



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

POTENCIAL DE COGENERACIÓN
EN MÉXICO Y SU POSIBLE DESARROLLO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO- ELECTRÓNICO

PRESENTA

JAVIER ISRAEL MIRANDA GALICIA

ASESOR DE TESIS

DR. ALBERTO ELIZALDE BALTIERRA



MÉXICO, D. F.

2010

Agradecimientos

A mis padres, Mónica y Javier por todo, los amo.

A ti Ullis, gracias por ser mi cómplice, te amo hermano.

A la máxima casa de estudios de nuestro país, por darme cabida en sus instalaciones desde el primer año de mi vida y formar mi forma.

A mi director de tesis por todo el apoyo brindado en la realización de este trabajo y por ese ejemplo de disciplina y éxito.

A mis sinodales por su apoyo y consejos.

A todos mis maestros por sus enseñanzas y aquellas cosas.

A mis amigos; indiscutiblemente soy quien soy por todo lo que en mi han depositado.

Índice I

Introducción general	1
1 Especificaciones de los sistemas de cogeneración	9
Introducción	11
1.1 Generación convencional y cogeneración	13
1.1.1 Definición de cogeneración	14
1.1.2 Ventajas y desventajas de la cogeneración	15
1.1.2.1 Nivel Nacional	15
1.1.2.2 Nivel Industrial	16
1.1.2.3 Nivel Sector Eléctrico	17
1.2 Ahorro de energéticos y beneficios ambientales en la cogeneración	18
1.2.1 Ahorro de energéticos por cogeneración	18
1.2.2 Beneficios ambientales derivados de la cogeneración	18
1.3 Sectores implicados en la cogeneración	20
1.3.1 Sector siderúrgico	20
1.3.2 Sector petroquímico y gas natural	21
1.3.3 Sector papelerero	21
1.3.4 Sector petrolero	22
1.3.5 Sector azucarero	23
1.3.6 Sector minero	23
1.3.7 Sector textil	24
1.3.8 Sector cervecero	24
1.4 Estructura de los sistemas de cogeneración	25
1.4.1 Fuente de energía primaria	25
1.4.2 Elemento motor o primotor	25
1.4.3 Sistema de recuperación de calor	26
1.4.4 Sistema de aprovechamiento de energía mecánica	27
1.4.5 Periféricos	27
1.5 Clasificación de los sistemas de cogeneración	27
1.5.1 Ciclo superior	28
1.5.2 Ciclo inferior	29

1.6	Descripción técnica de las principales tecnologías de cogeneración	30
1.6.1	Turbina de gas	31
1.6.1.1	Principios de operación	32
1.6.1.2	Clasificación de las turbinas de gas	33
1.6.2	Turbina de vapor	34
1.6.2.1	Principio de operación	34
1.6.2.2	Clasificación de las turbinas de vapor	35
1.6.3	Motor alternativo	36
1.6.3.1	Principio de operación	37
1.6.4	Ciclo combinado	38
1.6.5	Otras tecnologías	40
	Conclusiones	42
2	Metodología para la determinación del potencial técnico de cogeneración en la industria	45
	Introducción	47
2.1	Metodologías de evaluación del potencial técnico de cogeneración	49
2.1.1	Metodología de la Universidad de Chile	49
2.1.1.1	Descripción general de la metodología	49
2.1.1.2	Pasos de la metodología	49
	a) Paso 1	49
	b) Paso 2	50
	c) Paso 3	52
2.1.1.3	Comentarios	54
2.1.2	Metodología del estado de Nueva York	54
2.1.2.1	Descripción general de la metodología	54
2.1.2.2	Pasos de la metodología	54
	a) Paso 1	54
	b) Paso 2	55
	c) Paso 3	55
2.1.2.3	Comentarios	57

2.1.3 Metodología de Onsite Sycom aplicada a Estados Unidos de América	58
2.1.3.1 Descripción general de la metodología	
2.1.3.2 Pasos de la metodología	58
a) Paso 1	58
b) Paso 2	58
c) Paso 3	58
2.1.3.3 Comentarios	59
2.1.4 Metodología de Netherlands Energy Research aplicada en la República Eslovaca	60
2.1.4.1 Descripción general de la metodología	
2.1.4.2 Pasos de la metodología	60
a) Paso 1	61
b) Paso 2	61
c) Paso 3	61
2.1.4.3 Comentarios	62
2.1.5 Comparativo de las metodologías	62
2.2 Metodología propuesta para la determinación del potencial técnico de cogeneración	62
2.2.1 Descripción general de la metodología	
2.2.2 Pasos de la metodología	63
2.2.2.1 Paso 1	64
2.2.2.2 Paso 2	64
2.2.2.3 Paso 3	68
2.2.3 Comentarios	69
	70
Conclusiones	71
3 Potencial de cogeneración en México	73
Introducción	75
3.1 Descripción de la metodología de la CONAE	77
3.1.1 Metodología de la CONAE	77

3.1.1.1	Preselección de las industrias	78
3.1.1.2	Aplicación de los procedimientos	79
3.2	Potencial nacional de cogeneración según la CONAE	81
3.2.1	Industria	81
3.2.1.1	Cogeneración con combustible adicional	82
3.2.1.2	Cogeneración sin combustible adicional	83
3.2.1.3	Potencial de cogeneración en la industria	84
3.2.2	Sector comercial	89
3.2.2.1	Potencial de cogeneración en el sector comercial	89
3.2.3	Pemex petroquímica	92
3.2.3.1	Potencial de cogeneración en la industria petroquímica de Pemex	93
3.2.4	Potencial Nacional	95
3.3	Ahorros en combustibles	96
3.3.1	Industria	97
3.3.1.1	Considerando combustible adicional	97
3.3.1.2	Sin considerar combustible adicional	97
3.3.2	Sector comercio	99
3.3.2.1	Considerando combustible adicional	99
3.3.2.2	Sin considerar combustible adicional	99
3.3.3	Pemex petroquímica	99
3.3.3.1	Considerando combustible adicional	99
3.3.3.2	Sin considerar combustible adicional	100
3.3.4	Ahorro total de combustibles	100
	Conclusiones	101
4	Elementos a considerar para el futuro de la cogeneración en México	103
	Introducción	105
4.1	Marco regulatorio	106
4.1.1	Principales ordenamientos legales	106
4.1.2	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)	107
4.1.3	Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica	108

4.1.4	Ley de la Comisión Reguladora de Energía	112
4.1.5	Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía y el Financiamiento de la Transición Energética	113
4.1.6	Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía y el Financiamiento de la Transición Energética	115
4.1.7	Incentivos	118
	A) Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)	118
	B) Otros incentivos	119
4.1.8	Gestión para el otorgamiento de un permiso de generación de energía eléctrica	119
4.1.9	Convenio de compraventa de excedentes de energía eléctrica (energía económica)	120
4.2	Aspectos económicos y financieros	121
4.2.1	Costos de generación	121
	A) Costo nivelado	121
	B) Costo de inversión	123
	C) Costo de operación y mantenimiento	124
	D) Costo de combustibles	126
4.2.2	Tipos de financiamientos	127
	A) Financiamiento con recursos propios	128
	B) Financiamiento con créditos	129
	C) Otros métodos	130
4.3	Disponibilidad de recursos y tecnologías	134
4.3.1	Disponibilidad de potencial de cogeneración	134
	4.3.1.1 Demanda de vapor, demanda eléctrica relación q/e	136
4.3.2	Disponibilidad de combustible	137
4.3.3	Disponibilidad de tecnologías en el mercado	142
4.3.4	Disponibilidad de terreno	146
4.3.5	Disponibilidad de recursos humanos especializados	147
	Conclusiones	148

5	Prospectiva del desarrollo de cogeneración en México al 2017	149
	Introducción	151
5.1	Datos oficiales: Prospektiva del Sector Eléctrico 2008-2017	152
5.1.1	Servicio Público	152
5.1.2	Modalidad de cogeneración	158
5.2	Prospektiva propuesta	164
5.2.1	Con base en el porcentaje de cogeneración en el mundo	165
5.2.2	Con base en tasas medias de crecimiento anual	167
5.2.2.1	Tasas históricas observadas en México	167
5.2.2.2	Tasas de otros países	170
	a) España	170
	b) Japón	171
5.3	Comparativa de los escenarios proyectados al 2017	172
	Conclusiones	175
	Conclusiones generales	177
	Índice de Figuras	
1.1	Generación convencional vs generación con sistema de cogeneración	13
1.2.	Esquema de clasificación de los sistemas de cogeneración	28
1.3	Rango de temperaturas de los sistemas superiores	29
1.4	Rango de temperaturas de los sistemas inferiores	30
1.5	Motor de turbina de gas, ciclo abierto	32
1.6	Motor de turbina de gas, ciclo cerrado	32
1.7	Esquema de cogeneración con turbina e vapor	34
1.8	Flujo del proceso en un motor de combustión interna	37
1.9	Componentes y flujo de operación en un ciclo Otto	38
1.10	Diagrama de ciclo combinado, modificado	39
1.11	Esquema de los elementos en una celda de combustible de óxido sólido	40
3.1	Sistema de cogeneración con combustible adicional	82
3.2	Sistema de cogeneración sin combustible adicional	84

3.3 Esquemas de suministro de energía útil a los procesos productivos	86
3.4 Sistema de cogeneración con combustible adicional en el sector industrial	88
3.5 Sistema de cogeneración sin combustible adicional en el sector industrial	89
3.6 Sistema de cogeneración con combustible adicional en el sector comercial	91
3.7 Sistema de cogeneración sin combustible adicional en el sector comercial	92
3.8 Sistema de cogeneración con combustible adicional en el sector petroquímico de Pemex	94
3.9 Sistema de cogeneración sin combustible adicional en la petroquímica de Pemex	95
3.10 Ahorro de combustible en el suministro de energía útil a los procesos productivos	98
3.11 La cogeneración en México por sector en 1997	101
4.1 Esquema de Financiamientos para cogeneración	128
4.2 Rendimiento de sistemas de cogeneración en función de la relación calor/electricidad	136
4.3 Evolución de la energía destinada a transformación de energía eléctrica	138
4.4 Evolución de la energía destinada a transformación de energía eléctrica	140
4.5. Generación bruta en el servicio público por tipo de energético utilizado, 1997-2007 TWh	140
4.6. Reservas de crudo y gas natural 2005-2007	142
4.7 Efectos de la temperatura ambiente y la altitud en la potencia de salida de las turbinas de gas.(El factor de corrección compuesto de temperatura-altitud es multiplicativo)	144
4.8 Efectos de la temperatura ambiente y la altitud en la potencia de salida de ciclos combinados	146
5.1 Consumo nacional de energía eléctrica	152
5.2 Programa nacional de expansión eléctrica 2008-2017	155
5.3 Centrales en construcción o en proceso de licitación, 2009-2012	156
5.4 Programa nacional de expansión eléctrica 2008-2017	156
5.5 Red asociada la proyecto “Salamanca fase 1”	157
5.6 Análisis y planeación del SEN	158

5.7 Potencial factible identificado de cogeneración en Pemex	164
5.8 Porcentaje de cogeneración sobre la capacidad total instalada de generación eléctrica	166
5.9 Proyección de la capacidad instalada en México al año 2017	167
5.10 Capacidad instalada para generación de energía eléctrica por modalidad	168
5.11 Capacidad total instalada en la modalidad de cogeneración para el año 2017	168
5.12 Crecimiento en la modalidad de cogeneración para el año 2017, basado en la TMCA de España	171
5.13 Crecimiento en la modalidad de cogeneración para el año 2017, basado en la TMCA de Japón	172
5.14 Comparativa de los escenarios proyectados al 2017	174

Índice de Tablas

2.1 Potencial técnico en el sector industrial de Nueva York	56
2.2 Capacidad instalada de las calderas en Eslovaquia	61
2.3 Potencial técnico de cogeneración en Eslovaquia	62
2.4 Cuadro comparativo entre las diferentes metodologías	63
2.5 Factores de Carga estimados	67
3.1 Nomenclatura de términos utilizados en la determinación del potencial de cogeneración	87
3.2 Potencial nacional de cogeneración	96
3.3 Ahorro anual (en millones de bep)	100
4.1 Consumo de Energía eléctrica (2007), sector Industrial	135
4.2 Consumo de Energía eléctrica (2007), Gran Industrial	135
4.3 Consumo de combustibles en el sector eléctrico nacional	141
5.1 Crecimiento medio anual del consumo de electricidad	153
5.2 Evolución de la capacidad de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración	160

5.3 Evolución de la capacidad de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración	169
5.4 Evolución de la capacidad de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración	170
5.5 Evolución de la capacidad de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración	171

Introducción i

General

Introducción general

A nivel mundial, el tema del cambio climático, seguridad y eficiencia energética ha causado, en general, un gran cambio en el sector energético de las naciones. Este cambio, va inclinado hacia una transición energética, en la cual se amplíen las fuentes de suministro de energía eléctrica y se mitigue el impacto al ambiente.

En la generación de bienes y servicios en nuestro país el consumo de combustibles fósiles es fundamental, por lo que el sector energético desarrolla una política integral que, además de promover la utilización de energías alternativas promueve y genera programas de ahorro y uso eficiente de energía. Una mayor eficiencia en el uso de combustibles fósiles y menor generación de emisiones contaminantes por unidad de energía útil, es la implementación de sistemas de cogeneración y dado que en la mayoría de las empresas industriales los insumos principales son la energía térmica y eléctrica existen oportunidades de ahorro de energéticos primarios, lo que conlleva en buena medida a la implementación de sistemas de cogeneración.

Un sistema de cogeneración se podrá definir como un conjunto de instalaciones que permiten generar simultáneamente energía eléctrica y térmica útil a los procesos industriales, a partir de la misma fuente de energía primaria. Es importante señalar que la generación simultánea de energía eléctrica y calor en un sistema de cogeneración, resulta más eficiente que la generación de la misma cantidad de energía eléctrica y calor en sistemas tradicionales independientes. Esto implica que su utilización derive rotundamente en un ahorro de energía primaria.

La cogeneración optimiza el suministro de energía a toda clase de consumidores otorgando los siguientes beneficios, tanto para los usuarios como para la sociedad en general, aumento de eficiencia en el uso y la conversión de energía. La cogeneración es la forma más efectiva y eficiente para la generación de energía, las emisiones más bajas para el medio ambiente, en particular la del CO₂, que es el principal gas invernadero; produce importantes ahorros en el costo de operación, proporcionando competitividad para los usuarios industriales y comerciales; motiva la oportunidad de avanzar hacia formas más descentralizadas de generación de electricidad, donde la planta está diseñada para satisfacer las necesidades de los consumidores locales; proporcionando

alta eficiencia, evitando las pérdidas de la transmisión y la flexibilidad creciente en el uso del sistema.

La demanda de energía eléctrica va en aumento, por lo que al implementar proyectos de cogeneración el retorno de inversión y la ganancia obtenida en el desarrollo de este tipo de proyectos influirá de manera directa en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El desarrollo del potencial nacional de cogeneración en México depende de varios factores, entre los que se encuentran, el Marco Regulatorio, la disponibilidad de capital, los costos de inversión, los precios de la electricidad y los precios de los combustibles, entre otros.

La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) publicó un estudio para 1997 sobre el potencial nacional de cogeneración el cual resultó entre 7,586 y 14,229 MWe. Su aprovechamiento total significaría lograr un ahorro de energía primaria de entre 60.7 y 114.1 millones de barriles de petróleo crudo al año, dicho estudio abarcó el sector industrial, comercial y Pemex (petroquímica). El Programa Sectorial de Energía 2007-2012, ha sido desarrollado por la Secretaría de Energía tomando como punto de partida la Visión México 2030 y el Plan Nacional de Desarrollo, así como los resultados de una amplia consulta con actores relevantes del sector que han aportado elementos de diagnóstico y de acción, entre los puntos más importantes relacionados con la cogeneración; el cual consiste en integrar propuestas de política pública que impulsen el aprovechamiento del potencial de cogeneración eficiente, desarrollar el potencial de cogeneración en Pemex a través de contratos que consideren participación de inversión complementaria, y en su caso, de CFE y LFC, desarrollar esquemas de financiamiento que agilicen e incrementen el aprovechamiento del potencial nacional de cogeneración, con apoyo en incentivos internacionales derivados de la disminución de gases de efecto invernadero y uso eficiente de energía, y hagan posible el establecimiento de programas nacionales similares, apoyar el establecimiento de un marco normativo adecuado tanto para los contratos de interconexión de permisionarios de cogeneración, como para la adquisición de energía eléctrica que se destinará al servicio público, proveniente de sistemas de cogeneración eficientes, promover un conjunto de disposiciones que le permitan a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ampliar y reforzar sus atribuciones en materia de regulación y fomento de la cogeneración eficiente.

En virtud a lo anterior, la problemática a abordar en la presente tesis es:

¿Cuáles son las metodologías existentes para determinar el potencial de cogeneración en una industria?

¿Cuál es el potencial actual de cogeneración en México?

¿Cuál es el posible desarrollo de este potencial en los próximos años?

Para dar respuesta a estas preguntas, se desarrollan cinco capítulos.

En el primer capítulo, muestra las principales especificaciones de los sistemas de cogeneración. Se comienza con las características generales de la cogeneración en comparación con la generación convencional de energía eléctrica, dando también la definición con la cual se puede describir claramente y en pocas palabras este tipo de generación eléctrica y térmica. Además, se describen los principales beneficios que se obtienen por ahorro de energéticos en el uso de sistemas de cogeneración, así como las repercusiones ambientales que se tienen por la utilización de dichos esquemas. Siguiendo con esta estructura, se presentan los principales sectores de la industria que han implementado sistemas de cogeneración con gran éxito. Posteriormente, se detalla cada uno de los componentes elementales en los esquemas de cogeneración, los cuales juegan un papel sumamente importante en la generación de energía eléctrica y la generación de energía térmica conjunta. También se estudia la clasificación de estos sistemas, tomando en cuenta el orden de generación de electricidad o energía térmica. Para finalizar, se presentan las tecnologías más comunes que son implementadas en diversos sectores industriales, ya que la diversidad en los sistemas y equipos utilizados para los esquemas de cogeneración son seleccionados obedeciendo a las necesidades y requerimientos particulares de la industria que los utilizará.

En el segundo capítulo, se estudia el potencial técnico de cogeneración en la industria. Primeramente, se analizan las metodologías para evaluar el potencial de cogeneración en distintos países, las cuales han sido desarrolladas en la actualidad, debido a los posibles beneficios que puede ofrecer la masificación de instalaciones de cogeneración, sobre todo en los últimos años, con la fuerte demanda mundial del gas natural a las economías de escala y desarrollo de las tecnologías. Posteriormente, se presentan los elementos que tienen que ver con la ingeniería básica del sistema y del proceso que se desea abarcar, para lo que se tiene que hacer la descripción del mismo con la finalidad de

mostrar todos los requerimientos para hacerlo factible. Por último se propone una metodología basada en lo estudiado con anterioridad.

En el tercer capítulo, se presenta la metodología propuesta y aplicada por la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, (CONAE), ahora llamada Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), siendo el único registro oficial en México sobre un estudio del potencial técnico de cogeneración de este país realizado en el año de 1995 y actualizado para cierto sector en el año de 1997. Se comienza con la descripción de tres propuestas de preselección de las industrias, con relación principalmente al consumo y demanda de combustibles en la operación de las mismas, para así conformar la metodología propuesta. Siguiendo a esto, se presentan las dos estimaciones contempladas por la CONAE, la primera estimación del potencial de cogeneración se realiza a partir de considerar que la energía térmica, en forma de combustibles, requerida en los procesos de los sectores Industrial, Comercial y de Pemex. En una segunda estimación del potencial de cogeneración, se considera que el sistema de cogeneración proporcionará la totalidad de la energía térmica requerida por los diferentes procesos, es decir, sin requerir postcombustión o sin mantener la operación de los equipos actuales de conversión de energía. Al igual que en el caso anterior la energía eléctrica, sobrante o faltante, se venderá a la red de CFE o se comprará de ésta, según proceda. Una vez calculado el potencial de cogeneración, se muestran los ahorros anuales en el consumo de combustibles planteando un escenario alto y uno bajo, correspondiente al sector industrial, al sector comercial y Pemex Petroquímica.

En el cuarto capítulo, se plantean los elementos a considerar para el futuro de la cogeneración en México. Para poder comprender la situación actual en México en materia energética, específicamente en el ámbito de la cogeneración, se presenta el marco regulatorio, los aspectos económicos y financieros, además de la disponibilidad de recursos y tecnologías. En el marco regulatorio se describen los principales instrumentos que regulan al sector energético, haciendo notar las principales leyes y reglamentos que se abocan a legislar en su totalidad al sector energético, describiendo además, algunos incentivos que se han implementado para la promoción de uso de energías renovables y producción en la modalidad de cogeneración, a través de programas y proyectos. En los aspectos económicos y financieros, se describen los costos involucrados en proyectos de cogeneración, además de los principales tipos de

financiamientos, que también son parte medular en la realización de un proyecto de este tipo. Por último, se estudia la disponibilidad de recursos y tecnologías, ya que son otro elemento más en la consolidación de proyectos de cogeneración: la importancia de la disponibilidad de recursos humanos, combustibles de terreno físico, de las tecnologías en el mercado, demanda de vapor, demanda eléctrica, relación q/e además de la disponibilidad de cogeneración; son indiscutiblemente elementos a considerar en el futuro de la cogeneración de nuestro país.

Para finalizar, en el capítulo cinco se desarrolló una prospectiva de la generación de energía eléctrica en México. En la primera parte de este capítulo, se estudian los datos proporcionados por la Secretaría de Energía plasmados en la Prospectiva del sector eléctrico del 2008 -2017, los cuales dejan al descubierto las posibilidades que existen para alcanzar ciertos objetivos en el sector eléctrico nacional. En la segunda parte de este capítulo, se realiza una proyección en base a un escenario bajo y alto en base al porcentaje de capacidad instalada en cogeneración a nivel mundial; también se proyecta un crecimiento en base a dos países muy diferentes entre ellos en muchos aspectos, y a su vez, diferentes a México, con la finalidad de plantear tres panoramas sobre el futuro de la capacidad instalada en la modalidad de cogeneración en México.

Capítulo 1

Especificaciones de los sistemas
de cogeneración

1. Especificaciones de los sistemas de cogeneración

Introducción

Una de las posibilidades de generación eléctrica y térmica con mayores beneficios y eficiencia sin duda es la cogeneración, en muchos sentidos este tipo de transformación de la energía ha tenido una gran aceptación mundial y día a día nuevos proyectos e implantaciones surgen, promoviendo tanto el ahorro de recursos energéticos, como el apoyo en los procesos industriales específicos en cada industria, repercutiendo así en la economía total. El objetivo del primer capítulo es mostrar las principales especificaciones de los sistemas de cogeneración.

En la primera parte, se describen las características generales de la cogeneración en comparación con la generación convencional de energía eléctrica, también se da la definición con la cual se puede describir claramente y en pocas palabras este tipo de generación eléctrica y térmica.

La segunda parte describe los principales beneficios que se obtienen por ahorro de energéticos en el uso de sistemas de cogeneración, así como las repercusiones ambientales que se tienen por la utilización de dichos esquemas.

Ya que existen diversos sectores industriales implicados en procesos donde la cogeneración es una alternativa muy importante para generar electricidad y apoyar sus procesos productivos, se muestran en la tercera parte los principales sectores de la industria que han implementado sistemas de cogeneración con gran éxito.

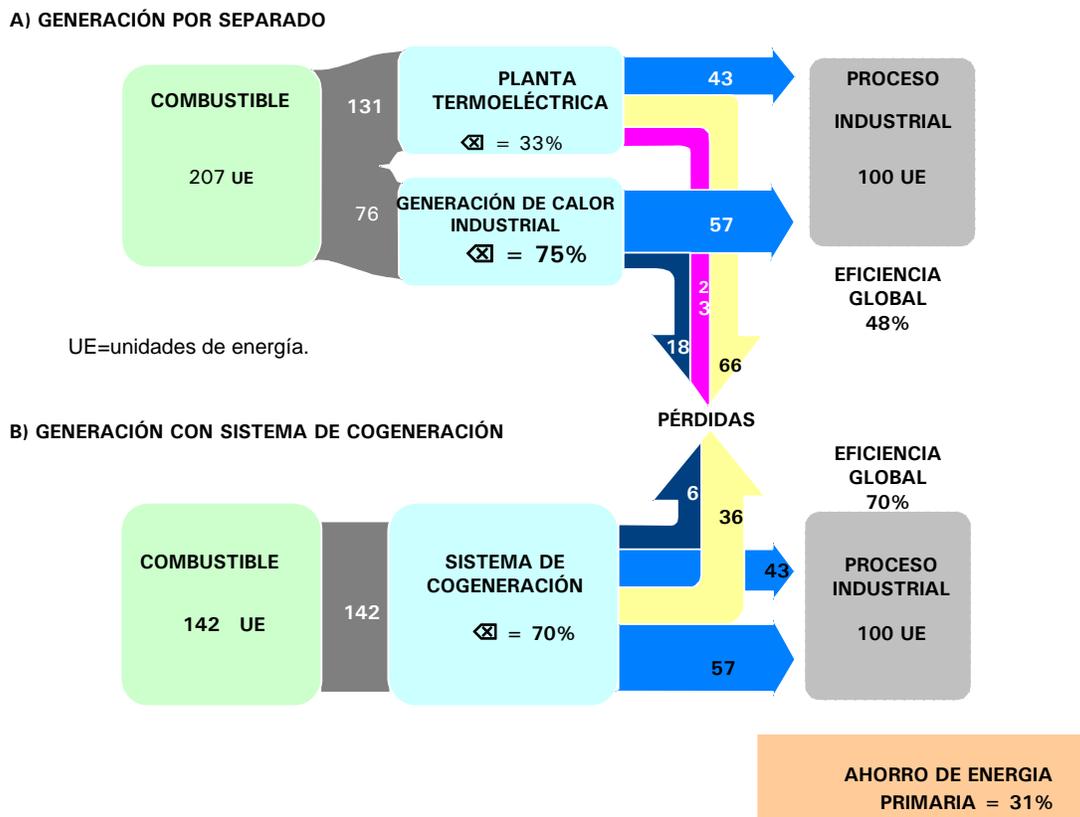
En la cuarta parte, se detalla cada uno de los componentes elementales en los esquemas de cogeneración, cada uno de estos elementos juega un papel sumamente importante en la generación de energía eléctrica y la generación de energía térmica conjunta.

Los sistemas de cogeneración son clasificados tomando en cuenta diferentes criterios, una de las formas de clasificación se describe en la quinta parte de este primer capítulo, la cual consiste en el orden de generación de electricidad o energía térmica.

La sexta parte describe las tecnologías más comunes que son implementadas en diversos sectores industriales, ya que la diversidad en los sistemas y equipos utilizados para los esquemas de cogeneración son seleccionados obedeciendo a las necesidades y requerimientos particulares de la industria que los utilizará.

1.1 Generación convencional y cogeneración

En los sistemas de cogeneración el combustible empleado para generar la energía eléctrica y térmica es mucho menor que el utilizado en los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica y térmica por separado, es decir, que del 100% de energía contenida en el combustible en una termoeléctrica convencional sólo 33% se convierte en energía eléctrica, el resto se pierde a través del condensador, los gases de escape, las pérdidas mecánicas, las pérdidas eléctricas por transmisión y distribución entre otras. La Figura 1.1 muestra un comparativo entre la eficiencia de las tecnologías por cogeneración y sistemas convencionales.



Fuente: <http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/3912/2/potcog.doc>

Figura 1.1 Generación convencional vs generación con sistema de cogeneración

Es importante señalar que la generación simultánea de energía eléctrica y calor en un sistema de cogeneración, resulta más eficiente que la generación de la misma cantidad de energía eléctrica y calor en sistemas tradicionales independientes. Esto implica que su utilización derive en un ahorro de energía primaria.

Debido al impulso global que actualmente se ha dado para la producción y el uso eficiente de la energía, buscando siempre fuentes alternas de producción, se ha dado un gran énfasis al uso y aplicación de la tecnología sobre sistemas de cogeneración, como una alternativa eficiente y económica para producir energía térmica en el mismo lugar de producción y consumo.

1.1.1 Definición de cogeneración

La mayor parte de los bienes y servicios requieren, en función de los procesos que los generan, de dos principales tipos de energía: la energía térmica y la energía eléctrica; generalmente se han suministrado por sistemas independientes. La energía térmica se obtiene mediante la combustión de diversos tipos de energía primaria (carbón, petróleo, gas natural, biomasa, etc.), y la energía eléctrica por medio de las redes eléctricas.

Para generar energía eléctrica y energía térmica en forma conjunta y con mayor eficiencia que los sistemas convencionales existen alternativas. La cogeneración obedece a esta necesidad, por lo que los sistemas de cogeneración pueden ser integrados en aquellas industrias donde se requiera simultáneamente de energía térmica y eléctrica.

Después de consultar diferentes definiciones (*Limaye, 1987; Spiewak, 1954; Meherwan, 2002*), se generó una nueva definición:

“La cogeneración es la producción conjunta de dos manifestaciones de energía, energía térmica y energía eléctrica, a partir de una misma fuente de energía.”

La cogeneración tiene un rendimiento energético global más elevado, reduciéndose el consumo total y por consecuencia también la factura energética entre otros beneficios, sin alterar los procesos productivos o calidad de los servicios.

1.1.2 Ventajas y desventajas de la cogeneración

1.1.2.1 Nivel Nacional

Ventajas

Los sistemas de cogeneración producen ventajas en varios sectores, en un marco muy global los sectores eléctricos se benefician así como las industrias y los usuarios finales que gozan de los beneficios de estos sistemas.

El ahorro de energéticos a nivel Nacional se incrementa ya que las empresas eléctricas por cada Megawatt eléctrico de cogeneración en la industria privada, se le deja de demandar a la red eléctrica esa misma proporción de electricidad. Por lo que las empresas eléctricas pueden tener la posibilidad de destinar a otros usuarios esa carga que ya no es usada por la empresa que cogenera.

Permite que los gastos en combustibles y electricidad a nivel país disminuyan hasta en un 30%, asimismo aumenta dentro de la industria nacional la confiabilidad y disponibilidad de energéticos. En el caso de complejos o parque industriales, se pueden implementar sistemas que proporcionen energía térmica y eléctrica a diferentes industrias dentro de estos complejos, promoviendo así el desarrollo regional.

