un 57% del potencial es viable económicamente y financieramente) referentes a las condiciones más adecuadas para tomar decisiones en la implementación de sistemas de cogeneración, derivadas de la falta de voluntad política y de sensibilidad del gobierno para atender y solucionar los obstáculos operativos y carencias normativas y de reglamentación que se le han venido solicitando desde el año de 1994. Por lo cual es necesario que se revierta la visión del gobierno de ver a la cogeneración únicamente como una medida de ahorro de energía, complementándola con la política de complemento al desarrollo del sector eléctrico.

NOVEDAD DE LA TESIS

Había en México	Aporte de la tesis
Una visión fragmentada y parcial de la cogeneración industrial en México	Desarrollo de una metodología global e integrada de la cogeneración industrial en México
Estimación de los beneficios económicos del aprovechamiento del potencial nacional de 1995	Estimación de los beneficios económicos y análisis de sensibilidad del aprovechamiento del potencial industrial viable económicamente al 2015
	Estimación de reducción de emisiones debida al crecimiento de la cogeneración con una nueva metodología. Implicaciones en el contexto de los protocolos de reducción de gases de invernadero
Estimación del potencial de cogeneración nacional del país para 1995	Estimación del potencial histórico de cogeneración industrial del país y verificación del potencial de cogeneración industrial del país para 1995; usando una metodología en base a la potencialidad técnica de los esquemas de cogeneración, los consumos industriales de combustible y una clasificación de los procesos industriales bajo el concepto de esquema de cogeneración superior e inferior
Falta de información y poca claridad en los datos y condiciones de desarrollo de la cogeneración en México. Referencias de los diferentes actores sobre las necesidades de mejora en las condiciones de viabilidad	Estudio de las condiciones de desarrollo de la cogeneración en México al 2001. Análisis práctico de las condiciones de viabilidad y de los factores claves del proyecto de cogeneración para mejorar su viabilidad económica - financiera
Análisis general y teórico de los costos convencionales de la generación de vapor industrial para el mundo y México	Mejoras en la metodología convencional en la parte del cálculo del costo del vapor industrial y análisis detallado y real de los costos convencionales de la generación de vapor industrial para el mundo y México
Comparación entre los costos convencionales (combustible y 3 - 4% de infraestructura) y los de la cogeneración (combustible y infraestructura)	Mejoras en la metodología del cálculo para diferenciar costos térmicos y eléctricos al integrar el costo de generación del kilogramo de vapor convencional al costo convencional energético global
	Desarrollo de una metodología de comparación de los ahorros de la cogeneración en función de las diferencias entre eficiencias globales de la cogeneración y la forma convencional de generación

	Estimación y análisis de sensibilidad del potencial teórico de cogeneración industrial del país al 2025, respecto al crecimiento del PIB industrial y el crecimiento tendencial de la cogeneración.
	Comparación de las condiciones de potencialidad de la cogeneración en México en los mismos términos y parámetros que en la UE, usando la potencialidad técnica, económica y comercial al 2020.

BIBLIOGRAFIA

- 1 Adolfo Sánchez Vázquez. "Ética". Ed. Grijalbo. México 1969. 243 p.
- 2 Boilers emissions, Reference guide. Cleaver Brooks, EUA, 2da. Edición, 1994, 94 p.
- 3 CFE. "Precios internos y externos de referencia de los principales energéticos, periodo 1970 -1996" 8º edición 1997. subdirección de programación, gerencia de estudios económicos. CFE.
- 4 Código Asme, "Pruebas de eficiencia", AMIME, México, 1992, 85p.
- 5 Cogeneración, Aspectos termodinámicos, tecnologías y economía, José Ma. Sala lizarraga
- 6 Combustion & enviromental measurement. Bacharach, EUA, 2da. edición,1995. 14p.
- 7 Combustion efficient Tables, Harry Taplin, P.E., EUA, 1993, 228p
- 8 Combustión y uso eficiente de generadores de vapor. Comité permanente de peritos en calderas y recipientes a presión, CIME, México, 1993.
- 9 Conae. primeras jornadas de cogeneración. "Congreso internacional de cogeneración México 1992" . México 1993.580 p.
- 10 Coss Bu. "Análisis y evaluación de proyectos de inversión" Ed. Limusa México. 1996 375 p.
- 11 CRE. "Infocre" Varios reportes. 1998,1999,2000. CRE. México
- 12 Daniel Resendiz-Nuñez Coordinador. "El sector eléctrico de México". Ed. FCE. México. 1994. 625 p.
- 13 Diario oficial de la federación, 2 de diciembre de 1994, 6 de julio de 1996. Referente a proyectos de normas y normas para emisiones de fuentes fijas.
- 14 Diseño de sistemas de cogeneración, Conae 1994
- 15 Dominick Salvatore. "Micro economía". Ed. Ma Graw Hill. México. 1994.429 p.
- 16 Efectos del ambiente en la salud. capítulo IV, Ley General de Salud, D.O.F. febrero de 1984, 56-57.
- 17 Elementos para la exposición de motivos y la elaboración de un régimen especial para la cogeneración en el mercado eléctrico mexicano. Conae. Mayo del 2002.
- 18 F. William Payne, "Efficient boiler operations sourcebook", 3ra Ed, EE.UU., 1994, 266p.
- 19 Marilyn Jackson, "Energy & pollution control oportunites to the year 2000", EE.UU., 1994. 824p
- 20 Stephen W. Fardo, Dale R. Patrick and Steven R. Patric, "Energy conservation guidebook", AEE, 467p.
- 21 Gabriel Baca Urbina. " Evaluación de proyectos, análisis y administración del riesgo". 2da. Edición. Ed. Mc Graw Hill. México. 1993. 277 p.
- 22 Gabriel Baca Urbina. "Fundamentos de Ingeniería económica". Ed. Mc Graw Hill. México. 1994. 303 p.
- 23 Georges Friedmann/Pierre Naville. "Tratado de sociología del trabajo I" Ed. FCE. México. 1985429 p
- 24 Herb Wendes, P.E., HCAC Retrofits: Energy savings made easy, EE.UU., 1993, 470p.
- 25 INEGI. "El sector energético en México, Edición 1998". Ed. INEGI. México, 1999. 325 p.
- 26 INEGI. "XIV censo industrial, industrias manufactureras extractivas y electricidad". Censos económicos 1994. INEGI. México.531 p.
- 27 Ingeniería de procesos industriales. Notas técnicas, DEPTI. UNAM, 1996.
- 28 John A. White/Marvin H. Agee. "Técnicas de análisis económico en Ingeniería". Ed. Limusa. México. 1994. 563 p.
- 29 José L. López Cano. "Método e hipótesis científicos". Ed. Trillas. México, 1997. 107 p.
- 30 José Manuel Muñoz. "Cogeneración en grandes centrales de proceso". Unidad de innovación tecnológica, Subdirección técnica, CFE. 2000
- 31 La cogeneración en México y expectativas internacionales, IDAE, Conae, 1997
- 32 Lead. Air quality guidelines for europe. Who regional publications. European series; No. 23 ISBN 92-890-1114-9, 243-261, 1987.

- 33 Ley general del equilibrio ecológico y la protección al ambiente y su reglamento en materia de prevención y control de la contaminación de la atmósfera. D.O.F. enero de 1988.
- 34 Manual de trabajo de reingeniería de procesos, 1997 Harbour Jerry
- 35 Manual Selmecc de calderas. Ed. México, Selmecc equipos industriales, S.A., 1993. 315 p.
- 36 CONAE, Memorias de congreso internacional de cogeneración, México, 1992, 1995, 1996 y 1998.
- 37 Modulo de cogeneración, I, II y III, DEPFI, UNAM, Conae
- 38 Paul Wonnacott/Ronald Wonnacott. "Economía". Ed. Mc Graw Hill. España. 1992.995 p.
- 39 Pennwell. "Potencia" revista latinoamericana de electricidad. Ed. Pennwell. Tulsa, EE.UU., varios números. "La inversión eléctrica en A.L. La supervivencia del más apto". marzo - abril 2000. "Se aviva la llama del gas natural en América Latina" enero - febrero 2000.
- 40 Projected costs of generating electricity, Update 1998. OCDE
- 41 Quemadores Coen. Coen Company, Inc., Burlingame, CA, EE.UU., 1995.
- 42 Quemadores Nao. Nao, inc., Philadelphia, PA, EE.UU., 1996.
- 43 Quemadores Webster. Engineering & manufacturing CO. Inc., Winfield, KS, EE.UU., 1996.
- 44 Rajini-Pp; Gelzeichter-tr; Last-ja; Witschi-h alveolar and airway cell kinetics in the lungs of rats exposed to nitrogen dioxide, ozone, and a combination of the two gases. toxicol-appl-pharmacol. 1993 Aug; 121 (2) : 186-92
- 45 Rase W. Diseño de Tuberías en plantas de proceso Ed. Blume
- 46 Rivero S.O. y Cols. Contaminación atmosférica y enfermedad respiratoria. biblioteca de la salud. 1993.
- 47 Rolando Nieva, Julio A. Hernández, Enrique Portes, José M. Alvarez. "Evaluación del potencial nacional de cogeneración como opción en la expansión del sistema eléctrico nacional". IIE, México, 1996. 19 p.
- 48 Scott A. Spiewak/Larry Weiss. " Cogeneration & small power production manual". Ed. Fairmont Press, Inc. EE.UU. 1994.295 p.
- 49 Sherve, Chemical Process Industrie, Mc Graw Hill, Tokio, Japan 1967
- 50 Simon Teitel/Larry E. Westphal. Compiladores. "Cambio tecnológico y desarrollo industrial". Ed. FCE. Buenos Aires, Arg. 1991. 245 p.
- 51 Spix c; Heinrich J; Dockery D; Schwartz J; Volksch G; Schwinkowski K; Cöllen Ch; Wichmann. Air pollution and daily mortality in erfurt, East Germany, 1980-1989. Environ-Health Perspect. 1993 101 (6): 518-526.
- 53 Tegeder-Mayer I VII métodos de la industria química, Ed. Reverte
- 54 The boiler book. Ed. EE.UU. 1ra. edición, Cleaver Brooks, 1993, 26 s.
- 55 Treybal Re. Operaciones de transferencia de masa, Ed. Mc Graw Hill
- 56 U.S. Environmental Protection Agency (1982) Air quality criteria document for particulate matter and sulfur oxides. Research triangle park, N.C. Office of health and environmental assessment, Environmental criteria and assessment office; EPA Volume I report No. EPA 600/8-82-029 a.
- 57 Urban air pollution in megacities of the world. Blackwell. Who/Unep.
- 58 Valientry y Estivalet. Problemas de balance de materia I y energía II, Ed. Alhambra
- 59 Variable air volume masnual, Herb Wendes, P.E, 2da. de., EE.UU., 1994, 356p.
- 60 Víctor Rodríguez Padilla. "Reforma de las industrias de energía eléctrica y gas natural en México". Reporte de investigación 1997. Departamento de exploración y explotación de los recursos del subsuelo. Sección de Ingeniería Energética. DEPFI - UNAM
- 61 Waller-RE; Commins-BT; Lawther-PJ. Air pollution in a city street. 1965 (Classical article). BR-J-IND-MED. 1993 Aug; 50(8):128-38.
- 62 Waste heat boiler deskbook, V. Ganapathy, EE.UU., 1994, 399p.
- 63 <http://www.coparmex.org.mx>
- 64 http://www.cipi.gob.mx/html/programas_de_apoyo.html

- financiamientos directos
financiamientos indirectos
arancel cero para equipos anticontaminantes
créditos para el mejoramiento ambiental
créditos para infraestructura industrial
- 65 <http://info.main.conacyt.mx/damt/index.html>
programa de modernización tecnológica
- 66 <http://info.main.conacyt.mx/damt/pmt/index.html>
fondo de investigación y desarrollo para la modernización tecnológica
- 67 <http://rtn.net.mx.80/fidetec/>
- 68 <http://www.nafin.gob.mx/>
promin: programa unico de financiamiento a la modernización industrial.
programa de aportación accionaria.
programa extraordinario de capital de riesgo.
programa de desarrollo de proveedores.
programa de apoyo a empresas integradoras.
banco nacional de comercio exterior (bancomext)
- 69 http://mexico.businessline.gob.mx/esp/index_serv.html
- 70 <http://www.stps.gob.mx/>
programa calidad integral y modernización (cimo)
- 71 <http://www.amb.org.mx>
- 72 <http://www.gasturbineprices/heatrate.htm>
- 73 <http://www.conae.gob.mx/>
- 74 <http://www.cre.gob.mx/>
- 75 <http://www.eia.doe.gov/>
- 76 <http://www.oecd.org/>
- 77 <http://www.cfe.gob.mx/>
- 78 <http://www.cogen.org/>
- 79 <http://www.cogeneration.com/>
- 80 <http://www.cogeneration.org/>
- 81 <http://www.eei.org/>
- 82 <http://www.endesa.es/>
- 83 <http://www.energy.rochester.edu/>
- 84 <http://www.ferc.fed.us/>
- 85 <http://www.iea.org/>
- 86 <http://www.ieee.org/>
- 87 <http://www.ipcc.ch/>
- 88 <http://www.qsystems.es/idae/>
- 89 <http://www.uig.org/>

CAPITULO 1

Fig. 1 Capacidad de plantas noutilitys	17
Fig. 2 Noutilitys a 1999	18
Fig. 3 Numero de plantas noutilitys	18
Fig. 4 La cogeneración en operación en España	19
Fig. 5 Participación de la cogeneración en la capacidad instalada de generación en algunos países europeos y México	20
Fig. 6 Crecimiento histórico PIB Vs. capacidad instalada publica en México	22
Fig. 7 Crecimiento de la generación publica y la autogeneración en México	24
Fig. 8 Autogeneración Vs. total en países seleccionados	25
Fig. 9 Tendencia del crecimiento de la autogeneración	25
Tabla 1.1 Energéticos a utilizar en los proyectos de cogeneración	26
Tabla 1.2 Tecnología a instalar	26
Tabla: 1.3 Distribución por sector a instalar	27
Tabla 1.4 Permisos autorizados para la generación e importación de energía eléctrica por modalidad y capacidad autorizada 1994 - 1999	27
Tabla 1.5 Estado de la implementación de los permisos	27
Tabla 1.6 Costo medio y rango de potencia a instalar en los proyectos a 1999 mdd/MWe	28
Fig. 10 Plantas de cogeneración y capacidad instalada en México a 1999	28
Fig. 11 Plantas de cogeneración en México al 2001	29
Fig. 12 Uso convencional de la energía	30
Fig. 13 Uso mas racional de la energía con cogeneración	31
Fig: 14 Esquema de punta (superior)	32
Fig. 15 Esquema de cola (inferior)	32
Fig. 16 Eficiencia térmica Vs. Q/E	33
Fig. 17 Abaco de cogeneración	34
Fig. 18 Plantas con motores de combustión interna	36
Fig. 19 Plantas con turbina de gas	36
Fig. 20 Turbina de gas en ciclo simple	37
Fig. 21 Turbina de gas en ciclo combinado	38
Fig. 22 Plantas con turbina de vapor	38
Fig. 23 Trigeneración	39
Fig. 24 Otras aplicaciones de la cogeneración	39

CAPITULO 2

Tabla 2.1 Equivalencias de CC	45
Tabla 2.2. Tiempo promedio de instalación y puesta en operación de calderas	46
Tabla 2.3 Disponibilidad comercial de características técnicas de calderas	47
Tabla 2.4 Costo de calderas Tubos de humo Baja presión 150 psi	47
Tabla 2.5 Costo de calderas Tubos de humo Media presión 300 psi	48
Tabla: 2.6 Costo por caballo caldera Promedio	49
Fig. 2.1 Costo por capacidad adquirida TH.	49
Tabla 2.7 Coeficiente de economía de escala	50
Fig. 2.2 Relación de economía de escala respecto a la capacidad adquirida	51
Tabla 2.8 Relación entre incremento de capacidad Vs. Incremento de precio	51
Tabla 2.9 Equipo y Accesorios para la instalación de calderas industriales	52
Tabla 2.10 Costos de adquisición e instalación calderas T.H. 150 psi US\$	
Tabla 2.10 Costos adquisición e instalación calderas TH 150 psi	53
Tabla 2.11 Costos de adquisición e instalación calderas T.H. 300 psi US\$	53
Fig. 2.3 Relación de costo TH. BP.	54
Fig. 2.4 Costo medio por capacidad instalada TH	54
Tabla 2.12 Cronograma de ejecución y costo al inicio de la operación B.P. US\$	55

Tabla 2.13 Cronograma de ejecución y costo al inicio de la operación M.P. US\$	56
Tabla 2.14 Costo calderas tubos de agua Vapor saturado	56
Fig. 2.5 Costo calderas TA	57
Fig. 2.6 Incremento costo Vs. presión de trabajo TA	57
Fig. 2.7 Incremento costo Vs. capacidad TA	58
Fig. 2.8 Relación economía de escala TA	59
Fig. 2.9 Costo capacidad instalada TA	59
Tabla 2.15 Cronograma de construcción y costo a valor presente al momento de inicio de operación 250 psi US\$	60
Tabla 2.16 Cronograma de construcción y costo a valor presente al momento de inicio de operación 300 psi US\$	60
Tabla 2.17 Cronograma de construcción y costo a valor presente al momento de inicio de operación 600 psi US\$	61
Tabla 2.18 Valor presente de la capacidad y la instalación al inicio de operación tubos de humo	61
Tabla 2.19 Valor presente de la capacidad y la instalación al inicio de operación tubos agua	62
Tabla 2.20 Costos de mantenimiento calderas TH pesos de 1999	63
Tabla 2.21 Costos de mantenimiento calderas TA pesos de 1999	64
Tabla 2.22 Costos en mensualidad equivalente del mantenimiento	65
Tabla 2.23 Consumo unitario de combustible para generación de vapor	65
Tabla 2.24 Costos de adquisición de los equipos de suavización duplex	67
Tabla 2.25 Costo de capacidad instalada, mantenimiento y operación al inicio de operación Para los suavizadores	68
Tabla 2.26 Condiciones de operación del suavizador	68
Tabla 2.27 Costos del agua suavizada	69
Tabla 2.28 Condiciones de operación y costo del agua suavizada para el ejemplo propuesto	70
Tabla 2.29 Condiciones de operación para la generación de vapor para el ejemplo propuesto 600 psi	70
Tabla 2.30 Costo vapor para el ejemplo propuesto 600 psi	71
Tabla 2.31 Condiciones de operación para la generación de vapor para el ejemplo propuesto 150 psi	71
Tabla 2.32 Costo vapor para el ejemplo propuesto 150 psi	71
Tabla 2.33 Costo medio de generación de vapor gas natural tubos humo 150 psi 300 psi	72
Tabla 2.34 Costo medio de generación de vapor gas natural tubos agua 300 psi 600 psi	72
Tabla 2.35 Costo medio de generación de vapor gas L.P. tubos humo 150 psi 300 psi	73
Tabla 2.36 Costo medio de generación de vapor gas L.P. tubos agua 300 psi 600 psi	73
Tabla 2.37 Costo medio de generación de vapor diesel tubos humo 150 psi 300 psi	73
Tabla 2.38 Costo medio de generación de vapor diesel tubos agua 300 psi 600 psi	74
Tabla 2.39 Costo medio de generación de vapor combustóleo tubos humo 150 psi 300 psi	74
Tabla 2.40 Costo medio de generación de vapor combustóleo tubos agua 300 psi 600 psi	74
Tabla 2.41 Costos de generación por combustible y tecnología	76
Tabla 2.42 Consumo y costo eléctrico en una gran industria	77

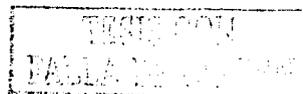


Tabla 2.43 Consumo y costo eléctrico en una industria mediana área central	78
Fig. 2.10 Nivel de tarifas eléctricas	78
Fig. 2.11 Nivel energético en generación de vapor	81
Fig. 2.12 Eficiencias de generación de vapor industrial	82
Fig. 2.13 Eficiencia media de generación eléctrica publica en México	82
Tabla 2.44 Máximo consumo promedio evitado con sistemas de cogeneración	84
Tabla 2.45 Máximo consumo promedio evitado con sistemas de cogeneración 100% térmica	85
Tabla 2.46 Máximo consumo promedio evitado con sistemas de cogeneración 100% electricidad	85
Fig. 2.14 Potencialidad del arreglo de esquema de cogeneración y nivel de excedentes	86
Tabla 2.47 Potencialidad de esquema superior	87
Tabla 2.48 Eficiencia de generación y mejora	87
Fig. 2.15 Abasto energético y eficiencia global arreglos de esquemas C Vs. CO.	88
Tabla 2.49 Arreglos de cogeneración y costo medio comercial	88
Tabla 2.50 Condiciones de operación vapor convencional	89
Tabla 2.51 Costo del acondicionamiento de agua para generación de vapor	90
Tabla 2.52 Costo de la generación de vapor	91
Tabla 2.53 Costo de abatimiento para generación de vapor	92
Tabla 2.54 Costo de la electricidad en la red	92
Tabla 2.55 Costo del respaldo en la red tarifa HM-R media tensión > 100 KW	93
Tabla 2.56 Comparativo entre costos convencionales y opciones de cogeneración	93
Tabla 2.57 Opciones de esquemas aplicables	94
Tabla 2.58 Análisis de la opción de combustión interna	95
Tabla 2.59 Análisis de sensibilidad esquema CI-HRSG	95
Tabla 2.60 Análisis de la opción de turbina de gas con pos combustión	96
Tabla 2.61 Análisis de sensibilidad esquema TG-CPC-HRSG	96
Tabla 2.62 Análisis de la opción de turbina de gas sin pos combustión	97
Tabla 2.63 Análisis de sensibilidad esquema TG-SPC-HRSG	97
Tabla 2.64 Resumen de los resultados de las opciones de esquemas de cogeneración	97
Fig. 2.16 Periodo de recuperación simple de la inversión	98
CAPITULO 3	
Tabla 3.1 Tipos de presiones de vapor generadas en la industria	102
Tabla 3.2 Tipo de vapor de uso en la industria	103
Tabla 3.3 Kg/h de vapor a 9 Kg/cm ² por tonelada de polvo	103
Tabla 3.4 Tipo de vapor de uso en la industria	104
Tabla 3.5 Tipo de vapor de uso en la industria	104
Tabla 3.6 Consumo de potencia CC	104
Tabla 3.7 Consumo de potencia CC por tamaño de llanta	105
Tabla 3.8 Consumo de potencia para esterilización	105
Tabla 3.9 Ramas industriales y uso del energético	106
Tabla 3.10 Combustibles de uso en el país	107
Tabla 3.11 Distribución del consumo de combustible para la generación eléctrica	107
Tabla 3.12 Distribución de la capacidad efectiva de generación eléctrica pública	108
MW	
Tabla 3.13 Distribución de la capacidad efectiva de generación eléctrica nacional	108
MW	
Fig. 3.1 Consumo nacional Vs. industria de energía	108
Fig. 3.2 Valor de la producción sector económico Vs. nacional	109

Fig. 3.3 Estructura del consumo industria de combustibles	110
Tabla 3.14 Consumo de energía sector industrial PJ/año Sin combustible para generación eléctrica	110
Tabla 3.15 Consumo de energía sector industrial PJ/año Con combustible para generar electricidad	111
Fig. 3.4 Proporción de energía consumida en la industria	111
Tabla 3.16 Potencial de cogeneración histórico	114
Tabla 3.18 Máximo consumo promedio evitado de energía con sistemas de cogeneración cubriendo el 100% de la demanda de vapor Sistema superior	115
Tabla 3.19 Potencial de cogeneración eléctrico máximo	116
Tabla 3.20 Consumo de energía para generación de temperatura	117
Tabla 3.21 Potencial de cogeneración eléctrico máximo sobre la base del consumo de combustible para generación de temperatura	117
Tabla 3.22 Consumo de energía sector industrial sistema superior	118
Tabla 3.23 Consumo de energía sector industrial sistema inferior	119
Tabla 3.24 Potencial de cogeneración Sistema Superior base 100% Demanda de vapor	120
Tabla 3.25 Potencial de cogeneración Sistema inferior	121
Tabla 3.26 Potencial de cogeneración Sector industrial Sistema Superior	122
Tabla 3.27 Potencial de cogeneración Sector industrial Sistema Inferior	122
Tabla 3.28 Potencial de cogeneración Sector industrial	122
Fig. 3.5 Potencial de cogeneración industrial	123
Fig. 3.6 Estimación del crecimiento del potencial de cogeneración industrial teórico	125
Tabla 3.29 Distribución estadística de los proyectos de cogeneración	125
Tabla 3.30 Nivel de viabilidad del potencial teórico en función del nivel de riesgo	126
Fig. 3.7 Estimación del crecimiento de potencial de cogeneración industrial económicamente viable	127
Tabla 3.31 Requerimiento oficial de inversión del sistema eléctrico 1998-2007	128
Tabla 3.32 Potencial de cogeneración técnico al año 2020 en países europeos	129
Tabla 3.33 Potencial de cogeneración técnico al año 2020 en México	129
Tabla 3.34 Potencialidad técnica, económica y comercial de la cogeneración en la Unión Europea	130
Fig. 3.8 Margen de reserva de CFE	133
Tabla 3.35 Escenarios de prospectiva del sector eléctrico	134
Tabla 3.36 Escenario de crecimiento medio anual de las ventas (%)	134
Fig. 3.9 Tendencia capacidad ventas y equilibrio histórico y esperado	135
Tabla 3.37 Fuentes de riesgo específico y formas de reducirlo	139
Fig. 3.10 Evolución del riesgo país: México	140
Tabla 3.38 Condiciones de escenario e indicadores	143
Tabla 3.38B Condiciones de escenario e indicadores	144
Tabla 3.39 Crecimiento de la cogeneración industrial	145
Tabla 3.40 Resumen de costos para los diferentes niveles de crecimiento	146
Fig. 3.11 Ahorro con el crecimiento de la cogeneración industrial 1998- 2007	146
Tabla 3.41 Resumen de resultados en la evaluación de sensibilidad de los escenarios	159
CAPITULO 4	
Tabla 4.1 Consumo nacional de energía PJ/año	164
Fig. 4.1 Carbon intensity	164
Tabla 4.2 Proporción de uso de combustibles en la generación de CFE	167
Tabla 4.3 Valores de índice de emisión	168
Tabla 4.4 Reducción en las emisiones de CFE	168

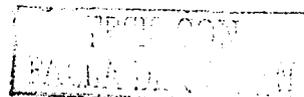


Tabla 4.5	Reducción en las emisiones industriales	168
Fig. 4.2	Escenario de disminución de emisiones sector industrial 1998 - 2007	169
Tabla 4.6	Equivalente en ton/año de reducción de emisiones	169
Fig. 4.3	1997 Per capita carbon emissions	170
Tabla 4.7	Costo de las externalidades ambientales de las utilities públicas	171
Tabla 4.8	Posible ingreso por venta de emisiones mdd	172
CAPITULO 5		
Tabla 5.1	Longitud de la red de transmisión de gas natural (kilómetros)	182
Fig. 5.1	Líneas de distribución de gas natural	183
Tabla 5.2	Permisos otorgados en distribución de gas natural	183
Fig. 5.2	Comportamiento histórico del precio del gas natural y el diesel	186
Tabla 5.3	Costo mensual de operación diferentes combustibles	186
Tabla 5.4	Condiciones de funcionamiento y costo del proyecto diesel	187
Tabla 5.5	Condiciones de funcionamiento y costos del proyecto gas natural	187
Tabla 5.6	Comportamiento en función de diferentes tasas de rentabilidad	188
Tabla 5.7	Comportamiento en función de variaciones de la rentabilidad	188
Fig. 5.3	Precios del gas natural TETCO-PG&E promedio	190
Tabla 5.8	Comportamiento del precio del gas natural y diesel de mayo de 1996 a febrero del 2001	191
Tabla 5.9	Parámetros y condiciones de operación	191
Tabla 5.10	Costos de operación \$/periodo	192
Tabla 5.11	Costos entre diferentes niveles de carga en el equipo	192
Tabla 5.12	Costos de operación \$/periodo a febrero del '2001	192
Tabla 5.13	Evolución de las tarifas eléctricas para la industria	193
Fig. 5.4	Evolución de las tarifas eléctricas	193
Tabla 5.14	Valores de emisión de 1994 al 31 de diciembre de 1997	197
Tabla 5.15	Fase II: se activa al llegar a los 350 puntos IMECA	199
Tabla 5.16	Fase I: se activa al llegar a los 250 puntos IMECA	199
Tabla 5.17	Visitas de inspección a la industria a nivel nacional	199
Tabla 5.18	Condiciones de financiamiento durante la construcción	207
Tabla 5.19	Condiciones de financiamiento	208
Tabla 5.20	Condiciones de financiamiento	208
Tabla 5.21	Condiciones de financiamiento	209
Tabla 5.22	Análisis con venta de excedentes eléctricos TG-CPC-HRSG	210
Tabla 5.23	Flujo de efectivo e intereses durante la construcción	210
Tabla 5.24	Calculo del resultado neto de operación con excedentes eléctricos	211
Fig. 5.5	Ingresos del proyecto	212
Tabla 5.25	Análisis con venta de excedentes pagos y resultado neto total	213
Tabla 5.26	Calculo del resultado neto de operación con excedentes térmicos	213
Fig. 5.6	Ingresos con excedentes térmicos	214
Tabla 5.27	Análisis de sensibilidad de la evaluación financiera	216

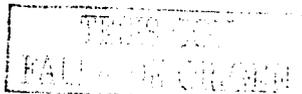
ANEXO A NOMENCLATURA

PS'_t	Precio subastado por el permisionario para la Energía Económica, en el Periodo Horario t del Intervalo Operativo I.	FC	simulación durante el Periodo Horario t
CMH'_t	Costo marginal regional incurrido en el Periodo Horario t del día l del mes m.	rser	Factor de carga
EES'_t	Energía Económica Entregada por subasta y dentro del rango establecido en la cláusula decimasegunda de este Convenio, en el Periodo Horario t, durante el Intervalo Operativo I del mes m.	rsin	Factor de reparto para la transacción del servicio
$EESF'_t$	Energía Económica Entregada por subasta, abajo del rango establecido en la cláusula decimatercera de este Convenio, en el Periodo Horario t, durante el Intervalo Operativo I del mes m.	URT	El factor de reparto para la transacción sin el Servicio de Transmisión Solicitado
EEA'_t	Energía Económica Entregada por el procedimiento de Recepción Automática Notificada y dentro del rango establecido en la cláusula decimaséptima de este Convenio, en el Periodo Horario t, durante el día l del mes m.	URTser	Uso total de la Red de transmisión
EEN'_t	Energía Económica Entregada por el procedimiento de Recepción Automática No Notificada en el Periodo Horario t, durante el día l del mes m.	URTsin	Re define como el máximo entre cero y la suma ponderada de la diferencia de flujos máximos en los J Elementos individuales de la Red
S/kg_{vc}	Costo del kilogramo de vapor convencional	v	Se define como la suma ponderada de los flujos máximos en los J Elementos individuales de la Red
S/kg_{vcoE}	Costo del kilogramo de vapor cogenerado	wj	Nivel de tensión
S/kg_{vcoE}	Venta del kilogramo de vapor excedente al vecino; De existir	A	Uso de los Elementos de la Red
S/kWh_{co}	Costo del kilo watt hora cogenerado	AEO2000	coeficiente de avance tecnológico
S/kWh	Venta del kilo watt hora excedente a la red; De existir	AP	Perspectiva Anual de Energía 2000
S/kWh_r	Costo del kilo watt hora en la red	ASME	alta presión)
S/kWh_R	Costo del kilo watt hora de respaldo en la red	ASME	American Society of Mechanics Engineers
%A	Ahorro alcanzado por la cogeneración	A ^t	Energía de ajuste para el Periodo Horario t, determinada de acuerdo con lo establecido en el Anexo F.
ω	Velocidad angular	BMA	beneficio marginal
β y α	Elasticidades de la producción de capital y mano de obra	BP	baja presión
η_{CEGc}	Eficiencia de generación convencional	C	Capacidad de la carga
η_{CEGco}	Eficiencia de generación con cogeneración	C/G	Dual combustóleo y gas
a	Región	Ca	Carga alta
CFUR	Costo fijo por el uso de la Red para el Servicio de Transmisión Solicitado	CAT	esquemas de construcción - arrendamiento - transferencia
cj	Costo unitario del MW de capacidad por kilómetro de longitud (\$/MW-km)	Cb	Carga baja
CT	Costo Incremental total de largo plazo de la Red en niveles de tensión mayores o iguales a 69 Kv	CBC	Cargo por kW de demanda facturable establecido en la tarifa aplicable en las condiciones de suministro del servicio según el Acuerdo de Tarifas, aplicado al valor de la Banda de Compensación.
CTMD	Costo por el uso de las instalaciones de distribución para cargas dispersas	CC	caballo caldera
CTMP	Costo por el uso de las instalaciones de distribución en la trayectoria de punto a punto sumando los costos fijo, por operación y mantenimiento y por pérdidas.	CCM	Carga corregida media
CVUR	Costo variable por el uso de la Red.	CCTI	Iniciativa Tecnológica de Cambio de Climático
DESt	Pérdidas de energía para efectos de	CEA _m	Cargo por Energía Económica Entregada por el procedimiento de Recepción Automática Notificada.
		CEGc	Costos energéticos globales convencionales
		CEGco	Costos energéticos globales cogenerados
		CEN _m	Cargo por Energía Económica Entregada por el procedimiento de Recepción Automática No Notificada.
		CESF _m	Cargo por la Energía Económica Entregada por subasta, abajo del rango, en el mes m.
		CES _m	Cargo por la Energía Económica Entregada mediante el procedimiento de subasta, en el mes m.
		Cf	Costo fijo;
		Cf	Costo fijo, y
		Cf	Costo fijo por el uso de las instalaciones de distribución en la trayectoria de punto a punto

PAGINACIÓN DISCONTINUA

ANEXO A NOMENCLATURA

	para una sola carga de mayor o igual a 1000 kW.		
CFE	Comisión Federa de Electricidad		
CI	Motores de combustión interna		
Cm	Carga media	EEM1	Energía en Emergencia a favor del
CMa	costo marginal		Permisionario y que a solicitud del
CMCgen	Costo mensual de capacidad en generación.		Suministrador es entregada durante el mes m.
CMCtrans	Costo mensual de capacidad en transmisión		y se calcula conforme a lo que se establece en
va	para cada nivel tensión v y región a.		el Anexo F.
CMDPV	Carga media promedio condiciones extremas	EEM2 t	Energía en Emergencia a favor del
CMH t	Costo promedio marginal regional incurrido en cada uno de los Periodos Horarios t del mes m.		Permisionario, y que sin mediar solicitud del
			Suministrador, es entregada durante el
CMIN	Costo mínimo por los Servicios de Transmisión Solicitados;	EEM3 t	Periodo Horario t del mes m.
			Energía en Emergencia a favor del
CMPV	Carga media		Suministrador, entregada durante el Periodo
CO	Cogeneración	EEP t	Horario t del mes m.
CO	Monóxido de carbono		Energía entregada por el Permisionario
CO2	Bióxido de carbono		durante el Periodo de Pruebas, en el Periodo
COM	Costo por operación y mantenimiento por el uso de las instalaciones de distribución en la trayectoria de punto a punto	EIA	Horario t del mes m.
		EIAS	Administración de Información de Energía
CO&M	Costo por operación y mantenimiento.		Sistema de modelación energético -
COSEN	Centro de Operación del Sistema Eléctrico Nacional	ENERT	económico del mercado doméstico de la
			energía.
			Costo por energía correspondiente al Periodo
CP	Costo por pérdidas	EP	Horario t, y
CP	Costo por pérdidas por el uso de las instalaciones de distribución para cargas dispersas		Energía transportada por el Servicio de
			Transmisión Solicitado en el mes de
		EPA	facturación a todos los Puntos de Carga;
		EPACT	Agencia Ambiental de Protección
		ETPR	Acta Política de Energía de 1992
CRE	Comisión reguladora de energía		Energía transmitida medida en el o los Puntos
CS	costo sistema		de Carga en niveles de tensión mayores o
Ctot.zona	Costo total de la Red en la zona de distribución de acuerdo con los costos contables del año inmediato anterior tales como: servicios de personal, mantenimiento y materiales de consumo, impuestos y derechos, depreciación, aprovechamiento y costos financieros	EWGS	iguales a 69 kV.
		F	Mercado mayorista .
		FC	Frecuencia
		FCm	Factor de carga
			Factor de carga observado en el mes de
			facturación correspondiente para la o las
			cargas del Servicio de Transmisión
			Solicitado.
Cy :	Consumo del combustible	FE	Factor de evaporación real
DB	Demanda Máxima Medida en el Periodo de Base	Fjcon	Flujo máximo en el Elemento j para el caso
			con el Servicio de Transmisión Solicitado;
DI	Demanda Máxima Medida en el Periodo Intermedio	Fjmaxcon	Flujo del Elemento j con el Escenario de
			Demanda máxima para el caso con el
DM	Demanda media		Servicio de Transmisión Solicitado;
Dmax	Demanda máxima	fjmaxcon s	Flujo en el elemento j bajo el Escenario de
DMAX.ser	Demanda máxima del Servicio de Transmisión Solicitado		Demanda máxima para el caso del Servicio
:			de Transmisión en la situación s.
DMAX.zo	Servicio de Transmisión Solicitado	Fjmaxsin	Flujo del Elemento j con el Escenario de
na;			Demanda máxima para el caso sin el Servicio
DOE	Departamento de energía de EE.UU.		de Transmisión Solicitado;
DP	Demanda Máxima Medida en el Periodo de Punta	Fjmincon	Flujo del Elemento j con el Escenario de
			Demanda mínima para el caso con el Servicio
DPI	Demanda Máxima Medida en los Periodos de Punta e Intermedio		de Transmisión Solicitado, y
		fjmincons	Flujo en el elemento j bajo el Escenario de
DWmaxser	Incremento o decremento en Pérdidas de		Demanda mínima para el caso del Servicio de
va	Potencia que se asocia al costo de capacidad		Transmisión en la situación s.



ANEXO A NOMENCLATURA

Fjminsin	Flujo del Elemento j con el Escenario de Demanda mínima para el caso sin el Servicio de Transmisión Solicitado.	nd	Número de días del mes de facturación, y
Fjsin	Flujo máximo en el Elemento j para el caso sin el Servicio de Transmisión Solicitado;	nd(m)	Número de días del mes m.
FP	Factor de potencia	NEMS	Sistema Nacional de Modelado de la Energía
Fr	Factor de reserva de capacidad autorizado por la Comisión Reguladora de Energía, y	NOx,	Oxidos de nitrógeno
FRI Y	Factores de reducción, dependiendo de la región tarifaria;	OE	Oleo eléctricas
FRB	Dual gas y diesel	P	Potencia real
G/D	Geotérmica	PC	Capacidad de porteo contratada para todos los Puntos de Carga.
GEO	índice medio ponderado de emisión para CFE	PCI :	Poder calorífico inferior
GNDCC	Entalpía	PEA1 m	Mnto a pagar por el Suministrador, por la energía de ajuste, durante el mes m.
h	Hidroeléctrica	PEA2 m	Monto a pagar por el Permisionario, por la energía de ajuste en el mes m.
HID	Consumo térmico unitario (Heat Rate).	PEE1m	Monto del pago que el Suministrador hará al Permisionario por Energía en Emergencia correspondiente al mes m.
HR	Heat rate de la planta convencional (=3)	PEE2m	Monto del pago que el Suministrador hará al Permisionario, por Energía en Emergencia correspondiente al mes m.
HRc	Caldera de recuperación	PEE3m	Monto del pago que el Permisionario hará al Suministrador por Energía en Emergencia correspondiente al mes m.
HRSG		PEHt	Cargo del kWh de energía para el Periodo Horario t correspondiente al mes m, según la Tarifa Horaria.
hl	Horas de duración	PEP m	Pago que debe realizar el Suministrador por concepto de energía recibida durante el Periodo de Pruebas, en el mes m.
I	Número de Intervalos Operativos que quedan comprendidos dentro del mes m.	PH	Potencial hidrogeno
ICA	Índice de combustible ahorrado	PHR	Índice energía calor/eléctrica (Power to Heat Rate)
ICE	Índice de consumo energético ICE	PIE	Producción independiente de energía.
ICN	Índice de calor neto	Pjconv	Pérdida de potencia máxima para el Elemento j, para el caso con el Servicio de Transmisión Solicitado, bajo el nivel de tensión v, en la región a.
ICN	Índice de calor neto	Pjmaxconv	Pérdida de potencia para el Elemento j, bajo el Escenario de Demanda máximo, para el caso con el Servicio de Transmisión Solicitado, bajo el nivel de tensión v, en la región a.
ICTE	Índice de consumo total de energía ICTE	Pjmaxsinv	Pérdida de potencia para el Elemento j, bajo el Escenario de Demanda máximo, para el caso sin el Servicio de Transmisión Solicitado, bajo el nivel de tensión v, en la región a.
IEC	Índice energía/calor	Pjminconv	Pérdida de potencia para el Elemento j, bajo el Escenario de Demanda mínimo, para el caso con el Servicio de Transmisión Solicitado, bajo el nivel de tensión v, en la región a.
Iexy	Índice de emisión	Pjmainsinv	Pérdida de potencia para el Elemento j, bajo el Escenario de Demanda mínimo, para el caso sin el Servicio de Transmisión Solicitado, bajo el nivel de tensión v, en la región a.
IMECA.	Índice metropolitano de calidad del aire	Pjsinva	Pérdida de potencia máxima para el Elemento j, para el caso sin el Servicio de Transmisión Solicitado, bajo el nivel de tensión v, en la región a.
IPE	Indicador capacidad de generación /ventas		
IRP	Marco planificado integral de recursos		
J	Cuatro días		
j	Índice del Elemento de la Red; j = 1,2,.....J;		
K	Insumo de capital		
L	Insumo de mano de obra		
L.AB.	Libre a bordo		
LF	Lecho Fluidizado		
LFC	Luz y Fuerza del Centro		
Lj	Representa la longitud de la línea (en kilómetros)		
m	Cargo por kWh de energía transmitida medida en el Punto de Carga, y		
MDD	Millones de dólares		
MDL	Contexto del mecanismo de desarrollo limpio		
MP	Medía presión		
MW	Megawatts		
MWe	Megawatts eléctricos		
MWE	Megawatts combustible		
MWLF	Lecho fluidizado		
MWt	Megawatts térmicos		
MWTG	Turbina de gas		
MWTV	Turbina de Vapor		
MWWF	Aerogeneradores		
n	Número de Periodos Horarios t en la región y en el mes m, de que se trate.		
ND	no disponible		