En el caso ambiental, la cogeneración contribuye en mitigar las emisiones de CO₂ al reducir los consumos de combustible, aportando elementos que previenen el efecto invernadero a través de mejoras en la eficiencia de estos sistemas de generación eléctrica.

Los gobiernos pueden ver reflejada una reducción de capital de inversión en el sector eléctrico ya que los industriales que demandan grandes cantidades de energía eléctrica, al cogenerar, el gobierno disminuiría la inversión para abastecer la creciente demanda de electricidad.

Desventajas

La normatividad podría ser uno de los factores que compliquen el desarrollo de un proyecto de cogeneración, teniendo que cumplir con todos y cada uno de los requerimientos que las leyes establecen y acatar la reglamentación adecuada para regular y resolver los posibles puntos conflictivos que pudiesen presentarse entre el cogenerador y la empresa eléctrica.

1.1.2.2 Nivel Industrial

Ventajas

Al ser dependiente la industria del sector eléctrico comercial, la exigencia en la calidad del servicio demandado que se requiere es de alta calidad, pero al cogenerar se pueden evitar las variaciones de tensión y frecuencia que ocurren en la red eléctrica comercial, mejorando en gran medida la calidad eléctrica que demanda cada industria; existe mayor eficiencia en la generación, transporte y distribución de energía eléctrica y térmica, ya que la energía no es movida geográficamente y es allí en la misma industria que cogenera donde será utilizada.

En la industria en general, la mayoría de sus procesos son de vital importancia y siendo dependientes de la red eléctrica comercial, el truncamiento de este servicio genera grandes conflictos por lo que la independencia del suministro de energía eléctrica del exterior genera grandes ventajas en la industria. Entre mayor se a nivel nacional el grupo de industria cogeneradora se garantiza continuidad en el suministro eléctrico, al ser posible la interconexión de los circuitos de la red comercial, también beneficiando a otros usuarios comunes del sector eléctrico.

Al cogenerar la industria en algunos casos incrementa la adquisición de energía primaria en un orden del 5 al 10%, los ahorros económicos no son reflejados directamente en esta fase, sino hasta ver la diferencia de costos que existen entre la energía eléctrica que compraba a la red y los gastos del combustible que se emplean al cogenerar, además la disminución de gastos en sus procesos y requerimientos térmicos que cubre con la

cogeneración, de esta forma el ahorro económico por cogeneración en la industria es un gran aliciente para la implementación de estos sistemas.

Desventajas

Las equipos de cogeneración traen consigo una inversión adicional, se desconoce en gran medida la instalación, el funcionamiento y mantenimiento entre muchos otros elementos técnicos, por lo que los servicios de asesoría y consultoría especializada también generan una inversión para la puesta en marcha de los sistemas de cogeneración.

1.1.2.3 Nivel sector eléctrico

Ventajas

El desarrollo de nuevos proyectos de abastecimiento de energía eléctrica de acuerdo a una proyección a mediano y largo plazo, y considerando el potencial de cogeneración de las instalaciones que cuentan con estos sistemas, produce un mayor margen de planeación del sector eléctrico, asimismo, la mayor parte de los proyectos de cogeneración son financiados por la industria, beneficiando al sector eléctrico al no tener que invertir directamente en estos sistemas de cogeneración, por lo que este sector disminuye sus programas de obras públicas para satisfacer la demanda, posibilitando destinar esta capacidad a otro consumidor.

La liberación de la capacidad de la red y de las subestaciones eléctricas incrementan, debido al crecimiento en el uso de sistemas de cogeneración las necesidades de abastecimiento por parte del sector eléctrico disminuyen, provocando así, una reducción de carga en la red comercial.

Desventajas

La conexión de los equipos pertenecientes a las instalaciones cogeneradoras podrían producir inestabilidad en la red eléctrica de no existir un buen acoplamiento en las instalaciones internas (cogeneradora) y externas (red eléctrica comercial), ya que el sector

eléctrico no tiene la capacidad técnica para inmiscuirse plenamente con quienes cogeneran, por lo que la regulación de este aspecto debe de ser extremadamente adecuado.

A causa del autoabastecimiento de energía eléctrica por parte de los cogeneradores, el sector eléctrico evidentemente tiene una reducción del mercado por lo que la facturación decrece en un cierto margen, disminuyendo en este ámbito los ingresos para el sector eléctrico.

1.2 Ahorro de energéticos y beneficios ambientales en la cogeneración

La cogeneración es un método alternativo de conservación de energía para la industria, cumpliendo en gran medida con las políticas de globalización económica regional y con la política internacional orientada a lograr un desarrollo sustentable.

1.2.1 Ahorro de energéticos por cogeneración

Como se mencionó en el subtema anterior y siendo importante remarcar que el uso de estos sistemas conlleva de manera simultánea a una mayor eficiencia en el uso de los combustibles fósiles, genera ahorros indirectos obtenidos por la disminución de otros consumos y gastos en diferentes áreas de procesos en los que se involucra a la fuente de energía primaria como la extracción, la refinación, el transporte y el almacenamiento de hidrocarburos y petroquímicos.

En los sistemas de cogeneración, la energía contenida se aprovecha hasta en un 85% para la generación de energía eléctrica y calor destinado a procesos, de la cual el 25 al 30% es dirigida a la generación eléctrica y el 59-54% a procesos térmicos (*CONAE, 2006*).

1.2.2 Beneficios ambientales derivados de la cogeneración

La tendencia mundial en la generación de energía eléctrica para las próximas décadas, está ligada fuertemente al impacto de los hidrocarburos sobre el efecto invernadero y el calentamiento global, así como el declive de los yacimientos en las fuentes de energía

primaria y al incremento del precio del petróleo, en el contexto internacional (SENER, 2002).

Desde hace dos décadas los problemas referentes a los cambios en la biosfera se han ido acentuando en gran medida; incremento de las temperaturas en diversos ecosistemas, modificación de los ciclos pluviales, incremento del nivel del mar en ciertas zonas geográficas por el descongelamiento de los polos, efecto invernadero entre otros problemas ambientales.

En el marco normativo de la calidad, en un contexto global, el protocolo de Kyoto promueve y sugiere tareas de prevención y control del deterioro de la calidad del aire a nivel mundial, para mantener un desarrollo sostenido, transformando los recursos naturales en beneficio de la humanidad sin olvidarnos de esta parte tan esencial que permite la existencia de los seres vivos en nuestro planeta: el medio ambiente.

La cogeneración es una de las mejores formas a la fecha, para contribuir en la generación de energía eléctrica. El aprovechamiento simultáneo de energía térmica y producción de energía eléctrica, es la principal característica, por lo que su eficiencia en el uso de la energía primaria es de alto grado, alcanzando un rendimiento de hasta 85% y liberando emisiones en un orden del 50% menor en comparación a las tecnologías convencionales de generación eléctrica (*Arvizu, 2002*).

El uso de combustibles fósiles a nivel mundial representan el 80% de las emisiones de CO₂ a la atmósfera, el 20% restante se atribuye al deterioro forestal por el gran papel que juegan en el control de esta molécula. La cogeneración permite la reducción de emisiones contaminantes, debido principalmente a que es menor la cantidad de energía primaria que se consume para producir la misma cantidad de energía útil, además que los sistemas de cogeneración por lo general utilizan combustibles más limpios, como gas natural, y tecnologías más avanzadas, de tal forma que se reducen los gases de efecto invernadero y con más eficiencia se conserva el capital natural de los yacimientos de combustible en general.

La cogeneración no sólo es vista como una inversión estratégica que permite ser más competitivas a las industrias, también se ha demostrado que es un gran sistema en el uso racional, limpio y eficiente de la energía.

1.3 Sectores implicados en la cogeneración

Existen diversos sectores industriales a nivel mundial implicados en la cogeneración, entre los más destacados se encuentra el sector siderúrgico, petroquímica básica y gas natural, el sector paplero, industria textil, el sector azucarero, sector minero, la industria petrolera y el sector cervecero.

1.3.1 Sector siderúrgico

La industria siderúrgica comprende los procesos que van desde la fabricación de acero hasta la transformación de productos finales, se emplean altos hornos, acería y laminadoras entre otros elementos que conforman su infraestructura, así como la recepción de productos de acero de compañías productoras, convirtiendo estos materiales en productos finales (tubos, clavos, alambre láminas, etc.). Los procesos consisten básicamente en estirado, laminado, soldadura y tratamiento térmico; generalmente estas empresas producen una variedad de productos muy acotada y son relativamente pequeñas.

Los energéticos primarios utilizados por este sector industrial son el coque (jugando un papel como materia prima y como combustible), el gas natural, combustóleo y el diesel. El suministro de energía eléctrica de este sector se realiza por autoabastecimiento y de las compras e intercambios con sector eléctrico, apoyando así la reducción de combustibles primarios empleados en sus procesos, la producción de electricidad y potencia mecánica se basa en la cogeneración, sistemas primarios, secundarios y de ciclo combinado.

1.3.2 Sector petroquímico y gas natural

La gran mayoría de los desarrollos petroquímicos utiliza el gas natural como combustible primario, alimentando a los calentadores de fuego directo, los cuales generan vapor y también desempeñan la función de calentar la carga del proceso. El vapor es utilizado para los procesos y como apoyo a compresores, ventiladores, bombas entre otros componentes. Uno de los principales objetivos es depender al mínimo de motores eléctricos, aprovechando las posibilidades más adecuadas en la recuperación de calor para generar vapor y utilizarlo nuevamente en turbinas.

La cogeneración es un elemento muy importante en las plantas de proceso ya que su utilización está orientada a la obtención de potencia mecánica, las oportunidades de aumentar el nivel de cogeneración en este sector son muy factibles apoyado en buena medida con la integración de turbinas de gas a los procesos.

1.3.3 Sector papelerero

De acuerdo a los procesos requeridos en este sector, la cogeneración en esta industria requiere de vapor a baja presión y calor. Las fibras necesarias para fabricar el papel se mezclan, en las proporciones requeridas, en un contenedor de grandes dimensiones, formando una pasta acuosa que contiene las fibras. Esta pasta se vierte en una tela móvil donde se produce el entrecruzamiento de dichas fibras. A medida que la tela avanza, se va drenando el contenido de agua de la pasta, quedando sobre la tela una película de fibras húmedas que constituyen la hoja de papel. El peso o gramaje de los papeles puede aumentarse agregando mayor cantidad de fibras en la pasta, es decir, incrementando la densidad de ésta. Otra alternativa es juntar tres o más hojas de papel en una sola, como ocurre en el caso de las cartulinas múltiplex.

Las plantas industriales de fabricación de papel son unos clientes idóneos de la cogeneración, pues atendiendo al proceso descrito, hay unos elevados requerimientos de energía eléctrica para el movimiento continuo de los enormes cilindros rotativos, así como la necesidad de vapor de calefacción para el secado de las láminas de papel. En este caso se aplican los llamados sistemas superiores de cogeneración. En ellos una fuente de energía primaria (como el gas natural, diesel, carbón u otro combustible similar)

se utiliza directamente para la generación de energía eléctrica en el primer escalón. A partir de la energía química del combustible se produce un fluido caliente que se destina para generar la energía mecánica y la energía térmica resultante, el denominado calor residual como vapor o gases calientes, es suministrado a los procesos industriales ya sea para secado, cocimiento o calentamiento; que constituyen el segundo escalón. Además de la industria papelera, este tipo de sistemas se aplican principalmente en la industria textil, petrolera, cervecera, azucarera, siderúrgica y cerámica; que se caracterizan por tener grandes necesidades de energía eléctrica y requerimientos de calor más moderados, con temperaturas de 250 °C a 600 °C.

1.3.4 Sector petrolero

Los principales combustibles utilizados en las refinerías son el gas natural y el combustóleo; productos refinados como el coque, diesel y gases de la refinería se emplean ocasionalmente. Todos estos combustibles se queman, produciendo así calor para proceso, en la mayoría de las refinerías se tiene un arreglo de tres tipos de calderas: de proceso, normales o extras (utilizadas para suministrar volúmenes adicionales de vapor o de respaldo), y calderas de recuperación de desperdicio.

El suministro de la energía eléctrica se lleva a cabo gracias al autoabastecimiento por cogeneración y la compra al sector eléctrico.

1. La cogeneración de energía y vapor ayuda a las refinerías en el control de las emisiones como los NO_x y SO_x ¹. Si estas unidades están diseñadas y manejadas correctamente, pueden brindar una gran independencia con respecto al precio spot² de energía. La cogeneración es superior a los sistemas independientes de calderas y a la generación de electricidad por turbina a vapor debido a que tienen mayores deficiencias que se traducen en menores emisiones y liberación de dióxido de carbono a la atmósfera.

1 Nomenclaturas comúnmente usadas para nombrar a los óxidos nitrosos y óxidos de azufre.

2 El precio en la bolsa de valores al horario específico.

1.3.5 Sector azucarero

Debido a la naturaleza del proceso, la industria azucarera es un sector de gran interés en el ámbito de la utilización de los energéticos.

El suministro de energía se cubre en su mayoría con recursos propios obtenidos como subproductos, pudiendo lograr en un porcentaje muy alto la autosuficiencia en toda la gama de procesos.

El flujo de las energías consiste básicamente en la entrada de combustóleo y bagazo de caña que alimentan a las calderas generando vapor a presión, éste proporciona potencia mecánica a las turbinas de los generadores de electricidad, motores de cuchilla, molinos, bombas de alimentación de condensado, desfibradoras y otros elementos que son movidos por impulso mecánico. El vapor de descarga o de contrapresión se utiliza para evaporar los jugos de la caña, ya que se condensó este vapor, suavemente circula por las calderas repitiéndose este proceso.

El suministro de la energía eléctrica se obtiene del autoabastecimiento por cogeneración, dependiendo también de la conexión a la red eléctrica comercial. La cogeneración en la industria azucarera está ampliamente difundida, con investigación más profunda y desarrollo de tecnologías más eficientes para la cogeneración se podría llegar en pocos años a tener autosuficiencia de energía eléctrica para esta rama industrial, incluso vender excedentes de producción eléctrica al sector eléctrico.

1.3.6 Sector minero

En este sector se incluyen todos los procesos relacionados a la extracción del carbón, zinc y cobre principalmente. La energía primaria utilizada para este sector son el combustóleo y el gas natural; la demanda de energía eléctrica utilizada en sus procesos se satisface por medio del autoabastecimiento y mayormente por la compra de energía eléctrica al sector eléctrico. La cogeneración en esta industria aprovecha el calor de desperdicio de algunos hornos para producir vapor, el cual se utiliza para generar electricidad y potencia mecánica que impulsa turbinas acopladas a sopladores, compresores y otros equipos mecánicos llamados sistemas secundarios.

1.3.7 Sector textil

Los complejos textiles se clasifican según las fibras que producen o procesan, el algodón, lana y estambre, rayón, fibras sintéticas, el tejido y/o acabado, forman la industria textil, siendo especializadas o integradas en sus procesos. En la plantas de este sector, el autoabastecimiento por cogeneración es apoyado con turbinas de vapor.

La industria textil tiene poca participación en el contexto de la cogeneración; a nivel mundial el uso de textiles y la demanda de estos se incrementa proporcionalmente al crecimiento de la población mundial entre otros factores, tomando en cuenta esto la cogeneración tiene un gran mercado para penetrar dentro de este sector, contribuyendo a nivel mundial en el ahorro y uso eficiente de la energía.

1.3.8 Sector cervecero

La cebada germinada llamada también malta, es la materia prima; el lúpulo es el elemento que da el sabor y aroma además de que sus compuestos funcionan como conservadores naturales, el agua y la levadura se emplean para convertir el azúcar que fermenta en alcohol etílico y bióxido de carbono, los procesos térmicos son sumamente indispensables para la fermentación, composición, procesos de envasado (desde la elaboración de botellas hasta la esterilización de las que regresan a la planta).

El combustóleo y el gas natural son los energéticos primarios en los procesos de este sector industrial. Turbogeneradores y turbinas a contrapresión forman parte de sus sistemas primarios en la cogeneración para el autoabastecimiento eléctrico y necesidades térmicas de los procesos.

1.4 Estructura de los sistemas de cogeneración

1.4.1 Fuente de energía primaria

Actualmente la cogeneración está soportada por combustóleo y gas natural como energía primaria, gracias a la limpieza, disponibilidad y costo de este último energético mencionado, sumándole la adaptación tecnológica de turbinas de gas y motores, se estima que estos dos energéticos cubren un 90% del mercado de la cogeneración.

Otros energéticos como el propano, combustóleo, carbón, calor residual y la biomasa, son usados como fuente de energía primaria en procesos de cogeneración.

1.4.2 Elemento motor o primotor

Uno de los elementos más importantes en los sistemas de cogeneración es la maquina principal o primotor, el cual lleva la energía extraída del combustible por medio de una transmisión mecánica o flecha.

Turbina de gas

Es un motor térmico que desarrolla trabajo al expandir un gas caliente. Se compone por un compresor, una o más cámaras de combustión y la propia turbina de gas, los elementos mencionados confirman al generador de gases. Consta de una unidad que genera la potencia de donde se obtendrá la potencia útil total de la máquina, pudiendo ser una tobera u otra turbina de expansión de gases.

Turbina de vapor

Es una turbomáquina que transforma la energía proveniente de un flujo de vapor de agua en energía mecánica. El vapor es generado desde una caldera a muy alta temperatura y presión. Se transforma la energía interna del vapor en energía mecánica al generando un chorro de vapor a alta velocidad que impulsa los álabes de la turbina y que a su vez transfiere esta energía mecánica a un generador para producir energía eléctrica.

Motor alternativo de combustión interna

Gracias a su diseño, esta máquina utiliza el calor generado por combustión interna como energía para producir un movimiento giratorio. Basado en un mecanismo de pistón biela manivela, que se conjugan y actúan por la variación volumétrica generada en el recinto donde se produce la combustión, a consecuencia del movimiento de un pistón que a su vez está acoplado a una biela y ésta, a un cigüeñal, generando así un movimiento rotativo.

1.4.3 Sistema de recuperación de calor

Caldera

Es un dispositivo que tiene como función principal la generación de vapor con presiones superiores a una atmósfera, provocando el funcionamiento de la turbina. El vapor es generado por la absorción de calor producido en la combustión del energético primario.

Economizador o Regenerador

Es un intercambiador de calor donde los gases de combustión interna transmiten otra parte de su energía con la cual aumentan la temperatura del agua de alimentación que va a la caldera, mejorando la eficiencia del generador debido a que se recupera parte del calor que de otro modo se entregaría a la atmósfera.

Precalentador de aire

Es un cambiador de calor, principalmente diseñado para precalentar el aire atrapado en los quemadores mediante el aprovechamiento térmico de los propios gases de combustión, aumentando considerablemente la eficiencia del proceso de combustión y reduciendo al mismo tiempo la contaminación, ya que la cantidad del combustible quemado es menor.

1.4.4 Sistema de aprovechamiento de energía mecánica

En un sistema de cogeneración el aprovechamiento de la energía mecánica es de vital importancia, el generador eléctrico aprovecha la energía eléctrica que le es transmitida para la producción de energía eléctrica, la transformación de esta energía dentro de los generadores se logra por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos en una coraza llamada alternador o dinamo; además la energía mecánica acciona a elementos igualmente importantes en el proceso como las bombas y los compresores, los cuales están destinados a comunicar presión y velocidad en los fluidos, reciben la energía mecánica que proviene de un motor eléctrico o térmico.

1.4.5 Periféricos

Tuberías

Caracterizadas por su sencillez conforman una parte muy importante en la conducción de fluidos. Son elementos cilíndricos, huecos, conformados por una variedad de materiales los cuales se definen por su aplicación en las diferentes etapas de estos sistemas.

Tableros de control

Son los soportes de los sistemas de protección, control, alarmas, señalizadores, etc. Son necesarios para la operación segura y eficiente del sistema.

Sistemas eléctricos

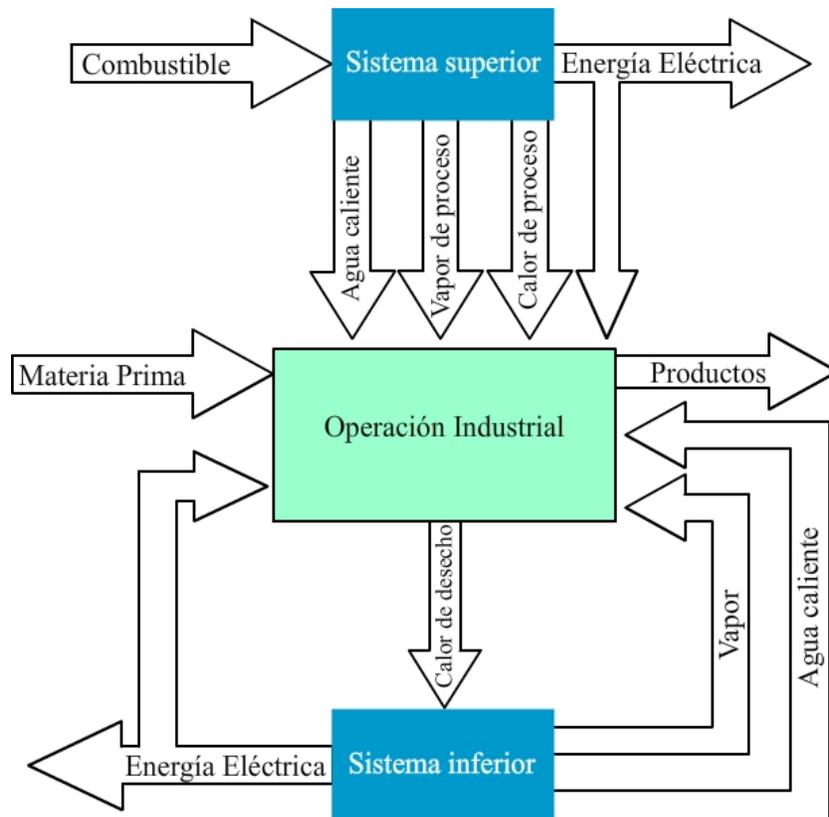
Están constituidos por la instalación eléctrica, las protecciones de los equipos, cableados, acoplamientos, etc.

1.5 Clasificación de los sistemas de cogeneración

Gran parte de los sistemas de cogeneración son clasificados de acuerdo a los ciclos termodinámicos o en relación a la tecnología de las máquinas utilizadas para este proceso, sin embargo, otra forma de clasificarlos es de acuerdo al orden de generación

de electricidad o energía térmica, por los que son denominados como sistemas superiores e inferiores.

La Figura 1.2 muestra las diferencias en el orden de producción de energía para los sistemas de cogeneración.



Fuente: García, 2006

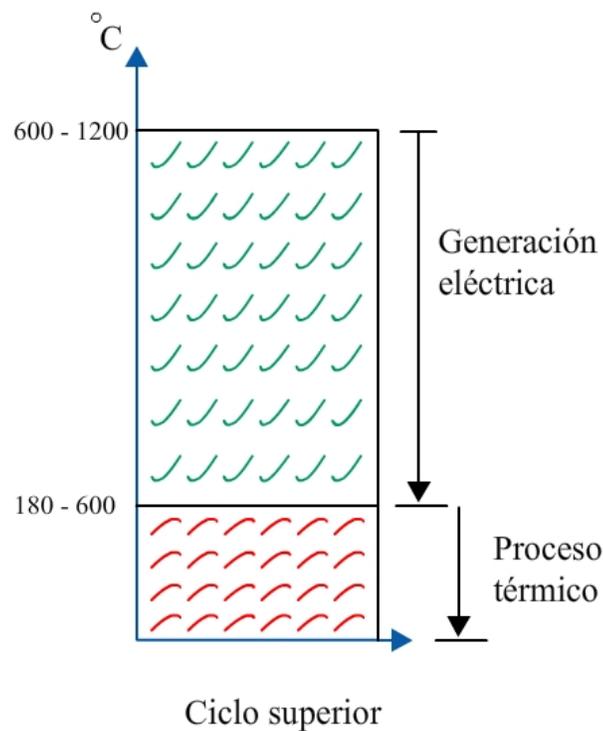
Figura 1.2. Esquema de clasificación de los sistemas de cogeneración

1.5.1 Ciclo superior

Los sistemas superiores “*topping cycles*” se caracterizan porque la energía primaria se utiliza para producir un fluido a alta temperatura y presión, la cual se utilizará para generar energía eléctrica o mecánica, y parte de la energía térmica restante, es decir, el calor residual del fluido se empleará en el proceso industrial, instalaciones comerciales, e inclusive par servicios de la misma industria. La ventaja de estos sistemas es mayor mientras más bajas sean las presiones y temperaturas de la energía térmica requerida.

En las industrias de pulpa y papel, cerveza, alimentos, azúcar, petróleo, textil y otros más, estos sistemas son ampliamente utilizados, ya que los requerimientos de calor son bajos o moderados con temperaturas de 250°C a 600°C teniendo con esto un amplio margen en la selección de la infraestructura y equipo para el proceso de cogeneración. Los elementos motores generalmente utilizados en estos sistemas son:

- Turbina de vapor
- Turbina de gas
- Motor de combustión interna
- Turbina de gas y turbina de vapor combinadas (ciclo combinado)



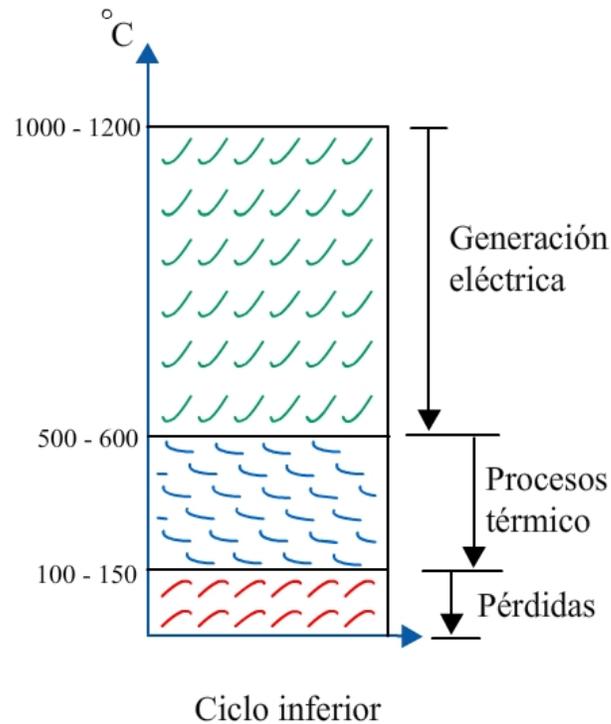
Fuente El autor a partir de López, 2006

Figura 1.3 Rango de temperaturas de los sistemas superiores

1.5.2 Ciclo inferior

Los denominados ciclos o sistemas inferiores "Bottoming cycles", son lo contrario a los sistemas de ciclo superior. Se denomina de tal forma a los sistemas en que la energía primaria se utiliza en el proceso industrial y la energía calorífica no aprovechada en el

mismo, se emplea en la generación de energía mecánica o eléctrica, tales como las industrias del cemento, acero, vidrio, química, minera, etc. En estos procesos las temperaturas generadas del calor residual oscilan entre los 250°C a 1200°C, siendo un rango muy amplio para la utilización en procesos térmicos industriales, generación eléctrica o mecánica y abastecimiento de servicios.



Fuente: El autor a partir de López, 2006

Figura 1.4 Rango de temperaturas de los sistemas inferiores

1.6 Descripción técnica de las principales tecnologías de cogeneración

En la actualidad existen diferentes tipos de sistemas y equipos que se implementan en esquemas de cogeneración, como resultado del estudio de las necesidades y requerimientos en la industria se usará un sistema en particular. Se expondrán las tecnologías generalmente usadas en diferentes sectores industriales.

1.6.1 Turbina de gas

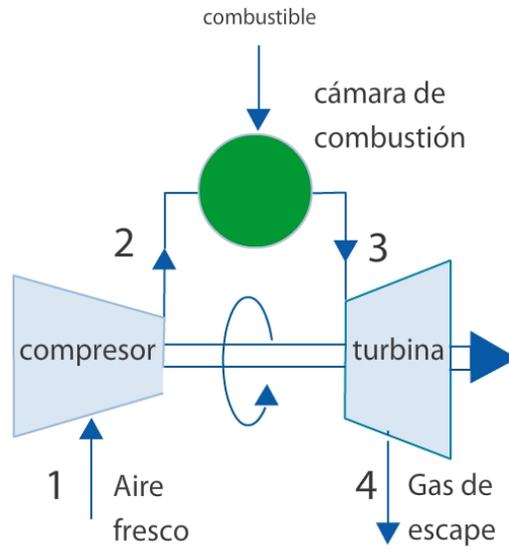
A nivel mundial la capacidad instalada con turbinas de gas oscila entre los 30 GW; gracias a los avances tecnológicos en los últimos años estas turbinas han sufrido grandes cambios brindando una mayor eficiencia en diferentes procesos productivos. El gas natural es el combustible generalmente usado, en algunos sistemas se utiliza el Gas L.P. o gasoléo, aunque este último es el menos común por las prestaciones que brinda.

1.6.1.1 Principios de operación

Las turbinas de gas funcionan bajo el ciclo Brayton, el fluido que produce trabajo, generalmente aire, se comprime en un proceso adiabático dentro de un compresor, produciéndose un incremento de presión entre cuatro y treinta veces en comparación con la presión atmosférica.

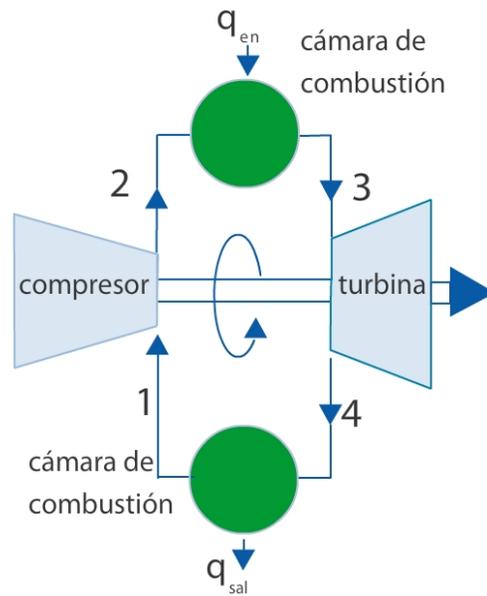
En la siguiente fase el aire comprimido se introduce por una cámara de combustión junto con el combustible, el cual se quema a una presión constante. El aire comprimido se calienta alrededor de 800° y 1200° C, estos gases son expandidos en la turbina hasta alcanzar la presión atmosférica circundante, produciendo la potencia que mueve al compresor y a un generador eléctrico u otro equipo mecánico. Los gases de salida reducen en un 50% la temperatura, se reutilizan en el sistema para apoyo de combustión o para producir otro fluido de alta temperatura. Las turbinas de gas pueden trabajar en ciclo abierto donde los gases expulsados, se vierten directamente a la atmósfera o por ciclo cerrado donde el fluido descargado se reutiliza nuevamente después de pasar por un intercambiador de calor.