ANEXO A NOMENCLATURA

	región a.	me	Valor medio de excedentes de electricidad
PM10	Partículas menores a 10 micras	pmv	Proporción media de obtención vapor
ppm	Partículas por millón	pme	Proporción media de obtención electricidad
Pserva	Incremento o decremento en Pérdidas de Potencia que se asocia al costo de infraestructura de transmisión	Eco	Energía suministrada al esquema
PTF	Participación total factores de la producción	Ec	Energía suministrada al sistema convención
PTH	Precio medio en el mes m del precio de venta del kWh. según la tarifa general correspondiente a la tensión que se presta el servicio.	Aco	Ahorro de energía industrial con cogeneración
PURPA	PUBLIC UTILITY REGULATORY POLICES ACT DE 1978	%A	Porcentaje de ahorro en el consumo de energía industrial con cogeneración
Pzona	Pérdidas mensuales en kWh de la zona de distribución. sin considerar la energía correspondiente a alta tensión. y		
Q/E	Relación calor electricidad		
QC	Potencia reactiva capacitiva		
QI	Potencia reactiva		
REN			
S	Potencia aparente		
s	Situaciones de simulación de generación y/o carga posibles (1.....S).		
SE	Secretaría de Energía		
SECOFI	Secretaría de comercio y fomento industrial		
SHCP	Hacienda		
SOx,	Oxidos de azufre		
STD	Total de sólidos disueltos		
T	Condiciones de carga		
T, P	Temperatura y Presión		
TA	Tubos de agua		
TG	Turbinas de gas		
TGCC	Turbina de gas en ciclo combinado		
Thid.	Turbinas hidráulicas		
TH	Tubos de humo		
TLC	Tratado de libre comercio de Norte América		
Tmax	Número de horas correspondiente al Periodo Horario t en el mes de facturación.		
TonC/ha	Toneladas de carbono por hectárea		
Tonxy:	Índice de emisión del combustible por su consumo		
Tser	Precio medio en el mes de la tarifa de uso general aplicable a la tensión en la que se presta el servicio para la región correspondiente.		
TV	Turbinas de vapor		
UE	Unión Europea		
USDA	Departamento de agricultura		
V	Voltaje		
VAP/CC	Vapor en ciclo combinados		
VPN	Valor presente		
X	Ineficiencias X		
Y:	Tipos de combustibles usados en el proceso para generar PIBi		
η_{mco}	Eficiencia media de cogeneración		
mv	Valor medio de excedentes de vapor		

TESIS CON
FALLA DE CALIFICACION

ANEXO B GENERACIÓN E ÍNDICES DE EMISIÓN

El proceso de combustión engloba a la reacción química y al mecanismo por medio del cual se lleva a cabo en forma controlada, resultando como medida de la eficiencia de combustión la emisión de contaminantes. Los contaminantes del aire son clasificados en dos grandes categorías: 1) Contaminantes primarios, emitidos directamente de fuentes identificadas y 2) Contaminantes secundarios, formados por la interacción entre dos o más fuentes primarias.

ÍNDICES DE EMISIÓN

Tabla 1 Combustibles Mexicanos líquidos y sólidos de uso industrial ¹

Elemento	Combustóleo	Gasóleo	Diesel	² Carbón
C	82.8 %	84.24 %	83.6 %	38.47
H ₂	10.4	12	12.4	1.228
S	2.93	0.986	0.5	0.82
H ₂ O	0.4	1.28	1.5	6
O ₂	0.2	0.04	1	3.905
N ₂	2.97	1.394	1	1.01
Ceniza	0.3	0.06	0	42.49
	100	100	100	100

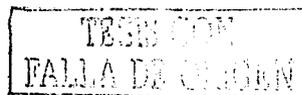
Tabla 2 Poderes caloríficos y comburente calculados

	Combustóleo	Gasóleo	Diesel	Carbón	
PCS-PCI	564	655.68	678.6		kcal/kg
VA	10.23609	10.73257	10.8567	3.936	Nm ³ /kg
PCS	42.827	44.907	45.424		MJ/kg
PCS	10236.09	107332.57	10856.7	4182	kcal/kg
PCI	9672.09	10076.89	10178.1	3992.1	kcal/kg
PCI	40.46802	42.16174	42.58517	16.705	MJ/kg

Tabla 3 Combustibles Mexicanos gaseosos de uso industrial

	Gas natural			Gas L.P.			
	20 °C m	1 ATM. N	%	20 °C m	1 ATM. N	%	
H ₂			10.8	iso-C ₄ H ₁₀	4	10	8.68
CH ₄	1	4	76.3	CH ₄	1	4	3.15
C ₂ H ₂			0.6	n-C ₄ H ₁₀	4	10	23.47 butano
C ₂ H ₄	2	4	2.3	C ₃ H ₂	5	2	2.82
C ₂ H ₆	2	6	6	C ₂ H ₆	2	6	.044
C ₃ H ₆	3	6	0.7	C ₃ H ₆	3	6	0.05
C ₃ H ₈	3	8	0.1	C ₃ H ₈	3	8	61.78 propano
S			0.08	S			0.01
C ₄ H ₄	4	4	3.2	C ₄ H ₁₀	1	10	2.74
Total			100	Total			100

¹ Fuente: Combustión y uso eficiente de generadores de vapor. CIME, 1993
² Carbón de uso en CFE, región norte. Carboeléctrica de Río Escondido



ANEXO B GENERACIÓN E ÍNDICES DE EMISIÓN

Tabla 4 Poderes caloríficos y comburente calculados

	Gas natural		Gas L.P.	
PCS-PCI	985.69		2052.838	kcal/Nm ³
VA	9.86		26.72232	Nm ³ /Nm ³
PCS	9866.2		26722.32	kcal/Nm ³
PCI	8848.6		24669.48	kcal/Nm ³
PCI	44.6	20 °C 1 ATM	124.3579	MJ/kg
PCI		20 °C 7 ATM.	70.31617	MJ/kg
PCI		20 °C 10 ATM.	49.22132	MJ/kg

Tabla 5 Poderes caloríficos

COMBUSTIBLE [MJ/kg]				SUPERIOR			INFERIOR ³	
	% C	% S	% N	E.U.	NORMA	CALCULADO	PEMEX	CALCULADO
DIESEL	85	0.5	1	46.5	48	45.4	44.8	42.6
GASOLEO	84	0.98	1.39	46.5	42	44.9	44.3	42.2
COMBUSTOLEO	83	2.93	2.97	46.7	42	42.8	42.4	40.5
CARBON	38.47	0.82	1.01			17.59		16.7
GAS L.P	81.49	0.01	0.01	50.47	52	53.3	44.3	49.2
GAS NATURAL	74.20	0.08	3.59	47.1	48	44.9	43.1	44.6

ÍNDICES DE EMISIONES PARA LOS COMBUSTIBLES MEXICANOS

El índice de emisión expresa la cantidad de materia expulsada al medio ambiente en función del consumo de combustible, que a su vez es función del poder calorífico, a mayor poder calorífico menor consumo de combustible para obtener el mismo nivel energético. Para determinar los índices de emisión reales se usa la composición mássica y el poder calorífico obtenido con dicha composición. El índice de emisión reportado por la norma y el poder calorífico del combustible se pueden comparar con el calculado.

ÍNDICE DE MONÓXIDO DE CARBONO

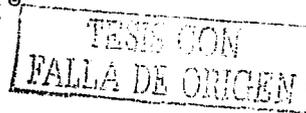
El CO es función de la eficiencia de combustión; durante la combustión completa todo el carbón se convierte en CO₂. La eficiencia de combustión se toma de los valores obtenidos en un gran número de mediciones (60) realizadas en las calderas industriales operando actualmente en la industria mexicana y de los valores garantizados por los fabricantes de calderas. En el anexo se presentan algunas lecturas obtenidas como referencia.

Gas natural

Para la eficiencia de combustión de 99.890 % se tiene una emisión de monóxido de carbono de 0.11 % y relacionando los valores al 100 % de CO₂ (12.2246), ambos representan el total de carbonos emitidos en la combustión neutra. El índice de emisión de CO₂ para el gas natural es de 0.06095 kg /MJ y representa al 100 % de la emisión de carbonos en la combustión completa; la fracción resultante del CO formado en una combustión incompleta por el índice de CO₂, establece el índice de CO formado para dicha combustión.

$$\left(\frac{0.1100 \text{ kg C}^\ominus}{\text{kg C}^\ominus} \right) \left(0.06095 \frac{\text{kg C}^\ominus}{\text{MJ}} \right) = 0.006704 \frac{\text{kg C}^\ominus}{\text{MJ}}$$

$$\left(\frac{0.0612 \text{ kg C}^\ominus}{\text{kg C}^\ominus} \right) \left(0.06095 \frac{\text{kg C}^\ominus}{\text{MJ}} \right) = 0.003730 \frac{\text{kg C}^\ominus}{\text{MJ}}$$



³ HHV reportado por Cleaver Brooks.

PCI reportado como promedio por Pemex. CIME.

PCI reportado por la norma para fuentes fijas del 2 de diciembre de 1994.

PCI calculado en base a la composición mássica promedio reportada por Pemex. CIME.

ANEXO B GENERACIÓN E ÍNDICES DE EMISIÓN

$$\left(\frac{0.0499 \text{ kg CO}}{\text{kg CO}_2} \right) \left(\frac{0.06095 \text{ kg CO}_2}{\text{MJ}} \right) = 0.003041 \frac{\text{kg CO}}{\text{MJ}}$$

$$\left(\frac{0.0377 \text{ kg CO}}{\text{kg CO}_2} \right) \left(\frac{0.06095 \text{ kg CO}_2}{\text{MJ}} \right) = 0.00229 \frac{\text{kg CO}}{\text{MJ}}$$

$$\left(\frac{0.0245 \text{ kg CO}}{\text{kg CO}_2} \right) \left(\frac{0.06095 \text{ kg CO}_2}{\text{MJ}} \right) = 0.001493 \frac{\text{kg CO}}{\text{MJ}}$$

$$\left(\frac{0.0012 \text{ kg CO}}{\text{kg CO}_2} \right) \left(\frac{0.06095 \text{ kg CO}_2}{\text{MJ}} \right) = 0.000073 \frac{\text{kg CO}}{\text{MJ}}$$

En forma análoga para los demás combustibles, solo sustituyendo el índice de CO₂ respectivo indicado en la tabla

TABLA 6 Índice de monóxido de carbono Kg CO / MJ (ppm)

	Carbón	Combustóleo	Gasóleo	Diesel	Gas L.P.	Gas natural
KgCO ₂ /MJ	0.08346	0.07496	0.0732	0.07278	0.06074	0.060956
% CO ₂	22.119	15.988	15.632	15.546	15.331	12.2246
Efic. combus.						
99.8900%		8.2456E-05	8.052E-05	8.0058E-05	6.6814E-05	6.70516E-05
		1100	1100	1100	1100	1100
99.9200%		5.9968E-05	5.856E-05	5.8224E-05	4.8592E-05	4.87648E-05
		800	800	800	800	800
99.9500%	* 3.632e-05	3.748E-05	3.66E-05	3.639E-05	3.037E-05	3.0478E-05
		470	500	500	500	500
99.9620%	*	2.84848E-05	2.7816E-05	2.76564E-05	2.30812E-05	2.31633E-05
		380	380	380	380	380
99.9750%		1.874E-05	1.83E-05	1.8195E-05	1.5185E-05	1.5239E-05
	*	250	250	250	250	250
99.9800%		1.4992E-05	1.464E-05	1.4556E-05	1.2148E-05	1.21912E-05
		200	200	200	200	200
99.9970%	-	2.2488E-06	2.196E-06	2.1834E-06	1.8222E-06	1.82868E-06
		30	30	30	30	30
99.9988%	-	8.9952E-07	8.784E-07	8.7336E-07	7.2888E-07	7.31472E-07
		12	12	12	12	12

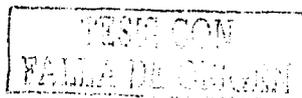
(*) Valor garantizado por un quemador convencional

(+) Valor garantizado por un quemador estequiométrico de alta modulación.

ÍNDICE DE ÓXIDOS DE AZUFRE

La formación de óxidos de azufre durante el proceso de combustión generara la siguiente composición dentro del volumen de gases:

- El 95 % de SO_x se forman como SO₂
- El 3 % de SO_x se forman como SO₃
- El 2 % de se forman como partículas



ANEXO B GENERACIÓN E ÍNDICES DE EMISIÓN

Realizando el análisis sobre la base del bióxido de azufre tenemos que la molécula contendrá una masa de:

$$(1)(32.064) = 32.064 \text{ gr S}$$

$$(1)(32.064) + (2)(15.999) = 64.062 \text{ gr SO}_2$$

$$\frac{64.062 \text{ gr SO}_2}{32.064 \text{ gr S}} = \frac{1.99794 \text{ kg SO}_2}{1 \text{ kg S}} = 1$$

Gas Natural:

$$(0.0008)(1.99794) \left(\frac{1}{40.01270} \right) = 3.58 \times 10^{-5} \frac{\text{kg SO}_2}{\text{MJ}}$$

Gas L.P.

$$(0.00001)(1.99794) \left(\frac{1}{49.22132} \right) = 4.05 \times 10^{-7} \frac{\text{kg SO}_2}{\text{MJ}}$$

Diesel:

$$(0.0050)(1.99794) \left(\frac{1}{42.58517} \right) = 2.34 \times 10^{-4} \frac{\text{kg SO}_2}{\text{MJ}}$$

Gasóleo

$$(0.00986)(1.99794) \left(\frac{1}{42.16174} \right) = 4.672 \times 10^{-4} \frac{\text{kg SO}_2}{\text{MJ}}$$

Combustóleo

$$(0.0293)(1.99794) \left(\frac{1}{40.46802} \right) = 14.46 \times 10^{-4} \frac{\text{kg SO}_2}{\text{MJ}}$$

Carbon

$$(0.0082)(1.99794) \left(\frac{1}{16.705} \right) = 9.807 \times 10^{-4} \frac{\text{kg SO}_2}{\text{MJ}}$$

ÍNDICE DE ÓXIDOS DE NITRÓGENO

La formación de los óxidos de nitrógeno así como la de los de azufre no depende de la eficiencia de combustión, ni de la eficiencia agua - vapor de la caldera, ni del tamaño del equipo. La formación de los óxidos de nitrógeno depende exclusivamente de la temperatura de combustión y de la cantidad de nitrógeno que esté presente y pueda combinarse con el oxígeno. La cantidad de óxidos de azufre emitidos depende del consumo de combustible, a mayor consumo de combustible mayor cantidad de óxidos emitidos a la atmósfera. El consumo de combustible depende de la eficiencia agua - vapor, y del tamaño del equipo.

Durante el proceso de formación de los óxidos de nitrógeno el 95 % del NOx formados es óxido nítrico y 5% del NOx formados es bióxido nítrico.

La masa de cada molécula de óxido nítrico es:

$$(1)(14.0067) = 14.0067 \text{ gr N}$$

$$(1)(14.0067) + (1)(15.9994) = 30.006 \text{ gr NO}$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ANEXO B GENERACIÓN E ÍNDICES DE EMISIÓN

$$\frac{30.006 \text{ gr NO}}{14.0067 \text{ gr N}} = \frac{2.1422 \text{ kg NO}}{1 \text{ kg N}} = 1$$

El NOx térmico en los gases forma hasta el 100% de los NOx emitidos; en los líquidos, el inherente forma hasta el 50% del total. Para obtener el índice de emisión expresado en kg/MJ utilizamos la siguiente relación corregida por el exceso de aire máximo permisible por la norma mexicana. Además se corrige el equivalente de ppm a gr/m³ en base a la relación de densidad del aire, de los gases y pesos molecular de cada tipo de componente. Las densidades del aire y gases se muestran en las notas de pie de página siguientes.

Los valores de emisión de óxidos de nitrógeno tomados para obtener el índice de emisión se toman de mediciones realizadas en calderas operando en la industria mexicana en capacidades de 40-2200 CC carburadas. Aproximadamente se utilizaron 60 lecturas de tres tipos de analizadores de gases electrónicos.

Gas natural

De la sección de ábacos de combustión para el gas natural se tiene el volumen de aire estequiométrico y el volumen de gases húmedos:

$$VA = 9.8664 \frac{m^3_{\text{aire}}}{m^3_{\text{comb}}}$$

$$VFH = 10.8469 \frac{m^3_{\text{humo humedo}}}{m^3_{\text{comb}}}$$

$$VF = 8.8919 \frac{m^3_{\text{humo seco}}}{m^3_{\text{comb}}}$$

La formación de NOx para el gas natural es de 116 ppm^Q. Usando un exceso de aire de 15% obtenemos el índice de emisión convencional.

$$\begin{aligned} & 116 \text{ ppm} (1.15) \left(\frac{\text{mgr}}{m^3 \text{ ppm}} \right) \left[(10.8469 + (9.8664)(0.15)) \frac{m^3}{m^3 \text{ comb}} \right] \left(\frac{m^3 \text{ comb}}{8848.68 \text{ kcal}} \right) \\ &= 0.18583 \frac{\text{mgr}}{\text{kcal}} \left(\frac{\text{kcal}}{0.0041846 \text{ MJ}} \right) \left(\frac{1 \text{ kg NOx}}{1 \times 10^6 \text{ mgr}} \right) \\ &= 4.4409 \times 10^{-5} \frac{\text{kg NOx}}{\text{MJ}} (0.590) = 2.6201 \times 10^{-5} \frac{\text{kg NOx}}{\text{MJ}} \end{aligned}$$

Gas L.P.

El volumen de aire estequiométrico obtenido en la sección de ábacos de combustión es:

$$VA = 26.41248 \frac{m^3}{m^3}$$

El volumen de gases de combustión húmedos es:

Ajuste por masa molar		
ppm	Mg/m ³	
1	1	Aire
1	1.15	Nox

p a p	°C
1 000	0
0 932	20
0 590	190
0 378	450
0 313	600
0 243	850
0 199	1100

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$M_{\text{aire}} = 26.6 \text{ gr/grmol}$$

$$M_{\text{NOx}} = 30.8 \text{ gr/grmol}$$

$$95\% \text{NO} + 5\% \text{NO}_2 = \text{NOx}$$

ANEXO B GENERACIÓN E ÍNDICES DE EMISIÓN

$$\text{VFH} = 8.68 ((0.048)(4)+(0.0145)(10)) + 0.02((0.048)(1) + (0.0145)(4)) + 23.47((0.048)(4) + (0.0145)(10)) + 2.82((0.048)(5)+(0.0145)(2)) + 0.44((0.048)(2) + (0.0145)(6)) + 0.05((0.048)(3)+(0.0145)(6)) + 61.78((0.048)(3)+(0.0145)(8)) + 2.74((0.048)(3)+(0.0145)(10))$$

$$\text{VFH} = 2.925 + 0.00212 + 7.90939 + 0.75858 + 0.08052 + 0.01155 + 16.0628 + 0.79186$$

$$\text{VFH} = 28.54198 \frac{\text{m}^3_{\text{humo humedo}}}{\text{m}^3_{\text{comb}}}$$

La formación de óxidos de nitrógeno para el gas L.P. es de 110 ppm, usando exceso de aire de 15% tenemos:

$$= 2.3499 \times 10^{-5} \frac{\text{kgNO}_x}{\text{MJ}}$$

Diesel

$$\text{VA} = 10.8567 \frac{\text{m}^3_{\text{aire}}}{\text{kg}}$$

$$\text{VFH} = 11.6887 \frac{\text{m}^3_{\text{humo humedo}}}{\text{kg}}$$

$$= 2.8482 \times 10^{-5} \frac{\text{kgNO}_x}{\text{MJ}}$$

Gasóleo

$$\text{VA} = 10.73257 \frac{\text{m}^3_{\text{aire}}}{\text{kg}}$$

$$\text{VFH} = 0.089(84.24) + 0.332(12) + (1.394)(0.008) + (0.986)(0.033) + (0.012)(1.28) + (-0.026)(0.04)$$

$$\text{VFH} = 7.49736 + 3.984 + 0.01115 + 0.0325 + 0.0153 - 0.00104$$

$$\text{VFH} = 11.5393 \frac{\text{m}^3_{\text{humo humedo}}}{\text{kg}}$$

$$= 3.3549 \times 10^{-5} \frac{\text{kgNO}_x}{\text{MJ}}$$

Combustóleo

$$\text{VA} = 10.23609 \frac{\text{m}^3_{\text{aire}}}{\text{kg}}$$

$$\text{VFH} = 10.93725 \frac{\text{m}^3_{\text{humo humedo}}}{\text{kg}}$$

$$= 5.2490 \times 10^{-5} \frac{\text{kgNO}_x}{\text{MJ}}$$

Carbón

$$\text{VA} = 3.936 \frac{\text{m}^3_{\text{aire}}}{\text{kg}}$$

$$\text{VFH} = 4.1890 \frac{\text{m}^3_{\text{humo humedo}}}{\text{kg}}$$

35%excesoaire

284 ppm

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ANEXO B GENERACIÓN E ÍNDICES DE EMISIÓN

$$= 3.3549 \times 10^{-5} \frac{\text{kgNO}_x}{\text{MJ}}$$

PARAMETROS DE COMBUSTIÓN MEDIDOS EN EQUIPOS OPERANDO

Tabla 7 Valores de formación prácticos promedio medidos en equipos instalados y en operación en la industria

Combustible	% CO ₂		% CO ₂	ppm CO	% O ₂
	Estequiométrico	Rango +/-			
Gas natural	12 224	2 0%	9 37	0 - 18	3 98
Gas L.P	15 331	1 0%	11 58	0 - 30	4 51
Diesel	15 546	1 0%	13 11	50 - 200	5 31
Gasoleo	15 632	2 0%	13 12	80 - 250	5 84
Combustoleo	15 988	3 0%	13 13	100 - 380	6 64
Carbon	22 119	4 0%	18 16	150-470	9 29

Tabla 8 Valores⁵ de emisión y reducción para combustibles mexicanos

Emisión de NO _x en ppm *				
Combustible	% de recirculación de gases			
	0	10	15	20
Gas L.P.	114	68	56	44
Gas natura	116	70	58	46
Diesel	129	103	90	*
Gasoleo	150	120	107	*
Combustoleo	232	186	174	*

Tabla 9 Reducción en la formación de NO_x

Combustible	Emisión ppm	Reducción	Recirculación
Gas natural	116 a 46	60 40%	20 %
Gas L.P	110 a 44	60 00%	20 %
Diesel	129 a 90	30 24%	15 %
Gasoleo	150 a 107	28 66%	15 %
Combustoleo	232 a 174	25 00%	15 %

Tabla 10 Emisión de NO_x en ppm y índice

Combustible	ppm	kg/MJ
Gas natural	116	2.6201x10-5
Gas L.P	110	2.3499x10-5
Diesel	129	2.8482x10-5
Gasoleo	150	3.3549x10-5
Combustoleo	232	5.2490x10-5
Carbon	284	6.4210x10-5

Tabla 11 Índice de emisión SO_x con el contenido de azufre actual es:

Combustible	% de azufre	kg SO _x /MJ	ppm SO _x
Gas natural	0 08	0 0000358	63
Gas L.P	0 001	0 0000004	1
Diesel	0 5	0 0002340	282
Gasoleo	0 986	0 0004672	832
Combustoleo	2 93	0 0014460	2547 ⁶
Carbon	0 82	0 0009807	471

⁵ Mediciones de emisiones realizadas con combustibles mexicanos aportaron los siguientes datos: + con 4 - 6.5 % exceso de oxígeno; Realizados en calderas operando en la industria con capacidades desde 40 - 2200 CC. Carburadas.