Al emplear como fluido termodinámico el aire, el ciclo Brayton puede operar a temperaturas elevadas, provocando un gran aprovechamiento de fuentes térmicas de alta temperatura obteniendo un alto rendimiento termodinámico.



Fuente: El autor a partir de García, 2006

Figura 1.5 Motor de turbina de gas, ciclo abierto



Fuente: El autor a partir de García, 2006

Figura 1.6 Motor de turbina de gas, ciclo cerrado

1.6.1.2 Clasificación de las turbinas de gas

Existen diferentes formas de clasificación en la turbinas de gas, las clasificaciones más comunes son las siguientes:

Por la forma de combustión:

- Externa
- Interna

Por el tipo de combustible:

- Sólido
 - Carbón, coque, madera, en combinación con lecho fluizado precursado.
- Líquido
 - Gasolina, petróleo, diesel, aceite pesado residual, gas licuado de petróleo.
- Gaseoso
 - Gas natural

De acuerdo al ciclo

- Ciclo básico
- Ciclo simple de doble eje
- Ciclo regenerativo
- Ciclo con refrigeración inmediata
- Ciclo con recalentamiento intermedio
- Ciclo de recuperación con enfriamientos y recalentamiento intermedio
- Ciclo de inyección de vapor
- Ciclo regenerativo evaporatorio

Por el tipo

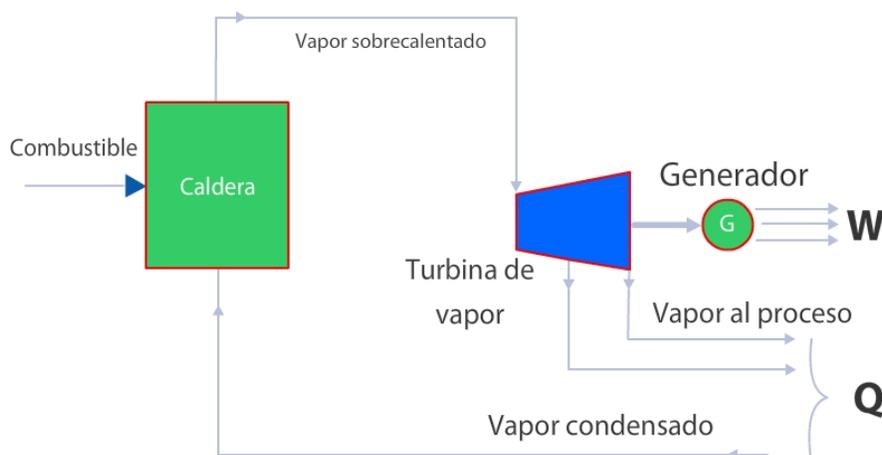
- Aeroderivadas
- Industriales

1.6.2 Turbina de vapor

El sistema de cogeneración con turbina de vapor como elemento motor, es más sencillo comparado con los sistemas de turbina de gas, esto no quiere decir que los elementos contiguos a esta tecnología son menores (calderas, condensador, bombas), en contraste con los de turbina de gas resultan ser más complejos. Esta tecnología representa el esquema más utilizado en la generación convencional de energía eléctrica, las ventajas que proporcionan estos sistemas son implementados en las industrias cuyos procesos requieren de vapor a media o alta presión.

1.6.2.1 Principio de operación

El sistema usualmente está constituido por una caldera, donde el combustible usado calienta el fluido que genera trabajo (generalmente es agua), el resultado es vapor sobrecalentado a presión y temperaturas elevadas, se produce en la siguiente fase vapor de alta presión en la turbina, produciendo así la energía mecánica que se emplea para mover un generador eléctrico, el vapor de escape proveniente de la turbina pasa por el condensador y se reinyecta al sistema, específicamente al generador de vapor, mediante bombas de agua de alimentación.



Fuente: El autor a partir de García, 2006

Figura 1.7 Esquema de cogeneración con turbina e vapor

La operación de esta tecnología está basada en el ciclo Rankin, el rendimiento de este esquema depende de la temperatura promedio a la cual se le suministra calor, cualquier cambio que aumente la temperatura promedio, a la cual, se le cede calor, incrementará el rendimiento del ciclo Rankin.

En aplicaciones de cogeneración la presión del vapor oscila entre los 90 y 110 bar, con temperaturas que sobrepasan los 450°C.

1.6.2.2 Clasificación de las turbinas de vapor

La clasificación de las turbinas de vapor obedece a distintos criterios, siendo de mayor peso en relación a la cogeneración los criterios de condiciones de descarga.

De contrapresión

La presión de salida de la turbina se encuentra por encima de la presión atmosférica, la electricidad generada es relativamente baja con respecto a la energía térmica aprovechable dependiendo directamente de ésta.

De contrapresión con extracción

La turbina cuenta con una toma de vapor en la armadura para abastecer a un determinado servicio, la presión de extracción, al variar el caudal del vapor, se mantiene constante con ayuda de un regulador de presión que actúa sobre la turbina. En caso de que exista inestabilidad en la extracción, la presión del vapor extraído se somete a variaciones en función del caudal de vapor de salida de la turbina.

De condensación pura

Estas turbinas se emplean normalmente en las centrales térmicas de producción de energía eléctrica. El nivel de aprovechamiento térmico en estas turbinas es muy bajo, se utiliza en sistemas de calefacción de distrito, o en sistemas que requieren bajo suministro de energía térmica. El vapor es expandido desde la entrada hasta una presión por debajo

de la presión atmosférica, pasando por el condensador y repitiendo su ciclo desde la caldera o generador de vapor.

De condensación con extracción

En este tipo de turbinas se aprovecha parte de la energía térmica útil, además de que tiene mayor flexibilidad en la variación de cargas gracias al condensador, a diferencia de la turbina de condensación pura, en esta turbina la generación de energía eléctrica es mejor. El vapor se expande desde la entrada a la turbina teniendo una presión menor que la atmosférica, luego se condensa y se bombea como agua nuevamente a la caldera.

Los demás criterios de clasificación son los siguientes:

Por tipo de toberas y álabes:

- Acción
- Reacción

Por movimiento del vapor:

- Axial
- Radial

Por número de etapas:

- Monoetapa
- Multietapa

Por tipo de servicio:

- General
- Aplicaciones críticas.

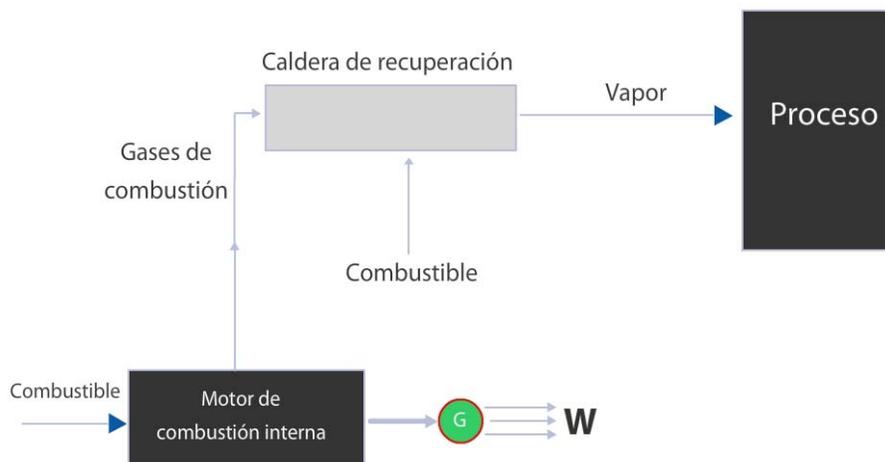
1.6.3 Motor alternativo

Los sistemas de cogeneración integrados por un motor de combustión interna, al igual que en las turbinas de gas, pueden usarse los gases derivados de esta combustión, en cualquier proceso térmico que los pueda aprovechar, en la Figura 1.6 se observa lo antes mencionado, mediante una caldera de recuperación de calor.

Una manera de clasificar los sistemas basados en el motor de combustión interna es por sus ciclos; el ciclo Otto y el ciclo Diesel. Los combustibles generalmente utilizados en los motores de combustión interna son el diesel, la gasolina, y el petróleo.

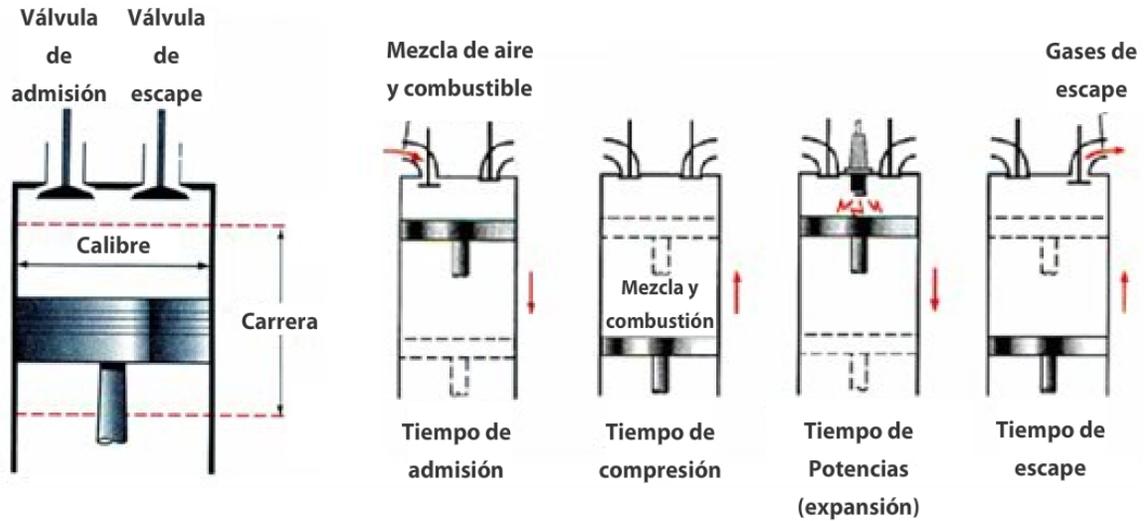
1.6.3.1 Principio de operación

También conocidos como motores encendidos por chispa, trabajan bajo el ciclo Otto, básicamente se conforman por dos válvulas, de admisión y de escape así como de un pistón y una cámara en la que se lleva a cabo la combustión. Es un proceso muy sincronizado y preciso, inicialmente ambas válvulas se encuentran cerradas y el pistón en su posición más baja, durante la compresión, el pistón se mueve hacia arriba comprimiendo la mezcla de combustible y aire, la mezcla es encendida mediante la chispa producida por una bujía, esto lleva al incremento de presión y temperatura en el interior de la cámara que contiene al pistón. Los gases movidos a una presión alta transfieren energía mecánica al pistón haciéndolo regresar hasta que termina esta expansión de gases, esto se acopla a un elemento llamado cigüeñal, el cual transfiere la energía mecánica a un arreglo de flechas o ejes, existen arreglos desde uno hasta 12 pistones por motor. El pistón sube nuevamente liberando los gases por la válvula de escape y el proceso se repite.



Fuente: El autor a partir de Ontiveros, 2007

Figura 1.8 Flujo del proceso en un motor de combustión interna



Fuente: El autor a partir de Morley, 1943

Figura 1.9 Componentes y flujo de operación en un ciclo Otto

En los motores basados en el ciclo Diesel, el aire es comprimido teniendo temperaturas superiores a las de autoencendido del combustible, inmediatamente de que el combustible es inyectado, y con esta gran compresión, con la mezcla de aire caliente se produce la combustión, los motores diesel pueden ser diseñados para operar en relaciones de compresión más altas y por lo tanto más eficientes, el proceso de combustión en estos motores sucede durante un periodo más largo, el proceso de combustión se obtiene como un proceso de adición de calor a presión constante, esto es lo único que diferencia al ciclo Otto del Diesel.

1.6.4 Ciclo combinado

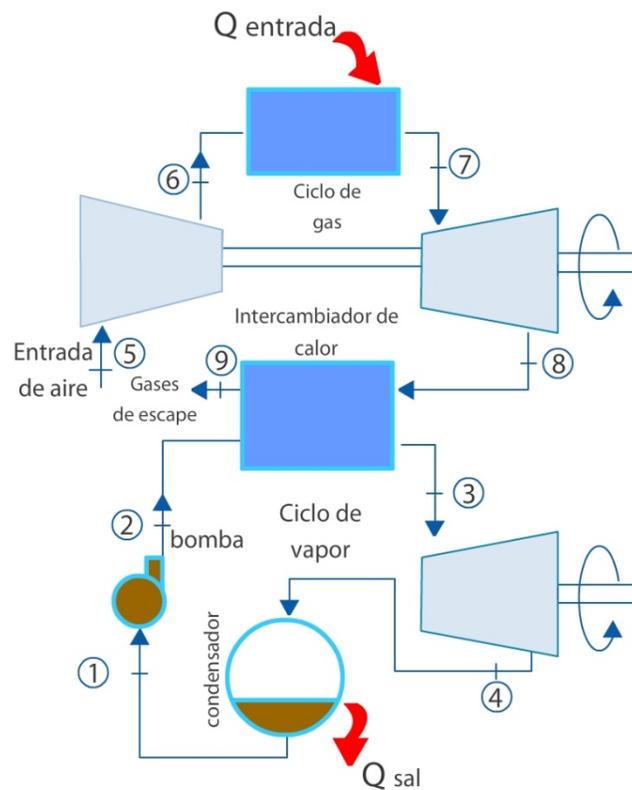
La tecnología de ciclo combinado, se basa en la integración de dos ciclos de potencia, de modo que el calor residual de un ciclo sea utilizado por el otro, parcial o totalmente, como fuente térmica.

Un ciclo combinado está soportado por el ciclo termodinámico Brayton, implementado con turbina de gas, como sistema superior, y el ciclo Rankin, implementado con turbina de vapor, haciendo la función de sistema inferior.

El gas natural es inyectado en la turbina haciendo contacto con aire comprimido, teniendo como consecuencia, combustión. Los gases generados provocan el movimiento en la turbina, produciendo electricidad.

Los gases al salir de la turbina se encuentran a temperaturas muy elevadas que oscilan en los 600°C, aprovechando de esta manera la energía térmica, esta es absorbida por una caldera de recuperación de calor que calienta agua convirtiéndola en vapor, que a su vez impulsa a la otra turbina, produciendo nuevamente electricidad.

La instalación de un ciclo combinado ofrece la posibilidad de triplicar la generación de electricidad para un mismo proceso, en este caso, la producción de vapor. El rendimiento global oscila entre el 80 y 90%, teniendo un rendimiento térmico del orden de 60% con la ayuda de combustible extraordinario, siendo una eficiencia muy superior con respecto a la generación eléctrica de una central térmica convencional.



Fuente: El autor a partir de Maldonado, 2007

Figura 1.10 Diagrama de ciclo combinado, modificado

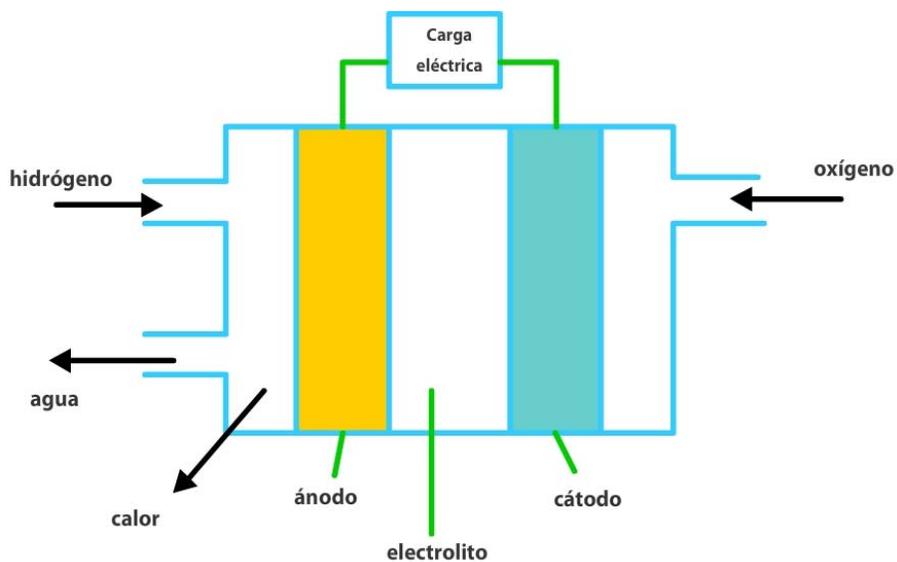
1.6.5 Otras tecnologías

Celdas de combustible

Son dispositivos que generan energía eléctrica en base a procesos químicos, sin procesos intermedios de combustión o energía mecánica, son alimentadas con hidrógeno y oxígeno para producir corriente eléctrica, agua y calor, los componentes que resultan de este proceso son obtenidos inmediatamente, mientras el suministro de hidrógeno sea constante.

Las celdas se clasifican en base al electrolito utilizado, el cual define la temperatura de operación, las principales celdas de combustible son:

- *De metanol directo*
- *De óxido sólido*
- *Alcalinas*
- *Acido fosforito*
- *Con membrana de intercambio Protónico.*
- *De carbonato fundido*



Fuente: El autor a partir de López ,2006

Figura 1.11 Esquema de los elementos en una celda de combustible de oxido sólido

Las temperaturas alcanzadas por la operación de las celdas SOFC³ oscilan entre los 800 y 1000° C , con estas celdas se implementan arreglos para sistemas de cogeneración o para producir, en ciclos inferiores, potencia adicional.

³Abreviatura utilizada para las celdas de combustible de óxido sólido.

Conclusiones

Dos insumos de gran importancia en la actividad industrial son la energía eléctrica y la energía térmica, la cogeneración cumple con la generación conjunta de estos dos insumos a partir de la misma fuente de energía primaria, tales energías son aprovechadas en los sistemas industriales como energías útiles, aumentando la eficiencia en el uso de la energía primaria, entre otras tantas ventajas.

El ahorro de energéticos trae consigo una serie de beneficios, tales como el beneficio económico por costos de abastecimiento de materia prima y gastos de almacenaje, así como la eficiente utilización de los recursos naturales ya que los mantos de donde se extrae la energía primaria no se saquean de manera indiscriminada y la administración de estos recursos a nivel global aumenta la disponibilidad de estos recursos naturales.

Los diversos sectores industriales a nivel mundial que han implementado sistemas de cogeneración ven con gran ánimo este tipo de esquemas de generación de energía conjunta, los beneficios directos se ven reflejados en las ganancias monetaria de las industrias, sin dejar a un lado las bajas emisiones producidas trayendo consigo beneficios al medio ambiente por actividad industrial.

Se estudiaron cada uno de los componentes elementales en los esquemas de cogeneración, sin importar el tipo de tecnología que se utilice, estos componentes siempre existen en los sistemas de cogeneración, sólo varía la cantidad de los mismos, su tamaño, o el orden de posición, dependiendo de cada tecnología, siendo estos elementos genéricos en los esquemas de cogeneración.

La implementación de las diferentes tecnologías utilizadas en la cogeneración, depende de los usuarios, ya que las necesidades caloríficas o de energía eléctrica difieren en cada proceso industrial, por lo que la tecnología a implementar deberá cumplir con los requerimientos de cada industria en particular. Las turbinas de gas comúnmente tienen una gran aceptación ya que su combustible es barato y limpio, bajo costo inicial para operar, arranque rápido, mantenimiento de bajo costo, entre otras cualidades, pero la elección de la tecnología dependerá netamente de las necesidades específicas en cada sector industrial.

El siguiente capítulo describirá una metodología para el cálculo del potencial de cogeneración en la industria de una manera genérica, dependiendo de las necesidades caloríficas y de generación eléctrica de manera rápida y eficiente.

Capítulo 2

Metodología para la determinación
del potencial técnico de cogeneración

2. Metodología para la determinación del potencial técnico de cogeneración en la industria

Introducción

La energía, en cualquiera de sus formas, desempeña un papel fundamental como instrumento para alcanzar los objetivos de crecimiento económico, para el mejoramiento del nivel de vida de la población y como elemento vinculado estrechamente con la protección al medio ambiente, por su producción y uso.

Alcanzar cada uno de estos propósitos, requiere de cambios drásticos en los tipos de energía que producimos y la forma como las utilizamos. Esto implica, que el desarrollo de los sistemas energéticos debe impulsar programas de eficiencia energética, promocionar la utilización de las fuentes renovables y que se apoye el uso de tecnologías limpias y energéticos de próxima generación. Sin duda, los recursos naturales no renovables constituyen la base del suministro energético primario de nuestro país; lo que significa que deben ser cuidados y utilizados en forma racional y eficiente; mas aún, siendo el soporte fundamental de la economía, corresponde al Estado planificar y gestionar que el uso y transformación de dichos recursos contribuya efectivamente con el crecimiento y desarrollo del país, sin que ello cause deterioro del medio ambiente. Por esta razón y con el propósito de identificar magnitudes de producción relacionadas con la eficiencia energética, este capítulo tratará sobre el potencial técnico de cogeneración en la industria.

Las metodologías para evaluar el potencial de cogeneración en distintos países han sido desarrolladas en la actualidad, debido a los posibles beneficios que puede ofrecer la masificación de instalaciones de cogeneración, sobre todo en los últimos años, con la fuerte demanda mundial del gas natural, a las economías de escala y desarrollo de las tecnologías; lo cual se presentará en la primera parte de este capítulo exponiendo algunos casos internacionales.

En el estudio del potencial técnico de cogeneración se analizan elementos que tienen que ver con la ingeniería básica del sistema y del proceso que se desea abarcar. Para ello se tiene que hacer la descripción del mismo con la finalidad de mostrar todos los

requerimientos para hacerlo factible. De ahí la importancia de analizar las características técnicas y la demanda que se tendrá para que los datos obtenidos representen la veracidad de la operación del sistema de dicho sistema de cogeneración, en la segunda parte de este capítulo se propondrá una metodología relacionada con lo antes mencionado.

En un estudio del potencial económico de cogeneración se trata cada uno de los elementos que conforman el estudio técnico, se elabora un análisis de la inversión para posteriormente conocer la viabilidad económica del mismo. Para calcular el potencial económico de cogeneración se debe realizar un estudio de factibilidad económica mediante el cálculo aproximado del valor presente neto (VPN) y el período de recuperación del capital (PRC). En concreto, es un estudio relacionado con cuestiones económico-administrativas relacionadas de antemano con todo el aspecto técnico. Este estudio no será motivo de análisis en el presente trabajo.

2.1 Metodologías de Evaluación del Potencial Técnico de Cogeneración

Las metodologías para evaluar el potencial técnico de cogeneración han sido desarrolladas en base a la disponibilidad de las tecnologías existentes y a las necesidades de las industrias o instalaciones sin considerar variables económicas que den muestras de la rentabilidad de los proyectos. A continuación se describen las principales metodologías encontradas en la literatura internacional y nacional.

2.1.1 Metodología de la Universidad de Chile

2.1.1.1 Descripción general de la metodología

Esta metodología fue desarrollada por la Universidad de Chile en 1998. Se estima el potencial de cogeneración en una zona geográfica determinada y consta de los siguientes pasos:

- i) Proceso de preselección de las industrias.
- ii) Estimación de la potencia eléctrica cogenerada.
- iii) Selección de las tecnologías de cogeneración.

2.1.1.2 Pasos de la metodología

A) Paso 1

Se recolecta información de todas las instalaciones que posean calderas, por ejemplo consumo de combustibles, operación anual y consumos eléctricos.

De esta forma, sólo se consideran en el estudio del potencial de cogeneración a las instalaciones que cuenten con calderas en operación y de las cuales se posea la mayor cantidad de información posible.

B) Paso 2

Este procedimiento toma en cuenta los siguientes pasos:

a) Se recopila la información acerca de los consumos de combustibles (en [kg/ hr]), los días y horas de operación anual de cada caldera, a partir de las bases de datos del Servicio de Salud Metropolitano del Ambiente (SESMA, 1997).

b) Luego se calcula el consumo de combustibles para cada caldera en [kcal/ hr], mediante el poder calorífico inferior (PCI) de los combustibles utilizados.

Es decir: **Consumo [kcal/ hr] = Consumo [kg/ hr] * PCI [kcal/ kg]** (2.2.1)

c) Se obtiene el consumo térmico para cada caldera, asignándole un promedio de eficiencia térmica a las calderas de 83% y aplicando la conversión energética:

$$1\text{kcal} = 1.16 * 10^{-3} [\text{kWh}]$$

⇒ **Consumo térmico [kW] = Consumo [kcal/ hr] * 83% * 1.16 * 10⁻³ [kWh/ kcal]** (2.2.2)

d) Se calcula el factor de carga térmico de cada caldera:

$$Fc_i = \frac{hrs * días}{8760} \quad (2.2.3)$$

donde:

hrs. : Son las horas al día que opera cada caldera

días : Son los días del año que opera cada caldera

Luego se calcula el factor de carga térmico total para la industria:

$$Fc_{Total} = \frac{\sum Fc_i * Pr od_i}{Pr od_{Total}} \quad (2.2.4)$$

En que:

Fc_i : Factor de carga térmico de la caldera i-ésima de la industria

$Pr od_i$: Producción de vapor de la caldera i-ésima de la industria

$Pr od_{Total}$: Producción de vapor total de la industria

$$Pr od_{Total} = \sum_i Pr od_i$$

e) Se deben obtener los consumos eléctricos de todas las instalaciones, incluyendo consumo mensual y demanda máxima promedio de cada planta, obteniendo de esta forma el factor de carga eléctrico:

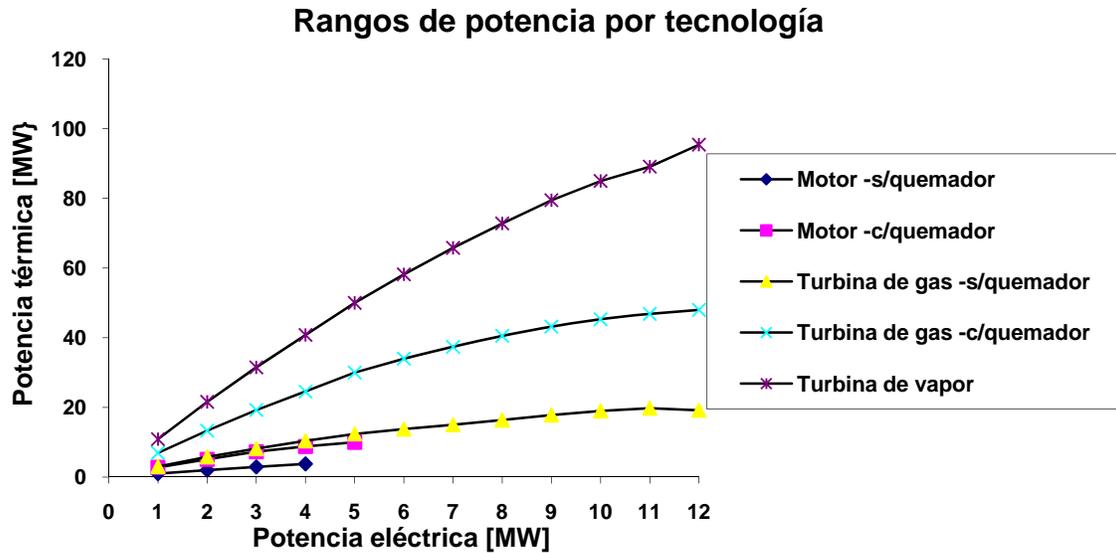
$$Fc_{elec} = \frac{Consumo[kWh]}{kW_{mes} * 720} \quad (2.2.5)$$

f) Determinación de la razón calor electricidad (RCE): éste se obtiene a partir de los consumos térmicos y eléctricos demandados por los procesos de cada industria.

$$RCE = \frac{kW_{térmico}}{kW_{eléctrico}} \quad (2.2.6)$$

Este es el parámetro clave para la determinación del potencial de cogeneración de cada industria o instalación.

En la Figura 2.1 se muestra un gráfico que relaciona la potencia eléctrica y térmica, actualizado hasta el año 1997, la cual permite calcular el potencial de cogeneración según el coeficiente RCE, los consumos de las industrias y las diferentes tecnologías disponibles en el mercado:



Fuente: Fleming, 2004

Figura 2.1 Rangos de potencia por tecnología

C) Paso 3

Esta metodología agrupa a las instalaciones según tres categorías:

1) Instalaciones con capacidad comercializadora

Es decir, aquellas industrias que tengan capacidad para generar mayor energía eléctrica a la necesitada, de tal manera que puedan vender sus excedentes a la red.

Típicamente las instalaciones en esta categoría deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Factor de carga térmico > 50% y Demanda eléctrica > 1 MW o
- Demanda térmica > 150 kW; Factor de carga térmico y eléctrico > 50% y RCE > 3.

La potencia eléctrica a cogenerar se determina en aquel punto de la figura anterior, en que se satisface la demanda térmica de la instalación y luego se traza una línea recta

paralela al eje x e intersecando con la curva, se elige aquella tecnología que ofrezca la mayor potencia eléctrica posible.

Esta potencia eléctrica es la que se define en este caso como el potencial de cogeneración de esa industria en particular.

2) Imposibilidad de comercialización de excedentes eléctricos.

En esta categoría se encuentran las industrias que no tienen capacidades técnicas de instalar sistemas de cogeneración que puedan generarles excedentes eléctricos y por lo tanto la elección de la tecnología de cogeneración no debe superar las demandas internas de la industria.

Típicamente las instalaciones en esta categoría deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Factor de carga térmico y eléctrico $> 50\%$; Demanda eléctrica > 1 MW y RCE < 1

Nuevamente se elige aquel punto de la figura 8 que satisfaga la demanda térmica de la industria y que entregue la mayor potencia eléctrica, pero limitada a los consumos internos, ya que la planta no venderá sus excedentes.

3) Sistema mixto

Es una situación intermedia de las dos situaciones descritas anteriormente. Se debe tener un proceso con una continuidad mínima de las demandas térmicas y eléctricas y con una elevada demanda térmica.

Lo que se puede expresar en los siguientes términos:

- Factor de carga térmico y eléctrico $> 50\%$, RCE > 1 y
- Demanda térmica > 1 MW

La potencia eléctrica a instalar se elige de aquella combinación de la Figura 2.1 que primero satisfaga la demanda térmica y luego escoger la tecnología con mayor potencia eléctrica sin producir excesos innecesarios.