⁶ La norma mexicana marca 2600 ppm para antes de 1998 y después 2200 ppm, pero como este valor es responsabilidad de Pemex, se suspendió.

ANEXO B GENERACIÓN E ÍNDICES DE EMISIÓN

Tabla 12 Valores de emisión y reducción SOx para combustibles mexicanos

Combustible	% de azufre	ppm SOx	Reducción %	% de azufre con la reducción	ppm SOx
Gas natural	0.08	63	100	0.08	0
Gas L.P.	0.001	1	100	0.001	0
Diesel	0.5	282	40	0.3	169
Gasóleo	0.986	832	60	0.4	333
Combustóleo	2.93	2547	83	0.5	433

Tabla 13 Índice de emisión SOx con la reducción en el contenido de azufre sería de:

Combustible	% de azufre	Emisión SOx kg/MJ	SOx ppm
Gas natural	0	0	0
Gas L.P.	0	0	0
Diesel	0.3	1.40748x10 ⁻⁴	169
Gasóleo	0.4	1.89550x10 ⁻⁴	333
Combustóleo	0.5	2.4685x10 ⁻⁴	433

Tabla 14 Índices de emisión de los combustibles

Combustible	kg CO ₂ /GJ	kg SO ₂ /MJ	kg NOx/MJ	Kg CO / MJ	ppm CO
Gas natural	60.95	0.0000358	0.0000116	0.00000073	12
Gas L.P.	60.74	0.0000004	0.0000104	0.00000182	30
Diesel	72.78	0.0002340	0.0000356	0.00001456	200
Gasóleo	73.2	0.0004672	0.0000149	0.00001830	250
Combustóleo	74.96	0.0014460	0.0000233	0.00002848	380
Carbón	83.45	0.0009807	0.00000642	0.00003633	470

Combustible	CO ₂	SO ₂	NOx	CO
	g/KWh	mg/KWh	mg/KWh	mg/KWh
Gas natural	219.4815	128.92	41.84	2.63
Gas L.P.	218.7252	1.46	37.55	6.56
Diesel	262.0814	842.64	128.20	52.42
Gasóleo	263.5938	1682.39	53.58	65.90
Combustóleo	269.9316	5207.06	83.82	102.57
Carbón	300.5041	3531.51	231.22	130.81

REFERENCIAS DE ÍNDICES DE EMISIONES

La evaluación del impacto ambiental de las acciones se basa en la mejora de la eficiencia y por lo tanto el consumo de combustibles se ve disminuido, y a su vez la **cantidad** (mitigación indirecta) de los contaminantes emitidos por los equipos, no su **formación** (mitigación directa).

Tabla 15 Equivalente entre ppm y mg/Nm³ en función de la temperatura de la sustancia

Ppm	mg/Nm ³	T °C
1	1	0°
1	0.590	190°
1	0.378	450°
1	0.313	600°
1	0.233	900°

El estudio de los beneficios obtenidos en la mejora de la eficiencia global indica la viabilidad de la implementación de los sistemas de cogeneración, así como el potencial de reducción en la emisión de

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ANEXO B GENERACIÓN E INDICES DE EMISIÓN

contaminantes vía la disminución del consumo de combustible, dejando para mejor ocasión la evaluación de la instalación de equipos y sistemas que reducen la formación de contaminantes.

Los diferentes fabricantes de equipos cuya operación requiere de procesos de combustión reportan los siguientes valores de emisión para sus equipos, según los contaminantes de interés en su medio.

Tabla 16 Motores de combustión interna en ciclo diesel MAN B&W

	NOx	12	g/kwh	Todo combustible
CO2		675	g/kwh	OIL6
		645	g/kwh	OIL2
		490	g/kwh	G.N.

Tabla 17 Calderas industriales CLEAVER BROOKS AQUA CHEM

	Partículas	SO2	CO	NOx	COV
Combustible	lb/MMBTU	lb/MMBTU	lb/MMBTU	lb/MMBTU	lb/MMBTU
Gas natural	0.002875	0.00057	0.033	0.133	0.0056
Gas L.P	0.002880	0.812	0.034	0.136	0.0057
Diesel	0.0143	0.0455	0.143	0.143	0.0018
Combustóleo	0.037200	1.033	0.0325	0.357	0.0083

Tabla 18 Turbinas de gas UNC INDUSTRIAL POWER

UNC-TG	SECA	HUMEDA	Gas
Nox	17	25	ppm
CO	20	50	ppm
UNC-TG	SECA	HUMEDA	Líquido
Nox	220	42	ppm
CO	35	70	ppm
RUIDO	90	60	DB
	CERCA	LEJOS	

Tabla 19 Turbinas de gas GE POWER SYSTEMS

GE-TG	Gas	Líquido	
NOx	15	42	ppm
CO	15	20	ppm

Tabla 20 Turbinas de gas ABB STAL AB

ABB-TG	Gas	Líquido	15%O2
NOx	15	25	ppm
CO	15	25	Ppm

Tabla 21 Grupo europeo de cogeneración

CEG		CI-HRSG	TG-HRSG	CALDERA	TV - Cond.
NO2	mg/MJ	90	45	90	70
SO2	mg/MJ	140	5	140	140
Partículas	mg/MJ	20	5	20	20
Emisiones totales	mg/MJ	707	210	626	621

Tabla 22 Sistema de información energética OLADE

OLADE	Diesel	Combustóleo	Carbón	Gas Natural	
CO2	0.6	0.5	1	0.32	kg / ton
NOx	7.5	7.5	7.5	3.6	kg / ton
SOx	2	1.9	3.8	1	kg / ton
HC	0.4	0.4	0.5	0.06	kg / ton
Partículas	2.1	2.9	16.2	0.34	kg / ton

ANEXO C CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La Comisión Reguladora de Energía aprobó el 15 de mayo de 1998 la Metodología de Transmisión, buscando en la teoría mejorar la eficiencia global de uso del Sistema, permitir que Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro puedan recuperar los costos causados por prestar Servicios de Transmisión, asegurar pagos justos y proporcionales por parte de los Permisosarios de generación, exportación e importación de energía eléctrica que utilicen los Servicios de Transmisión, promover la participación social y privada en el desarrollo eficiente de proyectos de generación, exportación e importación de energía eléctrica, y diseñar un régimen predecible, estable y transparente que ofrezca flexibilidad y no imponga cargas innecesarias a las empresas.

I. CARGO POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN A TENSIONES MAYORES O IGUALES A 69 KV

El cargo por el Servicio de Transmisión Solicitado a tensiones mayores de 69 kV será igual a la suma de los costos siguientes:

- A. Costo fijo por el uso de la Red;
- B. Costo variable por el uso de la Red, y
- C. Costo fijo por administración del Convenio.

A. COSTO FIJO POR EL USO DE LA RED

El costo fijo por el uso de la Red será igual a la suma de los componentes siguientes:

- I. Costo por el uso de la infraestructura de transmisión, y
- II. Costo por capacidad de generación y transmisión debido a Pérdidas de Potencia.

I. Cálculo del costo por el uso de la infraestructura de transmisión

Para calcular el uso de la infraestructura de transmisión serán considerados los flujos máximos para cada Elemento. Estos flujos serán obtenidos con el Modelo de Flujos de carga de acuerdo a las fórmulas siguientes:

$$F_{jcon} = \max\{f_{jmincon}, |f_{jmaxcon}|\} \quad (C1)$$

$$F_{jsin} = \max\{f_{jminsin}, |f_{jmaxsin}|\} \quad (C2)$$

donde:

- j es el índice del Elemento de la Red; $j = 1, 2, \dots, J$;
F_{jcon} es el flujo máximo en el Elemento "j" para el caso con el Servicio de Transmisión Solicitado;
F_{jsin} es el flujo máximo en el Elemento "j" para el caso sin el Servicio de Transmisión Solicitado;
F_{jmaxcon} es el flujo del Elemento "j" con el Escenario de Demanda máxima para el caso con el Servicio de Transmisión Solicitado;
F_{jmaxsin} es el flujo del Elemento "j" con el Escenario de Demanda máxima para el caso sin el Servicio de Transmisión Solicitado;
F_{jmincon} es el flujo del Elemento "j" con el Escenario de Demanda mínima para el caso con el Servicio de Transmisión Solicitado, y
F_{jminsin} es el flujo del Elemento "j" con el Escenario de Demanda mínima para el caso sin el Servicio de Transmisión Solicitado.

Con el objeto de reflejar el costo del uso de la Red, se aplicarán ponderaciones "w_j" para definir el uso de los Elementos de la Red. Estas ponderaciones serán igual a los costos por unidad de capacidad de transmisión de dichos Elementos:

$$w_j = c_j * L_j \quad (C3)$$

donde, para cada línea de transmisión, "L_j" representa la longitud de la línea (en kilómetros) y "c_j" el costo unitario del MW de capacidad por kilómetro de longitud (\$/MW-km). En el caso de transformadores y capacitores serie, las

¹ Ver al final de esta sección la definición de términos usados

ANEXO C CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ponderaciones " w_j " corresponderán al costo por MW del Elemento de la Red y " L_j " será igual a uno, por lo que " c_j " se expresará en \$/MW.

El uso de la Red para el caso con el Servicio de Transmisión Solicitado " URT_{ser} " se define como el máximo entre cero y la suma ponderada de la diferencia de flujos máximos en los J Elementos individuales de la Red, esto es:

$$URT_{ser} = \max \left\{ \sum_j w_j * [F_{jcon} - F_{jsin}], 0 \right\} \quad (C4)$$

El uso de la Red para el caso sin el Servicio de Transmisión Solicitado " URT_{sin} " se define como la suma ponderada de los flujos máximos en los J Elementos individuales de la Red, es decir:

$$URT_{sin} = \sum_j w_j * F_{jsin} \quad (C5)$$

El uso total de la Red de transmisión " URT " se define como:

$$URT = URT_{ser} + URT_{sin} \quad (C6)$$

El factor de reparto para la transacción del servicio " r_{ser} " se define como:

$$r_{ser} = \frac{URT_{ser}}{URT} \quad (C7)$$

El factor de reparto para la transacción sin el Servicio de Transmisión Solicitado " r_{sin} " quedará expresado como:

$$r_{sin} = \frac{URT_{sin}}{URT} \quad (C8)$$

El costo total por el uso de la infraestructura de transmisión para el Sistema " CT " representa el Costo Incremental total de largo plazo de la Red en niveles de tensión mayores o iguales a 69 kV. " CT " se repartirá entre la Transacción de Transmisión y la Transacción de Transmisión Básica. El costo por el uso de la infraestructura de transmisión para cada transacción quedará determinado por:

$$CT_{ser} = CT * r_{ser} \quad (C9)$$

$$CT_{sin} = CT * r_{sin} \quad (C10)$$

tal que:

$$r_{ser} + r_{sin} = 1 \quad (C11)$$

II. Cálculo del costo por capacidad de transmisión y generación debido a Pérdidas de Potencia

El costo por capacidad de transmisión y generación debido a las Pérdidas de Potencia será positivo o negativo si las pérdidas con el Servicio de Transmisión Solicitado son mayores o menores, respectivamente, a las pérdidas sin el Servicio de Transmisión Solicitado. El costo por capacidad de transmisión y generación debido a las Pérdidas de Potencia tendrá dos componentes:

- Costo de infraestructura de transmisión asociado a Pérdidas de Potencia debido al Servicio de Transmisión Solicitado, y
- Costo de capacidad de generación asociado a Pérdidas de Potencia debido al Servicio de Transmisión Solicitado.

Para medir el impacto del Servicio de Transmisión Solicitado sobre las Pérdidas de Potencia en el Sistema, se utilizará el Modelo de Flujos de carga de corriente alterna, simulando el Sistema para los casos con y sin el Servicio

ANEXO C CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

de Transmisión Solicitado bajo los Escenarios de Demanda máxima y mínima. Las pérdidas máximas se definen como

$$P_{jconva} = \max\{P_{jmaxconva}, P_{jminconva}\} \quad (C12)$$

$$P_{jsinva} = \max\{P_{jmaxsinva}, P_{jminsinva}\} \quad (C13)$$

donde:

- Pjconva** es la pérdida de potencia máxima para el Elemento "j", para el caso con el Servicio de Transmisión Solicitado, bajo el nivel de tensión "v", en la región "a".
- Pjsinva** es la pérdida de potencia máxima para el Elemento "j", para el caso sin el Servicio de Transmisión Solicitado, bajo el nivel de tensión "v", en la región "a".
- Pjmaxconva** es la pérdida de potencia para el Elemento "j", bajo el Escenario de Demanda máximo, para el caso con el Servicio de Transmisión Solicitado, bajo el nivel de tensión "v", en la región "a".
- Pjminconva** es la pérdida de potencia para el Elemento "j", bajo el Escenario de Demanda mínimo, para el caso con el Servicio de Transmisión Solicitado, bajo el nivel de tensión "v", en la región "a".
- Pjmaxsinva** es la pérdida de potencia para el Elemento "j", bajo el Escenario de Demanda máximo, para el caso sin el Servicio de Transmisión Solicitado, bajo el nivel de tensión "v", en la región "a", y
- Pjminsinva** es la pérdida de potencia para el Elemento "j", bajo el Escenario de Demanda mínimo, para el caso sin el Servicio de Transmisión Solicitado, bajo el nivel de tensión "v", en la región "a".

El incremento (o decremento) en Pérdidas de Potencia que se asocian al costo de infraestructura de transmisión debido al Servicio de Transmisión Solicitado en cada nivel de tensión "v" y región "a", se obtendrá de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$\Delta P_{serva} = \sum_j P_{jconva} - \sum_j P_{jsinva} \quad (C14)$$

donde:

- Pserva** es el incremento o decremento en Pérdidas de Potencia que se asocia al costo de infraestructura de transmisión debido al Servicio de Transmisión Solicitado en cada nivel de tensión "v" y región "a" del Sistema.

El costo de infraestructura de transmisión asociado a Pérdidas de Potencia debido al Servicio de Transmisión Solicitado está dado por:

$$\sum_v \sum_a CMC_{transva} * \Delta P_{serva} \quad (C15)$$

donde:

- CMC_{transva}** es el costo mensual de capacidad en transmisión para cada nivel tensión "v" y región "a".

Para el cálculo de las Pérdidas de Potencia asociadas al costo de capacidad de generación sólo se tomará en cuenta el Escenario de Demanda máxima. El incremento o decremento en Pérdidas de Potencia que se asocia al costo de capacidad de generación debido al Servicio de Transmisión Solicitado, en cada nivel de tensión "v" y región "a" del Sistema, se obtendrá de la forma siguiente:

$$\Delta \Omega_{maxserva} = \sum_j P_{jmaxconva} - \sum_j P_{jmaxsinva} \quad (C16)$$

donde:

- DW_{maxserva}** es el incremento o decremento en Pérdidas de Potencia que se asocia al costo de capacidad de generación debido al Servicio de Transmisión Solicitado bajo el Escenario de Demanda máxima en cada nivel de tensión "v" y región "a" del Sistema.

El costo de capacidad de generación asociado a Pérdidas de Potencia debido al Servicio de Transmisión Solicitado quedará determinado por:

$$CMC_{gen} * \sum_v \sum_a \Delta \Omega_{maxserva} \quad (C17)$$

donde:

- CMC_{gen}** es el costo mensual de capacidad en generación.

ANEXO C CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Si el Permisionario proporciona con su propia generación la potencia y energía equivalentes a las pérdidas ocasionadas por el Servicio de Transmisión Solicitado, no se aplicará el cargo que permite recuperar costo de capacidad de generación asociado a Pérdidas de Potencia.

Cálculo del costo fijo por el uso de la Red

El costo fijo por el uso de la Red para el Servicio de Transmisión Solicitado "CFUR", se determinará mediante la suma del costo por el uso de la infraestructura de transmisión, del costo de infraestructura de transmisión asociado a Pérdidas de Potencia debido al Servicio de Transmisión Solicitado y del costo de capacidad de generación asociado a Pérdidas de Potencia debido al Servicio de Transmisión Solicitado:

$$CFUR = [CT * r_{ser}] + \left[\sum_v \sum_a CMC_{transva} * \Delta P_{serva} \right] + \left[CMC_{gen} * \sum_v \sum_a \Delta \Omega_{masserva} \right] \quad (C18)$$

B. COSTO VARIABLE POR EL USO DE LA RED

El costo variable por el uso de la Red es el costo de la energía generada para cubrir las pérdidas ocasionadas por el Servicio de Transmisión Solicitado. A fin de encontrar este costo, se calculan por medio del Modelo de Producción y del Modelo de Flujos de carga, para los casos con y sin el Servicio de Transmisión Solicitado, las variables siguientes:

- I. Potencias generadas;
- II. Pérdidas de Potencia, y
- III. Pérdidas de energía.

Las potencias generadas con y sin el Servicio de Transmisión Solicitado para el Escenario de Demanda máxima en el año calendario analizado se obtendrán mediante el uso del Modelo de Producción, propuesto por el Suministrador y aprobado por la Comisión Reguladora de Energía.

Con el Modelo de Flujos de carga de corriente alterna y considerando las potencias obtenidas mediante el Modelo de Producción, se calcularán las Pérdidas de Potencia para cada Elemento de la Red. Este cálculo se llevará a cabo exclusivamente para el Escenario de Demanda máxima para cada nivel de tensión "v" y región "a":

$$\Delta \Omega_{masserva} = \sum_j P_{jmaxserva} - \sum_j P_{jmaxinva} \quad (C19)$$

Para fines de simulación, a las Pérdidas de Potencia calculadas se les aplicará un factor de carga igual a uno para obtener las pérdidas de energía ocasionadas por el Servicio de Transmisión Solicitado. A las pérdidas de energía para efectos de simulación durante el Periodo Horario "t" se les denominará "DES_t" y se definirán de acuerdo a la fórmula siguiente:

$$\Delta ES_t = T_{max} * \sum_v \sum_a \Delta \Omega_{serva} \quad (C20)$$

donde:

T_{max} es el número de horas correspondiente al Periodo Horario "t" en el mes de facturación.

El costo variable por el uso de la Red, "CVUR", se calculará multiplicando la energía obtenida con fines de simulación por el factor de carga observado en el mes de facturación correspondiente para la o las cargas convenidas del Servicio de Transmisión Solicitado, es decir:

$$CVUR = FC * \left[\sum_t ENER_t * \Delta ES_t \right] \quad (C21)$$

donde:

ENER_t es el costo por energía correspondiente al Periodo Horario "t", y

FC es el factor de carga observado en el mes de facturación correspondiente para la o las cargas del Servicio de Transmisión Solicitado.