2.1.1.3 Comentarios

De la literatura internacional se observa que los datos de consumo térmico y eléctrico de cada empresa o institución son fundamentales para obtener con precisión el potencial técnico de cogeneración. El problema está en la disponibilidad de estos datos, ya que es una información confidencial y difícil de obtener.

Si se observa el gráfico de la Figura 2.1, puede apreciarse que este método no considera aquellas instalaciones que cogeneren energía eléctrica menor a 1 MW, ya que resultan inconvenientes desde el punto de vista técnico y económico, pero hay que considerar que este estudio fue realizado en 1998.

2.1.2 Metodología del estado Nueva York

2.1.2.1 Descripción general de la metodología

Esta metodología fue desarrollada por el gobierno del estado de Nueva York en el año 2002. El estudio realizado permite la evaluación del potencial técnico de cogeneración, basa su estimación solamente en la disponibilidad de las tecnologías y en base a las necesidades de las industrias. La metodología consta de los siguientes pasos.

2.1.2.2 Pasos de la metodología

A) Paso 1

Identifica los sectores de las industrias que tienen potencial de cogeneración, basado en los consumos térmicos y eléctricos de las industrias tipo.

B) Paso 2

Cuantifica las instalaciones por sector industrial con capacidad para cogenerar y realiza una caracterización según el tamaño de los consumos eléctricos.

Las industrias incluidas como potenciales cogeneradoras deben tener las siguientes características:

- Relativa coincidencia en el tiempo de las demandas térmicas y eléctricas.
- Cargas de energía termal en forma de vapor o agua caliente.
- Radios de demandas eléctricas a térmicas (E/C) entre 0.5 y 2.5.
- Operación anual de las industrias > 4000 hrs.

C) Paso 3

Estima el potencial de cogeneración en términos de potencia eléctrica en MW. El potencial se deriva para cada sector industrial y para cada tamaño según demanda eléctrica.

Se asume que el sistema de cogeneración debe abastecer el promedio de la demanda eléctrica por sector y tamaño y luego el potencial será el simple producto entre el número de industrias y el promedio de demanda eléctrica, con la excepción de algunos casos, en que por ejemplo: las demandas térmicas sean insuficientes para abastecer la demanda eléctrica promedio. Para estos casos se utiliza un factor de corrección entre 0 y 1.

Para explicar mejor la metodología, en la Tabla 2.1 se tienen datos ordenados por el número de industrias por sector y tamaño de la demanda eléctrica respectiva.

Tabla 2.1 Potencial técnico en el sector industrial de Nueva York

Sector Industrial	50-500 kW		0.5-1 MW		1-5 MW		5-20 MW		> 20 MW		Total	
	Sitios	MW	Sitios	MW	Sitios	MW	Sitios	MW	Sitios	MW	Sitios	MW
Alimentación	421	63	52	39	66	165	5	63	0	0	544	330
Textiles	287	32	18	10	19	36	0	0	0	0	324	78
Aserraderos	234	7	13	2	6	3	0	0	0	0	253	12
Muebles	125	6	5	1	4	3	1	4	0	0	135	14
Papeleras	216	32	49	37	37	93	4	50	0	0	306	212
Químicas	302	45	54	41	73	183	18	225	0	0	447	493
Ref. Petróleo	66	10	15	11	4	10	1	13	0	0	86	44
Plásticos	327	15	57	13	50	38	0	0	0	0	434	65
Extracc. Metales	111	4	24	5	29	18	16	50	3	75	183	152
Metálicos	559	25	38	9	48	36	5	19	1	30	651	118
Maquinaria	592	22	43	8	29	18	5	16	3	75	672	139
Equipamiento	111	8	12	5	25	31	3	19	0	0	151	63
Instrumentos	259	19	35	13	39	49	5	31	2	100	340	213
Otras	284	11	13	2	5	3	0	0	0	0	302	16
Total	3894	300	428	195	434	685	63	448	9	280	4828	1948

Fuente: New York State, 2002

Se estima el potencial de cogeneración abasteciendo la distribución promedio de las demandas eléctricas por sector y tamaño. El estudio de los promedios son:

- Entre 50 y 500 kW la distribución promedio es 150 kW.
- Entre 500 y 1000 kW la distribución promedio es 750 kW.
- Entre 1 y 5 MW la distribución promedio es 2.5 MW.
- Entre 5 y 20 MW la distribución promedio es 12.5 MW.
- Para mayores a 20 MW se estima la distribución promedio de 75 MW.

Entiéndase por distribución promedio como el consumo eléctrico en que se encuentra el mayor número de las industrias dentro del rango.

Para el sector alimentación entre el rango de 50 y 500 kW se tiene (Tabla 2.1):

- Número de industrias: 421.
- Promedio de consumo eléctrico: 150 kW.
- Potencial de cogeneración para ese sector es: $421 \cdot 150 \text{ [kW]} = 63.15 \text{ MW}$.

Aproximadamente 63 MW, tal como se puede ver en la Tabla 2.1.

Esta es la metodología que se establece para todos los sectores con la excepción de los sectores: aserraderos, mueblerías, metales, maquinaria, equipamiento de transporte e instrumentos, en que las demandas térmicas son insuficientes para abastecer la demanda promedio, por lo cual, se les debe aplicar un factor de corrección que refleje esas características basadas en la información de los consumos térmicos y eléctricos de esos sectores en particular.

Para el sector plásticos entre el rango de 50 y 500 kW se tiene:

- Número de industrias: 327.
- Promedio de consumo eléctrico: 150 kW.

Potencial de cogeneración para ese sector es: $327 \cdot 150 \text{ [kW]} = 49.05 \text{ MW}$.

Pero se puede apreciar en la tabla que el potencial es 15 MW, por lo que el factor de corrección para ese sector industrial es de:

$$F_c = \frac{15 \text{ MW}}{49.05 \text{ MW}} = 0.31$$

y ese es el factor que utiliza esta metodología tomando en cuenta la base de datos del sector industrial.

2.1.2.3 Comentarios

Si bien es una metodología bastante simple desde el punto de vista académico, al igual que la metodología anterior, requiere de información acerca de consumos eléctricos de cada empresa para ubicarlos por tamaños de demanda.

Realiza una estimación del cálculo del potencial técnico de cogeneración con un mayor error que la metodología de la universidad de Chile, debido a que realizan simplificaciones de cálculo mayores, como por ejemplo: el promedio eléctrico de cada tamaño de demanda eléctrica y por sector basado en los consumos unitarios de cada industria.

Sólo considera un análisis del potencial técnico de cogeneración del sector industrial. Resulta muy conveniente separar al sector industrial por sector y según tamaños de demanda eléctrica, ya que permite homogeneizar ciertas características de las industrias y a partir de ello, realizar estimaciones con un menor error de cálculo.

2.1.3 Metodología de Onsite Sycom aplicada a Estados Unidos de América

El estudio fue realizado por la empresa privada ONSITE SYCOM Energy Corporation en el año 2000, para calcular el potencial técnico de cogeneración en los Estados Unidos; es la compañía independiente más grande del país acreditada como empresa de servicios energéticos.

2.1.3.1 Descripción general de la metodología

Dicha metodología se basa en la información proporcionada por entidades federales, la cual separa a las empresas menores y mayores a 1MW en cuanto a consumos eléctricos se refiere.

2.1.3.2 Pasos de la metodología

A) Paso 1

Se tienen 2 bases de datos, una con los consumos térmicos y eléctricos de todas las industrias más grandes en Estados Unidos y otra base con las industrias más pequeñas; de las cuales, sólo se tienen los consumos eléctricos.

B) Paso 2

Para las empresas más grandes, típicamente con consumos eléctricos mayores a 1MW ($E > 1.0$ MW). Primero se calcula la razón potencia eléctrica a potencia térmica (E/C) consumida por cada industria, luego se dividen según el valor de esta razón:

- $E/C < 0.4$ Para las industrias que se encuentren dentro de este rango se les aplica una tecnología de turbina de gas de ciclo simple, que tenga una razón de

generación de $E/C=0.6$; de tal forma que sean diseñadas para tener excedentes de energía eléctrica.

Por ejemplo: - Demanda eléctrica promedio de la industria = 1MW.

- Demanda térmica promedio de industria = 5 MW

$$\frac{E}{C} = \frac{1}{5} = 0.2 \quad (2.2.7)$$

A esta industria, se le aplica una tecnología que genere con $E/C = 0,6$; y la potencia eléctrica cogenerada será función de la demanda térmica⁴, es decir:

$$\frac{E}{C} = 0,6 \Leftrightarrow E = 0.6 * C \quad (2.2.8)$$

$$\Rightarrow E = 0.6 * 5[MW] = 3[MW]$$

- $0.4 < E/C < 1.5$ Para las industrias que se encuentren dentro de este rango, se les aplica una tecnología que tenga una razón $E/C = 1.0$ de tal forma que son diseñadas para tener excedentes de energía eléctrica sólo aquellas industrias que posean consumos $0.4 < E/C < 1.0$ y aquellas que se encuentren dentro del rango $1.0 < E/C < 1.5$ deberán comprar a la red los requerimientos eléctricos que no sean cogenerados.
- $E/C > 1.5$ Estas industrias no se consideran en el potencial técnico, debido a que los requerimientos de energía térmica son muy pequeños comparados con los eléctricos, por lo tanto se complica mucho la instalación de sistemas de cogeneración desde el punto de vista técnico.

C) Paso 3

Para las empresas de menor tamaño: ($100 \text{ kW} < E < 1000 \text{ kW}$), ya que representan el 20% aproximado del consumo eléctrico en Estados Unidos. Dado que no se tienen los

⁴ Esta metodología abastece prioritariamente la demanda térmica.

consumos térmicos, no se puede calcular el potencial de cogeneración en base a la razón E/C, por lo cual se recurre a la simplificación que cada industria en este rango debería adoptar una tecnología de motor reciprocante, debido a los menores consumos, con una generación promedio de $E/C = 0.8$. Finalmente se obtiene un valor promedio de 400 KW eléctricos como potencial cogenerador para cada industria.

Así el potencial técnico en este segmento será el simple producto del número de industrias en este rango por los 400 kW promedio que debería cogenerar cada una.

2.1.3.3 Comentarios

Requiere de mucha información acerca de los consumos térmicos y eléctricos de cada industria. Esa información está disponible sólo para las industrias con consumos eléctricos mayores a 1MW. Su aplicabilidad en Chile es discutible, ya que esta metodología está centrada básicamente en las industrias con consumo eléctrico mayor a 1MW, que representan cerca del 80% del total del consumo eléctrico en Estados Unidos. En Chile este sector industrial no es tan representativo del consumo eléctrico total y por lo tanto el estudio del potencial de cogeneración técnico no debe estar acotado casi exclusivamente a éste.

2.1.4 Metodología de Netherlands Energy Research aplicada en la República Eslovaca

2.1.4.1 Descripción general de la Metodología

La siguiente metodología fue desarrollada por Netherlands Energy Research Foundation ECN. Este es un método basado exclusivamente en los datos de consumo térmico de todas las calderas instaladas en la República Eslovaca y es un análisis que incluye tanto el sector industrial como comercial e institucional. La Tabla 2.2 nos da un estimado del número de calderas instaladas en ciertos rangos de capacidad térmica.

Tabla 2.2: Capacidad instalada de las calderas en Eslovaquia

Capacidad térmica instalada [MW]	Número de calderas
Bajo 0.2	2136
0.2-1.0	876
1.0-6.0	1926
6.0-10.0	50
10-100	86
Sobre 100	2

Fuente: ECN, 2000

2.1.4.2 Pasos de la metodología

A) Paso 1

Se asume como promedio 3 calderas por instalación, una funcionando como recuperadora del vapor, otra funcionando sólo en horas punta en horario de invierno; por lo tanto, sólo 1 caldera se utilizará como fuente de alimentación térmica; es decir, el total de instalaciones para cada tamaño debe ser dividido por 3, para así obtener el número de instalaciones con sistema de cogeneración, tal como se puede ver en la siguiente Tabla 2.3 en la columna 4 (Número de unidades de cogeneración).

B) Paso 2

La razón de generación eléctrica a térmica debe ser $E/C= 1/1,5$ para las unidades más pequeñas; en este caso, para aquellas calderas con capacidad instalada menor a 1MWt y asignándole un cociente $E/C=1/2$ para las calderas con capacidades mayores a 1MWt, debido a que tienen más posibilidades desde el punto de vista técnico para cogenerar. Primero se asigna un promedio de consumo térmico por rango (columna 2), luego se calcula la salida eléctrica del sistema de cogeneración (columna 3) mediante la razón E/C descrita y finalmente se obtiene el potencial eléctrico total por rango de tamaño, multiplicando el valor de la columna 3 por el número unidades (columna 4).

Tabla 2.3: Potencial técnico de cogeneración en Eslovaquia

Rango Capacidad [MWt] ²	Promedio Calor Salida [MWt]	Promedio Salida Eléctrica [MWe] ³	Número Unidades Cogeneración	Total Potencia Térmica [MWt]	Total Potencia Eléctrica [MWe]
Bajo 0.2	0.2	0.133	712	142	95
0.2-1.0	0.6	0.4	292	175	117
1.0-6.0	3.5	1.75	641	2244	1121
6.0-10	8.0	4.0	17	136	68
10-100	55.0	28.0	28	1540	784
Sobre 100	150	75.0	1	150	75

Fuente: ECN, 2000

C) Paso 3

Luego se suman los potenciales técnicos obtenidos en la última columna del cuadro anterior, obteniendo así el potencial de cogeneración técnico total.

2.1.4.3 Comentarios

Esta metodología incluye el potencial para el sector comercial, institucional e industrial. Su margen de error en los cálculos es mayor a los otros métodos revisados anteriormente, debido a que el análisis no cuenta con los consumos eléctricos de las distintas instalaciones; por lo tanto, debe hacer una estimación de ellos para cada categoría como un promedio de potencia eléctrica que podría cogenerar. Tiene la ventaja de ser un método simple, requiere menos información que los otros métodos, pero su desventaja es ser menos preciso.

2.1.5 Comparativo de las metodologías

En el siguiente cuadro se presentan los pasos a grandes rasgos que se describieron en las metodologías anteriores, con el fin de observar las coincidencias y procesos notorios utilizados en cada una de éstas. En la siguiente parte del capítulo se propondrá una metodología para el cálculo del potencial técnico de cogeneración apoyado en las metodologías estudiadas.

Tabla 2.4: Cuadro comparativo entre las diferentes metodologías

Metodología	Paso 1	Paso 2	Paso 3
Universidad De Chile	Proceso de preselección de las industrias.	Estimación de la potencia eléctrica en base a sus consumos.	Selección de las tecnologías de cogeneración.
Nueva York	Identificación de las industrias basado en los consumos de industrias tipo.	Caracterización de instalaciones cogeneradoras según la magnitud de consumos eléctricos.	Estimación del potencial de cogeneración separando en dos sectores las industrias.
Estados Unidos	Consulta de datos técnicos en dos bases de datos gubernamentales.	Selección de industrias de grandes consumos eléctricos y térmicos, separando entre pequeñas y grandes.	Cálculo del potencial de cogeneración separando empresas menores y empresas mayores.
República Eslovaca	Consulta de base de datos de calderas instaladas en la República Eslovaca.	Separación y análisis de datos para el sector comercial, institucional e industrial.	Cálculo del potencial de cogeneración en los tres sectores mencionados.

Fuente: El autor

2.2 Metodología Propuesta para la Evaluación del Potencial Técnico de Cogeneración

Como resultado del estudio de las metodologías anteriores, nos permitimos proponer una metodología; sin embargo, sólo se enuncia pero no se aplica posteriormente, ya que sale del alcance del presente trabajo.

2.2.1 Descripción general de la metodología

La metodología propuesta consta de cuatro etapas fundamentales:

- Proceso de preselección de las industrias.
- Selección de tecnologías.
- Cuantificación de la potencia eléctrica a cogenerar y cuantificación del potencial técnico total.

2.2.2 Pasos de la metodología

La primera condición que deben cumplir las industrias para ser consideradas en el potencial de cogeneración, es que posean elevados consumos de energía térmica (Lizárraga, 1994). Para identificarlas se podrá utilizar alguna base de datos que contenga información de todas las calderas instaladas en la región a estudiar o conocer los datos específicos de una sola industria a estudiar, la cual especifique: consumo, tipo de combustible, número de calderas, horas de operación diaria y días de operación anual para todas las calderas de cada industria.

2.2.2.1 Paso 1

Como medida de preselección, las industrias deben cumplir como mínimo con las siguientes características⁵:

- 20 [kWe]; 150 [kWt] y una operación anual de 4500 horas al año, la cual oscilaría entre 12.3hrs de operación diarias.

Para calcular estos parámetros se realiza el análisis que a continuación se explica.

2.2.1.1 Cálculo de la potencia térmica demandada C_p [KW]

$$C_p[kW] = \sum_i \text{Consumos}_i [kg/hr] * PCI_i [kcal/kg] * 0,83 * 1,163 * 10^{-3} [kWh/kcal] \quad (4.1)$$

donde:

i : iésima caldera de la industria.

PCI_i : Poder calorífico inferior del combustible de la caldera iesima.

0.83 : Es un valor promedio estimado de la eficiencia de las calderas (De La Fuente, 1998).

$1kcal = 1.163 * 10^{-3}$ kWh; es el factor de conversión.

⁵ Esta aseveración se obtuvo como conclusión de lo presentado por De La Fuente, 1998; y por Jaccard, 2002.

A este valor se le puede aplicar el filtro anterior, es decir, sólo considerar aquellas industrias con $C_p > 150$ [KWt].

Cálculo de la energía térmica demandada C_e [KWh]

$$C_e = \sum_i (C_{p_i} * HorasAnuales_i) \quad (4.2)$$

donde:

Horas Anuales: Son las horas de operación anual de la caldera i de la industria

Estimación de la energía eléctrica demandada E_e [Kwh]

Para estimar el consumo de energía eléctrica de cada industria, se puede recurrir a la información de alguna base de datos, sin embargo, la información de consumos eléctricos puede ser escueta o no actualizada, por lo cual resulta imposible calcular el potencial de cogeneración. En la mayoría de los casos, los consumos son plenamente identificables para cada industria en particular, obteniéndose directamente el valor de E_e [kWh].

Sin embargo y dado que la información de consumos eléctricos [kWh] obtenida de alguna base de datos o fuente documentada, debe recurrirse a una estimación racional del consumo para cada industria. Para esto, se utiliza el análisis siguiente:

➤ Primero se calcula el REC para el grupo de industrias:

$$REC_{TOTAL} = \frac{ConsumoTotal[kWh]}{\sum_j C_{e_j}} \quad (4.3)$$

donde; j es el número de industrias consideradas.

Dado que son industrias del mismo sector y de tamaños similares, se asume que las REC serán iguales, es decir:

$$REC_{TOTAL} = REC_j \text{ Para toda industria } j \text{ considerada}$$

Finalmente puede obtenerse el consumo eléctrico E_e [kWh] para cada industria ponderándolo por el factor de consumo de energía térmica C_e [kWh] de la siguiente forma:

$$Ee_j = REC_{TOTAL} * Ce_j \quad (2.4)$$

donde j es la industria j -ésima.

Cálculo de REC

Este parámetro puede ser calculado mediante consumos de potencia o energía (*EDUCOGEN, 2002; ONSITE SYCOM, 2000*), es decir:

$$REC = \frac{Ee[kWh]}{Ce[kWh]} = \frac{Ep[kW]}{Cp[kW]} \quad (2.5)$$

Puesto que E_e y C_e fueron calculados anteriormente, se calcula el valor de REC para cada industria.

Estimación de la potencia eléctrica demandada Ep [kW]

De la ecuación anterior se obtiene su valor:

$$Ep = Cp * REC \quad (2.6)$$

A este valor se le aplica el filtro anterior, es decir, sólo considerar aquellas industrias con $Ep > 20$ [kWe].

Alternativamente, la potencia eléctrica máxima demandada E_p puede ser calculada mediante la siguiente fórmula⁶ :

$$E_p[kW] = \frac{E_e[kWh]}{8760 * F_c} \quad (2.7)$$

- F_c : Es el factor de carga y puede estimarse a partir de los siguientes valores, presentados en la Tabla 2.5

Tabla 2.5: Factores de Carga estimados

Sector Industrial	Factor de carga [%]
Alimentos	68
Textil	73
Químicas	81
Refinerías	94
Plásticos	70
Papel	78
Imprentas	82

Fuente: California Energy Commission, 1999

Sin embargo, se tiene que tomar en cuenta que este último método puede introducir un mayor error al comparar valores de intensidades energéticas, tal es el caso de ciertos países como Estados Unidos (*California Energy Commission, 1999*).

Con la determinación de los parámetros C_p y E_p para cada industria, finaliza el proceso de preselección, puesto que permiten identificar aquellas instalaciones que tienen un potencial técnico mínimo de incorporar tecnologías de cogeneración.

Resumiendo; las condiciones mínimas que deben cumplir las industrias son las siguientes:

⁶ Información obtenida de *California Energy Commission, 1999; U.S. Department of Energy, 2002*

- i) $E_p > 20$ [KWe]
- ii) $C_p > 150$ [KWt]
- iii) Operación anual > 4500 horas

2.2.2.2 Paso 2

El proceso de selección de las tecnologías más adecuadas para cada instalación, es muy complejo, puesto que depende de diversos factores y características propias de cada industria, como por ejemplo (*Protermo , 2000*): el tipo de combustible, el valor del parámetro REC, la coincidencia temporal y magnitud de las demandas de energía térmica y eléctrica y la presión y temperatura de las necesidades de las demandas térmicas.

Sin embargo, dado que no se dispone de toda la información necesaria, se deben realizar algunas simplificaciones en la metodología que permitan evaluar, en forma representativa el potencial de cogeneración en la industria a estudiar. El proceso de selección de las tecnologías se realiza en base a las consideraciones técnicas más importantes a evaluar en cualquier estudio de previabilidad de cogeneración, los cuales son el tamaño aproximado de las demandas de energía térmica (C_p) y eléctrica (E_p) y el valor del parámetro REC para cada industria. De la literatura internacional (*EDECOGEN, 2002; Jaccard, 2002; ONSITE SYCOM, 2002*), se identifican los valores adecuados para la selección de las tecnologías:

- Si:
- - $REC \leq 0.25 \rightarrow$ Turbina a vapor.
 - - $0.25 < REC \leq 0.65 \rightarrow$ Turbina a gas.
 - - $0.65 < REC \leq 1.5 \rightarrow$ Motor recíprocante.

Pero deben estar sujetos a restricciones de tamaño de las demandas energéticas (*Jaccard, 2002*), debido a que algunas tecnologías resultan técnicamente inconvenientes para ciertos valores de ellas.

Las restricciones son las siguientes:

- R1: No se debe seleccionar turbinas a vapor cuando: $E_p < 250$ [kWe].
- R2: No se debe seleccionar turbinas a gas cuando: $E_{cog} < 1$ [MWe].

2.2.2.3 Paso 3

Una vez que han sido seleccionadas las tecnologías más adecuadas, es necesario estimar la cantidad de potencia eléctrica a cogenerar (E_{cog}) para cada instalación.

Existe una gran diferencia entre la demanda eléctrica E_p y E_{cog} , ya que E_p es el valor del consumo eléctrico [kWe] antes de la instalación del proceso de cogeneración y E_{cog} es la potencia eléctrica instalada con cogeneración y generalmente E_{cog} será mayor a E_p , ya que la metodología supone que la venta de excedentes eléctricos es económicamente atractiva y sin grandes restricciones legales a su instalación.

Puesto que la metodología tiene como objetivo estimar el potencial técnico máximo de una Región o industria; la cantidad de MWe a cogenerar debe ser aquella que se obtenga del valor máximo aprovechable de las tecnologías, es decir de aquella REC máxima que permite cada una de ellas (*ONSITE SYCOM, 2002*).⁷

- Si la tecnología seleccionada es:
 - Turbina a Vapor : $REC_{cog} = 0.25$
 - Turbina a Gas : $REC_{cog} = 0.65$
 - Motor Reciprocante : $REC_{cog} = 0.8$

Para cuantificar la potencia eléctrica a cogenerar, es necesario suponer que todas las industrias que instalen sistemas de cogeneración, deben abastecer completamente la demanda térmica, sin tener excedentes de calor, debido a las enormes inversiones que esto implicaría⁸.

⁷ Excepto para el motor reciprocante, al cual se le fija un REC_{cog} medio, con un valor de 0.8; dado que presenta los mejores rendimientos en este nivel.

⁸ Por ejemplo la instalación de los ductos para exportar el vapor excedente fuera de la industria; sin embargo, podrían considerarse en proyectos específicos donde hayan parques industriales.

De esta manera, la cantidad de potencia eléctrica a cogenerar (E_{cog} [kWe]) para cada industria se determina mediante la expresión:

$$E_{cog}[kW] = REC_{cog} * C_p \quad (2.8)$$

El potencial técnico total de cogeneración industrial es la suma de los potenciales técnicos de todas las industrias j consideradas, es decir:

$$POT_{TécnicoTotal} = \sum_j E_{cog_j} \quad (2.9)$$

2.2.3 Comentarios

La metodología propuesta puede incluirse en el estudio de una industria en particular y así saber el potencial específico para esa industria, o en la sumatoria de una cantidad determinada de instalaciones de los diferentes sectores industriales, ya que existe una pequeña variación en estos ramos industriales, y así conocer el potencial global de ese sector industrial.

Conclusiones

El cálculo de potencial técnico de cogeneración está fuertemente ligado a la necesidad de conocer el crecimiento y la existencia de las industrias y entidades cogeneradoras en general, ya que esto aporta una visión más clara de los mecanismos a seguir para la promoción y el aumento de estas tecnologías que benefician en muchos sentidos a cada industria que las incorpora y a su vez a la nación.

Las metodologías estudiadas muestran algunas ventajas y desventajas, pero las partes esenciales en cada una de ellas fueron retomadas para la metodología propuesta, y de esta manera llegar a una metodología que genere resultados conforme a la realidad del sector industrial que incorpora sistemas de cogeneración.

El cálculo del potencial de cogeneración de una industria se puede tornar muy complejo, ya que se necesita mucha información acerca de las características propias de cada industria, como por ejemplo: los consumos térmicos y eléctricos, parámetros que son necesarios para la mayoría de las metodologías analizadas en este capítulo, pero de difícil acceso en el caso de que la industria no proporcione dichos datos. Por lo tanto, es más fácil obtener este cálculo en países en los cuales se tenga libre acceso a este tipo de información, como en el caso de Estados Unidos y en la mayoría de los países de Europa, o que se tengan a la mano los datos técnicos de una industria en específico a estudiar.

Capítulo 3

Potencial de cogeneración
en México

3 Potencial de cogeneración en México

Introducción

Derivado del Plan Nacional de Desarrollo, en el cual se plantean cimientos para transitar a un desarrollo sustentable, y como estrategia, el uso eficiente de los recursos y el despliegue de una política ambiental que haga sustentable el crecimiento económico en el país, esta evaluación del Potencial Nacional de Cogeneración, plantea como objetivo principal poner a disposición la información básica sobre este tema y alentar la participación de todos los sectores interesados en la generación de energía eléctrica en esta modalidad, tal como lo establece la ley de Servicio Público de Energía Eléctrica.

En este tercer capítulo se presenta la metodología propuesta y aplicada por la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, (CONAE), ahora llamada Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), siendo el único registro oficial en México sobre un estudio del potencial técnico de cogeneración de este país realizado en el año de 1995 y actualizado para cierto sector en el año de 1997.

En la primera parte de este capítulo se describen tres propuestas de preselección de las industrias con relación principalmente al consumo y demanda de combustibles en la operación de las mismas, para así conformar la metodología propuesta.

En la segunda parte del capítulo, se presentan las dos estimaciones contempladas por la CONAE, la primera estimación del potencial de cogeneración se realizó a partir de considerar que la energía térmica, en forma de combustibles, requerida en los procesos de los sectores Industrial, Comercial y de Pemex. En una segunda estimación del potencial de cogeneración, se consideró que el sistema de cogeneración proporcionará la totalidad de la energía térmica requerida por los diferentes procesos; es decir, sin requerir postcombustión o sin mantener la operación de los equipos actuales de conversión de energía. Al igual que en el caso anterior la energía eléctrica, sobrante o faltante, se venderá a la red de CFE o se comprará de ésta, según proceda.

En la tercera parte, una vez calculado el potencial de cogeneración, se muestran los ahorros anuales en el consumo de combustibles planteando un escenario alto y uno bajo, correspondiente al sector industrial, el sector comercial y Pemex Petroquímica.

3.1 Descripción de la metodología de la CONAE

La siguiente metodología puesta en marcha para la obtención del potencial de cogeneración en México estudia los sectores industrial, comercial y Pemex petroquímica, ya que no existía ningún dato oficial sobre el potencial de cogeneración en México hasta el año de 1995 que fue el año en que se implementó esta metodología, actualizándose y agregando con los mismo criterios y parámetros en el año de 1997 al sector Pemex Refinería; ésta fue la última actualización que se tuvo por parte del gobierno mexicano sobre el Potencial de cogeneración en México.

3.1.1 Metodología de la CONAE

La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, CONAE, es un Organismo Intersecretarial de carácter Técnico de Consulta en Ahorro y Uso Eficiente de la Energía, creado por Acuerdo Presidencial en septiembre de 1989.

El potencial nacional de cogeneración que se determinó en el estudio de la CONAE muestra el potencial de cogeneración técnicamente operable en nuestro país y se restringe exclusivamente a los sectores industrial, comercial y a la industria petrolera en su sector de petroquímica conforme a la metodología que se describe más adelante. Se respeta la agrupación de estos sectores que se presenta en el reporte de la Secretaría de Energía Minas e Industria Paraestatal, SEMIP (ahora Secretaría de Energía), denominado Balance Nacional de Energía 1993.

Para determinar el potencial de cogeneración que existe en México; la CONAE propuso procedimientos diferentes en la preselección de las industrias para conformar la metodología.

3.1.1.1 Preselección de las industrias

a) Propuesta 1, obtener el consumo global de combustibles del país

Para lograr la obtención del consumo global de combustibles en el país se excluye al sector eléctrico y se deducen los volúmenes de combustibles requeridos para la generación de energía eléctrica en las empresas autogeneradoras.

Este consumo se divide por sectores, lo cual permite identificar los sectores en estudio (industrial, comercial y a la industria petrolera en su sector de petroquímica). Este consumo se considera como el volumen de combustible requerido por cada sector para transformarlo en energía térmica. El volumen de combustibles así obtenido (gas natural y combustóleo), se alimenta a un sistema de cogeneración y se determina la potencia eléctrica y térmica que se obtiene del mismo. El potencial de cogeneración será igual a la potencia eléctrica así determinada.

b) Propuesta 2, obtener datos de empresas grandes con mayor consumo de combustibles que componen el sector industrial, comercial y a la industria petrolera

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, su consumo de combustibles (gas natural y combustóleo). Se excluye al sector eléctrico y se deducen los volúmenes de combustibles requeridos para la generación de energía eléctrica en las empresas autogeneradoras. Este consumo se considera como el volumen de combustible requerido por cada sector para transformarlo en energía térmica. Este volumen de combustibles alimenta a un sistema de cogeneración y se determina la potencia eléctrica y térmica que se obtiene del mismo. El potencial de cogeneración será igual a la potencia eléctrica así determinada.

c) Propuesta 3, obtener muestras representativas de empresas de cada uno de los sectores económicos en estudio

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 base a los datos específicos de consumo y demanda eléctrica y térmica de cada una de las empresas de la muestra, realizar un análisis de cogeneración para cada una de ellas.

Los resultados obtenidos en estos estudios se utilizarán como base para llevar a cabo una inferencia estadística en cada sector, apoyándose tanto en el volumen requerido de combustibles (gas natural y combustóleo), como del número de empresas totales de cada sector. El potencial de cogeneración será igual a la potencia eléctrica así determinada.

3.1.1.2 Aplicación de los procedimientos

El procedimiento que se aplique dependerá de la información, recursos económicos y del tiempo con que se cuente para llevar a cabo el estudio del potencial de cogeneración; sin embargo, los resultados que se obtengan con cada uno de los procedimientos mencionados deberán ser similares.

Se aplicó el segundo procedimiento al Sector Industrial, ya que se cuenta con la información de un número determinado de empresas en lo que se refiere al consumo de combustibles. Para el caso de la industria del Petróleo y el Sector Comercial se aplicó el primer procedimiento; es decir, se partió del consumo de energía reportado en el Balance Nacional de Energía de 1993, publicado por la Secretaría de Energía Minas e Industria Paraestatal, SEMIP (ahora Secretaría de Energía).

La información correspondiente al Sector Industrial, de las empresas con los mayores consumos de combustibles, fue proporcionada por Pemex y sus distribuidores, con lo cual fue posible formar una lista maestra de un número aproximado de 1,700 empresas. Estas representan alrededor del 94% del consumo del Sector Industrial (gas natural y

combustóleo) reportado en el Balance Nacional de Energía de 1993, sin considerar el consumo de energía de la petroquímica de Pemex.

Para la realización del estudio se redujo la parte proporcional del consumo correspondiente de combustible de las empresas generadoras de energía eléctrica que se encuentran en el Padrón de Autoabastecedores de la Secretaría de Energía de 1992.

Asimismo, se redujo el combustible requerido por los procesos industriales que requieren de fuego directo para alcanzar sus condiciones de operación (temperatura mayor a la que pueden proporcionar los sistemas de cogeneración), como es el caso de la industria siderúrgica y cementera.

Para determinar el potencial de cogeneración no se consideran los sistemas inferiores de cogeneración es decir, aquellos que pudieran resultar de la utilización de la energía térmica o gases pobres generados en los procesos industriales, ya que la información disponible al respecto es escasa.

Por otro lado, la energía contenida en los combustibles consumidos, se utiliza como aportación de energía térmica en los procesos correspondientes. Así, si el combustible alimenta a un sistema de cogeneración, éste proporcionará energía eléctrica y térmica para los procesos respectivos. Si la energía térmica generada en éste es menor a la requerida, será necesario suministrar la diferencia mediante un sistema de postcombustión (el cual se puede incorporar al sistema de cogeneración) o a través de los equipos actuales de conversión de energía instalados en cada uno de los sectores considerados. Por otro lado, la energía eléctrica sobrante o faltante se venderá a la red de CFE o se comprará de ésta, según sea el caso.

La satisfacción de la energía térmica demandada en los procesos se considera como la base para determinar el potencial de cogeneración, y no así a la energía eléctrica, ya que en el caso de existir excedentes de energía eléctrica, ésta es más fácil de transportarse que la energía térmica, incluso ésta puede colocarse en empresas asociadas o venderse al sector eléctrico nacional.

Para conocer dicho magnitud del potencial de cogeneración en México la CONAE se dio a la tarea de desarrollar la metodología que se presenta en la siguiente parte de éste capítulo.

3.2 Potencial de cogeneración según la CONAE

Para determinar el potencial de cogeneración en el país, la Dirección de Cogeneración y Fuentes no Convencionales de Energía, dividió su análisis en tres grandes apartados: Industria, Pemex (petroquímica de Pemex) y sector Comercial.

3.2.1. Industria

Las oportunidades de la cogeneración en la industria del país se determinan a través de los consumidores de combustóleo y gas natural, a partir de los datos de los principales clientes de Pemex. La premisa fundamental de este cálculo está en la consideración de que el total de los combustibles consumidos se utilizan para aportación de energía térmica en los procesos de que se trate. Los datos base consideran los consumos de combustible durante 1993, de 1,700 empresas.

El consumo de combustibles en 1993 de las 1,700 empresas consideradas, (incluido el consumo de gas natural y/o el consumo de combustóleo reportado), fue por un total de 130.6 billones de kcal/año, es decir, un equivalente a un consumo de gas natural de 1.76 millones de m³/h o a un consumo de combustóleo de 1.58 millones de lt/h, tomando un poder calorífico inferior (PCI) para el gas natural de 8,460 kcal/m³ y para el combustóleo de 9,410 kcal/lt.

Considerando que la eficiencia de conversión de energía de los equipos de la industria (calderas, calentadores, etc.) es de un 75%, la energía térmica útil requerida en el proceso es de 97.95 billones de kcal/año.

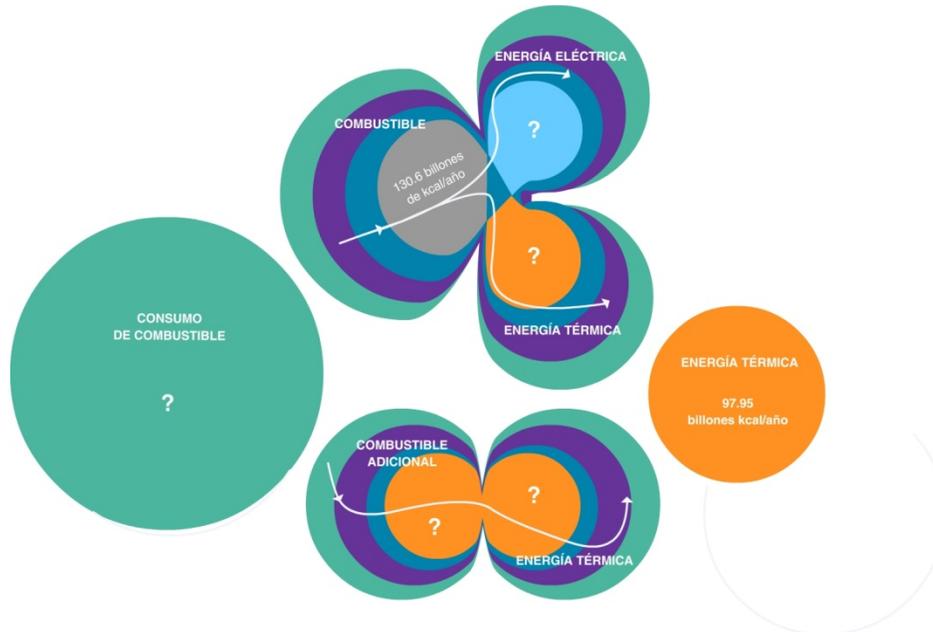
Las empresas que actualmente generan energía eléctrica, que forman parte de la lista maestra, se identificaron con base al padrón de autoabastecedores de SEMIP. Su consumo de combustible se ajustó deduciendo la parte proporcional requerida para la generación eléctrica respectiva.

Para definir la eficiencia de los equipos que usa la industria en el país, para la conversión de la energía contenida en los combustibles a energía térmica útil para los procesos, la CONAE recurrió al análisis de los rendimientos de las calderas de 59 empresas a las que se les realizó estudios de previabilidad de cogeneración, obteniendo un promedio ponderado del 77.5%. Sin embargo, para la determinación del potencial nacional de cogeneración se estimó un rendimiento promedio del 75%.

Con los datos y consideraciones anteriores, se determinó el potencial nacional de cogeneración con las dos alternativas que se explican a continuación.

3.2.1.1 Cogeneración con combustible adicional

Esta alternativa considera que el total de combustible consumido actualmente por estas empresas, (130.6 billones de kcal/año), es alimentado a un sistema de cogeneración que nos proporciona energía eléctrica y térmica, simultáneamente, como se muestra en la Figura 3.1.



Fuente: El autor a partir de CONAE, 1995

Figura 3.1 Sistema de cogeneración con combustible adicional

Debido a que el combustible requerido por las empresas de la lista maestra de datos es de 130.6 billones de kcal/año, la energía térmica útil demandada por los procesos resulta de 97.95 billones de kcal/año (considerando la eficiencia de 75% para los equipos de conversión de la industria). Así, será necesario agregar combustible adicional al que consume el sistema de cogeneración, para satisfacer la diferencia entre este valor y el que resulte del sistema de cogeneración, ya sea, a través de postcombustión o bien con la operación de los sistemas actualmente en operación en estas industrias (calderas, intercambiadores de calor, etc.).

Para determinar el potencial de cogeneración con este criterio, se consideró que el sistema de cogeneración tiene una eficiencia de conversión, de la energía térmica contenida en el combustible a energía eléctrica, de 30% y la eficiencia de conversión a energía térmica útil de 40%. La eficiencia global del sistema de cogeneración; es decir, la eficiencia de conversión de la energía contenida en el combustible a energía eléctrica y térmica total se consideró de 70%.

De acuerdo con esta primera alternativa, el potencial nacional de cogeneración de las empresas analizadas resultó de 5,200 MWe, (ver memoria de cálculo).

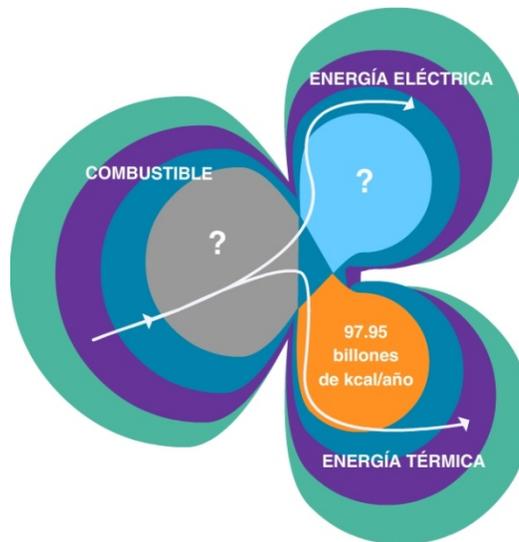
3.2.1.2 Cogeneración sin combustible adicional

Esta alternativa considera que el sistema de cogeneración proporcionará la totalidad de los requerimientos de energía térmica útil de las empresas, (97.95 billones de kcal/año), como se muestra en la Figura 3.2, por lo que no se requerirá combustible adicional al que consuma el sistema de cogeneración.

La energía que se alimente a este sistema de cogeneración será mayor al combustible requerido por las empresas, por lo que la potencia eléctrica generada será mayor que la obtenida en la alternativa anterior.

Al igual que en el primer caso, se consideró una eficiencia de conversión de energía térmica a eléctrica de 30% y la eficiencia global del sistema de cogeneración de 70%. Los resultados de esta segunda alternativa arrojan un potencial de cogeneración de

9,750 MWe para las 1,700 empresas de la lista maestra de datos (ver memoria de cálculo).



Fuente: El autor a partir de CONAE, 1995

**Figura 3.2 Sistema de cogeneración
sin combustible adicional**

3.2.1.3 Potencial de cogeneración combustible en la industria

a) Potencial de cogeneración en la industria con combustible adicional

Si la energía térmica primaria consumida por las 1700 empresas, 130.6 billones de kilocalorías/año, se alimenta a un sistema de cogeneración que genere simultáneamente energía eléctrica y térmica aprovechable en los procesos industriales, con una eficiencia global del 70% ($EFI_{gsc} = 70\%$), correspondiendo para la generación eléctrica un 30% ($EFI_{ge} = 30\%$) y para la transformación térmica un 40% ($EFI_{et} = 40\%$), se tiene:

$$EE_g = 130.6 \times 0.3 = 39.18 \text{ bkcal/año} = 5,200 \text{ MW}_e$$

$$ET_u = 130.6 \times 0.4 = 52.2 \text{ bkcal/año}$$

Sin embargo, la energía requerida para los procesos industriales, con una eficiencia actual de transformación de la energía primaria de 75% ($EFI_s = 75\%$), es de:

$$ET_{pr} = 130.6 \times 0.75 = 97.95 \text{ bkcal/año}$$

Por lo tanto, para complementar la energía térmica requerida en los procesos, se requiere de energía térmica útil adicional por la cantidad de:

$$ET_{ua} = 97.95 \text{ bkcal/año} - 52.2 \text{ bkcal/año} = 45.8 \text{ bkcal/año}$$

El combustible necesario para proporcionar esta energía térmica adicional, por supuesto, con la misma eficiencia de 75% es de:

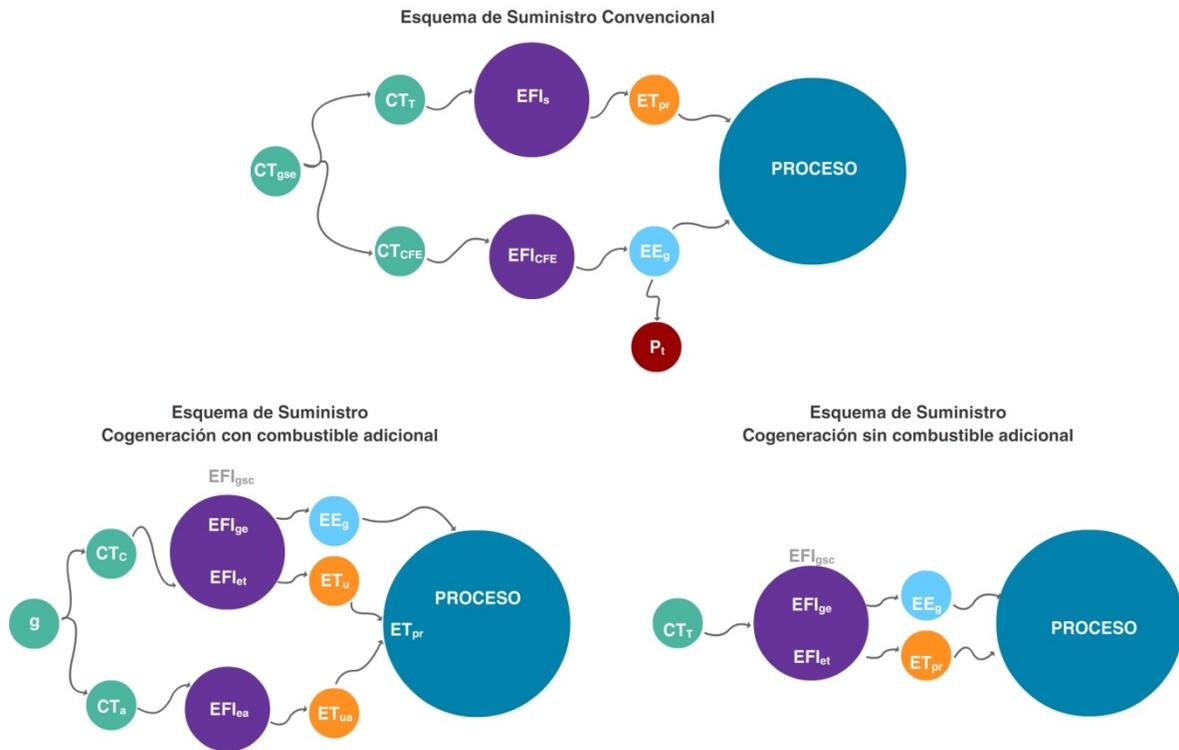
$$CT_a = 45.8 / 0.75 = 61.1 \text{ bkcal/año}$$

Resulta entonces un consumo total de energía primaria del sistema de cogeneración de:

$$CT_g = 130.6 + 61.1 = 191.7 \text{ bkcal/año}$$

En resumen:

El potencial de cogeneración en la industria, con combustible adicional, es de 5,200 MW_e, con un consumo de combustible de 191.7 bkcal/año.



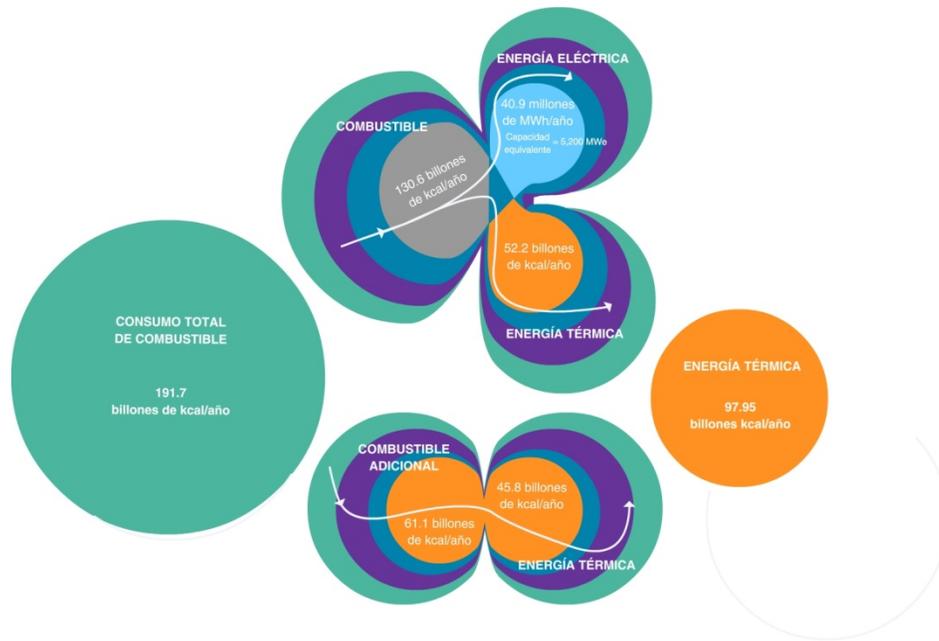
Fuente: El autor a partir de CONAE, 1995

Figura 3.3 Esquemas de suministro de energía útil a los procesos productivos

Tabla 3.1. Nomenclatura de términos utilizados en la determinación del potencial nacional de cogeneración

Descripción			
EFI_{gsc}	Eficiencia general del sistema de cogeneración.	$EFI_{ge} + EFI_{et}$	70%
EFI_{ge}	Factor considerado de conversión de energía química a energía eléctrica.		30%
EFI_{et}	Factor considerado de conversión de energía química a energía térmica útil.		40%
EFI_s	Eficiencia de generación de energía térmica en el sector.		75%
EFI_{ea}	Eficiencia de generación de energía térmica adicional.		75%
CT_c	Combustible consumido por el sector:	Industrial Petroquímico Comercial	130.6bkcal/año 40.5 bkcal/año 19.4 bkcal/año
EE_g	Energía eléctrica generada.	$CT_c \times EFI_{ge}$	
ET_u	Energía térmica útil.	$CT_c \times EFI_{et}$	
ET_{pr}	Energía térmica útil total a proceso.	$CT_c \times EFI_s$	
ET_{ua}	Energía térmica útil adicional.	$ET_{pr} - ET_u$	
CT_a	Combustible adicional.	ET_{ua}/EFI_{ea}	
CT_{gse}	Combustible total suministrado al esquema convencional.	$CT_c + CT_{CFE}$	
CT_t	Combustible consumido para producir energía térmica.	ET_{pr} / EFI_s	
CT_{CFE}	Combustible consumido por CFE para producir energía eléctrica.	$(EE_g - P_t)/EFI_{CFE}$	
P_t	Pérdidas por transformación y distribución.		4%
EFI_{CFE}	Eficiencia de generación de energía eléctrica de CFE.	$CT_c + CT_a$	33%
CT_g	Combustible total.		

Fuente: CONAE, 1997



Fuente: El autor a partir de CONAE, 1997

Figura 3.4 Sistema de cogeneración con combustible adicional en el sector industrial

b) Potencial de cogeneración en la industria sin combustible adicional

Si la energía térmica útil requerida por la industria en los procesos, $ET_{pr} = 97.95$ billones de kcal/año, es suministrada en su totalidad por el sistema de cogeneración (sin requerir postcombustión o utilizar los sistemas de conversión de energía empleados actualmente por la industria), Figura 5.3, teniendo las mismas eficiencias del sistema de cogeneración descritos en el inciso 5.1.1a, se tiene:

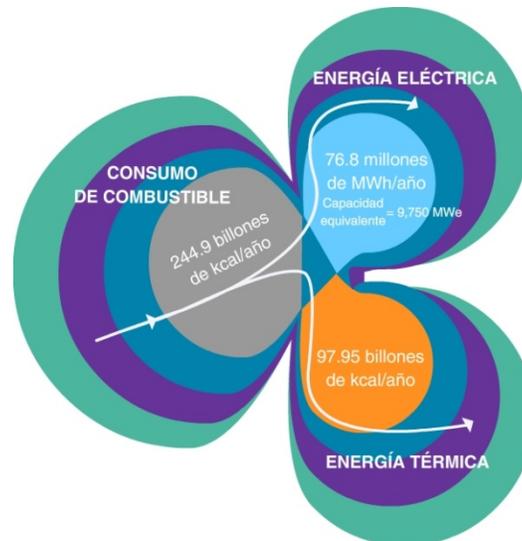
$$CT_c = 97.95 / 0.4 = 244.9 \text{ bkcal/año}$$

La potencia eléctrica generada con esta energía térmica suministrada al sistema de cogeneración es de:

$$EE_g = 244.9 \times 0.3 = 73.46 \text{ bkcal/año} = 9,750 \text{ MW}_e$$

En resumen:

El potencial de cogeneración en la industria, sin combustible adicional, es de 9,750 MW_e, con un consumo de combustible de 244.9 bkcal/año.



Fuente: El autor a partir de COANAE, 1995

Figura: 3.5 Sistema de cogeneración sin combustible adicional en el sector industrial

3.2.2. Sector comercial

Finalmente, para el caso del Sector Comercio, el Balance Nacional de Energía de 1993, reporta un consumo de Combustóleo, Diesel y Gas Licuado de 19.4 billones de kcal, por lo que de acuerdo con la consideración hecha anteriormente, la energía útil a los procesos es de 14.6 billones de kcal/año, consumo que arroja una generación eléctrica en sistemas de cogeneración según la metodología descrita en este trabajo, de entre 773 y 1,453 MWe (ver memoria de cálculo).

3.2.2.1. Potencial de cogeneración en el sector comercial

a) Potencial de cogeneración en el sector comercial con combustible adicional

El Balance Nacional de Energía reporta para el año de 1993, un consumo de energía primaria para el sector Comercial de 19.4 billones de kcal. Si esta energía térmica primaria se alimenta a un sistema de cogeneración que genere simultáneamente energía

eléctrica y térmica aprovechable en los procesos industriales, con una eficiencia global del 70% ($EFI_{gsc} = 70\%$), correspondiendo para la generación eléctrica un 30% ($EFI_{ge} = 30\%$) y para la transformación térmica un 40% ($EFI_{et} = 40\%$), se tiene:

$$EE_g = 19.4 * 0.3 = 5.82 \text{ bkcal/año} = 773 \text{ MW}_e$$

$$ET_u = 19.4 * 0.4 = 7.8 \text{ bkcal/año}$$

Sin embargo, la energía requerida para los procesos del sector Comercial, con una eficiencia actual de transformación de la energía primaria de 75% ($EFI_s = 75\%$), es de:

$$ET_{pr} = 19.4 * 0.75 = 14.6 \text{ bkcal/año}$$

Por lo tanto, para complementar la energía térmica requerida en los procesos, se requiere de energía térmica útil adicional por:

$$ET_{ua} = 14.6 \text{ bkcal/año} - 7.8 \text{ bkcal/año} = 6.8 \text{ bkcal/año}$$

El combustible necesario para proporcionar esta energía térmica adicional, con una misma eficiencia de 75% es de:

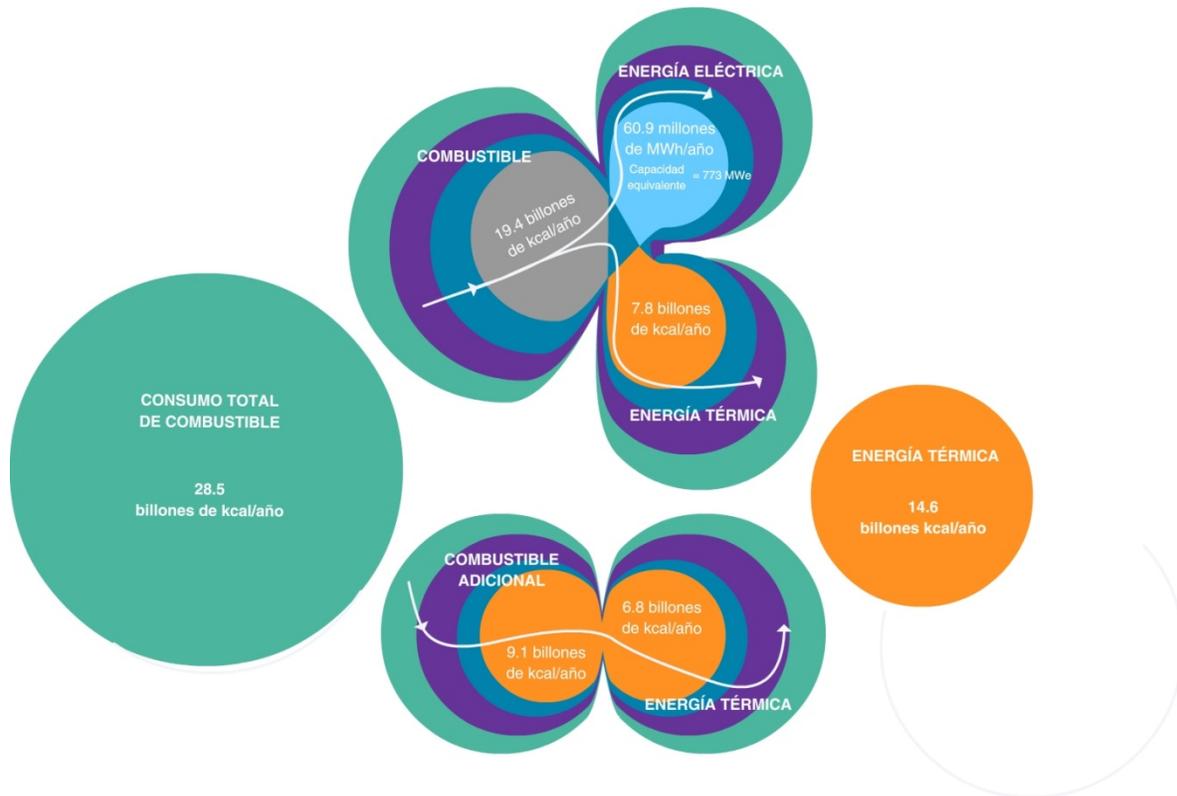
$$CT_a = 6.8 / 0.75 = 9.1 \text{ bkcal/año}$$

Resulta en un consumo total de energía primaria del sistema de cogeneración de:

$$CT_g = 19.4 + 9.1 = 28.5 \text{ bkcal/año}$$

En resumen:

El potencial de cogeneración en el sector Comercial, con combustible adicional, es de 773 MW_e, con un consumo de combustible de 28.5 bkcal/año



Fuente: El autor a partir de CONAE, 1995

Figura 3.6 Sistema de cogeneración con combustible adicional en el sector comercial

b) Potencial de cogeneración en el sector comercial sin combustible adicional.

Si la energía térmica útil requerida por el sector Comercial en sus procesos, $ET_{pr} = 14.6$ billones de kcal/año, es suministrada en su totalidad por el sistema de cogeneración (sin requerir postcombustión o utilizar los sistemas de conversión de energía empleados actualmente por la industria), figura 5.7, teniendo las mismas eficiencias del sistema de cogeneración descritos en el inciso 5.3.1a, se tiene:

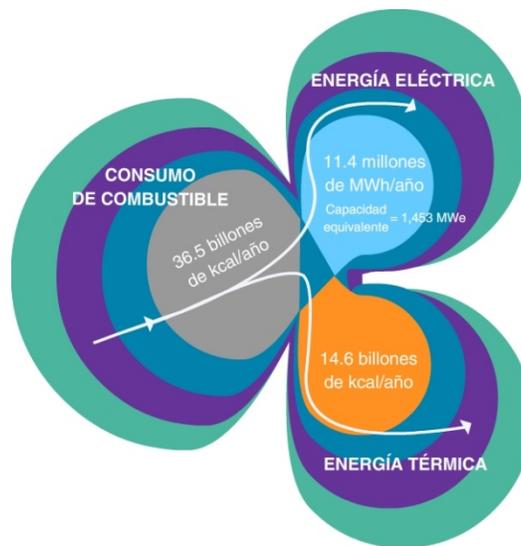
$$CT_c = 14.6 / 0.4 = 36.5 \text{ bkcal/año}$$

La potencia eléctrica generada con esta energía térmica suministrada al sistema de cogeneración es de:

$$EE_g = 36.5 \times 0.3 = 10.95 \text{ bkcal/año} = 1,453 \text{ MW}_e$$

En resumen:

El potencial de cogeneración en el sector Comercial, sin combustible adicional, es de 1,453 MW_e, con un consumo de combustible de 36.5 bkcal/año



Fuente: El autor a partir de COANE, 1995

Figura 3.7 Sistema de cogeneración sin combustible adicional en el sector comercial

3.2.3. Pemex petroquímica

La determinación del potencial de cogeneración en Pemex considera únicamente el consumo de combustibles que esta dependencia tiene en su industria petroquímica, conforme al consumo de combustóleo y gas natural reportado en el Balance Nacional de Energía de la SEMIP de 1993, el cual asciende a 40.5 billones de kcal. Como en el caso anterior, considerando una eficiencia de conversión energética de 75%, se tiene que la energía térmica útil requerida en los procesos de Pemex asciende a 30.4 billones de kcal/año, con lo que el potencial nacional de cogeneración en esta institución se encuentra entre 1,613 y 3,026 MWe.