ANEXO C CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El factor de carga "FC" correspondiente para la o las cargas del Servicio de Transmisión Solicitado se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FC = \frac{EP}{24 * nd * PC} \quad (C22)$$

donde:

EP es la energía transportada por el Servicio de Transmisión Solicitado en el mes de facturación a todos los Puntos de Carga;
nd es el número de días del mes de facturación, y
PC es la capacidad de porteo contratada para todos los Puntos de Carga.

Si el Permisionario proporciona la capacidad y energía equivalente a las pérdidas con su propia generación, no se aplicará el cargo para recuperar el costo variable por el uso de la Red.

El costo mínimo por los Servicios de Transmisión Solicitados que se presten en tensiones mayores o iguales a 69 kV será calculado de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$CMIN = m * ETPR \quad (C23)$$

donde:

CMIN es el costo mínimo por los Servicios de Transmisión Solicitados;
m es el cargo por kWh de energía transmitida medida en el Punto de Carga, y
ETPR es la energía transmitida medida en el o los Puntos de Carga en niveles de tensión mayores o iguales a 69 kV.

El procedimiento para determinar el cargo "m" por kWh de energía transmitida medida en el Punto de Carga, será propuesto por el Suministrador y aprobado por la Comisión Reguladora de Energía, la cual podrá solicitar la información necesaria para su cálculo y requerir del Suministrador las aclaraciones que considere pertinentes.

El costo mínimo será aplicado cuando la suma del costo fijo por el uso de la Red más el costo variable por el uso de la Red sea menor al costo mínimo:

$$CFUR + CVUR < CMIN \quad (C24)$$

C. COSTO FIJO POR ADMINISTRACIÓN DEL CONVENIO

El costo fijo por administración se calculará tomando en cuenta los costos relacionados con el proceso comercial para proporcionar el servicio y su monto será aprobado por la Comisión Reguladora de Energía a solicitud del Suministrador. Este concepto de costo reconoce diferencias entre Permisionarios, pero no es directamente proporcional a su demanda o a su energía consumida y, por lo tanto, será facturado como un costo mensual por Punto de Carga.

II. CARGO POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN A TENSIONES MENORES A 69 KV

El cargo por los Servicios de Transmisión Solicitados a tensiones menores a 69 kV dependerá del nivel de tensión en que el Suministrador entregue la energía.

Una vez firmado el Convenio del Servicio de Transmisión a que hace referencia el artículo 36 de la LSPEE, la Transacción de Transmisión convenida será considerada como parte del caso sin el servicio para efectos del cálculo de los cargos correspondientes a las solicitudes de transmisión posteriores. El Suministrador deberá reservar la capacidad requerida por el Servicio de Transmisión para el periodo de ejecución del Convenio.

El cargo por el Servicio de Transmisión Solicitado a tensiones menores a 69 kV será igual a la suma de los costos siguientes:

- A. Costo por el uso de la Red, y
- B. Costo fijo por la administración del Convenio.

A. COSTO POR EL USO DE LA RED

El costo por el uso de la Red en tensiones menores a 69 kV se determinará mediante alguno de los dos procedimientos siguientes:

- I. Trayectoria de punto a punto, y
- II. Proporcionalidad de demanda.

Procedimiento de cálculo por trayectoria de punto a punto para una sola carga de mayor o igual a 1000 kW

Este procedimiento de cálculo será empleado para cualquier carga puntual de 1000 kW o mayor, que reciba energía en tensiones menores a 69 kV y que tenga instalados medidores de energía eléctrica tipo multifunción de estado sólido, tanto en el punto de inyección de la generación como en el punto de entrega de la energía transportada.

El costo del Servicio de Transmisión Solicitado calculado por la trayectoria de punto a punto para una sola carga mayor o igual a 1000 kW se obtendrá de acuerdo con el procedimiento siguiente:

- I. Se establece la trayectoria del Servicio de Transmisión Solicitado desde el punto del nivel de subtransmisión donde se entrega la energía para continuar su transportación al nivel de media tensión, identificando cada Elemento de distribución j (transformadores y líneas). En el caso de las líneas, se considerará como un Elemento la porción de la línea donde permanezcan constantes las características de dicha línea;
- II. Se identifica la capacidad en kW de transmisión o transformación $(Q_{tray})_j$, que tiene cada uno de los Elementos que componen la trayectoria;
- III. Se identifica la capacidad en kW utilizada por el Servicio de Transmisión Solicitado, $(Q_{ser})_j$ de cada Elemento de la trayectoria;
- IV. Se calcula la proporción de capacidad que utiliza el Servicio de Transmisión Solicitado para cada Elemento de la trayectoria $(P_{user})_j$:

$$(P_{user})_j = \frac{(Q_{ser})_j}{(Q_{tray})_j} * Fr \tag{C25}$$

donde:

- Fr es el factor de reserva de capacidad autorizado por la Comisión Reguladora de Energía, y
- V. Se calcula el costo por el uso de las instalaciones de distribución en la trayectoria de punto a punto "CTMP" sumando los costos fijo, por operación y mantenimiento y por pérdidas:

$$CTMP = C_f + C_{OM} + C_p \tag{C26}$$

donde:

- Cf es el costo fijo;
- COM es el costo por operación y mantenimiento, y
- CP es el costo por pérdidas

El costo fijo C_f por el uso de las instalaciones de distribución en la trayectoria de punto a punto para una sola carga de mayor o igual a 1000 kW se calculará de acuerdo al procedimiento siguiente:

- I. Para cada uno de los Elementos de distribución en la trayectoria se determina su vida útil y su valor de reposición a precios actuales a la fecha de firma del Convenio correspondiente;
- II. Se calcula la anualidad equivalente para cada Elemento, V_j , considerando los valores determinados en 4.6.1 y la tasa de descuento autorizada, y
- III. Se calcula el costo fijo mensual por el servicio, C_f , de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$C_f = \frac{1}{12} \sum_{j=1}^n V_j (P_{user})_j \tag{C27}$$

El valor que se calcule de C_f en 4.5 será actualizado por inflación de acuerdo con la fórmula establecida en el Anexo TB del Convenio de Servicio de Transmisión que firmen el Permisionario y el Suministrador.

ANEXO C CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El costo por operación y mantenimiento *COM* por el uso de las instalaciones de distribución en la trayectoria de punto a punto se calculará de acuerdo con el procedimiento siguiente:

- I. En la zona correspondiente, y de acuerdo con la información contable aprobada por la Comisión Reguladora de Energía, se obtienen los costos anuales de operación y mantenimiento para subestaciones de distribución y líneas de media y baja tensión. De no contarse con la información desagregada del costo de operación y mantenimiento para las líneas de media tensión, este costo se estimará como un porcentaje del correspondiente a las líneas de media y baja tensión en conjunto. Este porcentaje deberá ser aprobado por la Comisión Reguladora de Energía;
- II. Se obtiene el costo unitario de operación y mantenimiento por kVA de subestación de distribución, utilizando los kVA totales de la transformación instalada en su paso de enfriamiento de mayor capacidad;
- III. Se calcula el costo anual de operación y mantenimiento por uso de subestaciones de distribución para el servicio, multiplicando el costo unitario obtenido en 4.9.II por la capacidad utilizada en el servicio y se aplica el factor de reserva *Fr*;
- IV. Se obtiene el costo unitario de operación y mantenimiento por km de línea de media tensión;
- V. Se calcula el costo anual de operación y mantenimiento por el uso de líneas de media tensión, multiplicando el costo unitario obtenido 4.9.IV por la longitud, en km, del Elemento de línea y por la proporción de capacidad que utiliza el Servicio de Transmisión Solicitado en cada una de esas líneas. Se suman los resultados obtenidos para todos los Elementos de la trayectoria establecida para el Servicio de Transmisión Solicitado, y
- VI. Finalmente, se suman los costos obtenidos en los párrafos 4.9.III y 4.9.V. El resultado se divide entre 12 para establecer el cargo mensual que permitirá recuperar *COM* a precios medios del año anterior.

El costo por pérdidas *CP* por el uso de las instalaciones de distribución en la trayectoria de punto a punto se calculará de acuerdo con el procedimiento siguiente:

- I. Se calculan las Pérdidas de Potencia en kW por el Servicio de Transmisión Solicitado, tanto en transformación como en la línea de media tensión, bajo el Escenario de Demanda máxima;
- II. Se calculan las pérdidas de energía en kWh en un periodo de un año en función del factor de carga de la subestación que alimentará al Servicio de Transmisión Solicitado y de las Pérdidas de Potencia calculadas según el párrafo 4.10.I, y
- III. Se obtiene el costo mensual dividiendo entre 12 las pérdidas calculadas, según el párrafo 4.10.II y multiplicando el resultado por el precio medio en el mes de la tarifa de uso general aplicable, a la tensión en la que se presta el servicio y en la región correspondiente.

Si el Permisionario proporciona la capacidad y energía equivalente a las pérdidas con su propia generación, el cargo *Cp* se considerará igual a cero.

Procedimiento de cálculo por proporcionalidad de demanda para cargas dispersas en una zona de distribución

El procedimiento de cálculo por proporcionalidad de demanda para cargas dispersas en una zona de distribución será empleado para cualquier grupo de cargas dispersas en una región de distribución.

El costo por el uso de las instalaciones de distribución para cargas dispersas "*CTMD*" se calculará de acuerdo a la fórmula siguiente:

$$CTMD = C_f + C_p \quad (C28)$$

donde:

- C_f* es el costo fijo, y
C_p es el costo por pérdidas.

El costo fijo, *C_f*, por el uso de las instalaciones de distribución para cargas dispersas se calculará de acuerdo al procedimiento siguiente:

- I. Se establece la demanda máxima del Servicio de Transmisión Solicitado *D_{MAX,ser}*;
- II. Se determina la demanda máxima de la zona de distribución correspondiente al año anterior al del inicio del Servicio de Transmisión Solicitado *D_{MAX,zona}*;
- III. Se calcula la proporción de uso de la Red debido al Servicio de Transmisión Solicitado *P_{ser}*:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$P_{C_{ser}} = \frac{D_{MAX,ser}}{D_{MAX,zona}} \quad (C29)$$

IV. Se calcula el costo fijo mensual C_f , a precios medios del año anterior al de la determinación del costo, por el uso de la Red para el servicio en tensiones menores a 69 kV de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$C_f = \frac{1}{12} (C_{tot,zona} * P_{C_{ser}}) \quad (C30)$$

donde:

$C_{tot,zona}$ es el costo total de la Red en la zona de distribución de acuerdo con los costos contables del año inmediato anterior tales como: servicios de personal, mantenimiento y materiales de consumo, impuestos y derechos, depreciación, aprovechamiento y costos financieros

El costo por pérdidas por el uso de las instalaciones de distribución para cargas dispersas C_p se calculará de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$C_p = P_{C_{ser}} * P_{zona} * T_{ser} \quad (C31)$$

donde:

P_{zona} son las pérdidas mensuales en kWh de la zona de distribución, sin considerar la energía correspondiente a alta tensión, y

T_{ser} es el precio medio en el mes de la tarifa de uso general aplicable a la tensión en la que se presta el servicio para la región correspondiente.

Si el Permisionario proporciona la capacidad y energía equivalente a las pérdidas con su propia generación, el cargo C_p se considerará igual a cero.

B. COSTO FIJO POR ADMINISTRACIÓN DEL CONVENIO

El costo fijo por administración para el Servicio de Transmisión Solicitado para tensiones menores a 69 kV, se calculará tomando en cuenta los costos relacionados con el proceso comercial para proporcionar el servicio y su monto será aprobado por la Comisión Reguladora de Energía a solicitud del Suministrador. Este concepto de costo reconoce diferencias entre Permisionarios, pero no es directamente proporcional a su demanda o a su energía consumida y, por lo tanto, será facturado como un costo mensual por Punto de Carga.

III. CARGO POR EL SERVICIOS DE TRANSMISIÓN CUANDO EXISTA MÁS DE UN PUNTO DE INTERCONEXIÓN Y/O MÁS DE UN PUNTO DE CARGA

Con el fin de calcular el cargo por el Servicio de Transmisión cuando exista más de un Punto de Interconexión y/o más de un Punto de Carga, los flujos " $f_{jmaxcon}$ " y " $f_{jmincon}$ " a que se refiere el párrafo 3.7 se redefinen de acuerdo con las fórmulas siguientes:

$$f_{jmaxcon} = \max\{|f_{jmaxcon1}|, |f_{jmaxcon2}|, \dots, |f_{jmaxcons}|, \dots, |f_{jmaxcons}|\} \quad (C32)$$

$$f_{jmincon} = \max\{|f_{jmincon1}|, |f_{jmincon2}|, \dots, |f_{jmincons}|, \dots, |f_{jmincons}|\} \quad (C33)$$

donde:

$f_{jmaxcon s}$ = flujo en el elemento "j" bajo el Escenario de Demanda máxima para el caso del Servicio de Transmisión en la situación "s".

$f_{jmincon s}$ = flujo en el elemento "j" bajo el Escenario de Demanda mínima para el caso del Servicio de Transmisión en la situación "s".

s = situaciones de simulación de generación y/o carga posibles (1, ..., S).

Las situaciones de simulación para generación y/o carga, s, se refieren a las contingencias por fallas y/o mantenimientos de las plantas y/o cargas. Las situaciones de simulación para generación y/o carga serán convenidas

ANEXO C CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

por las partes. En caso de no haber acuerdo entre las partes, podrá solicitarse la intervención de la Comisión Reguladora de Energía.

IV. FACTURACIÓN

La facturación al Permisionario se realizará mensualmente. Cuando el Servicio de Transmisión Solicitado se preste exclusivamente, en niveles, de tensión mayores o iguales a 69 kV, la facturación constará de los elementos siguientes:

- I. Costo fijo por el uso de la Red;
- II. Costo variable por el uso de la Red, y
- III. Costo fijo por administración del Convenio.

Cuando el Servicio de Transmisión Solicitado se preste, exclusivamente, en niveles de tensión menores a 69 kV, la facturación constará de los elementos siguientes:

- I. Costo por el uso de la Red, y
- II. Costo fijo por administración del Convenio.

Cuando el Servicio de Transmisión Solicitado se preste en niveles de tensión mayores, iguales o menores a 69 kV, la facturación constará de los elementos siguientes:

- I. Costo fijo por el uso de la Red en tensiones mayores o iguales a 69 kV;
- II. Costo variable por el uso de la Red en tensiones mayores o iguales a 69 kV;
- III. Costo por el uso de la Red en tensiones menores a 69 kV, y
- IV. Costo fijo por administración del Convenio.

Cuando se aplique el costo mínimo, éste sustituirá en la facturación a la suma de "CFUR" más "CVUR".

1.3.2.2 COMPRAVENTA DE EXCEDENTES DE ENERGIA ELECTRICA (ENERGIA ECONOMICA)

Se aprobó el 11 de febrero de 1998 el modelo para ser utilizado por la Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro:

I. ENERGÍA EN EMERGENCIA

El pago a realizarse en el mes "m" por concepto de Energía en Emergencias, se determinará de la siguiente forma:

Si la energía es a favor del Permisionario y fue solicitada por el Suministrador (inciso XIII.5 de la cláusula decimatercera de este Contrato), el pago que el Suministrador deberá realizar al Permisionario, se calcula con la siguiente expresión:

$$PEE1^m = 1.5 * EEM1 * PTH \quad (C34)$$

donde:

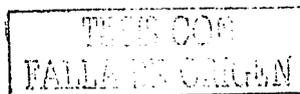
- PEE1m = es el monto del pago que el Suministrador hará al Permisionario por Energía en Emergencia correspondiente al mes "m".
- EEM1 = es la Energía en Emergencia a favor del Permisionario y que a solicitud del Suministrador es entregada durante el mes "m", y se calcula conforme a lo que se establece en el Anexo F.
- PTH = es el precio medio en el mes "m" del precio de venta del kWh, según la tarifa general correspondiente a la tensión que presta el servicio.

Si la energía es a favor del Permisionario, pero no fue solicitada por el Suministrador (segundo párrafo de la cláusula decimaprimeras), el pago será:

$$PEE2^m = 0.9 * \sum_{i=1}^m EEM2^i * CMH^i \quad (C35)$$

donde:

² Ver al final de esta sección la definición de términos usados



ANEXO C CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- PEE2m = es el monto del pago que el Suministrador hará al Permisionario, por Energía en Emergencia correspondiente al mes "m".
- EEM2 t = es la Energía en Emergencia a favor del Permisionario, y que sin mediar solicitud del Suministrador, es entregada durante el Periodo Horario "t" del mes "m".
- CMH t = es el costo promedio marginal regional incurrido en cada uno de los Periodos Horarios "t" del mes "m".
- n = es el número de Periodos Horarios "t" en la región y en el mes "m", de que se trate.

En el caso de que Suministrador entregue energía en los Puntos de Carga y no pueda recibirla del Permisionario en el Punto de Interconexión, y el Permisionario decide no reintegrarla posteriormente al Suministrador (segundo párrafo de la cláusula decimaprimer), el pago a realizar por el Permisionario correspondiente al mes "m" será:

$$PEE3^m = \sum_{t=1}^n EEM3^t * CMH^t \quad (C36)$$

donde:

- PEE3m = es el monto del pago que el Permisionario hará al Suministrador por Energía en Emergencia correspondiente al mes "m".
- EEM3 t = es la Energía en Emergencia a favor del Suministrador, entregada durante el Periodo Horario "t" del mes "m".

Energía durante el Periodo de Pruebas. El Suministrador pagará al Permisionario la energía recibida durante el Periodo de Pruebas (cláusula decimacuarta), el monto que resulta de aplicar la siguiente expresión:

$$PEP^m = 0.7 * \sum_{t=1}^n EEP^t * CMH^t \quad (C37)$$

donde:

- PEP m = es el pago que debe realizar el Suministrador por concepto de energía recibida durante el Periodo de Pruebas, en el mes "m".
- EEP t = es la energía entregada por el Permisionario durante el Periodo de Pruebas, en el Periodo Horario "t" del mes "m".

Energía de Ajuste. La energía entregada o recibida por el Permisionario dentro de la Banda de Compensación se pagará de acuerdo con lo siguiente:

- i) Si A^t es a favor del Permisionario, el pago lo realizará el Suministrador al Permisionario, y su monto se calculará como:

$$PEA1^m = \sum_{t=1}^n A^t * CMH^t \quad (C38)$$

donde:

- PEA1^m = es el monto a pagar por el Suministrador, por la energía de ajuste, durante el mes "m".
- A^t = es la energía de ajuste para el Periodo Horario "t", determinada de acuerdo con lo establecido en el Anexo F.

Si A^t es a favor del Suministrador, el pago lo realizará el Permisionario al Suministrador, y se calculará como:

$$PEA2^m = \sum_{t=1}^n A^t * PEH^t + C_{BC} \quad (C39)$$

donde:

- PEA2^m = es el monto a pagar por el Permisionario, por la energía de ajuste en el mes "m".
- PEH^t = es el cargo del kWh de energía para el Periodo Horario "t" correspondiente al mes "m", según la Tarifa Horaria _____.
- C_{BC} = es el cargo por kW de demanda facturable establecido en la tarifa aplicable en las condiciones de suministro del servicio según el Acuerdo de Tarifas, aplicado al valor de la Banda de Compensación.

II. PROCEDIMIENTO DE RECEPCION POR SUBASTA

Ofertas de energía. El Permisionario dará a conocer al Suministrador quince días antes del comienzo de cada Intervalo Operativo, la cantidad y el precio al que ofrezca entregar energía en dicho intervalo para los Periodos Horarios.

Programa preliminar de entregas. El Suministrador notificará al Permisionario con una anticipación no menor de diez días a la fecha de inicio de cada Intervalo Operativo, sobre las previsiones de energía eléctrica que el Suministrador podrá recibir en cada hora del Intervalo Operativo, en el entendido de que dicha energía podrá variar desde cero hasta la cantidad ofrecida por el Permisionario.

Programa de entregas. La notificación mencionada en la cláusula novena tendrá carácter obligatorio para el Suministrador durante el Intervalo Operativo de que se trate, si antes de cinco días del inicio del mismo el Permisionario ratifica, con carácter definitivo para ese Intervalo Operativo, los precios ofrecidos y las cantidades programadas a que se refieren las cláusulas octava y novena, respectivamente. Una vez establecido este *programa de entregas*, el Permisionario queda obligado a cumplir dicho programa conforme a los precios ofrecidos y no podrá optar por el procedimiento de Recepción Automática en lo que se refiere a las entregas convenidas en el procedimiento de subasta.

Programación definitiva de entregas. La programación que se lleve a cabo para los efectos del presente Convenio, se hará con base en la hora oficial que rija en el Area de Control que coordina al Permisionario. Diariamente, a más tardar a las 15:00 horas, el CENACE, a través del Area de Control correspondiente, proporcionará al Permisionario, a través de medios electrónicos o vía fax, una solicitud de energía, para los Periodos Horarios del día siguiente, que conformará el *programa definitivo de entregas*, de acuerdo con el estado operativo previsto para el Sistema. En esta solicitud el Suministrador no deberá programar menos del 90% de las entregas correspondientes al *programa de entregas* de la cláusula décima de este Convenio.