3.2.3.1. Potencial de cogeneración en la industria petroquímica de Pemex

a) Potencial de cogeneración en Pemex con combustible adicional

Si la energía térmica primaria consumida por las industrias de Petroquímica de Pemex, 40.5 billones de kilocalorías/año, se alimenta a un sistema de cogeneración que genere simultáneamente energía eléctrica y térmica aprovechable en los procesos, con una eficiencia global del 70% ($EFI_{gsc} = 70\%$), correspondiendo para la generación eléctrica un 30% ($EFI_{ge} = 30\%$) y para la transformación térmica un 40% ($EFI_{et} = 40\%$), se tiene:

$$EE_g = 40.5 * 0.3 = 12.15 \text{ bKcal/año} = 1,613 \text{ MW}_e$$

$$ET_u = 40.5 * 0.4 = 16.2 \text{ bKcal/año}$$

Si se considera, al igual que en el sector industrial, que la energía requerida para los procesos de la petroquímica de Pemex es con una eficiencia actual de transformación de la energía primaria de 75% ($EFI_s = 75\%$), la energía térmica requerida en los procesos petroquímicos es de:

$$ET_{pr} = 40.5 * 0.75 = 30.4 \text{ bKcal/año}$$

Por lo tanto, la energía térmica útil requerida para complementar la energía térmica en los procesos es de:

$$ET_{ua} = 30.4 \text{ bKcal/año} - 16.2 \text{ bKcal/año} = 14.2 \text{ bKcal/año}$$

El combustible necesario para proporcionar esta energía térmica adicional, por supuesto, con la misma eficiencia de 75% es de:

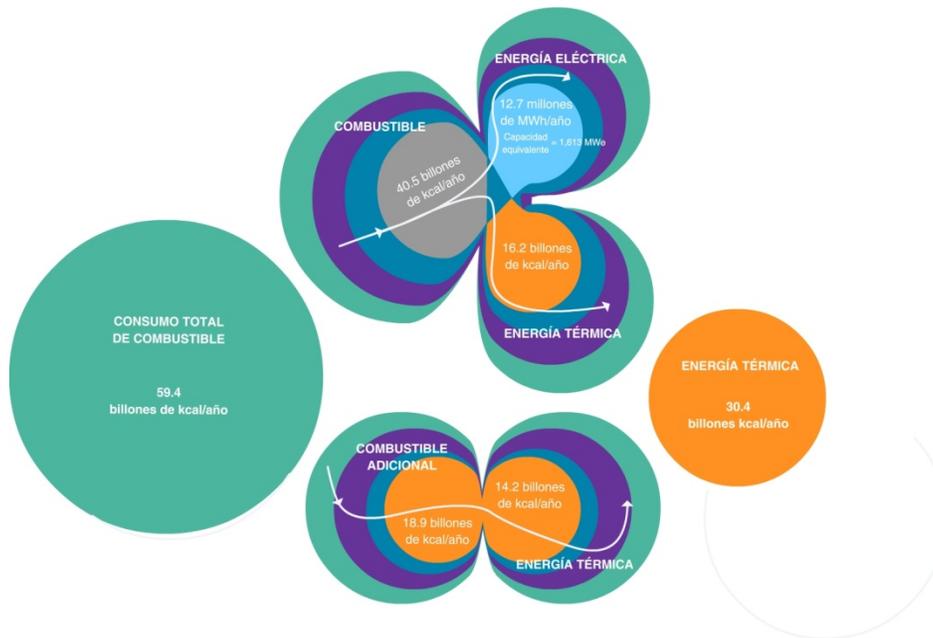
$$CT_a = 14.2 / 0.75 = 18.9 \text{ bKcal/año}$$

Resulta un consumo total de energía primaria del sistema de cogeneración de:

$$CT_g = 40.5 + 18.9 = 59.4 \text{ bKcal/año}$$

En resumen:

El potencial de cogeneración en la petroquímica de Pemex, con combustible adicional, es de 1,613 MW_e, con un consumo de combustible de 59.4 bkcal/año



Fuente: El autor a partir de CONAE, 1995

Figura 3.8 Sistema de cogeneración con combustible adicional en el sector petroquímico de Pemex

b) Potencial de cogeneración en la petroquímica de Pemex sin combustible adicional

Si la energía térmica útil requerida por Pemex en los procesos, $ET_{pr} = 30.4$ billones de kcal/año, es suministrada en su totalidad por el sistema de cogeneración (sin requerir postcombustión o utilizar los sistemas de conversión de energía empleados actualmente por Pemex), Figura 5.5, teniendo las mismas eficiencias del sistema de cogeneración descritos en el inciso 5.2.1a, se tiene:

$$CT_c = 30.4 / 0.4 = 76.0 \text{ bkcal/año}$$

La potencia eléctrica generada con ésta energía térmica suministrada al sistema de cogeneración es de:

$$EE_g = 76.0 \times 0.3 = 22.8 \text{ bKcal/año} = 3,026 \text{ MW}_e$$

En resumen:

El potencial de cogeneración en la Petroquímica de Pemex, sin combustible adicional, es de 3,026 MW_e, con un consumo de combustible de 76.0 bKcal/año



Fuente: El autor a partir de COANAE, 1995

**Figura 3.9 Sistema de cogeneración sin combustible adicional
en la petroquímica de Pemex**

3.2.4. Potencial nacional

De los resultados obtenidos, podemos establecer que el potencial nacional de cogeneración en México se encuentra entre 7,586 y 14,229 MWe, dependiendo de la forma en que se obtenga la energía térmica útil a proceso. Este se encuentra compuesto con la participación del Sector Industrial, Pemex Petroquímica y el Sector Comercio, conforme se muestra en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Potencial nacional de cogeneración

Sector	Con combustible adicional [MWe]	Sin combustible adicional [MWe]
Industria	5,200	9,750
Pemex petroquímica	1,613	3,026 +
Comercial	773	1,453
Total	7,586	14,229

Fuente: CONAE, 1995

Los resultados obtenidos conforme a la metodología anterior, para el Sector Industrial, fueron comparados con el cálculo de este mismo potencial, aplicando el procedimiento de con y sin combustible adicional, utilizando los datos de los consumos energéticos reportados en el Balance Nacional de Energía de 1993 de la SEMIP.

3.3 Ahorros en combustibles

El ahorro de combustibles en el sector energético proviene de la diferencia entre la suma de los combustibles consumidos por el sector correspondiente sin el sistema de cogeneración y el sector eléctrico y el combustible consumido por el sector correspondiente con el sistema de cogeneración y el sector eléctrico. Una vez determinado el potencial nacional de cogeneración, se determinó el ahorro de energía primaria expresada en barriles equivalentes de petróleo, (bep), considerando los siguientes criterios:

- Factor de disponibilidad del sistema de cogeneración del 90%
- Eficiencia de generación eléctrica de CFE del 33%
- Pérdidas de energía eléctrica por transmisión de CFE del 4% de la generación.

Los resultados obtenidos para cada uno de los sectores, Industria, Pemex Petroquímica y Sector Comercio, se presentan a continuación.

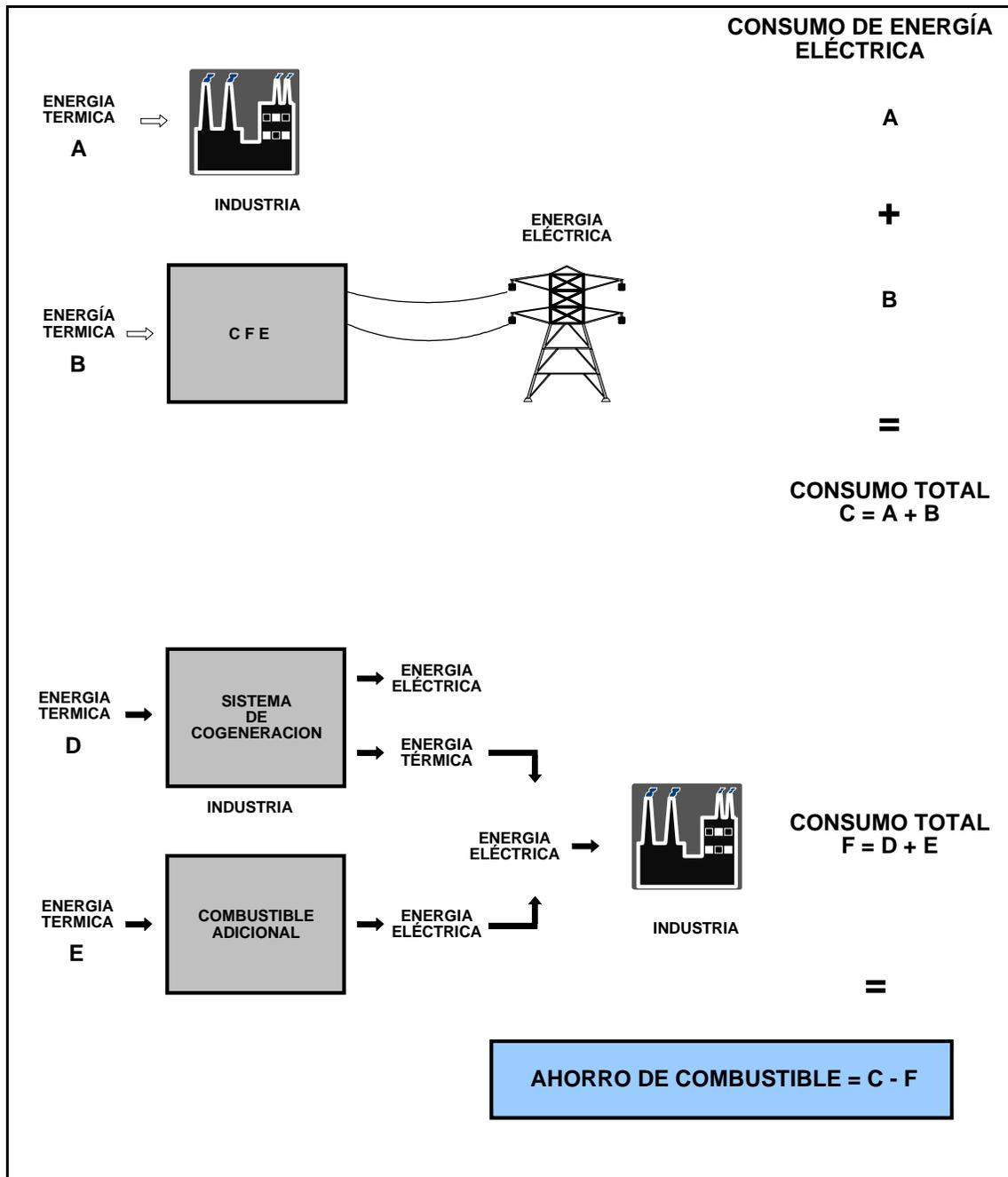
3.3.1. Industria

3.3.1.1 Considerando combustible adicional

El ahorro en energéticos proviene de la diferencia entre la suma de la energía que consume actualmente la industria sin el sistema de cogeneración, 130.6 billones de kcal/año y la que consume la CFE para generar los 5,200 MW_e con un sistema convencional, 123.6 billones de kcal/año, menos la energía total consumida por la industria con el sistema de cogeneración descrito en el inciso 3.1.1., que resulta de 191.7 billones de kcal/año. Es decir, el ahorro es de, $((130.6 + 123.6) - 191.7)$, 62.5 billones de kcal/año o un equivalente a 41.6 millones de barriles de petróleo equivalentes por año, (ver memoria de cálculo).

3.3.1.2 Sin considerar combustible adicional

Al igual que en el caso anterior, el ahorro se obtiene de la diferencia entre la energía consumida con y sin el sistema de cogeneración. En este caso para el sistema de cogeneración, el consumo es de 244.87 billones kcal/año, generando 9,750 MW_e. Si por el contrario, la CFE generara esta energía eléctrica, requeriría de 231.9 billones de kcal/año, que deben agregarse a los 130.6 billones de kcal/año que consume actualmente la industria, dando por lo tanto un ahorro de $(362.5 - 244.87)$ billones de kcal/año, 117.6 billones de kcal/año o un equivalente a 78.2 millones de barriles de petróleo equivalentes por año.



Fuente: CONAE 1995

Figura 3.10 Ahorro de combustible en el suministro de energía útil a los procesos productivos

3.3.2. Sector comercio

3.3.2.1 Considerando combustible adicional

En este sector la generación de 773 MW_e por la CFE requerirán de 18.4 billones de kcal/año, los que sumados al consumo de este sector de 19.4 billones de kcal/año totaliza 37.8 billones de kcal/año. El sistema de cogeneración por su parte, requerirá de 19.4 billones de kcal/año y un consumo de combustible adicional de 9.1 billones de kcal/año, para dar un consumo total de 28.5 billones de kcal/año. Por lo tanto, el ahorro será de 9.3 billones de kcal/año, que representan 6.2 millones de barriles de petróleo equivalentes al año.

3.3.2.2 Sin considerar combustible adicional

En este caso el consumo sin el sistema de cogeneración asciende a un total de 54.0 billones de kcal/año y con el sistema a 36.5 billones de kcal/año, con un ahorro de 17.5 billones de kcal/año, que equivalen a 11.6 millones de barriles de petróleo equivalentes al año, (ver memoria de cálculo).

3.3.3. Pemex petroquímica

3.3.3.1. Considerando combustible adicional

La determinación es similar a la descrita anteriormente. En este caso tenemos que si la CFE genera los 1,613 MW_e, requerirá de 38.4 billones de kcal/año, los que sumados al consumo térmico de Pemex de 40.5 billones de kcal/año, arrojan un total de 78.9 billones de kcal/año. Con el sistema de cogeneración se requerirían de 59.4 billones de kcal/año, generando la misma energía eléctrica y para suministrar el consumo térmico útil de Pemex. Por lo tanto el ahorro será de, (78.9 - 59.4 billones de kcal/año), 19.5 billones de kcal/año o sea un equivalente a 12.9 millones de barriles de petróleo equivalentes, (ver memoria de cálculo).

3.3.3.2. Sin considerar combustible adicional

Al proceder con un razonamiento similar, el ahorro en este caso es de 36.5 billones de kcal/año que equivalen a 24.3 millones de barriles equivalentes de petróleo al año.

3.3.4. Ahorro total de combustibles

Conforme con lo anterior, el ahorro total que representa el potencial nacional de cogeneración es el que se muestra a continuación en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Ahorro anual (en millones de bep)

Sector	Máximo Con combustible adicional	Máximo Sin combustible adicional
Industria	41.6	78.2
Pemex petroquímica	12.9	24.3
Comercial	6.2	11.6
Total	60.7	114.1

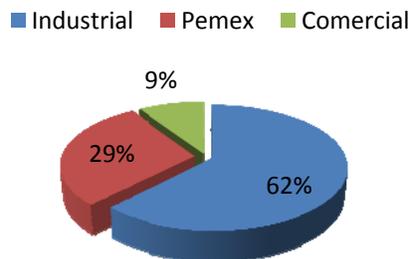
Fuente: CONAE, 1995

Conclusiones

De acuerdo con el estudio realizado por la CONAE el potencial de Cogeneración del País en promedio para 1997 fue de 12,034 MW, lo que representa un ahorro anual potencial de energía primaria de 138.15 millones de barriles equivalentes de petróleo; en 1997 la capacidad instalada de generación eléctrica total en el país fue de 34,815MW (CONAE,1997), únicamente el 34.5% del potencial identificado para esta modalidad de cogeneración, y la capacidad autorizada por la CRE tan solo de 183MW, lo cual representa el 1.5% respecto al potencial de cogeneración estimado. Sin duda alguna se puede percibir una deficiencia en la promoción e impulso de la cogeneración en México en base a estos últimos datos mencionados.

De acuerdo con el documento de la CONAE, en la gráfica 3.11 se muestra el potencial de cogeneración dividido de la siguiente forma:

Distribución de la cogeneración en México



Fuente: El autor

Figura 3.11 La cogeneración en México por sector en 1997

El desarrollo del potencial nacional de cogeneración en México depende de varios factores, entre los que se encuentran, el Marco Regulatorio, la disponibilidad de capital, los costos de inversión, los precios de la electricidad y los precios de los combustibles, entre otros, lo cual será motivo de estudio en el siguiente capítulo de esta tesis. Se estudiarán los elementos involucrados en el desarrollo de la cogeneración en México, ya que se consideran estos

elementos como una parte medular en el futuro desarrollo del potencial de cogeneración en nuestro país.

Capítulo 4

Elementos a considerar para el futuro
de la cogeneración en México

4 *Elementos a considerar para el futuro de la cogeneración en México*

Introducción

Para desarrollar el potencial de cogeneración en México se requiere analizar una serie de factores que permitan sin barreras de ningún tipo, lograr el aumento en la capacidad instalada para este tipo de modalidad en nuestro país.

Para poder comprender la situación actual en México, en materia energética, específicamente en el ámbito de la cogeneración, se presentará el marco regulatorio, los aspectos económicos y financieros, además de la disponibilidad de recursos y tecnologías. Es por eso que este capítulo presenta tres apartados que abarcan los elementos a considerar para el futuro de la cogeneración en México.

En la primera parte, se estudia el marco regulatorio, donde se describen los principales instrumentos que regulan al sector energético. Se describen las principales leyes y reglamentos que se abocan a legislar en su totalidad al sector energético, se describen algunos incentivos que se han implementado para la promoción de uso de energías renovables y producción en la modalidad de cogeneración, a través de programas y proyectos.

En la segunda parte de este capítulo se estudian los aspectos económicos y financieros, se describen los costos involucrados en proyectos de cogeneración, además de los principales tipos de financiamientos, que también son parte medular en la realización de un proyecto de este tipo.

Por último, se verá la disponibilidad de recursos y tecnologías ya que son otro elemento más en la consolidación de proyectos de cogeneración, la importancia de la disponibilidad de recursos humanos, combustibles, dimensiones de terreno físico, tecnologías en el mercado, demanda de vapor, demanda eléctrica, relación Calor- Electricidad (q/e) además de la disponibilidad de cogeneración; son indiscutiblemente elementos a considerar en el futuro de la cogeneración de nuestro país.

4.1 Marco regulatorio

El marco regulatorio del sector eléctrico considera los ordenamientos jurídicos y legales aplicables a las actividades de generación, conducción, transformación, distribución, abastecimiento, importación y exportación de energía eléctrica.

4.1.1 Principales ordenamientos legales

Los principales ordenamientos legales que regulan la prestación del servicio público de energía eléctrica son:

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Artículos 25, 27 y 28)
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
- Ley de la Comisión Reguladora de Energía
- Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.
- Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia Nuclear
- Ley de Responsabilidad Civil por Daños Nucleares
- Ley del Sistema de Horario en los Estados Unidos Mexicanos
- Ley Federal de las Entidades Paraestatales
- Ley Federal Sobre Metrología y Normalización
- Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
- Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en Materia de Aportaciones.
- Reglamento de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales
- Reglamento de la Ley Federal Sobre Metrología y Normalización

En la primera parte del capítulo se estudiarán las leyes y reglamentos que tiene generalidades en el ámbito del sector eléctrico y correspondencias directas con aspectos de cogeneración eléctrica

4.1.2 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica entró en vigor el 1 de enero de 1994 y hasta la fecha permanece vigente. Esta ley establece las disposiciones del manejo de energía eléctrica en México y la destina como actividad exclusiva para el servicio público. También incluye a los productores particulares en la generación de electricidad en seis diferentes modalidades. Los suministradores de energía son órganos públicos: Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro, esta última extinta por decreto presidencial el 9 de octubre del 2009, durante la realización de este trabajo de tesis.

En su Artículo 1 del Capítulo I sobre disposiciones generales, establece que: “Corresponde exclusivamente a la Nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, en los términos del Artículo 27 Constitucional. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará, a través de la Comisión Federal de Electricidad, los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines”⁹.

En los siguientes cinco artículos define al Servicio Público de energía eléctrica, en donde enuncia que no se considera servicio público el autoabastecimiento, la cogeneración y la pequeña producción, así como la generación de electricidad por parte de los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de electricidad, la exportación obtenida por cogeneración, producción independiente y pequeña producción, así como la electricidad importada por personas físicas o morales para usos propios y autoabastecimiento, ni la energía destinada a utilizarse en caso de emergencia (estaciones de emergencia) o interrupción del servicio público de electricidad.

Las actividades que comprende la prestación del servicio público se describen en el Artículo 4 y son: la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), la generación, conducción, transmisión, distribución y venta de electricidad, así como todas las obras relacionadas con la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del SEN. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la responsable de los aspectos técnicos de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y la encargada de prestar el servicio público de energía

⁹ LSPEE, 1993.

eléctrica. La Comisión Federal de Electricidad es un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio.

También es la encargada de exportar e importar energía para el servicio público, realizar programas de operación, inversión y financiamiento para dicho servicio, promover la investigación y desarrollo tecnológico nacional aplicado a la electricidad, así como efectuar convenios con los gobiernos de los estados, municipios, entidades públicas, privadas o personas físicas para la prestación del servicio público.

El origen del patrimonio de la Comisión Federal de Electricidad puede ser de títulos actuales o futuros de propiedad, recursos naturales y aportaciones que el Ejecutivo le asigne, el producto de su actividad y por venta de tecnología o de servicios relacionados. También obtendrá aportaciones por parte de los solicitantes del servicio público cuando no exista o sea insuficiente la infraestructura necesaria, sin embargo, la comisión debe considerar siempre la opción que le otorgue la menor aportación por parte del usuario y su aprobación le corresponde a la Secretaría de Energía.

Por las acciones descritas dentro de la ley se observa que el principal actor para su cumplimiento es la Comisión Federal de Electricidad, seguida de los demás productores de electricidad en sus respectivas modalidades. En diciembre de 1992 se decretó una reforma en la que se establecen, en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y en su reglamento, las modalidades permitidas para generar electricidad por parte de los productores particulares de energía.¹⁰

4.1.3 Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

Su objetivo es reglamentar la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, definir a los actores involucrados e indicar sus actividades relacionadas con la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como las actividades contempladas por la ley que no corresponden al servicio público.

¹⁰ Modalidades de producción de electricidad obtenidas a partir del Reglamento de la ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

En el Reglamento se establece a la Secretaría de Energía como la encargada de autorizar la prestación de servicio público a un suministrador que cumpla o se encuentre en las condiciones que señala la ley para cada modalidad. Las obligaciones del suministrador también son parte del reglamento y entre ellas destaca el establecer convenios con los gobiernos de los estados y municipios así como con particulares, para mejorar el manejo de recursos y acelerar los procesos administrativos.

En el Capítulo III decreta que las obras eléctricas necesarias para la prestación del servicio público deben cumplir las normas nacionales o las aprobadas por la Secretaría de Energía. Los suministradores pueden solicitar ayuda a las autoridades para la realización de dichas obras.

En el Capítulo IV se establecen los datos técnicos con los que debe cumplir la electricidad entregada por el suministrador: corriente alterna en una, dos o tres fases, tensiones alta media y baja, frecuencia de 60Hz con 0.8 más menos de tolerancia. El servicio público debe entregarlo a quien se lo pida a menos que existan impedimentos técnicos o económicos. En cuanto a la realización de obras como cambio de líneas, ampliaciones o construcciones debe establecer el tiempo de duración y contar con los permisos para sus obras.

La Secretaría de Energía es el principal actor en verificar el cumplimiento del Reglamento de la LSPEE. La descripción de las modalidades permitidas para producción de electricidad que se destina a la venta a la CFE son las siguientes:

1) Autoabastecimiento (Artículos 101 y 102). Se refiere a la producción de electricidad con plantas generadoras cuyo fin es satisfacer las necesidades de los copropietarios o socios, es decir, para consumo propio. Pueden incluirse más personas al autoabastecimiento siempre que:

1. Se hayan cedido partes sociales, acciones o participantes con autorización de la Secretaría.
2. Se haya previsto en los Planes de Expansión autorizados por la Secretaría
3. Por autorización directa de la Secretaría

2) Cogeneración (Artículos 103 a 107). Se refiere a la producción de energía eléctrica y vapor u otro tipo de energía térmica. Producción de electricidad, directa o indirectamente, por medio de energía térmica no utilizada en los procesos específicos de la planta que se trate. O bien, la producción eléctrica con los combustibles obtenidos en los procesos de la planta.

Para obtener un permiso para generar energía bajo esta modalidad, la electricidad obtenida debe destinarse a cubrir las necesidades de las instalaciones de las personas físicas o morales que puedan, por sus procesos, generar electricidad por cogeneración o bien, sean copropietarios o socios de las instalaciones. Los excedentes de electricidad deben ser puestos a disposición de la CFE.

Además de los permisos de cogeneración debe entregarse un estudio de la instalación, que incluye: descripción general del proceso, diagramas, balances térmicos, requerimientos específicos de combustibles y la disponibilidad de excedentes de energía diaria, mensual y anual, para un día típico (Artículo 105).

3) Producción independiente (Artículos 108 a 110). Es la generación de electricidad obtenida de centrales eléctricas con capacidad de generación mayor a 30MW, su destino es la venta exclusiva a la CFE o a la exportación.

Los permisos se otorgan a personas físicas o morales constituidas bajo las leyes mexicanas y con sede en el país. La electricidad destinada a la venta exclusiva a la CFE debe incluirse en los programas de planeación de la misma. Los proyectos de producción independiente son parte de la planeación de la Comisión si su capacidad de generación es congruente con la Prospectiva del Sector Eléctrico correspondiente, que es generada por CFE. También son parte de la planeación los proyectos que sean comparables a otra solución técnica sugerida por la Comisión.

4) Pequeña Producción (Artículos 111 y 115). Es la generación de electricidad para venta total a la CFE. La planta eléctrica no debe exceder los 30MW de capacidad de generación y el área será fijada por la Secretaría de Energía. También se refiere al Autoabastecimiento de electricidad para zonas rurales o aisladas que no cuenten con el suministro de energía eléctrica, los proyectos no excederán 1MW; o bien, para la exportación que tendrá un límite máximo de 30MW.

Pueden solicitar permisos personas físicas de nacionalidad mexicana y personas morales con sede en el país y que estén conformadas bajo las leyes mexicanas. El permisionario no puede ser titular de proyectos que sumen más de 30MW en una misma área de pequeña producción.

La Secretaría delimitará la zona donde se realizará la pequeña producción, la infraestructura de CFE existente para interconexión al sistema eléctrico nacional, las propuestas del permisionario para entregar la energía, etc.

En comunidades aisladas o rurales, deben constituirse cooperativas de consumo, asociaciones civiles, copropiedades o convenios de solidaridad para el autoabastecimiento. Se mencionará a quienes se entregará la energía y las condiciones de entrega a consumidores finales. El permiso se otorga una vez que se haya celebrado el convenio de solidaridad, se avisará a la Secretaría cuando se hayan terminado las instalaciones y empiece operaciones. Se hará un informe anual sobre la operación de la planta de pequeña producción.

5) Generación de energía eléctrica destinada a la Exportación (Artículos 116 y 119). Se podrá generar energía eléctrica para exportación a través de proyectos con cogeneración, producción independiente y pequeña producción. Los solicitantes de estos permisos deben contar con el documento de convenio de compra de energía que se quiere producir o la carta intención de motivos. Sólo la Secretaría de energía puede permitir que cambie el destino de dicha energía producida para su venta en territorio nacional.

Para aprobar estos permisos, la Secretaría, considerará la situación de abastecimiento de energía en el país y los combustibles a utilizar para la energía de exportación.

6) Generación de energía eléctrica destinada a la Importación (Artículos 120 y 123). Los permisos para importar energía del extranjero se realizarán con el abastecedor de energía y el consumidor, y serán otorgados por la Secretaría. Los permisos que incluyan la opinión de la CFE deben establecer los plazos y condiciones en que le demandará a la comisión el suministro, cuando termine la importación de energía.

Los solicitantes deben contar con sus propias instalaciones para entregar la energía, personal propio, así como las normas y leyes aplicables en México. Excepto cuando la interconexión la realicen por medio del sistema eléctrico nacional.

El reglamento de la LSPEE establece todos los requisitos que se deben cumplir en la adición de capacidad al parque de generación, las cualidades de los proyectos considerados en el documento de prospectiva. Es importante destacar a los principales actores en el cumplimiento de estas acciones: la Secretaría de Energía como entidad reguladora y los participantes: La Comisión Federal de Electricidad y los productores particulares de energía en sus distintas modalidades.

4.1.4 Ley de la Comisión Reguladora de Energía¹¹

La comisión Reguladora de Energía (CRE) se formó en el año de 1995 como autoridad reguladora de energía. Es una instancia gubernamental totalmente autónoma a la Secretaría de Energía y también tiene como función ser un órgano de consulta par la SENER.

En su Artículo 1° se enuncia: “La Comisión Reguladora de Energía, órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía, gozará de autonomía técnica, operativa, de gestión y de decisión en los términos de esta Ley”. Este artículo fue uno de los cuales fueron modificados con la nueva reforma del 2008, en donde anteriormente la Comisión sólo tenía autonomía técnica y operativa.

También se hacen cambios en otros artículos relacionados con el gas natural y gas licuado de petróleo, que para este estudio no serán mencionadas. Las otras modificaciones fueron hechas en su organización y funcionamiento.

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

¹¹ Información obtenida en la página electrónica de la CRE, además de la reforma de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, publicada en el DOF el 28 de noviembre de 2008.

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

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

4.1.5 Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía y el Financiamiento de la Transición energética.(LAERFTE)¹²

El Capítulo I. Disposiciones Generales, se refiere al objeto y definiciones de la Ley. En este sentido como su nombre lo indica y de conformidad con su Artículo 1º, dicho proyecto de ley tiene por objeto, “regular el aprovechamiento de fuentes de energías renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética”.

De esta forma se procura que la generación de electricidad se realice de manera compatible con la realidad social y ambiental de nuestro país, al determinar las modalidades de participación de los sectores público y privado, así como los instrumentos regulatorios y de financiamiento que permitirán el aprovechamiento de las energías renovables. Con ello no

¹² Esta sección es tomada principalmente de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, publicada en el DOF el 28 de noviembre de 2008.

sólo se incrementa la corresponsabilidad del sector privado en la materia, sino que otorga certidumbre jurídica para su participación en dichas actividades.

El Capítulo II. De la autoridad, se refiere a las autoridades de la Administración Pública Federal encargadas de aplicar la Ley propuesta.

En primer término, se faculta a la Secretaría de Energía para crear y coordinar los instrumentos más importantes para la aplicación de esta Ley, como lo indica en su artículo 6°. Asimismo, también se enlistan facultades para la Comisión Reguladora de Energía, entre las cuales están enunciando la Fracción I del Artículo 7°: “ expedir las normas, directivas, metodologías y demás disposiciones de carácter administrativo que regulen la generación de electricidad a partir de energías renovables, de conformidad con lo establecido en esta Ley, atendiendo a la política energética establecida por la Secretaría”, además, como lo dice la Fracción VI, “expedir las reglas generales de interconexión al Sistema Eléctrico Nacional que le deberán proponer los Suministradores, escuchando la opinión de los Generadores”.

Finalmente, se faculta a otras dependencias como la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la Secretaría de Economía y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, para coordinarse con la Secretaría de Energía, en los ámbitos de sus respectivas competencias. El Capítulo III. De la Planeación y la Regulación, se refiere a la elaboración y contenido del Programa para el Aprovechamiento de las Energías Renovables, en donde deberá, enunciando el Artículo 11°:

II. Establecer objetivos y metas específicas para el aprovechamiento de energías renovables, así como definir las estrategias y acciones necesarias para alcanzarlas;

III. Establecer metas de participación de las energías renovables en la generación de electricidad, las cuales tenderán a aumentar sobre bases de viabilidad económica. Dichas metas se expresarán en términos de porcentajes mínimos de capacidad instalada y porcentajes mínimos de suministro eléctrico, e incluirán metas para los suministradores y los generadores.

También se detallarán los mecanismos para el pago de las contraprestaciones que se otorgarán a los generadores de electricidad a partir de energías renovables.

En el Capítulo IV. De la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, se preve que a través de dicha estrategia se impulsarán políticas, programas, acciones e incentivarán proyectos encaminados a conseguir una mayor utilización y aprovechamiento de las fuentes de energías renovables y tecnologías limpias; se promoverá la eficiencia y sustentabilidad energéticas, y se reducirá la dependencia de México a los hidrocarburos como fuente primaria de energía.

Por último se propone la constitución de un Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, con el fin de asegurar que la transición energética se realice mediante el apoyo de mecanismos de financiamiento que estarán destinados a proyectos estructurados, presentados, evaluados y aprobados, con base en los lineamientos expedidos por el Comité Técnico, que será presidido por la Secretaría de Energía.

4.1.6 Reglamento de la Ley para El Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética

Este ordenamiento tiene como finalidad reglamentar la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. Además de las definiciones contenidas en el artículo 3o de dicha Ley, para efectos del presente reglamento se establecen las siguientes definiciones en el Capítulo 1 entre otras:

I. Beneficios Económicos Netos: La relación de costos, efectos positivos y riesgos relativos, directos e indirectos de la Generación Renovable, en el contexto de la transición energética, de acuerdo con lo señalado en el artículo 15 de este reglamento;

II. Cogeneración Eficiente: Es la generación de energía eléctrica, conforme a lo establecido en la fracción II del artículo 36 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, siempre que el proceso tenga una eficiencia superior a la mínima que establezca la Comisión.

VII. Reducción en los impactos ambientales y en la salud pública causados por el uso de combustibles de origen fósil.

VIII. Reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero, en la generación de electricidad, mediante el uso de Energías renovables y Cogeneración Eficiente.

IX. Aprovechamiento de la biomasa proveniente de las actividades agrícolas, pecuarias, silvícolas, acuícolas, algacuícolas y pesqueras, mediante las tecnologías limpias.

La Secretaría considerará los criterios señalados en el presente artículo para diseñar y ejecutar la política energética, y para determinar Energías renovables en términos del artículo 3o., fracción II, inciso g) de la Ley.

En el Capítulo II se habla de la colaboración, coordinación y concertación entre la Secretaría, autoridades y el sector social.

La Sección I de este capítulo trata de los convenios y acuerdos de colaboración, coordinación y concertación; en el Artículo quinto se menciona que la Secretaría, para la implementación de la Estrategia y del Programa, así como para el establecimiento y actualización del Inventario, podrá celebrar convenios y acuerdos de colaboración con dependencias y entidades de la Administración Pública Federal.

En los convenios o acuerdos de coordinación que celebre la Secretaría con las autoridades de los gobiernos de las entidades federativas, se preverán los órganos y unidades administrativas responsables del cumplimiento de las obligaciones pactadas; el cronograma de actividades y las responsabilidades necesarias para cumplir con el objeto de los mismos.

El sexto artículo dice que la Secretaría podrá celebrar convenios de concertación para promover la participación de las personas y del sector social involucrados en la formulación y aplicación de medidas para la transición energética, y para el establecimiento y actualización del Inventario.

Específicamente el Título cuarto habla de la regulación de la Generación Renovable y la Cogeneración Eficiente. En su Capítulo I, De las disposiciones administrativas de la Comisión, y enuncia entre otros los siguientes artículos:

Artículo 29.- La Comisión establecerá las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios que se presten entre sí, el suministrador y los generadores renovables o cogeneradores eficientes, para lo cual deberá tomar en consideración los costos eficientes asociados a la prestación de dichos servicios.

Artículo 30.- Para los efectos de lo dispuesto en el artículo anterior, la Comisión solicitará la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y de la Secretaría. Una vez que reciban el proyecto de metodología enviado por la Comisión, dichas dependencias deberán emitir su opinión en un plazo máximo de 20 días hábiles, de lo contrario, se entenderá que no tienen comentarios al respecto.

Artículo 33.- La Comisión requerirá a la Comisión Federal de Electricidad la revisión y en su caso, la adecuación de las reglas de despacho aplicables a la Generación Renovable y a la Cogeneración Eficiente, justificando los ajustes que estime necesarios.

El Centro Nacional de Control de Energía realizará las gestiones necesarias para atender las adecuaciones anteriores, dentro del plazo que la Comisión determine y que no deberá exceder de cincuenta días hábiles a partir de la recepción de la solicitud.

Artículo 34.- Cuando la infraestructura de transmisión sea insuficiente, la Comisión emitirá disposiciones de carácter general para regular el acceso de nuevos proyectos de generación a dicha infraestructura, así como para programar su ampliación de manera concertada con los posibles interesados en el desarrollo de proyectos de Generación Renovable y de Cogeneración Eficiente.

Artículo 35.- Para propósitos de este reglamento los generadores renovables para autoabastecimiento de hasta 0.5 MW, tendrán los mismos derechos que los permisionarios, en los términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

El Suministrador deberá informar a la Comisión sobre el inicio y terminación de la operación de estos generadores renovables y de la capacidad instalada, así como reportar semestralmente la energía intercambiada neta con el Sistema Eléctrico Nacional. El intercambio de energía eléctrica por parte de los generadores renovables a los que se refiere este artículo estará sujeto a los modelos de contrato expedidos por la Comisión.

Para el Capítulo II de este mismo cuarto título trata de las licitaciones para proyectos de Generación Renovable y de Cogeneración Eficiente.

4.1.7 Incentivos

A) Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

El Protocolo de Kyoto define en su Artículo 12 el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Los MDL permiten emprender proyectos de reducción de emisiones de gases efecto invernadero, en países en desarrollo para ganar créditos de Reducciones Certificadas de Emisiones (RCE) o bonos de carbono, cada uno equivalentes a una tonelada de dióxido de carbono (CO₂). Estos RCE pueden ser comercializados y vendidos, y usarse por los países industrializados para satisfacer parte de su reducción de emisiones que se trazaron como objetivo en el Protocolo de Kyoto.

Este mecanismo ayuda a lograr un desarrollo sustentable y una reducción de emisiones en los países en desarrollo, mientras les da a los países industrializados un poco de flexibilidad en cómo llegan al objetivo planteado.

Los proyectos se deben de evaluar a través de un riguroso y público registro, y emitir un proceso diseñado para asegurar autenticidad, es decir, que las reducciones de emisiones adicionales sean medibles y comprobables respecto a cómo podría haber sido sin el proyecto. El mecanismo está vigilado por la Junta Ejecutiva del MDL de las Naciones Unidas, la cual tiene la última respuesta a aquellos países que ratificaron el Protocolo de Kyoto.

El *Mecanismo de Desarrollo Limpio* inicio registros en 2005, a partir de entonces se tiene más de 1,000 proyectos registrados y se prevé que la producción de 2.7 billones de toneladas de CO₂, lo cual equivale al compromiso fijado para el primer periodo, 2008 – 2012. MDL.

En México solo existe un proyecto MDL relacionado con cogeneración por parte de la compañía “La costeña”.

B) Otros incentivos

Para los permisionarios bajo las modalidades de autoabastecimiento y cogeneración, existe un incentivo financiero, que consiste en que en el horario punta pueden desconectarse del sistema eléctrico y generar su propia energía eléctrica con equipos de respaldo que alberguen en sus instalaciones, permitiendo así abatir costos pues en horario punta la tarifa eléctrica se incrementa.

Al tramitar un permiso de generación eléctrica, si son productores privados y usan en su proceso generación alimentada con energías renovales, no pagarán los derechos por inicio de trámite y gestiones.

4.1.8 Gestión para el otorgamiento de un permiso de generación de energía eléctrica.

Dentro de las actividades de la CRE, el otorgamiento de permisos de generación eléctrica es una actividad de suma importancia. Dicho procedimiento administrativo lo puede llevar a cabo cualquier empresa del sector privado que desee participar en la generación eléctrica bajo las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, exportación, importación y pequeña producción. Se describe a continuación las principales acciones a seguir para la obtención de un permiso de generación de energía eléctrica en nuestro país.

Paso 1:

Pago monetario a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, por un monto indicado en la Ley Federal de Derechos.

Paso 2:

Este pago se entrega con la “Solicitud de Permiso de Generación de Energía Eléctrica”, y su modalidad a tramitar, además de la documentación especificada en la solicitud.

Paso 3:

La Dirección General de Electricidad de la CRE, genera un análisis técnico, a su vez, por parte de la Dirección de Asuntos Jurídicos de la misma CRE, se realiza un análisis jurídico en un plazo no mayor a 10 días hábiles.

Paso 4:

La CRE podrá requerir información complementaria del solicitante, para después proceder a una segunda exanimación de la solicitud, en el caso de que con el análisis técnico y el análisis jurídico no estén conformes.

Paso 5:

Se otorgará una resolución en la cual quedaran los fundamentos jurídicos por el otorgamiento del título de permiso, la cual se entregará después de la recepción de la opinión por parte del suministrador.

Paso 6:

Después de que se haya terminado de construir el proyecto existe un plazo no mayor a 15 días para notificar a la CRE dicha terminación de obras.

Paso 7:

Al iniciar operaciones se tienen que reportar diversos aspectos técnicos:

- Tipo y volumen de combustible utilizado.
- Cantidad de energía eléctrica generada, diferenciando las cantidades utilizadas por el permisionario y la entregada al suministrador.

4.1.9 Convenio de compraventa de excedentes de energía eléctrica (energía económica)

Este convenio lo celebran por una parte Comisión Federal de Electricidad o Luz y Fuerza del Centro, que es el suministrador, y el permisionario, que es cualquier empresa. en este convenio se acuerdan y estipulan tres declaraciones, cláusulas y anexos.

En la primera declara el Suministrador, en la segunda declara el Permisionario y en la tercera ambas partes, para fin de cumplir las cláusulas establecidas. Dichas cláusulas tienen como objeto establecer las bases, procedimientos, términos y condiciones que regirán los casos en los que el Permisionario ponga *Energía Económica* a disposición del Suministrador y éste la acepte de acuerdo con las Reglas de Despacho.

En la sección de pagos existen dos cláusulas importantes que son las siguientes:

VIGESIMA. 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.

VIGESIMA PRIMERA. 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.

4.2 Aspectos económicos y financieros

En un proyecto de cogeneración, todos los elementos y etapas a considerar son de suma importancia, todos dependen de cada uno de ellos, sin embargo, la parte económica y financiera representa el corazón de cualquier proyecto a realizar.

4.2.1 Costos de generación

El costo de la generación de electricidad es la suma de los costos realizados en las etapas de: construcción (desde los estudios de factibilidad del proyecto hasta la entrada en operación de la planta) y la etapa de operación y mantenimiento (desde el final de construcción o inicio de operación de la central eléctrica hasta el final de la vida útil de sus elementos) (*Salazar, 2009*).

Los costos asociados a la primera etapa son los costos de inversión, mientras que los de la última etapa son los costos de combustible y los de operación y mantenimiento.

A) Costo nivelado

El concepto de costo nivelado, sintetiza la información económica disponible acerca de un proyecto. Su valor expresa el costo medio del bien o servicio producido y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos optativos que permiten obtener un mismo producto (*CFE, 2007*).

Cálculo del costo nivelado

La determinación del costo nivelado del Megawatt – hora por concepto de inversión¹³ involucra aspectos técnicos y económicos que definen una tecnología, como son: los costos de inversión, el programa de inversión, el factor de planta medio, la potencia por unidad y total, la vida económica y la tasa de descuento¹⁴.

El costo nivelado del MWh por concepto de inversión, es definido como el valor que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central, considerando su vida útil, iguala al valor presente de los costos incurridos en la construcción de la central en cuestión¹⁵. A partir de esta definición se obtiene la ecuación:

$$\bar{C}I = \frac{\sum_{t=-N}^{-1} I_t (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^{n-1} GNA_t (1+i)^{-t}}$$

donde:

$\bar{C}I$	Costo nivelado del MWh por concepto de inversión
I_t	Inversión en el año t (en pesos)
GNA_t	Generación neta en el año t (en MWh)
N	Periodo de construcción (en años)
n	Vida económica (en años)
i	Tasa de descuento (como fracción de la unidad)

Si la generación de electricidad es uniforme cada año, y se realizan algunas otras reducciones de conceptos involucrados, la expresión final queda:

$$\bar{C}I = CU \left[\frac{1}{GNA} \right] \left[\frac{frc(i, n)}{(1+i)} \right] [fvp(i + \bar{w})]$$

¹³ En esta sección se desarrolla la técnica para la obtención de costo nivelado por concepto de inversión, pero esta técnica puede ser empleada para obtener costos nivelados por otros conceptos.

¹⁴ La tasa de descuento refleja los costos de financiamiento tanto por capital como por préstamos.

¹⁵ Al usar esta definición se puede considerar una central completa, una unidad o un MW (CFE, 2005)

donde:

$$GNA = (1 - up) * fp * 8,760 \quad \text{Generación neta en el año } t$$

$$frc(i, n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad \text{Factor de recuperación}$$

$$CU = \frac{I}{c} \quad \text{Costo unitario de inversión por kW}$$

siendo, $I = \sum_{t=-N}^{-1} I_t$ y $W_t = \frac{I_t}{I}$. A los números W_t se les conoce como factores de perfil o cronograma de inversión y están expresados como fracción de la unidad.

$$fvp(i, \overline{w}) = \sum_{t=-N}^{-1} W_t (1+i)^{-t} \quad \text{Factor de valor presente}$$

- C Capacidad de la central expresada en MW
 up Usos propios (como fracción de la unidad)
 fp Factor de planta (como fracción de la unidad)
 8,760 Número de horas en un año

Esta metodología permite comparar el costo del MW- h generado entre tecnologías.

B) Costo de inversión

El costo de inversión, representa los factores técnicos medibles en dinero que intervienen en la producción, presuntamente recuperable a través del precio de venta (*Marttelo, 2008*).

Existen tres tipos de costos unitarios de inversión (*CFE, 2007*):

- **Costo directo:** es la suma en moneda constante, de las erogaciones correspondientes de una central, dividida entre la capacidad de la misma. Este costo refleja el valor de los materiales, equipos, mano de obra, etc., incorporados a la central y mide el costo de inversión como si todas las erogaciones tuvieran lugar en el mismo año.

- **Costo directo más indirecto:** es el resultado de añadir al costo directo los costos de ingeniería, administración y control de la obra.
- **Costo actualizado al inicio de la operación:** es el valor del costo directo más indirecto al inicio de operación de la planta aplicándole una tasa de descuento que incluye los intereses debidos a cada concepto de inversión de la central.

El costo de inversión puede desglosarse en los siguientes componentes: mano de obra, equipos nacionales, equipos importados, materiales y otros (servicios y gastos diversos).

Esta clasificación representa los recursos que el sector eléctrico aplica a sus obras. Los servicios, comprenden a su vez una parte de mano de obra y una pequeña fracción de equipo y materiales, los cuales no es posible identificar por separado.

Los equipos nacionales incluyen importaciones indirectas cuya estimación preliminar es incorporada en el rubro de equipos importados. Sin embargo, los rubros de “materiales” y de “otros” pueden incluir componentes de importación no identificados a partir de la información disponible. Adicionalmente, para algunas tecnologías es posible distinguir dos procesos genéricos, la obra civil y la obra electromecánica.

C) Costo de operación y mantenimiento

Los costos en que incurre un sistema ya instalado o adquirido, durante su vida útil, con objeto de realizar los procesos de producción, se denominan costos de operación, e incluyen los necesarios para el mantenimiento del sistema (*Kuri, 2008*).

El costo de operación y mantenimiento del MWh neto generado considera dos componentes, uno fijo y otro variable. Los fijos están presentes independientemente de la operación de la planta y por lo tanto no se hallan directamente relacionados con la energía generada. Este renglón incluye los siguientes conceptos de costos:

- **Gastos técnicos y administrativos.** Son aquellos que representan la estructura ejecutiva, técnica y administrativa de una empresa, tales como, jefes de compras,

almacenistas, mecánicos, veladores, dibujantes, ayudantes, mozos de limpieza y envíos, etc.

- **Alquileres y/o depreciaciones.** Son aquellos gastos por conceptos de bienes muebles e inmuebles, así como servicios necesarios para el buen desempeño de las funciones ejecutivas, técnicas y administrativas de una empresa, tales como: rentas de oficinas y almacenes, servicios de teléfonos, etc.
- **Obligaciones y seguros.** Son aquellos gastos obligatorios para la operación de la empresa y convenientes para la dilución de riesgos a través de seguros que impidan una súbita descapitalización por siniestros.
- **Materiales de consumo.** Son aquellos gastos en artículos de consumo necesarios para el funcionamiento de la empresa, que no estén incluidos en el área de operación.
- **Capacitación y Promoción.** Todo colaborador tiene el derecho de capacitarse y pensamos en que tanto éste lo haga, en esa misma medida o mayor aún, la empresa mejorará su productividad. Entre los gastos de capacitación y promoción podemos mencionar: cursos a obreros y empleados, gastos de actividades deportivas, de celebraciones de oficinas, etc.

Son costos variables los que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. En este renglón sólo se consideran los de materiales del área de operación.

Como un objetivo básico, el mantenimiento procura contribuir por todos los medios disponibles a reducir, en lo posible, el costo final de la operación de la planta. De éste se desprende un objetivo técnico por el que se trata de conservar en condiciones de funcionamiento seguro y eficiente todo el equipo, maquinaria y estructuras de tratamiento. Con este fin, se tienen dos tipos de mantenimiento (*CEPIS, 2005*):

- **Preventivo.** Es el conjunto de actividades que se llevan a cabo en un equipo, instrumento o estructura, con el propósito de que opere a su máxima eficiencia, evitando que se produzcan paradas forzadas o imprevistas. Este sistema requiere un

alto grado de conocimiento y una organización muy eficiente. Implica la elaboración de un plan de inspecciones para los distintos equipos de la planta, a través de una buena planificación, programación, control y ejecución de actividades a fin de descubrir y corregir deficiencias que posteriormente puedan ser causa de daños más graves.

- **Correctivo.** Es el conjunto de actividades que se deben llevar a cabo cuando un equipo, instrumento o estructura ha tenido una parada forzada o imprevista. Este es el sistema más generalizado, por ser el que menos conocimiento y organización requiere.

Cuando se hace mantenimiento preventivo dentro de un sistema correctivo, se le llama mantenimiento rutinario. Cuando se hace mantenimiento correctivo en un sistema preventivo, se le llama corrección de falla. En la práctica, no es posible diferenciar totalmente ambos sistemas.

D) Costo de combustibles

Los costos energéticos son usualmente los más significativos, ya que compromete recursos durante la vida útil de la instalación, y por lo tanto el costo por concepto de combustible es uno de los componentes más importantes.

El costo de los energéticos a lo largo de un periodo tan grande, aún medido en moneda constante, es variable; esto debido a diversas causas, entre las que destacan (*CFE, 2005*):

- Los recursos energéticos son finitos y en la medida que son utilizados, su precio aumenta, aún cuando las demás condiciones permanezcan constantes.
- Los energéticos se comercializan en mercados parcialmente competitivos y son a menudo substitutivos. Las reducciones en la demanda del energético desplazado inducen disminuciones en su precio.
- Al explotar un recurso de manera racional, primero son extraídas las reservas de costo mínimo y posteriormente las de mayor costo, esto repercute en incrementos del precio en el futuro.

- Los avances tecnológicos tienden a disminuir el costo de explotación y procesamiento de los recursos.
- Los efectos ambientales tienen cada vez un mayor peso, esto trae consigo una tendencia a la sustitución de combustibles "sucios" por "limpios" y a la instalación de aditamentos para "purificar" las emisiones. En ambos casos son obtenidos aumentos de costos, ya sea de los energéticos o de las instalaciones para su tratamiento.
- Existen factores coyunturales que alteran el comportamiento de los mercados energéticos.

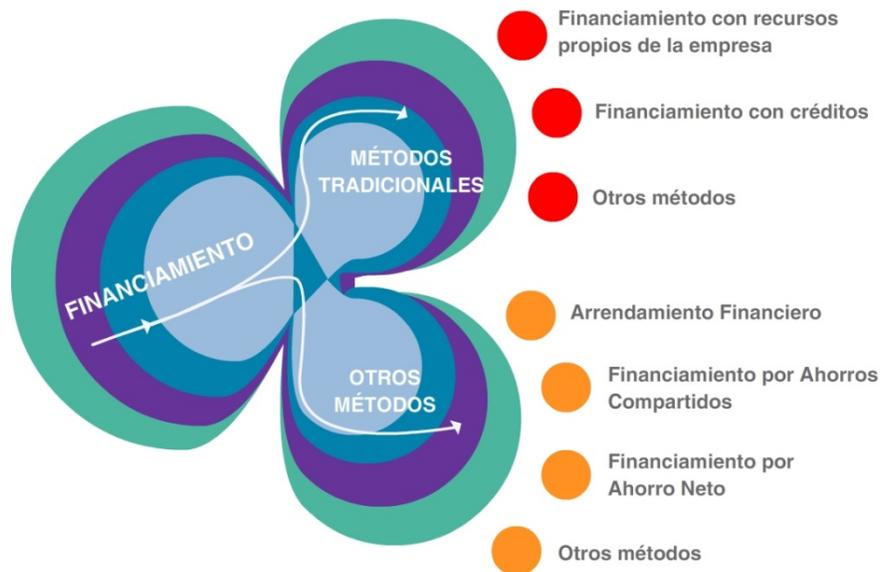
El costo del combustible refleja el valor imputado a los recursos energéticos necesarios para obtener, por medio de las diversas tecnologías, un MWh neto generado. Para poder obtener dicho costo, se necesita tener caracterizado al combustible.

Las principales características, son los poderes caloríficos superiores y la eficiencia de conversión. La primera, se refiere a la cantidad total de calor que se produce en la combustión al quemar una proporción de combustible y enfriando los productos de la combustión hasta la temperatura inicial del combustible, a fin de conseguir que el vapor de agua se condense. La eficiencia de conversión (η), es la relación entre la energía térmica (et) consumida y la energía eléctrica (ee) generada ($ee = \eta * et$), misma que será detallada más adelante para cada tecnología de generación eléctrica.

4.2.2 Tipos de financiamientos

El financiamiento para un proyecto de cogeneración es un bastión sumamente importante para la realización de un proyecto de esta envergadura, más aún considerando la inversión como un subproyecto de la actividad industrial que conforma a una empresa.

En la Figura 4.1 se muestran los diferentes tipos de financiamientos que existen actualmente en nuestro país:



Fuente: El autor

Figura 4.1 Esquema de Financiamientos para cogeneración

A) Financiamiento con recursos propios

Para el caso de financiamiento con los propios de recursos de la empresa, el financiamiento será de la magnitud que el usuario desee, por lo que deberá asumir toda responsabilidad que conlleve el proyecto, o que contrate a una empresa administradora de proyectos y así poder distribuir y atender las funciones deslindadas que se requieran.

Ventajas:

- Ahorro inmediato en la facturación de energéticos para el usuario.
- El usuario es propietario inmediato de los quipos e instalaciones.
- No se incrementa el endeudamiento de la empresa.
- Lo totalidad de los ahorros de los energéticos son para el usuario.

Desventajas:

- Disminuye su capacidad para invertir en otras actividades de su empresa.

- El usuario es el responsable de gestionar y tramitar todo lo relacionado con el nuevo proyecto.
- El usuario se hará cargo de la operación total, mantenimiento y reparación de los equipos, además de ser el responsable técnico y financiero del proyecto.

B) Financiamiento con créditos

En el desarrollo de proyectos, esta es la alternativa que predomina, a falta de recursos propios, con lo que se busca conseguir créditos adecuados permitiendo así, llevar a cabo el proyecto. Para este caso se deben de contemplar dos elementos adicionales a los contemplados en la opción de “*Financiamiento con recursos propios*”. El Primero es una institución financiera, la cual aportará los fondos necesarios para la realización del proyecto, y la segunda, es una aseguradora que sirva como garantía para la primera opción, el pago del capital y los intereses correspondientes a los fondos aportados.

Ventajas:

- El usuario adquiere inmediatamente la propiedad de equipos e instalaciones.
- El usuario mantiene el control total en todo el desarrollo del proyecto.
- Los ahorros facturados por los energéticos empleados son en su totalidad del usuario.
- Ahorro inmediato en la facturación de energéticos.

Desventajas:

- El usuario desconoce en detalle la tecnología disponible y su confiabilidad por ajustarse a un cierto tope de crédito.
- Disminuye su capacidad para invertir en otras actividades de su empresa.
- El usuario es el responsable de gestionar y tramitar todo lo relacionado con el nuevo proyecto.
- El usuario se hará cargo de la operación total, mantenimiento y reparación de los equipos, además de ser el responsable técnico y financiero del proyecto.

B) Otros Métodos

Arrendamiento Financiero

Esta es una de las alternativas generalmente utilizadas por las empresas que carecen de recursos propios, o cuando no se quieren destinar recursos a cierta parte de la actividad industrial, este sistema de financiamiento brinda varias ventajas sobre los sistemas tradicionales de financiamiento.

Todas las tareas encaminadas al desarrollo del nuevo proyecto son responsabilidad del arrendador, incluyendo el financiamiento, esto es a cambio de una cuota con cierta periodicidad acordada, el arrendador entrega al usuario o usuarios las energías cogeneradas que han contratado.

Ventajas:

- No aumenta el endeudamiento del usuario.
- Los ahorros en la facturación de energéticos cubren el pago del arrendamiento.
- La responsabilidad técnica y financiera es del arrendador, así como la operación mantenimiento y reparación del equipo es del arrendador.
- El ahorro para el usuario en la facturación de energéticos es inmediato.
- El costo de operación del usuario, está incluido en las cuotas de arrendamiento.
- El usuario puede adquirir la totalidad del equipo al finalizar el arrendamiento.

Desventajas:

- El usuario tiene que garantizar un consumo a largo plazo de los energéticos.
- El usuario está sujeto a penalizaciones si la demanda disminuye o aumenta de lo pactado.
- El arrendador tendrá acceso a las instalaciones del proyecto.
- Se complica el manejo total al involucrarse varios usuarios.
- El usuario tiene que contratar seguros y fianzas adicionales.

Financiamiento por Ahorros Compartidos

Esta opción de financiamiento es una variante del “*Arrendamiento Financiero*”, se sustituye el pago de la cuota de arrendamiento por un pago con cierta periodicidad, acordado de antemano, el cual es una porción del monto ahorrado en la facturación de los energéticos utilizados por la empresa.

Una ventaja adicional de este sistema es que existe una garantía por parte del arrendador en cuanto al monto del ahorro, sin embargo, en casos donde intervienen varios usuarios, el control de los ahorros se complica.

Una entidad aseguradora participa en este tipo de financiamiento, ya que para el caso en el que los ahorros sean inferiores a lo esperado, esta entidad aporte la diferencia; y de ser mayor el ahorro, la diferencia será asignada a la compañía aseguradora.

Ventajas:

- El endeudamiento por parte del usuario no se incrementa.
- La responsabilidad técnica y financiera es del arrendador, así como la operación mantenimiento y reparación del equipo es del arrendador.
- El arrendador garantiza un ahorro en la facturación de los energéticos.
- Las cuotas de arrendamiento forman parte del costo de operación del usuario.
- Existe la posibilidad de adquirir el total del equipo instalado al finalizar el arrendamiento.

Desventajas:

- El usuario tiene que garantizar un consumo a largo plazo de los energéticos.
- El usuario está sujeto a penalizaciones si la demanda disminuye o aumenta de lo pactado.
- Se requiere que el usuario adquiera seguros y fianzas adicionales.
- Se complica el manejo total al involucrarse varios usuarios.
- Se elaboran contratos de suministro de largo plazo, regularmente estos se dan en el periodo de recuperación.

- Establecimiento de garantías para el caso de variaciones desfavorables en el precio de los combustibles.

Financiamiento por ahorro neto

Realmente esta opción es una variante del “Arrendamiento financiero”, en esta opción el proyecto es desarrollado por el arrendador, el que entrega al usuario o usuarios las energías producto de la cogeneración a cambio de un pago periódico acordado, que generalmente es el equivalente a los ahorros totales que se tendrán en la facturación de energéticos.

Las erogaciones realizadas en el desarrollo del proyecto serán pagadas con una garantía de los ahorros generados. La inclusión de una entidad aseguradora es necesaria, con la que se garantiza los ahorros previstos, y al mismo tiempo se compromete el consumo de las energías cogeneradas por parte del usuario.

Ventajas:

- La empresa no aumenta su endeudamiento.
- Los costos de energéticos siguen siendo un concepto de operación del usuario.
- El arrendador garantiza el ahorro en la facturación de energéticos.
- El usuario puede adquirir el quipo al finalizar el financiamiento.
- La responsabilidad técnica y financiera es del arrendador, así como la operación, mantenimiento y reparación de los equipos.