Control de entregas. El Permisionario será responsable en todo momento del control de las entregas de energía en el Punto de Interconexión, en un rango $\pm 10\%$ con respecto al *programa definitivo de entregas*. Toda la energía entregada fuera de este rango, será considerada de acuerdo con lo especificado en la cláusula decimatercera de este Convenio.

Energía fuera del rango del *programa definitivo de entregas*. La energía entregada en exceso del rango permitido por el *programa definitivo de entregas*, según lo estipulado en la cláusula decimasegunda de este Convenio, será considerada como de Recepción Automática No Notificada. Si la energía entregada es menor que la permitida por ese rango, ésta será considerada en su totalidad como "energía abastecida abajo del rango".

Pago por entrega de energía. La energía entregada por el Permisionario a través del procedimiento de recepción por subasta será pagada por el Suministrador al precio establecido de acuerdo con el *programa de entregas* que se menciona en la cláusula décima de este Convenio, siempre que dicha energía haya sido entregada dentro del rango estipulado en la cláusula decimasegunda de este Convenio. La "energía abastecida abajo del rango", como ésta se define en la cláusula anterior, la pagará el Suministrador al 85% del precio mencionado al principio de esta cláusula.

III. PROCEDIMIENTO DE RECEPCION AUTOMATICA

Notificación de precios. El Area de Control, a más tardar a las 15:00 horas de cada día, pondrá a disposición del Permisionario, a través de medios electrónicos o vía fax, la estimación del precio base del kWh para cada Periodo Horario del día siguiente por la Energía Económica. Este precio base se determinará como el costo marginal horario de la región.

Modalidades de Recepción Automática y precios. Cuando el Permisionario, a más tardar a las 18:00 horas del día previo notifique al Area de Control correspondiente, a través de medios electrónicos o vía fax, que entregará un bloque de Energía Económica durante un periodo determinado del día, se considerará Recepción Automática Notificada; cuando el aviso no se realice con esa anticipación, se considerará Recepción Automática No Notificada.

Energía fuera del rango de la notificación. El Permisionario será responsable en todo momento del control de las entregas de energía en el Punto de Interconexión, en un rango de $\pm 10\%$ con respecto a la energía notificada. La

ANEXO C CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

energía entregada en exceso de dicho rango será considerada como de Recepción Automática No Notificada. Si la energía entregada es menor que la permitida por ese rango, ésta será considerada en su totalidad como de Recepción Automática No Notificada.

Pago por entrega de energía. La energía de Recepción Automática Notificada se pagará a razón de 0.90 veces el costo base según la cláusula decimanovena de este Convenio, en tanto que la energía de Recepción Automática No Notificada se pagará a razón de 0.85 veces dicho costo.

Determinación del costo base. Una vez realizada la operación de un día dado, el Suministrador determinará el costo marginal regional incurrido en cada Periodo Horario de ese día, mismo que deberá notificar al Permisionario a través de medios electrónicos o vía fax en un plazo no mayor a 7 días. Este costo será la base para determinar los pagos a efectuar por el Suministrador al Permisionario por la Energía Económica Entregada al Sistema en cualquiera de las modalidades de Recepción Automática.

PAGOS

Aceptación de precios. Toda la Energía Económica Entregada al Sistema por parte del Permisionario, conforme a los procedimientos establecidos en el presente Convenio, se considerará como una aceptación del Permisionario de los precios que el Suministrador deba pagar y cuyo monto se determine de acuerdo con dichos procedimientos.

Pagos. El Suministrador pagará al Permisionario los cargos que resulten por la Energía Económica Entregada, según los precios correspondientes al procedimiento de recepción elegido por el Permisionario, de acuerdo con las siguientes fórmulas:

A CARGO POR LA ENERGÍA ENTREGADA POR SUBASTA

$$CES_m = \sum_{t=1}^I \sum_{I=1}^n EES'_I * PS'_I \quad (C40)$$

donde:

CES_m = cargo por la Energía Económica Entregada mediante el procedimiento de subasta, en el mes "m".

EES'_I = Energía Económica Entregada por subasta y dentro del rango establecido en la cláusula decimasegunda de este Convenio, en el Periodo Horario "t", durante el Intervalo Operativo "I" del mes "m".

PS'_I = precio subastado por el Permisionario para la Energía Económica, en el Periodo Horario "t" del Intervalo Operativo "I".

I = número de Intervalos Operativos que quedan comprendidos dentro del mes "m".

n = número de Periodos Horarios que depende de la región de que se trate.

B CARGO POR LA ENERGÍA ENTREGADA POR SUBASTA, ABAJO DEL RANGO PERMITIDO:

$$CESF_m = \sum_{t=1}^I \sum_{I=1}^n EESF'_I * (0.85 PS'_I) \quad (C41)$$

donde:

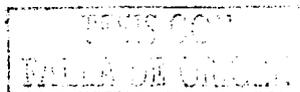
$CESF_m$ = cargo por la Energía Económica Entregada por subasta, abajo del rango, en el mes "m".

$EESF'_I$ = Energía Económica Entregada por subasta, abajo del rango establecido en la cláusula decimatercera de este Convenio, en el Periodo Horario "t", durante el Intervalo Operativo "I" del mes "m".

C CARGO POR LA ENERGÍA ENTREGADA EN FORMA AUTOMÁTICA NOTIFICADA

$$CEA_m = \sum_{I=1}^{nd(m)} \sum_{t=1}^n EEA'_I * 0.9 CMH'_I \quad (C42)$$

donde:



ANEXO C CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CEA_m = cargo por Energía Económica Entregada por el procedimiento de Recepción Automática Notificada.

EEA'_i = Energía Económica Entregada por el procedimiento de Recepción Automática Notificada y dentro del rango establecido en la cláusula decimaséptima de este Convenio, en el Periodo Horario "t", durante el día "l" del mes "m".

CMH'_i = costo marginal regional incurrido en el Periodo Horario "t" del día "l" del mes "m".
 $nd(m)$ = número de días del mes "m".

D CARGO POR LA ENERGÍA ENTREGADA EN FORMA AUTOMÁTICA NO NOTIFICADA.

$$CEN_m = \sum_{l=1}^{nd(m)} \sum_{i=1}^n EEA'_i * 0.85CMH'_i \quad (C43)$$

donde:

CEN_m = cargo por Energía Económica Entregada por el procedimiento de Recepción Automática No Notificada.

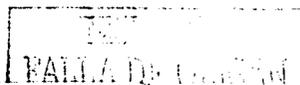
EEA'_i = Energía Económica Entregada por el procedimiento de Recepción Automática No Notificada en el Periodo Horario "t", durante el día "l" del mes "m".

TERMINOS PARA CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA

- **Convenio:** Convenio para el Servicio de Transmision firmado entre el Permisionario y el Suministrador.
- **Costo Incremental:** Es el costo en que se incurre para incrementar, en una unidad, la capacidad del Sistema.
- **Elemento:** Cada una de las lineas y transformadores del Sistema
- **Escenario de Demanda:** La situacion en la cual se caracterizan las condiciones de comportamiento del Modelo de Flujos para un nivel de demanda en el Sistema
- **Lado Receptor:** Punto de un Elemento donde se entrega la energia electrica que pasa a través de dicho Elemento.
- **Metodologia de Transmision:** La Metodologia que se describe en la presente Directiva
- **Modelo de Flujos:** Programa de computo que simula el comportamiento del Sistema electrico bajo un conjunto dado de condiciones.
- **Modelo de Produccion:** Programa de computo que asigna la generacion a las unidades generadoras a fin de que la generacion total sea la de menor costo
- **Perdidas de Potencia:** Potencia (kW) y energia (kWh) perdida en la operacion del Sistema
- **Periodos Horarios:** Los definidos en las tarifas electricas
- **Permisionario:** El titular de un permiso de generacion, exportacion o importacion de energia eléctrica
- **Punto de Carga:** Cada uno de los sitios en donde el Suministrador entrega la energia transportada al Permisionario y a los socios.
- **Punto de Carga para Distribucion:** Nodo en el que se entrega la energia electrica a tensiones menores de 69 kV
- **Punto de Interconexion:** El sitio en donde el Permisionario entrega al Sistema la energia producida por su fuente de energia.
- **Punto de Recepcion:** Cada uno de los puntos en donde el Suministrador entrega la energia transportada.
- **Red:** Conjunto de Elementos interconectados
- **Sistema:** El Sistema Electrico Nacional
- **Servicio de Transmision:** El servicio de conducir energia electrica de uno o varios nodos hacia otro u otros nodos de la Red.
- **Servicio de Transmision Solicitado:** El Servicio de Transmision requerido por un Permisionario
- **Suministrador:** Comision Federal de Electricidad y/o Luz y Fuerza del Centro
- **Transaccion de Transmision:** El uso que se hace de la Red del Sistema incluyendo las cargas y la generacion de un Servicio de Transmision Solicitado
- **Transaccion de Transmision Basica:** La Transaccion de Transmision que realiza el Suministrador desde distintos puntos de generacion e importacion hasta los distintos puntos de recepcion a los niveles de tension mayores o iguales a 69 kV para su distribucion, sin incluir las cargas y la generacion del Servicio de Transmision Solicitado

TERMINOS PARA COMPRAVENTA DE EXCEDENTES DE ENERGIA ELECTRICA (ENERGIA ECONOMICA)

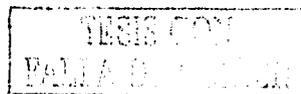
- **Acuerdo de Excedentes:** "Acuerdo por el que se aprueba la metodologia para el cálculo de las remuneraciones por la capacidad puesta a disposicion de la Comision Federal de Electricidad o Luz y Fuerza del Centro por los permisionarios con excedentes de 20 MW o menos", publicado en el Diario Oficial de la Federacion de fecha 24 de noviembre de 1994.
- **Acuerdo de Tarifas:** Son los acuerdos de reestructuracion tarifaria mediante los cuales se crean las siguientes tarifas HT, HM, OM y HS, HSL y HTL, HS-R, HS-RM, HS-RF, HT-R, HT-RM y HT-RF, HM-R, HM-RM y HM-RF, publicados en el Diario Oficial de la Federacion



ANEXO C CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

los días 10 de noviembre de 1991, 3 de abril de 1992, 13 de mayo de 1994, 30 de septiembre de 1994, 15 de noviembre de 1996 y 25 de marzo de 1997, o cualesquier otros acuerdos de la misma índole que los sustituyan o modifiquen

- **Banda de Compensación** Como se define en la clausula XIII, seccion XIII 6 de este Contrato y es idéntica a la banda de tolerancia mencionada en el "Acuerdo que establece el servicio de respaldo para los particulares que se acojan a las modalidades de generacion de energia electrica que permite la Ley del Servicio Publico de Energia Electrica" publicado en el Diario Oficial de la Federacion el 13 de mayo de 1994
- **Cargas Locales** Cada una de las instalaciones, propiedad del Permisionario o de cualquiera de sus Socios, que recibe energia electrica directamente de la Fuente de Energia, sin hacer uso de las instalaciones de transmision del Suministrador, y que esten en posibilidad de recibir energia electrica del Sistema a través del Punto de Interconexion
- **Cambio de Ley** Tiene el significado que para dicho termino se establece en la clausula vigesima quinta de este Contrato
- **CENACE** El Centro Nacional de Control de Energia
- **Centros de Consumo** Cada una de las instalaciones, propiedad del Permisionario o de cualquiera de los beneficiarios de la energia electrica autorizados en el permiso incluido como Anexo A de este Contrato, que recibe energia electrica proveniente de la Fuente de Energia, a través del Sistema
- **Contrato** El presente Contrato incluyendo todos y cada uno de sus anexos
- **Convenio** Cada uno de los Convenios que se suscriban entre las Partes para la regulacion especifica de cada uno de los actos juridicos que realicen entre ellas, relacionados con la generacion y la transmision de energia electrica previstos en este Contrato
- **Convenio de Instalaciones y Cesion** El Convenio que se suscriba entre las Partes para la regulacion especifica de las obras que se requieran realizar para la interconexion, el presupuesto de las mismas, el programa de construccion, el programa de aportaciones y la cesion de las instalaciones por parte del Permisionario a favor del Suministrador. Dicho Convenio forma parte como anexo G de este Contrato
- **Demanda Contratada** Es la demanda fijada por el Permisionario en el contrato de suministro normal con tarifa de uso general (HS, HT, H-SL o H-TL), que celebra con el Suministrador para abastecer sus Cargas Locales a través del Punto de Interconexion
- **Demanda Reservada** Es la capacidad fijada por el Permisionario en el Contrato de Respaldo, para cubrir posibles fallas o para mantenimiento de su Fuente de Energia
- **Emergencia** Como se define en el capitulo IX seccion primera inciso IX del Reglamento de la LSPEE
- **Energia Economica** Es la energia que el Permisionario ofrece al Suministrador que podra ser adquirida de acuerdo con las reglas del despacho, segun lo establece la fraccion III del articulo 135 del Reglamento
- **Energia en Emergencia** La energia solicitada y recibida por el Suministrador en una emergencia en adiccion a la que tuviera derecho a recibir por cualquiera de los Convenios
- **Energia Entregada** La energia electrica medida en el Punto de Interconexion, que el Permisionario entrega al Suministrador.
- **Energia para Porteo** Es la energia electrica que el Permisionario entrega al Suministrador para su transporte desde el Punto de Interconexion hasta los Puntos de Carga, determinada conforme al anexo F
- **Energia Solicitada** Energia electrica que el Suministrador solicita al Permisionario, en el Punto de Interconexion, al amparo de cualesquiera de los Convenios correspondientes
- **Fecha de Operacion Normal** Fecha a partir de la cual el Suministrador ha terminado las pruebas correspondientes a la interconexion, y el Permisionario declara que su Fuente de Energia queda operando en condiciones normales.
- **Fuente de Energia** La instalacion, propiedad del Permisionario, en donde se produce la energia electrica objeto del permiso.
- **Fuerza Mayor** Como se establece en la clausula decimanovena
- **Ley** La Ley del Servicio Publico de Energia Electrica
- **Ley de la CRE** La Ley de la Comision Reguladora de Energia
- **Metodologia de Transmision** Metodologia para determinar los cargos correspondientes a los Servicios de Transmision que presten los Suministradores a los Permisionarios de generacion, exportacion e importacion de energia electrica.
- **Parte** La Comision Federal de Electricidad o Luz y Fuerza del Centro y la persona fisica o moral que suscribe el Contrato
- **Periodo de Pago** Lapso para el cual se contabilizan los servicios prestados al amparo de una factura. En general se consideraran periodos mensuales calendario, independientemente de los dias efectivos en que se haya prestado el servicio en un mes calendario, tanto para efectos de este Contrato como para los de los Convenios, salvo que en alguno de ellos se especifique otra cosa
- **Periodo de Prueba** El periodo comprendido entre la fecha declarada de inicio de pruebas de las unidades generadoras por parte del Permisionario y la Fecha de Operacion Normal para dichas unidades generadoras
- **Periodo Horario** Cada uno de los periodos en que se divide el dia de acuerdo con la forma de la curva de carga. El numero de periodos horarios podra ser tres o cuatro de conformidad con el Acuerdo de Tarifas
- **Permisionario** El titular del permiso mencionado en el apartado (b) de la declaracion II de este Contrato
- **Pesos** Moneda de curso legal en los Estados Unidos Mexicanos
- **Punto de Carga** Cada uno de los sitios en donde el Suministrador entrega la energia transportada al Permisionario y a los Socios.
- **Punto de Interconexion** El sitio en donde el Permisionario entrega al Sistema la energia producida por su Fuente de Energia
- **Punto de Medicion** Cada uno de los sitios en donde se instalan los equipos para medir la energia electrica entregada en el Punto de Interconexion y en los Puntos de Carga
- **Recepcion Automatica** Modalidad para la entrega de Energia Economica al Suministrador sujeta a limites especificos y que no requiere la programacion del Permisionario en el procedimiento de subasta
- **Reglamento** El Reglamento de la Ley del Servicio Publico de Energia Electrica
- **Reglas de Despacho** Las reglas y procedimientos contenidos en el Reglamento de Despacho y Operacion del Sistema, de la Comision Federal de Electricidad
- **Servicios Conexos** Los beneficios que obtiene el Permisionario por la conexión de sus instalaciones al Sistema como son: el control de frecuencia y de tension y la administracion de energia, entre otros
- **Sistema** El Sistema Electrico Nacional propiedad del Suministrador
- **Socio** Cada uno de los Socios del Permisionario que estan incluidos en el permiso respectivo y que hacen uso de la energia entregada en uno o mas Puntos de Carga
- **Tarifa Horaria** Tarifa HM, HS o HT de servicio electrico aprobada por la Secretaria de Hacienda y Crédito Publico



ANEXO D TARIFAS ELÉCTRICAS

TARIFAS PARA EL SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

TARIFAS ESPECÍFICAS

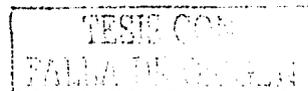
- DOMESTICAS
- SERVICIO PUBLICO
- AGRICOLAS
- TEMPORAL
- TARIFAS GENERALES
- EN BAJA TENSION EN MEDIA TENSION
- EN ALTA TENSION
- TARIFAS DE SERVICIO DE RESPALDO
- TARIFAS DE SERVICIO INTERRUPTIBLE
- ASPECTOS GENERALES

Tabla 1 Tarifas¹ aplicables al suministro de energía eléctrica

Tarifa	Aplicación
1	Servicio doméstico
1-A	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 25 grados centígrados
1-B	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 29 grados centígrados
1-C	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 30 grados centígrados
1-D	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 31 grados centígrados
1-E	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 32 grados centígrados
2	Servicio general hasta 25 kW de demanda
3	Servicio general para más de 25 kW de demanda
5	Servicio para alumbrado público en las zonas conurbadas del Distrito Federal, Monterrey y Guadalajara.
5A	Servicio para alumbrado público en el resto del país (excluyendo el Distrito Federal, Monterrey, Guadalajara y zonas conurbadas)
6	Servicio para bombeo de aguas potables o negras, de servicio público
7	Servicio temporal
9	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en baja tensión
9-M	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en media tensión
O-M	Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 100 kW
H-M	Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más
H-S	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión
H-T	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión
H-SL	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización.
H-TL	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, para larga utilización.
HM-R	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en media tensión
HM-RF	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en media tensión
HM-RM	Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en media tensión
HS-R	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel subtransmisión
HS-RF	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en alta tensión, nivel subtransmisión.
HS-RM	Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel subtransmisión.
HT-R	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel transmisión
HT-RF	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en alta tensión, nivel transmisión.

¹ <http://www.cfe.gob.mx/gercom/tarifaselectricas>

Las tarifas eléctricas vigentes en el país a partir de la reestructuración del 18 de diciembre de 1995 establece las siguientes categorías:



ANEXO D TARIFAS ELÉCTRICAS

HT-RM	Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel transmisión.
I-15	Tarifa para servicio interrumpible, para demanda máxima medida en periodo de punta, semipunta, intermedio o base mayor o igual a 10,000 kW
I-30	Tarifa para servicio interrumpible, para demanda máxima medida en periodo de punta, semipunta, intermedio o base mayor o igual a 20,000 kW

Tabla 2 Tarifas por tipo de servicio

Tipo de servicio	Tarifas
Doméstico	1, 1-A, 1-B, 1-C, 1-D, 1-E
Servicios públicos	5, 5A, 6
Riego agrícola	9, 9M
Temporal	7
General en baja tensión	2, 3
General en media tensión	O-M, H-M
General en alta tensión	H-S, H-SL, H-T, H-TL
De respaldo	HM-R, HM-RF, HM-RM, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF, HT-RM
Interrumpible	I-15, I-30

TARIFA O-M TARIFA ORDINARIA PARA SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION, CON DEMANDA MENOR A 100 kW

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda menor a 100 kW.

Tabla 3 Cargo por demanda máxima medida y por la energía consumida²

Región	Cargo por kilowatt de demanda máx. medida	Cargo por kilowatt-hora de energía consumida
Baja California (Verano)	\$ 59.015	\$ 0.49816
Baja California Sur (Verano)	\$ 65.321	\$ 0.66923
Noroeste	\$ 71.447	\$ 0.48964
Central	\$ 66.765	\$ 0.49913
Noreste	\$ 61.373	\$ 0.46137
Norte	\$ 61.649	\$ 0.46484
Peninsular	\$ 68.947	\$ 0.50226
Sur	\$ 66.765	\$ 0.48024

MINIMO MENSUAL

El importe que resulta de aplicar 10 (diez) veces el cargo por kilowatt de demanda máxima medida.

DEMANDA CONTRATADA

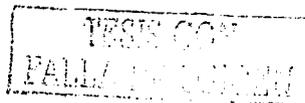
La Demanda Contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60% (sesenta por ciento) de la carga total conectada, ni menor de 10 kilowatts o la capacidad del mayor motor o aparato instalado. En el caso de que el 60% (sesenta por ciento) de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90% (noventa por ciento).

TEMPORADAS DE VERANO Y FUERA DE VERANO

Para la aplicación de las cuotas aplicables en las regiones Baja California, Baja California Sur y Noroeste se definen las siguientes temporadas:

Verano: Región Baja California: del 1º de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre.

² Ha agosto del 2000



ANEXO D TARIFAS ELÉCTRICAS

Región Baja California Sur: del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Noroeste: del 16 de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Fuera de Verano: Región Baja California: del último domingo de octubre, al 30 de abril.

Región Baja California Sur: del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril.

Región Noroeste: del último domingo de octubre, al 15 de mayo.

DEMANDA MÁXIMA MEDIDA

La Demanda Máxima Medida se determinará mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos en el periodo de facturación. Cualquier fracción de kilowatt de Demanda Máxima Medida se tomará como kilowatt completo. Cuando la Demanda Máxima Medida exceda de 100 kilowatts, el usuario deberá solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa H-M. De no hacerlo, al tercer mes consecutivo en que exceda la demanda de 100 kilowatts, será reclasificado por el suministrador en la tarifa H-M, notificándole al usuario.

DEPOSITO DE GARANTIA

2 (dos) veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda máxima medida a la demanda contratada. Las cuotas indicadas se determinan conforme a lo dispuesto en el resolutivo tercero del Acuerdo de Autorización de Ajuste y Modificación, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 1999.

TARIFA HM

TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION, CON DEMANDA DE 100 kW o MAS

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda de 100 kilowatts o más.

Tabla 4 Cargo por demanda facturable y por la energía de punta³

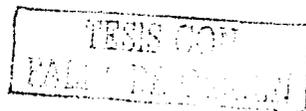
Región	Cargo por kWh de demanda facturable	Cargo por kWh de energía de punta	Cargo por kWh de energía intermedia	Cargo por kWh de energía de base
Baja California	\$ 99.795	\$ 1.36383	\$ 0.37743	\$ 0.29706
Baja California Sur	\$ 95.859	\$ 1.09448	\$ 0.52354	\$ 0.37078
Central	\$ 69.194	\$ 1.30694	\$ 0.41815	\$ 0.34922
Noreste	\$ 63.598	\$ 1.20753	\$ 0.38831	\$ 0.31800
Noroeste	\$ 120.144	\$ 1.15697	\$ 0.41449	\$ 0.33336
Norte	\$ 63.882	\$ 1.21639	\$ 0.39189	\$ 0.31889
Peninsular	\$ 71.447	\$ 1.36725	\$ 0.43811	\$ 0.33598
Sur	\$ 69.194	\$ 1.27996	\$ 0.39984	\$ 0.33214

MINIMO MENSUAL

El importe que resulta de aplicar el cargo por kilowatt de demanda facturable al 10% de la Demanda Contratada.

DEMANDA CONTRATADA

La Demanda Contratada la fijará inicialmente el usuario: su valor no será menor del 60% (sesenta por ciento) de la carga total conectada, ni menor de 100 kilowatts o de la capacidad del mayor motor o aparato instalado.



ANEXO D TARIFAS ELÉCTRICAS

En el caso de que el 60% (sesenta por ciento) de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90% (noventa por ciento).

HORARIO

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

PERIODOS DE PUNTA, INTERMEDIO Y BASE

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describe a continuación.

Tabla 5 ¹Regiones Central, Noreste, Norte y Sur
Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00
Sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
Domingo y festivo	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00	

Tabla 6 Del último domingo de octubre,
al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00
Sábado	0:00 - 8:00	8:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00
domingo y festivo	0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

DEMANDA FACTURABLE

La Demanda Facturable se define como se establece a continuación:

$$DF = DP + FRI \times \max(DI - DP, 0) + FRB \times \max(DB - DPI, 0) \quad (31)$$

Donde:

DP es la Demanda Máxima Medida en el Periodo de Punta

DI es la Demanda Máxima Medida en el Periodo Intermedio

DB es la Demanda Máxima Medida en el Periodo de Base

DPI es la Demanda Máxima Medida en los Periodos de Punta e Intermedio

FRI y FRB son factores de reducción que tendrán los siguientes valores, dependiendo de la región tarifaria:

Tabla 7 valores de reducción por región

Región	FRI	FRB
Baja California	0.141	0.070
Baja California Sur	0.195	0.097
Central	0.300	0.150
Noreste	0.300	0.150
Noroeste	0.162	0.081
Norte	0.300	0.150
Peninsular	0.300	0.150
Sur	0.300	0.150

¹ Para las demás regiones consultar el decreto.

ANEXO D TARIFAS ELÉCTRICAS

En las fórmulas que definen las Demandas Facturables, el símbolo "max" significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativa, ésta tomará el valor cero.

Las Demandas Máximas Medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos en el periodo correspondiente.

Para las regiones Baja California, Baja California Sur y Noroeste, DP tomará el valor cero durante la temporada que no tiene Periodo de Punta.

Cualquier fracción de kilowatt de Demanda Facturable se tomará como kilowatt completo

Cuando el usuario mantenga durante 12 meses consecutivos valores de DP, DI y DB inferiores a 100 kilowatts, podrá solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa O-M.

ENERGIA DE PUNTA, INTERMEDIA Y DE BASE

Energía de Punta es la energía consumida durante el Periodo de Punta. Energía Intermedia es la energía consumida durante el Periodo Intermedio. Energía de Base es la energía consumida durante el Periodo de Base.

DEPOSITO DE GARANTIA

2 (dos) veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda facturable a la demanda contratada.

Nota: Las cuotas indicadas se determinan conforme a lo dispuesto en el resolutivo tercero del Acuerdo de Autorización de Ajuste y Modificación, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 1999

Tabla 8 Tarifas de respaldo DIC'99-SEP'2000 TARIFA HM-R

CARGOS	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP
FIJO	661.68	662.94	646.37	654.38	670.09	693.14	700.56	723.82	736.70	725.58

Tabla 9 Región central

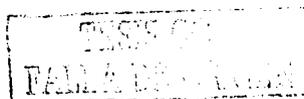
CARGOS	DIC/99	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP
DEM. R (\$/kW)	22.224	22.266	21.709	21.978	22.505	23.279	23.528	24.309	24.742	24.368
DEM. M (\$/kW)	4.699	4.708	4.590	4.647	4.759	4.923	4.976	5.141	5.233	5.154
ENER. P (\$/kWh)	0.38449	0.38522	0.37559	0.38025	0.38938	0.40277	0.40708	0.42060	0.42809	0.42163
ENER. I (\$/kWh)	0.32271	0.32332	0.31524	0.31915	0.32681	0.33805	0.34167	0.35301	0.35929	0.35386
ENER. B (\$/kWh)	0.31365	0.31425	0.30639	0.31019	0.31763	0.32856	0.33208	0.34311	0.34922	0.34395

Tabla 10 Tarifa HM-RF

CARGOS	DIC/99	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP
FIJO	661.68	662.94	646.37	654.38	670.09	693.14	700.56	723.82	736.70	725.58

Tabla 11 Región central

CARGOS	DIC/99	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP
DEM. R (\$/kW)	10.429	10.449	10.188	10.314	10.562	10.925	11.042	11.409	11.612	11.437
DEM. M (\$/kW)	4.699	4.708	4.590	4.647	4.759	4.923	4.976	5.141	5.233	5.154
ENER. P (\$/kWh)	0.38449	0.38522	0.37559	0.38025	0.38938	0.40277	0.40708	0.42060	0.42809	0.42163
ENER. I (\$/kWh)	0.32271	0.32332	0.31524	0.31915	0.32681	0.33805	0.34167	0.35301	0.35929	0.35386
ENER. B (\$/kWh)	0.31365	0.31425	0.30639	0.31019	0.31763	0.32856	0.33208	0.34311	0.34922	0.34395



1. The Administrative Obstacles to the Development of Decentralized Cogeneration (1999)
2. European Cogeneration Review - 1999'. A comprehensive review of the development of cogeneration in 27 European Countries: August 1999
3. Cogeneration Market Prospects in Hungary (1999)
4. Conference proceedings 1999 "Marketing Strategies for Cogeneration - How to realize the Potential"
5. Conference Proceedings 1998 "The Consequences of the Localization of Energy Production"
6. Conference Proceedings 1997 "Decentralised Cogeneration & the Climat Change Challenge"
7. The Impact of Energy Market Liberalisation on Cogeneration, Energy Efficiency and the Environment Major 320 page study (1997)
8. Integrated gasification and combined cycle based on oil residue feedstock
9. Conference Proceedings 1995 "Cogeneration Beyond 2000: The Impact of Change and Liberalisation in Europe's Electricity Markets"
10. Energy Market Liberalisation: What Impact on the Environment? Proceedings of a Cogen Europe Seminar held in Brussels on Feb.27.1997
11. Achieving Environmental Objectives. Through the Use of Market Instruments A Cogeneration Industry Perspective (1997)
12. COGEN Europe Members Yearbook - Who's Who in European Cogeneration -1999-2000
13. COGEN Europe General Brochure 1999 (including Membership Information)
14. COGEN Europe Annual Review
15. Cogen Europe Newsletter: Published three times a year
16. Chairman's Briefing: Published three times a year
17. COGEN Update: e-mail updates
18. The International Cogeneration Alliance - 1999
19. The Role of Promotional Organisations in the development of Cogeneration
20. Briefing: European Emissions Standards for Cogeneration - 1997-1998
21. Briefing: EU Funding Sources for Cogeneration - 1996
22. Briefing: Cogeneration: The Internal Market in Electricity - 1996
23. Briefing: Joint Implementation(JI), Climate Change and Cogeneration - 1997
24. Briefing: Cogeneration: A Total to Combat Climate Change - 1997
25. Briefing: EU Energy Tax Proposal - How it relates to Cogeneration - 1997
26. Cogeneration in Europe: Key Requirements for its Development
27. The Utilities Procurment Directive, Cogeneration and IPPs - 1995
28. Cogen Europe submission to the European Commission on its strategy for Cogeneration - 1997-38 pages
29. Conference Proceedings 1994 "Cogeneration Policy in Europe: Unlocking the Potential
30. CHP Strategy (English, French, Finnish, German, Portugese, Spanish, European Commission - 1997
31. Low-Carbon Fossil Power Generation: The Cost and Potential of Cogeneration and High-Efficiency Central Stations by IPSEP - 1994
32. The Necessity for Combined Heat and Power by Chris Cragg, Financial Times - 1995
33. Energy Market Liberalisation and the Environment, Royal Institute for International Affairs Briefing, Walt Patterson - 1996
34. Third Party Financing of CHP, European Commission DGXVII - 1996
35. Environmental Aspects of CHP systems: NOX Abbatment Techniques
36. How to Appraise CHP: A simple investment appraisal methodology, DTE, UK - 1997
37. La petite Cogénération, COGEN Sud, Belgium - 1997

TESIS CON
FALLA DE OUBEN

ANEXO F PERCEPCIÓN EMPRESARIAL

PERCEPCIÓN EN MATERIA DE CAMBIO TECNOLÓGICO Y COGENERACIÓN

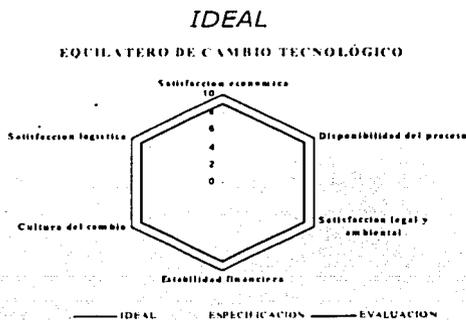
La cogeneración representa un cambio tecnológico en el uso que hacen las empresas de las fuentes de energía como el calor y la electricidad, enfocado a la optimización de sus usos, y representa ahorros en la factura de los energéticos de entre 20 y 30%. El objetivo de este tipo de encuesta, sería el poder medir la intención empresarial para emprender cambios tecnológicos en los sistemas energéticos de las empresas sobre la base de la cogeneración, siguiendo este procedimiento de evaluación:

Relevancia	
Alta	Poca
10	5

Calificación				
Excelente	Bueno	Regular	Malo	Desconocimiento
10	8	6	5	0

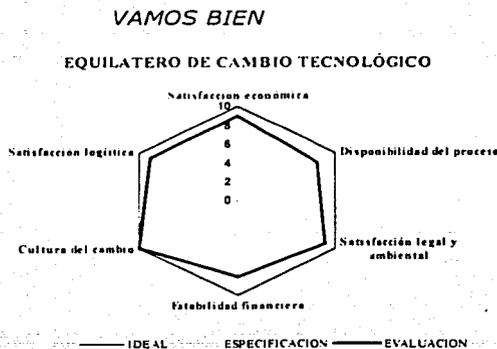
Resultado de la evaluación		
Alta intención	Baja intención	Desconocimiento
10 > 8	< 8	< 5

Fig. F.1



Fuente: Elaboración propia

Fig. F.2



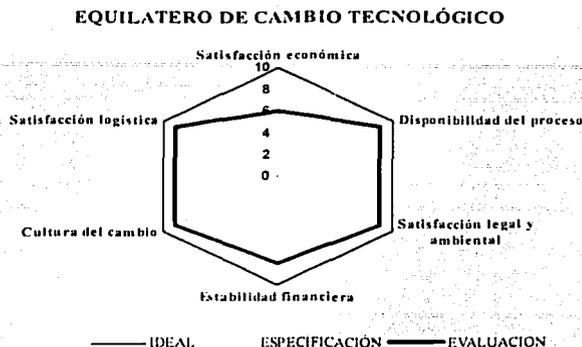
Fuente: Elaboración propia

Las excelentes condiciones financieras, legales, de estabilidad macro y micro económica, de capacidad de adaptación del proceso productivo a las nuevas

ANEXO F PERCEPCIÓN EMPRESARIAL

tecnologías y la buena visión para emprender proyectos que permitan mejorar las condiciones actuales de operación de las empresas, nos llevan por su propio peso a mejorar los estándares de calidad y competitividad.

Fig. F.3 *A LA EXPECTATIVA DE MEJORES OPCIONES ECONÓMICAS*

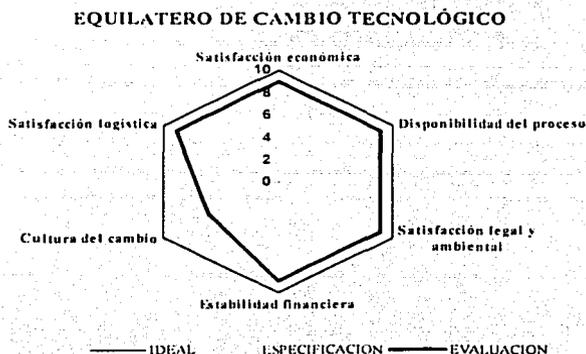


Fuente: Elaboración propia

Una rentabilidad baja no permite que el costo de oportunidad de invertir el dinero en otra actividad justifique correr riesgos, por tanto se obliga a frenar la realización de proyectos para mejorar la calidad y competitividad, aunque los demás factores sean buenos.

Fig. F.4

ASÍ ME LA PASO BIEN



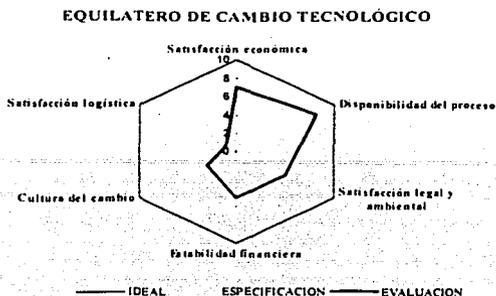
Fuente: Elaboración propia

La falta de cultura por la innovación y de la modernización ofrece frenos al desarrollo de las actitudes y reduce la lucha por conseguir construir mejores condiciones jurídicas para el logro de los objetivos de calidad y productividad.

ANEXO F PERCEPCIÓN EMPRESARIAL

Fig. F.5

CAOS



Fuente: Elaboración propia

La posible evaluación de las expectativas industriales de la cogeneración y de su entorno de desarrollo deberá ser evaluada a través de la opinión que se merecen los industriales y o los administradores de mayor rango en la industria. Lo cual podría ser a través de una encuesta con preguntas intencionadas, a manera de ejemplo se presenta el siguiente cuestionario:

Desde su perspectiva califique las siguientes percepciones, con base en el ámbito presente y futuro en el cual se desarrolla la operación de su empresa:

Relevancia		Calificación				
Alta	Poca	Excelente	Bueno	Regular	Malo	Desconocimiento
10	5	10	8	6	5	0

Disponibilidad del proceso	Relevancia	Calificación
1- La productividad humana y la eficiencia en los procesos industriales y de servicio contribuye a mejorar la utilidad	5	8
2- La eficiencia en los procesos depende entre otras cosas del nivel tecnológico con el cual se realizan dichos procesos	10	10
3- El cambio tecnológico es un proceso de modernización y/o adaptación a las nuevas formas y tecnologías, con la intención de mejorar lo actual	10	6
Evaluación = (25/30)(24/30) = 66.67	25	24
Estabilidad financiera	Relevancia	Calificación
1- El objeto de ser de las empresas en primer lugar es generar más riqueza por la vía del incremento de las ventas o por la reducción de costos	10	8
2- La tasa de rendimiento de una empresa Mexicana debería ser cuando menos igual o mayor al de una empresa similar extranjera	10	10
3- Una empresa debe buscar el recurso financiero sobre su propio interés dentro o fuera del país, a sabiendas que la inversión le generará más rendimientos que intereses	5	5
Evaluación = 63.89	25	23
Satisfacción legal y ambiental	Relevancia	Calificación
1- Las relaciones entre las empresas y los demás actores económicos deben de apegarse a la buena fe, a reglas y normas, mediados por instituciones	10	10
2- El respeto de la vida institucional es garantía de la equidad entre los actores económicos	10	10

TESIS CON
 FALLA DEL GOBIERNO

ANEXO F PERCEPCIÓN EMPRESARIAL

3- Las normas y leyes (mediador CRE) en materia de energéticos ven por el interés del país y de los consumidores	10	8
Evaluación = 93.33	30	28
Cultura del cambio	Relevancia	Calificación
1- El surgimiento de países con características similares a México, como los tigres asiáticos al primer plano mundial se vio impulsado en un primer momento por un cambio en la visión de los empresarios, una re orientación de los objetivos de sus gobiernos y por la inyección de capital externo	5	10
2- El beneficio en el corto plazo no esta distanciado del de largo plazo	10	5
3- La cultura del cambio prevalece en México sobre la costumbre	5	5
Evaluación = 44.44	20	20

En el supuesto que los demás elementos se evaluarán, los resultados serían los siguientes:

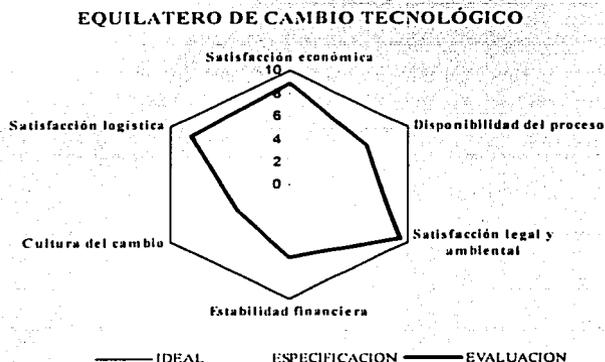
Tabla F.1 evaluación de cambio tecnológico

	IDEAL	ESPECIFICACIÓN	EVALUACION
Satisfacción económica	10	8	8.89
Disponibilidad del proceso	10	8	6.67
Satisfacción legal y ambiental	10	8	9.33
Estabilidad financiera	10	8	6.38
Cultura del cambio	10	8	4.44
Satisfacción logística	10	8	8.37
Media ponderada	10	8	7.35

El resultado sería que se tiene una baja intensidad de realizar cambios tecnológicos, al obtener una evaluación global del entorno más relevante de 7.35, por debajo de la especificación mínima de 8.

Fig. F.6

STATUS ACTUAL



Por lo tanto habría que trabajar en los elementos que salieron evaluados bajos como cultura del cambio, disponibilidad del proceso y estabilidad financiera, y reforzar los demás. Formas y mecanismos de apoyo y participación tanto públicos como privados para nivelar y corregir los elementos que resultan bajos, en función de las expectativas evaluadas de los actores en el proceso de implementación de la cogeneración.

Figura G.1

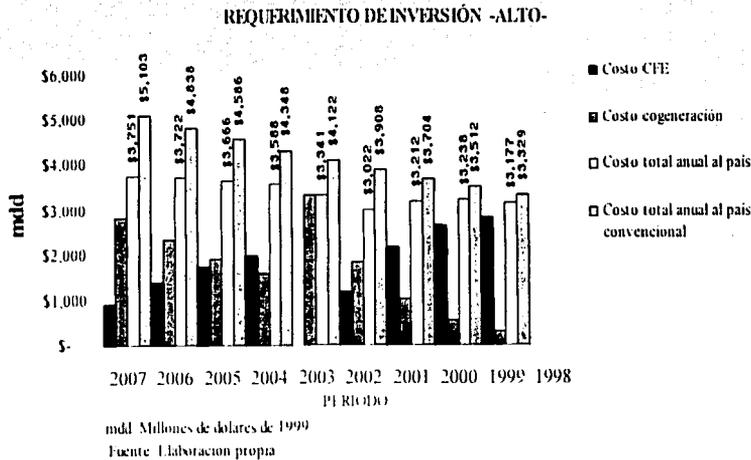
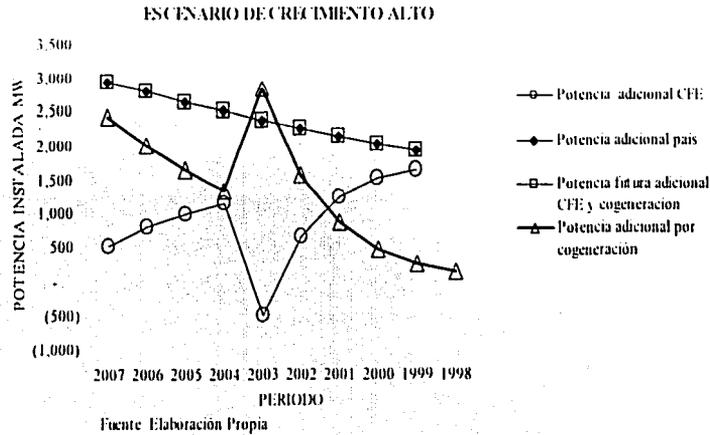


Figura G.2

Figura G.3

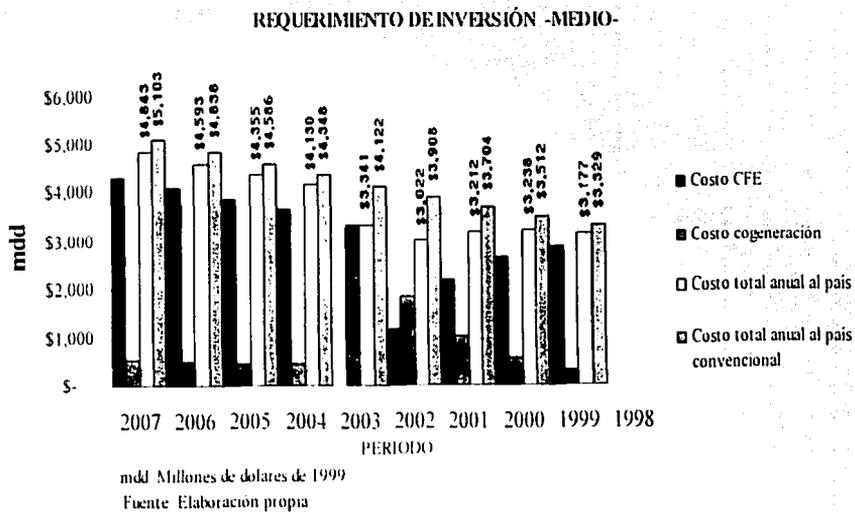
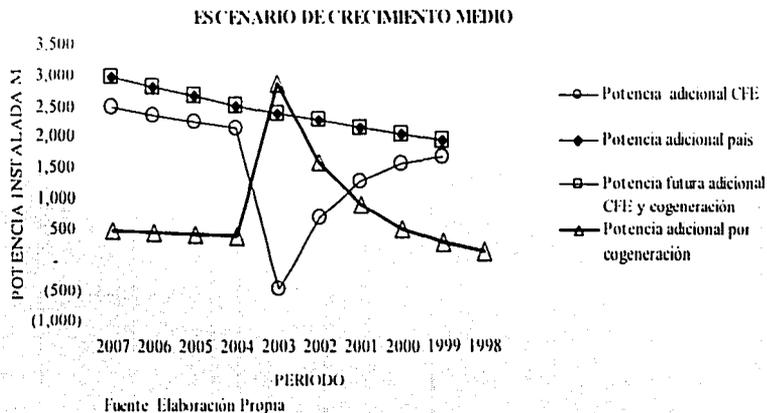


Figura G.4

ANEXO G ESCENARIOS DE APROVECHAMIENTO

Tabla G.3

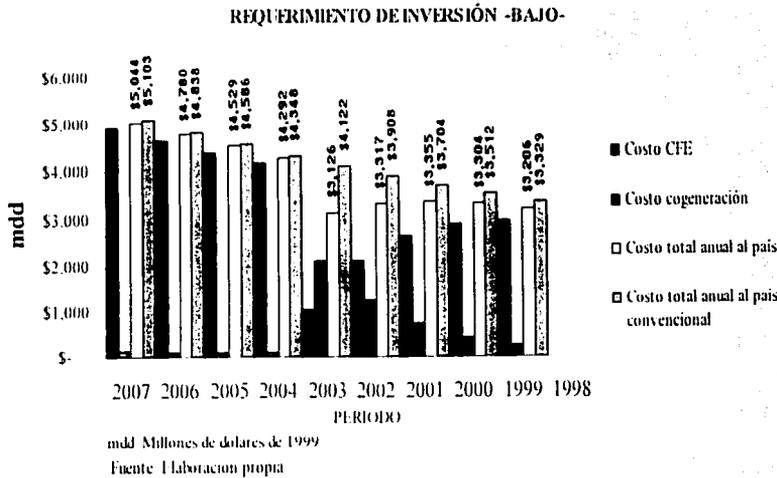
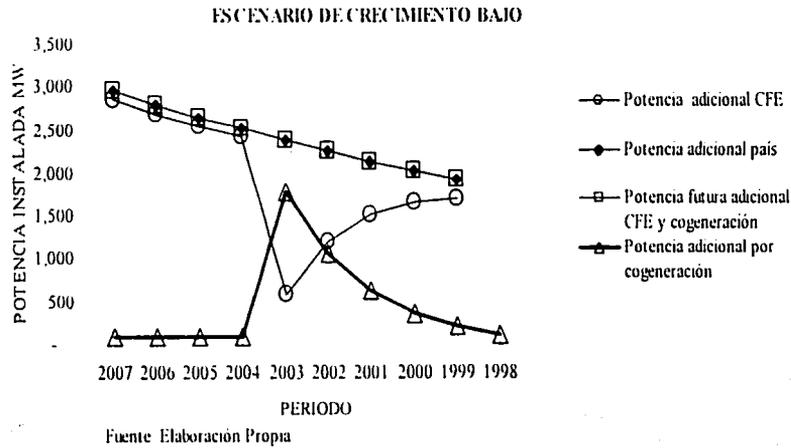
Proyección de escenario BAJO

MW y mdd	1998	1999	2000	2001*	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Escenario		
Potencia nacional requerida	66,905	63,427	60,129	57,603	54,040	51,230	48,567	46,042	43,648	41,379	39,228	37,188	35,255	34,791	34,791	34,791	34,791	34,791	34,791	34,791	57,003	5,48%	
Potencia adicional país	3,478	3,297	3,126	2,964	2,809	2,663	2,525	2,394	2,269	2,151	2,039	1,933									21,748		
Potencial de cogeneración teórico	34,628	32,072	29,705	27,512	25,481	23,600	21,858	20,245	18,750	17,366	16,084	14,897	13,797	12,779	12,779	12,779	12,779	12,779	12,779	12,779	27,512	7,97%	
Potencial de cogeneración viable	11,981	11,097	10,278	9,519	8,816	8,166	7,563	7,005	6,488	6,009	5,565	5,154	4,774	4,421	4,421	4,421	4,421	4,421	4,421	4,421	9,519	34,60%	
Potencial aprovechado	10,184	9,957	9,735	9,518	9,306	9,098	8,895	8,694	8,492	8,291	8,090	7,889	7,688	7,487	7,286	7,085	6,884	6,683	6,482	6,281	6,080	9,518	
Potencia nacional de cogeneración	5,150	5,015	4,922	4,813	4,705	4,600	4,498	4,397	4,297	4,197	4,097	3,997	3,897	3,797	3,697	3,597	3,497	3,397	3,297	3,197	29,136	68,70%	
Capacidad de generación CFE	62,077	58,714	55,529	52,512	49,656	46,952	44,391	41,966	41,363	40,156	38,634	36,967	35,255								52,512		
Potencia adicional CFE	3,363	3,185	3,016	2,856	2,705	2,561	2,425	2,295	2,168	2,048	1,922	1,800	1,712								17,257	CFE	
Aprovechamiento CFE	5,7%	5,7%	5,7%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%								4,08%		
Costo por capacidad adicional CFE consumida	\$ 5,792	\$ 5,485	\$ 5,194	\$ 4,918	\$ 4,657	\$ 4,410	\$ 4,175	\$ 3,958	\$ 3,748	\$ 3,543	\$ 3,342	\$ 3,145	\$ 2,952								\$ 29,717	\$ 1,722	
Excedente de capacidad a CFE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0										
Excedente de capacidad al país en el periodo	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%										
Potencia basándose en cogeneración en dos etapas (1998-2003 y 2003-2007)	5,150	5,035	4,922	4,813	4,705	4,600	4,498	4,397	4,297	4,197	4,097	3,997	3,897	3,797	3,697	3,597	3,497	3,397	3,297	3,197	29,136	68,70%	
Potencia adicional por cogeneración	115	112	110	107	105	103	100	97	94	91	88	85	82								4,622		
Potencia límite basándose en cogeneración con 27% para el respaldo	4,164	3,947	3,742	3,548	3,363	3,188	3,023	2,865	2,716	2,575	2,441	2,314									26,035	2,28%	
Potencial de cogeneración viable	11,981	11,097	10,278	9,519	8,816	8,166	7,563	7,005	6,488	6,009	5,565	5,154	4,774	4,421	4,421	4,421	4,421	4,421	4,421	4,421	9,519	7,97%	
Aprovecha del potencial de cogeneración	85,0%	89,7%	94,7%	100,0%	105,5%	111,4%	117,6%	124,0%	130,8%	138,0%	145,6%	153,6%	161,9%	170,5%	179,4%	188,6%	198,1%	207,9%	218,0%	228,3%	238,9%	48,6%	119,71%
Costo generación futura cogeneración consumida	\$ 134	\$ 131	\$ 128	\$ 125	\$ 122	\$ 120	\$ 117	\$ 115	\$ 112	\$ 110	\$ 108	\$ 106	\$ 104	\$ 102	\$ 100	\$ 98	\$ 96	\$ 94	\$ 92	\$ 90	\$ 88	\$ 86	\$ 1,166
Potencia futura adicional CFE y cogeneración	3,478	3,297	3,126	2,964	2,809	2,663	2,525	2,394	2,269	2,151	2,039	1,933									21,748		
Aportación de CFE al nacional	96,7%	96,6%	96,5%	96,4%	96,3%	96,1%	96,0%	95,2%	95,2%	94,8%	94,4%	94,0%	93,6%	93,2%	92,8%	92,4%	92,0%	91,6%	91,2%	90,8%	90,4%	96,4%	
Aportación de cogeneración al adicional nacional	3,3%	3,4%	3,5%	3,6%	3,7%	3,9%	4,0%	4,1%	4,2%	4,3%	4,4%	4,5%	4,6%	4,7%	4,8%	4,9%	5,0%	5,1%	5,2%	5,3%	3,6%		
Cubierta del requerimiento nacional	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
Costo CFE	\$ 5,792	\$ 5,485	\$ 5,194	\$ 4,918	\$ 4,657	\$ 4,410	\$ 4,175	\$ 3,958	\$ 3,748	\$ 3,543	\$ 3,342	\$ 3,145	\$ 2,952								\$ 29,717		
Costo cogeneración	\$ 134	\$ 131	\$ 128	\$ 125	\$ 122	\$ 120	\$ 117	\$ 115	\$ 112	\$ 110	\$ 108	\$ 106	\$ 104	\$ 102	\$ 100	\$ 98	\$ 96	\$ 94	\$ 92	\$ 90	\$ 88	\$ 5,236	
Costo total anual al país	\$ 5,926	\$ 5,616	\$ 5,322	\$ 5,044	\$ 4,780	\$ 4,529	\$ 4,292	\$ 4,063	\$ 3,842	\$ 3,629	\$ 3,424	\$ 3,226	\$ 3,034	\$ 2,847	\$ 2,664	\$ 2,486	\$ 2,312	\$ 2,142	\$ 1,975	\$ 1,812	\$ 1,653	\$ 34,954	
Vs.																							
Costo total anual al país convencional	\$ 5,990	\$ 5,678	\$ 5,383	\$ 5,103	\$ 4,838	\$ 4,586	\$ 4,348	\$ 4,122	\$ 3,908	\$ 3,704	\$ 3,512	\$ 3,329									\$ 37,451		
mdd. Millones de dolares de 1999																							

Fuente: Elaboración Propia

ESTAS COPIAS SON
 FALSA DE ORIGEN

Figura G.5



FALLA DE ORIGEN

Figura G.6

ANEXO G ESCENARIOS DE APROVECHAMIENTO

Tabla G.4

Proyección de escenario CONVENCIONAL

MW y mdd	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997	Al 2007	Escenario
Potencia nacional requerida	66,905	63,427	60,129	57,003	54,040	51,250	48,567	46,042	43,648	41,379	39,228	37,188	35,255	34,791	57,003	5.49%
Potencia adicional país	3,438	3,297	3,126	2,964	2,809	2,663	2,525	2,394	2,269	2,151	2,039	1,933			21,748	
Potencial de cogeneración térmico	33,628	32,072	29,705	27,512	25,481	23,600	21,858	20,245	18,750	17,366	16,084	14,897	13,797	12,779	27,512	7.97%
Potencial de cogeneración viable	31,983	29,622	27,435	25,410	23,534	21,797	20,188	18,698	17,318	16,039	14,855	13,759	12,743	11,803	25,410	92.36%
Potencial aprovechado	474	465	457	448	440	432	424	416	410	403	397	391	385	191	448	
Potencia nacional de cogeneración	239	235	231	226	222	218	214	210	206	203	200	197	194	190.7	2,281	1.60%
Capacidad de Generación CTE:	68,860	67,386	66,093	64,971	64,012	63,206	62,547	62,026	61,636	61,370	61,222	61,185	61,255		56,971	
Potencia adicional CTE	3,474	3,293	3,122	2,959	2,805	2,659	2,521	2,390	2,266	2,148	2,036	1,930			21,716	CTE
Crecimiento CTE	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%			4.93%	
Costo por capacidad adicional CTE consumida	\$ 5,982	\$ 5,671	\$ 5,376	\$ 5,096	\$ 4,831	\$ 4,579	\$ 4,341	\$ 4,116	\$ 3,902	\$ 3,699	\$ 3,506	\$ 3,324			\$ 37,395	\$ 1,722
Excedente de capacidad a CTE:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Excedente de capacidad al país en el periodo	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%				
Potencia basándose en cogeneración en dos etapas 1998-2003 y 2003-2007	239	235	231	226	222	218	214	210	206	203	200	197	194	190.7	35	1.60%
Potencia adicional por cogeneración	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3		35	
Potencia límite basándose en cogeneración con 2 ^a para el respaldo	4,164	3,947	3,742	3,548	3,363	3,188	3,023	2,865	2,716	2,575	2,441	2,314			26,035	1.90%
Potencial de cogeneración viable	31,983	29,622	27,435	25,410	23,534	21,797	20,188	18,698	17,318	16,039	14,855	13,759	12,743	11,803	25,410	7.97%
Aprovecha del potencial de cogeneración	1.5%	1.6%	1.7%	1.8%	1.9%	2.0%	2.1%	2.2%	2.4%	2.5%	2.7%	2.8%	3.0%	1.6%	0.1%	119.71%
Costo generación futura cogeneración consumida	\$ 5	\$ 5	\$ 5	\$ 5	\$ 5	\$ 5	\$ 5	\$ 4	\$ 4	\$ 4	\$ 4	\$ 4			\$ 38	\$ 1,166
Potencia futura adicional CTE y cogeneración	3,478	3,297	3,126	2,964	2,809	2,663	2,525	2,394	2,269	2,151	2,039	1,933			21,748	
Aportación de CTE al nacional	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.8%	99.8%	99.9%	99.9%	99.9%	99.8%	99.8%			99.9%	
Aportación de cogeneración al adicional nacional	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.2%	0.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.2%	0.2%			0.1%	
Cubierta del requerimiento nacional	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%			100.0%	
Costo CTE	\$ 5,982	\$ 5,671	\$ 5,376	\$ 5,096	\$ 4,831	\$ 4,579	\$ 4,341	\$ 4,116	\$ 3,902	\$ 3,699	\$ 3,506	\$ 3,324			\$ 37,395	
Costo cogeneración	\$ 5	\$ 5	\$ 5	\$ 5	\$ 5	\$ 5	\$ 5	\$ 4	\$ 4	\$ 4	\$ 4	\$ 4			\$ 38	
Costo total anual al país	\$ 5,987	\$ 5,676	\$ 5,381	\$ 5,101	\$ 4,836	\$ 4,584	\$ 4,346	\$ 4,120	\$ 3,906	\$ 3,703	\$ 3,510	\$ 3,328			\$ 37,433	
Vs.																
Costo total anual al país convencional	\$ 5,990	\$ 5,678	\$ 5,383	\$ 5,103	\$ 4,838	\$ 4,586	\$ 4,348	\$ 4,122	\$ 3,908	\$ 3,704	\$ 3,512	\$ 3,329			\$ 37,461	

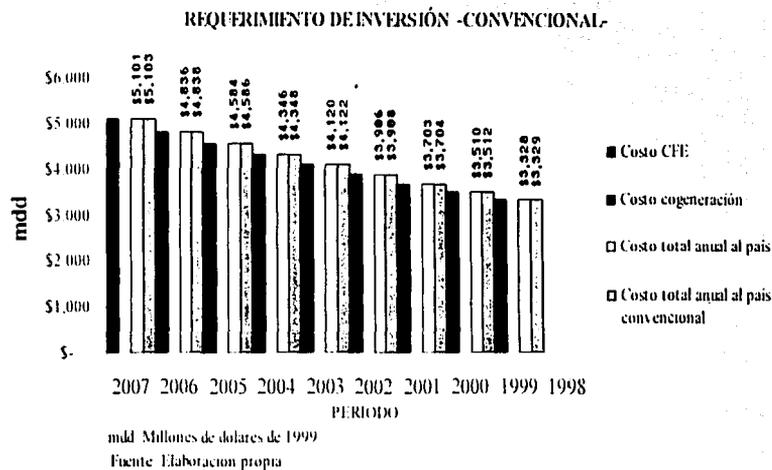
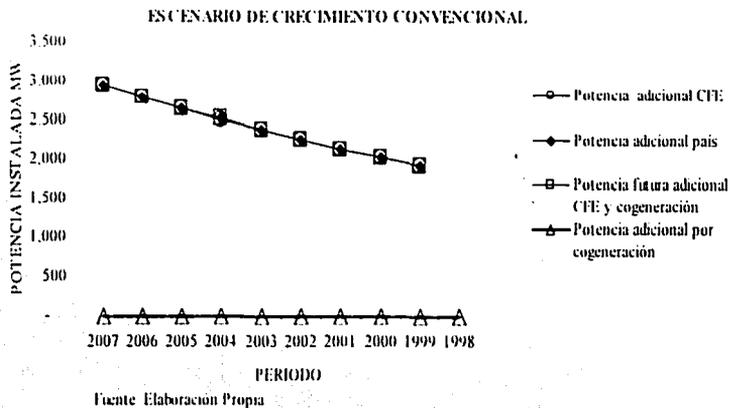
mdd. Millones de dólares de 1999

Fuente: Elaboración Propia

INSTITUTO
 PALESTRA DE ECONOMÍA

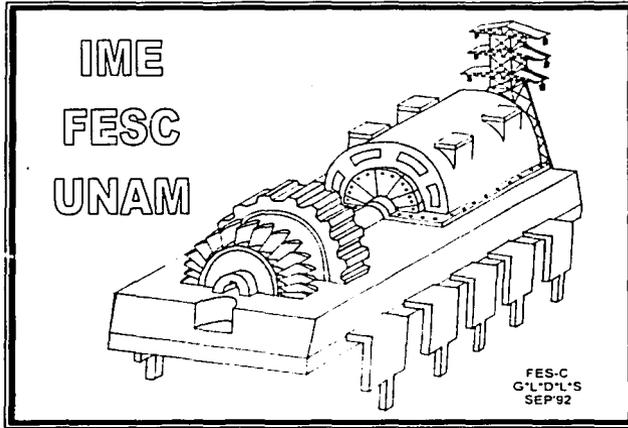
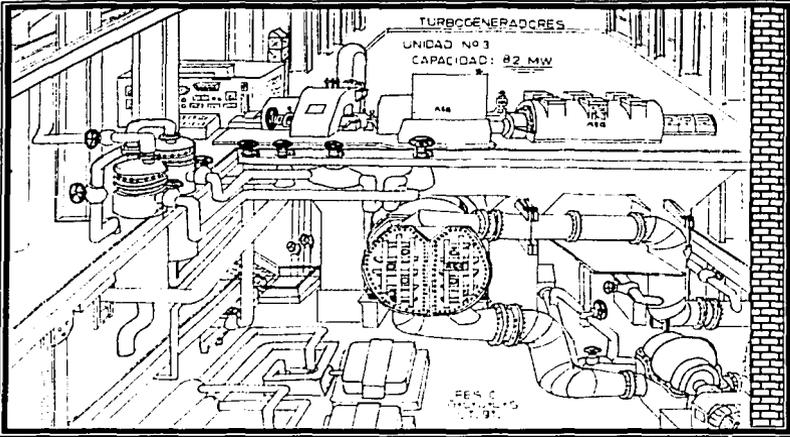
ANEXO G ESCENARIOS DE APROVECHAMIENTO

Figura G.7



TESIS CON
 FALTA DE CREDITO

Figura G.8



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