Desventajas:

- Se requiere que el usuario adquiera fianzas y seguros adicionales.
- El usuario tiene que garantizar un consumo a largo plazo de las energías cogeneradas.
- El control de los ahorros se complica si intervienen varias empresas y usuarios.
- Concertación de contratos para suministro de combustible a largo plazo.
- El arrendador tiene libre acceso a las instalaciones del proyecto.

Asociación en Participación

Existe el financiamiento llamado “Asociación en Participación”, la cual consiste en el establecimiento de una nueva sociedad en la que participa una empresa promotora de proyectos industriales, para este caso serían proyectos de cogeneración, además del fabricante del equipo o tecnología, el desarrollador o instalador y otros inversionistas, en algunos casos la participación del usuario o de los usuarios es requerida.

El tiempo de participación de cada uno de los socios es definido al inicio de la formación de la nueva sociedad, dando al usuario o usuarios, la primera opción de compra de la parte o partes que en un dado momento, por terminación del periodo de participación, se ponga a la venta, otorgando de cierta forma preferencia de compra, también es establecido en la formación de la nueva sociedad el precio de venta de cada una de las partes.

Las características propias de esta estructura de empresa dependerán de las necesidades propias de cada usuario o usuarios, además de los energéticos que se consuman y las partes que se pongan en venta.

Algunas de las grandes ventajas son:

La opción de que el usuario o usuarios pueden adquirir en su totalidad las instalaciones después de un periodo determinado, además de que la responsabilidad técnica reside en la nueva empresa, es decir, todas las responsabilidades están sujetas a cada una de las partes involucradas, posibilidad de incluir a varios usuarios sin complicaciones, ahorro inmediato en facturación de energéticos, la opción de no aumentar el endeudamiento del usuario al no participar en la empresa como accionista.

Entre las desventajas se encuentra el hecho de que el usuario debe garantizar un consumo a largo plazo de los energéticos cogenerados además de que el usuario no tiene control sobre las nuevas instalaciones.

4.3 Disponibilidad de recursos y tecnologías.

Existen otros elementos que son fundamentales para la implementación de proyectos de cogeneración, se consideran los siguientes factores como los más importantes, recordando que todo es una cadena y ningún eslabón es menos o más elemental e importante que otro.

4.3.1 Disponibilidad de potencial de cogeneración

Con elementos vigentes, para lograr en el supuesto de desarrollo inmediato, de la cogeneración en México, la CONAE ahora CONUE, mediante datos de CFE y LFC, identificaron 5,000 usuarios a nivel nacional, con una demanda mayor a 1,000 kW

Se determinó que 27.92% y 72.8% de dichos usuarios corresponden 2 sectores, el Sector Industrial, y Gran Industria, divididos en 18 subsectores, considerando:

- Demanda térmica y eléctrica simultánea
- Cogeneración superior e inferior
- Disponibilidad de gas

En las Tablas 4.1 y 4.2, respectivamente, se puede observar que el consumo de energía eléctrica asciende a 11,701,503,149 kWh/año, repartidos en un total de 420 empresas, siendo estos dieciocho subsectores factibles para la implementación de sistemas de cogeneración en nuestro país.

Sin lugar a dudas PEMEX, desde el inicio de su operación, ha sido uno de los principales consumidores de energía eléctrica del país; a junio de 2008, cuenta con una capacidad instalada de generación de energía eléctrica de 2,143 MW, equivalente acerca de 4% de la capacidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en esta empresa también existen sectores factibles para el desarrollo de cogeneración en nuestro país.

Tabla 4.1. Consumo de Energía eléctrica (2007), sector Industrial

Alimenticio	Consumo [kWh/año]	%	Número de empresas
Aceite comestible	225,818,218	1.93	9
Bebidas y refresco	750,387,669	6.41	44
Botanas y dulces	170,399,402	1.46	10
Cereales	73,138,734	0.63	4
Cervezas y malta	220,168,607	1.88	9
Conservas y jugos	198,014,988	1.69	14
Destilería	17,813,823	0.15	2
Lácteos	485,487,966	4.15	24
Otros alimentos	959,484,001	8.20	58
Panificación	166,866,733	1.43	14
Subtotal	3,267,580,141	27.92	90

Fuente: El autor, a partir de <http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/>

Tabla 4.2. Consumo de Energía eléctrica (2007), Gran Industrial

Gran industria	Consumo [kWh/año]	%	Número de empresas
Automotriz	1,131,268,388	9.97	14
Cartón y papel	886,037,402	7.57	32
Celulosa y papel	1,352,445,517	11.56	12
Farmacéutica	251,140,251	2.15	17
Fibras sintéticas	231,096,873	1.97	5
Llanteras	144,153,498	1.23	5
Químicas y otras	3,001,375,076	25.65	79
Textil	1,436,406,003	12.28	68
Subtotal	8,433,923,008	72.08	232
Total	11,701,503,149	100.00	420

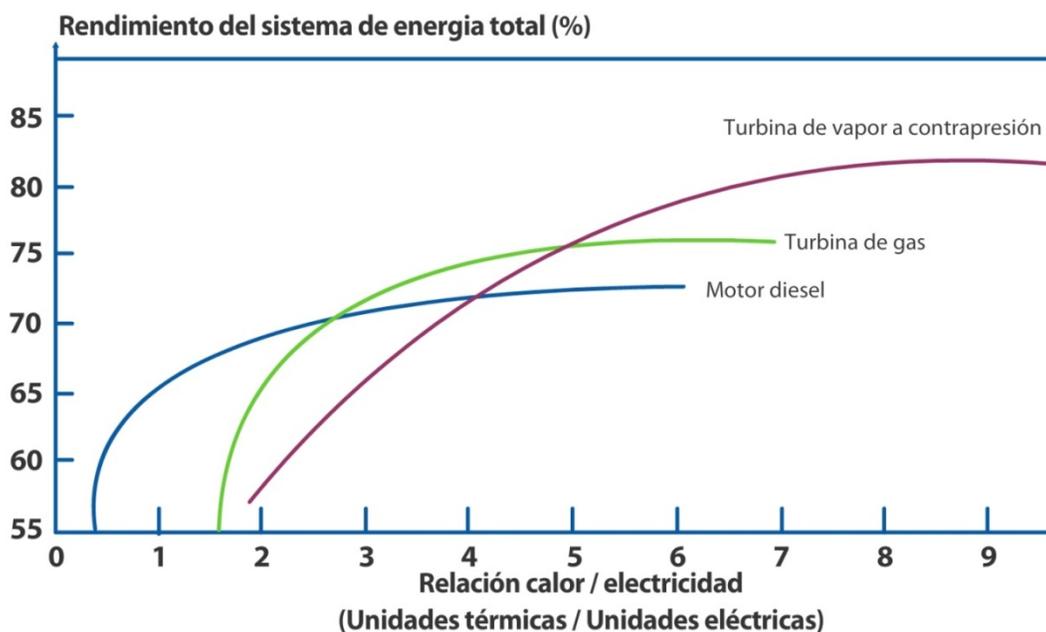
Fuente: El autor, a partir de <http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/>

4.3.1.1 Demanda de vapor, demanda eléctrica, relación q/e.

El consumo total de energía eléctrica, la demanda máxima promedio y el consumo anual, además de los consumos diarios de la energía eléctrica o bien los consumos máximos y mínimos son cifras que dependen de cada tipo de industria y su tamaño.

La demanda de vapor igualmente es específica para cada industria, siendo normalmente la disponibilidad del vapor prioritaria, ya que la generación de energía eléctrica se flexibiliza, si hay excedentes se venden, si falta se compra. La disponibilidad ininterrumpida de vapor y electricidad, son requeridas en la mayoría de los procesos industriales, por lo que hay que seleccionar adecuadamente el sistema y su dimensionamiento.

Los requerimientos de potencia eléctrica y de energía térmica son diferentes para cada planta, por lo que tenemos la necesidad de obtener la relación de las demandas máximas térmica y eléctrica a lo que se le define relación calor/electricidad (Q/E). Con este parámetro podemos identificar qué esquema de cogeneración se ajusta a las necesidades de cada planta, como lo podemos observar en la Figura 4.2.



Fuente: El autor a partir de Burgos, 1995

Figura 4.2 Rendimiento de sistemas de cogeneración en función de la relación calor/electricidad

La relación Q/E se puede calcular como:

$$\frac{Q}{E} = \frac{\text{Consumo anual de energía térmica (kJ)}}{\text{Consumo de energía eléctrica anual (kWh)} \times 360 \text{ kJ/kWh}}$$

o si se prefiere en función de las demandas como:

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

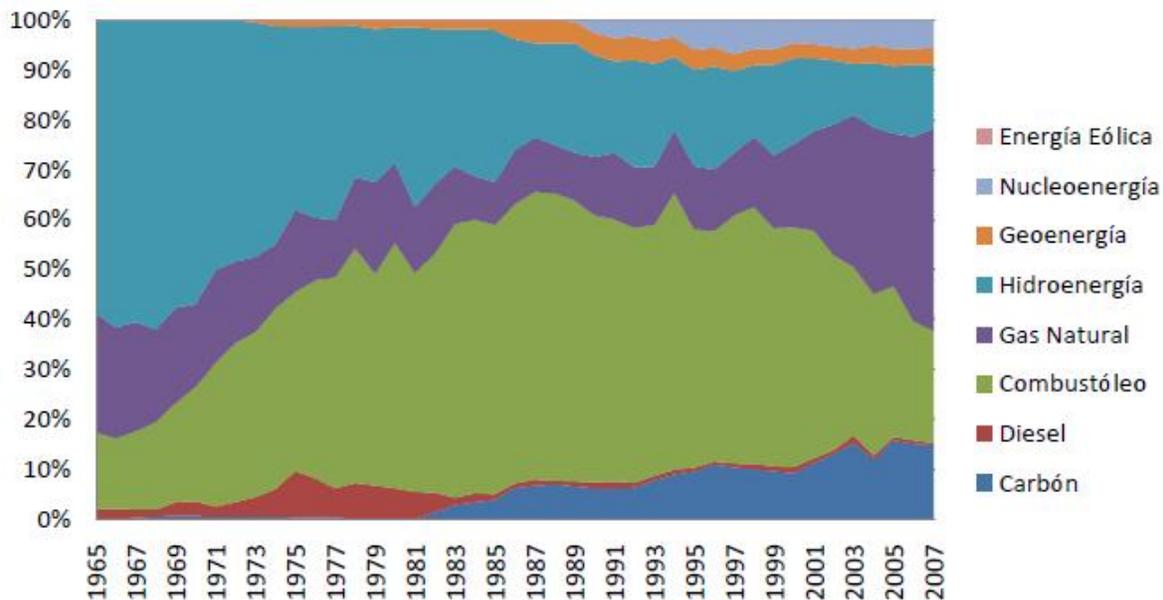
En el caso ideal, los requerimientos térmicos y eléctricos deberían ser simultáneos, pero como no sucede tal caso se debe de elegir entre usar un generador de vapor auxiliar o tener excedentes de electricidad, o bien tener exceso de vapor o comprar electricidad, todo de acuerdo a las necesidades particulares de cada industria.

4.3.2 Disponibilidad de combustible

La información sobre los energéticos utilizados históricamente en México, está documentada a partir del año 1965.

En la Figura 4.3 se muestra la evolución en consumo de energéticos que se ha tenido desde 1965 hasta 2007, para la generación de electricidad en el servicio público. Se puede observar un crecimiento significativo en el consumo de combustibles fósiles durante las dos primeras décadas.

Alrededor de 1985 se estabiliza la tendencia en el uso de los combustibles fósiles. Después comienza a bajar significativamente el consumo de dichos energéticos, tal es el caso del combustóleo y diesel; por último se aprecia el auge en el uso del gas natural.



Fuente: López, 2009

Figura 4.3 Evolución de la energía destinada a transformación de energía eléctrica

En 1992 se llevó a cabo la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Desarrollo y Medio Ambiente, donde se plantearon los principales problemas ambientales que podrían afectar los ecosistemas y la calidad de vida de la humanidad. El Protocolo de Kyoto, el cual tiene por objeto, entre otros, tener un total de recorte de las emisiones de gases de efecto invernadero de al menos el 5% con respecto a los niveles de 1990 en el periodo de compromiso de 2008-2012. El gas natural comenzó a diversificarse como energía primaria a nivel mundial, ya que tiene mejores eficiencias en las centrales termoeléctricas, además de ser un combustible limpio, ya que emite menos gases de efecto invernadero en comparación con otros combustibles fósiles.

La demanda de este combustible, la disponibilidad de oferta mundial y los menores costos, se combinaron para mejorar las condiciones, tanto que por primera vez los países tuvieron mayor accesibilidad en términos económicos para importarlo.

México comenzó a emitir políticas públicas y cambios a su marco regulatorio, para hacer frente a los compromisos adquiridos. Estas políticas estuvieron dirigidas al ahorro de energía, eficiencia energética y a la promoción de la utilización de energías renovables. Un

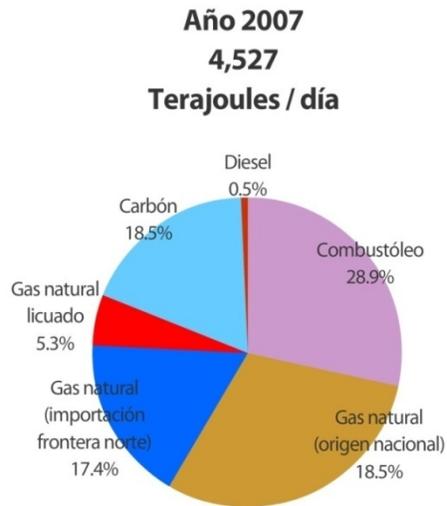
antecedente importante, fueron las reformas hechas a la LSPEE en 1992 para permitir la inversión privada en la generación de energía eléctrica para su venta exclusiva a la CFE, los llamados productores independientes de energía (PIE), además de perfeccionar las figuras de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción y producción independiente como formas de generación que no constituyen servicio público.

Partiendo de esto, México comenzó a tener una reestructuración en el sector eléctrico alentado por el desarrollo de nuevas tecnologías que fueron elevando la eficiencia de las centrales termoeléctricas convencionales que consumen gas natural, pasando de 37% a 60% en algunos casos, además de que la capacidad instalada necesaria para la obtención de estas eficiencias, disminuyó.

Fue entonces, cuando el gobierno decidió que el sector eléctrico sustentara gran parte de su extensión en la tecnología de ciclo combinado, la cual tiene como beneficios su eficiencia técnica y la productividad. Con esta tecnología, tanto CFE como los PIE's, impulsaron el desarrollo regional y la protección al medio ambiente.

Los autoabastecedores y cogeneradores, adoptaron también la tecnología del ciclo combinado, el cual les ofrece alta eficiencia, mayor generación de potencia, menor contaminación ambiental, gran flexibilidad para operar, mayor seguridad en la recuperación de la inversión, a través del mejoramiento y confiabilidad de la energía eléctrica requerida en sus procesos productivos (SENER, 2001). Para el 2004, entró en operación la primera repotenciación de unidades termoeléctricas convencionales para formar ciclos combinados, y un año después, se puso en operación por primera vez la conversión de centrales turbogás a ciclos combinados (CFE, 2009).

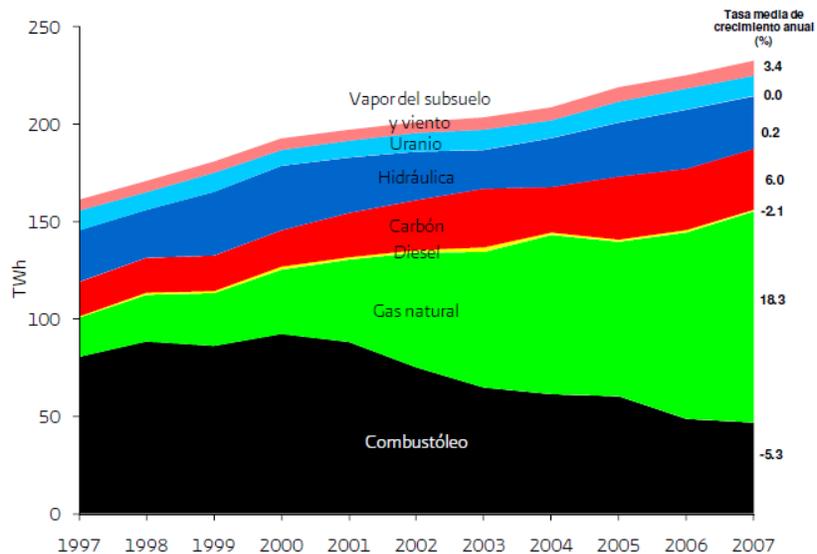
La Figura 4.4, muestra la distribución por combustible fósil en la canasta para generación eléctrica en el 2007.



Fuente: El autor a partir de www.sener.gob.mx

Figura 4.4 Evolución de la energía destinada a transformación de energía eléctrica

La Figura 4.5, muestra claramente la disminución en el uso de combustóleo y diesel en los procesos de generación eléctrica.



Fuente: SENER, 2008

Figura 4.5. Generación bruta en el servicio público por tipo de energético utilizado, 1997-2007 (TWh)

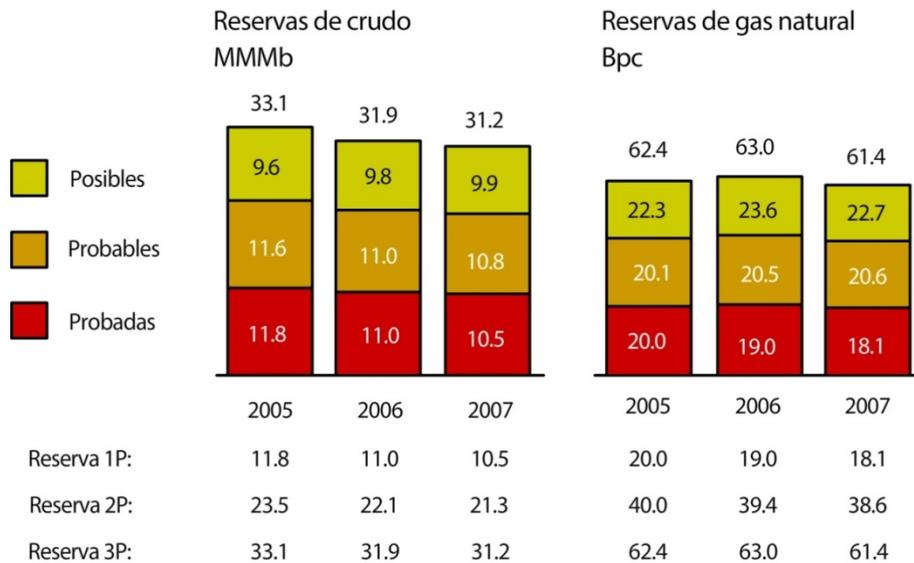
En la Tabla 4.3, se muestra el consumo para cuatro energéticos primarios principales, se puede observar el decremento que hay en el consumo de Combustóleo y Diesel aumentando de manera medida el carbón, sin embargo el gas natural aumenta de manera considerable.

Tabla 4.3 Consumo de combustibles en el sector eléctrico nacional

Años	Combustóleo [Miles de Barriles]	Diesel [Miles de Barriles]	Carbón [Miles de Toneladas]	Gas Natural [Millones de Pies] ³
1999	133.900	2.851	9.468	269.388
2000	144.017	4.087	9.630	322.058
2001	138.072	2.845	11.398	366.791
2002	118.818	2.262	12.179	350.657
2003	102.637	4.151	13.881	335.592
2004	95.919	2.362	11.489	310.857
2005	94.255	2.185	14.917	281.928
2006	75.668	2.354	14.697	307.520
2007	71.998	1.356	14.762	321.113
2008	66.781	1.697	10.837	345.593

Fuente: www.sener.gob.mx.

Considerando la gran importancia que tiene el gas natural como energía primaria en los sistemas de cogeneración y por su auge a últimas fechas se presenta la Figura 4.6, en la cual muestra la evolución de las reservas de crudo y gas natural entre el año 2005 y 2007, las reservas están actualizadas al 31 de diciembre de cada año.



Fuente: El autor a partir de www.pemex.com/files/DCF/DCF_ccw_r07_e0803261.pdf

Figura 4.6. Reservas de crudo y gas natural 2005-2007

4.3.3 Disponibilidad de tecnologías en el mercado

Turbina de vapor

En las turbinas a contrapresión el vapor sale a la presión que se requiere en el proceso, y si se utiliza a diferentes presiones, generalmente se debe emplear una turbina de contrapresión con extracciones para complementar el sistema.

Los sistemas a contrapresión normalmente se diseñan para surtir los requerimientos de vapor del proceso a quien da servicio y la producción de potencia es variable, ya que es dependiente de la demanda de vapor, normalmente se tiene que comprar energía a la red cuando la demanda de vapor es baja y la turbina trabaja a mediana carga o carga parcial, se opta utilizar una sección de condensación que proporcione los faltantes de energía eléctrica que no proporciona la contrapresión.

La principal característica de estos sistemas es su capacidad para satisfacer una relación energía térmica/eléctrica variable. Cuando la demanda del vapor de proceso es elevada puede extraerse una gran cantidad de vapor por la extracción, siendo esta energía la cogenerada, pasando por la turbina de baja presión sólo la cantidad mínima necesaria para

que no se dañe el equipo. Cuando la demanda del vapor disminuye se aumenta el flujo por la turbina de baja presión la que aumentará su generación.

Esta tecnología es mayormente utilizada si la carga de vapor está por arriba de 10 t/h y se tienen potencias eléctricas por arriba de 500 kW, ya que si se hace por debajo de este valor la generación de vapor a alta presión sería incosteable.

Turbina de gas

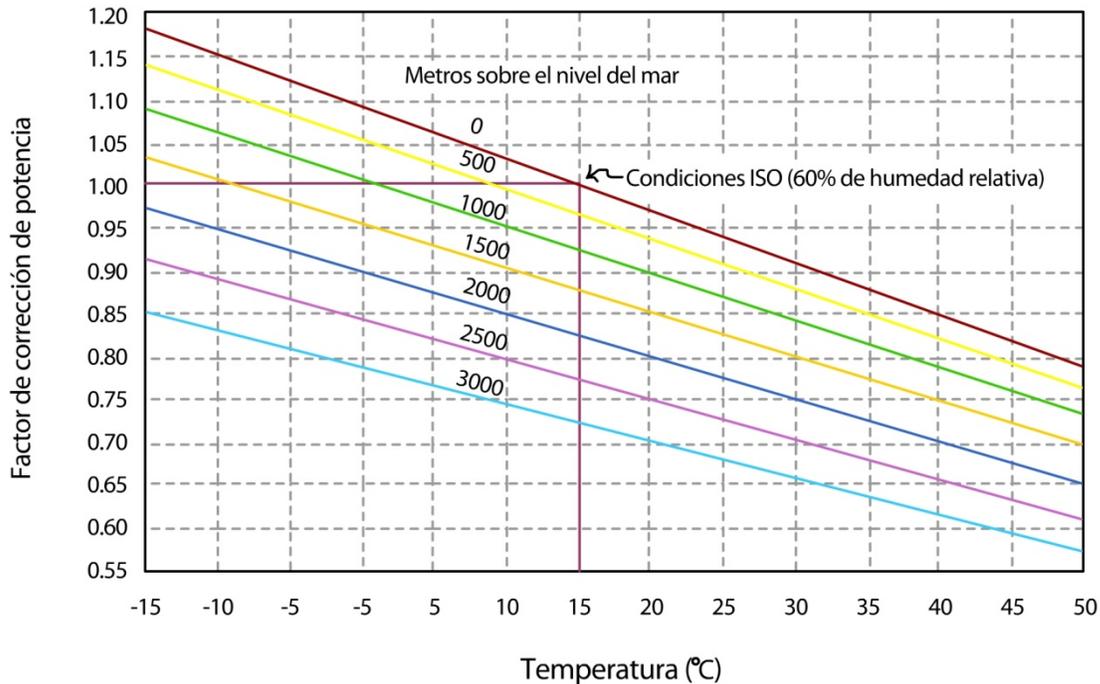
La mejor opción para utilizar esta tecnología es cuando se requieren potencias eléctricas constantes y vapor a mediana o alta presión (temperatura entre 720 y 790 °K). Los sistemas de gas son compactos y presentan una serie de características que los hace muy apropiados para su aplicación en la cogeneración. La potencia generada por una turbina de gas está en función directa de su rendimiento, el cual está en función de las siguientes características:

- Relación de presiones.
- Temperatura del aire de admisión.
- La altitud del lugar donde opera.
- El régimen de funcionamiento.

El funcionamiento a carga parcial afecta la operación de la turbina de dos formas, la primera es cuando la carga disminuye lo hace también el rendimiento lo que equivale a un mayor costo de combustible; la segunda es que cuando disminuye, la temperatura de escape y el flujo másico también disminuyen dando como resultado una baja en la energía térmica disponible para los procesos. Por lo que operar una turbina de gas a plena carga es la forma más adecuada ya que es la que menores costos de inversión y de operación produce.

El comportamiento de una turbina de gas es directamente proporcional al flujo másico de aire que atraviesa, es decir, que como es una máquina volumétrica, el flujo de masa cambia directamente como una función de la densidad del aire, por lo que al aumentar la altura la presión disminuye y por lo tanto baja el comportamiento de la turbina. La pérdida de potencia es de aproximadamente 3.6% por cada 300 m de elevación, también hay pérdidas

por el incremento de la temperatura ambiente del 20% si el incremento es de 22 °K (Figura 4.7).



Fuente: CFE, 2005

Figura 4.7 Efectos de la temperatura ambiente y la altitud en la potencia de salida de las turbinas de gas. (El factor de corrección compuesto de temperatura-altitud es multiplicativo)

Motor de combustión interna

La eficiencia eléctrica de un motor recíprocante oscila entre 20% y 42%, esto depende del motor utilizado y de la configuración. En un sistema de cogeneración la eficiencia total varía significativamente dependiendo del esquema de recuperación de calor que se seleccione. La mejor forma de recuperar la energía de los gases de salida (temperaturas entre 575 y 875 °K) es por medio del calentamiento de agua obteniendo eficiencias del combustible hasta del 80%, bajando ésta hasta 72% si se genera vapor a baja presión; por lo que el promedio se encuentra entre un 60% y un 75%. Para cargas parciales los motores recíprocantes presentan una curva muy plana de consumo específico, en variaciones de carga eléctrica hasta aproximadamente un 40% de su carga nominal, por lo que su mejor utilización es en

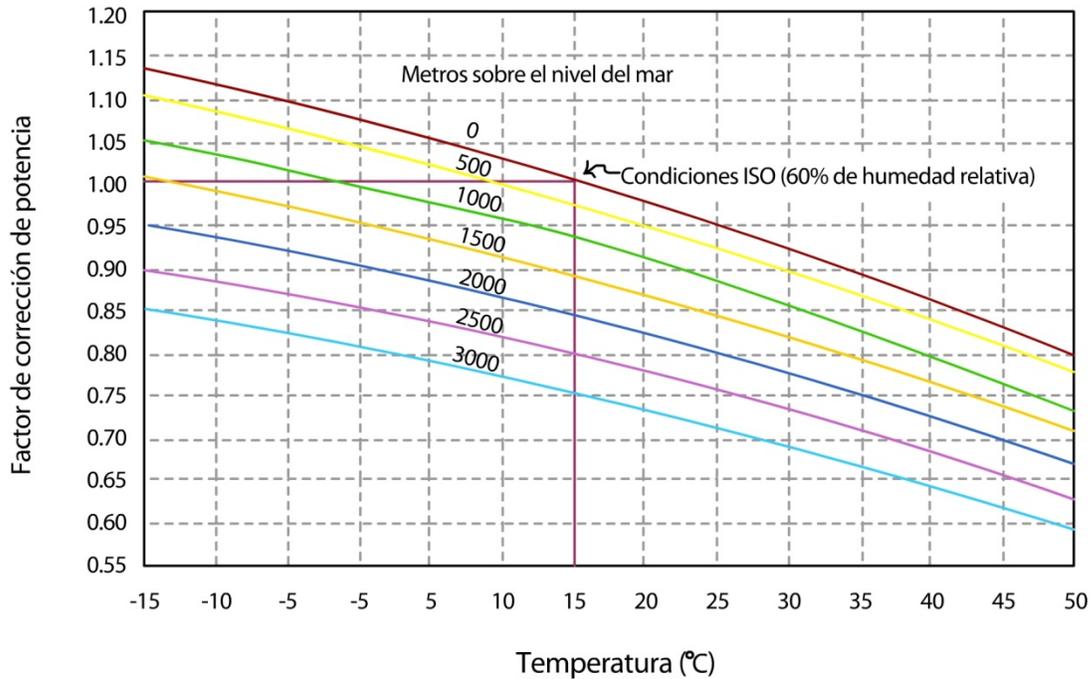
operaciones con cargas eléctricas parciales, aunque no representa alguna ventaja en los sistemas de cogeneración.

Ciclo combinado

En este sistema se genera vapor a alta presión, utilizando los gases de escape de la turbina de gas, y el cual se expande en una turbina de vapor de contrapresión, generándose energía eléctrica en ambas turbinas y obteniéndose vapor de baja presión para el proceso, siendo una de las mejores soluciones para tener excedentes de energía eléctrica a un buen costo.

La ventaja del ciclo combinado es que puede haber varios arreglos, por ejemplo cogeneración con o sin recuperador de calor, cogeneración con producción de vapor a diferentes presiones, la selección de los componentes principales de éste dependen en gran medida de la energía requerida en el sistema.

Su mejor rango de utilización es cuando se tienen cargas muy variables de vapor y se requiere generar una potencia en firme. Al utilizar turbinas de gas, la potencia en sitio está influida por la altitud y temperatura, como se puede apreciar en la Figura 4.8. La eficiencia térmica de las plantas de ciclo combinado se incrementa continuamente. Las mejoras de eficiencia en el ciclo combinado se logran por avances en el funcionamiento de las turbinas de gas. Los ciclos combinados con alta temperatura de quemado en las turbinas de gas con recuperador de calor, son los más eficientes en los sistemas de generación de energía disponibles actualmente, operando con eficiencias mayores al 50%, medidas a partir del poder calorífico superior del combustible (*CFE,2005*).



Fuente: CFE, 2005

Figura 4.8 Efectos de la temperatura ambiente y la altitud en la potencia de salida de ciclos combinados. (El factor de corrección compuesto de temperatura-altitud es multiplicativo)

4.3.4 Disponibilidad de terreno

Implementar un sistema de cogeneración en alguna empresa, requiere de un espacio físico en el cual se puedan instalar completamente las tecnologías que conforman dicho sistema. Esto implica tener el suficiente terreno disponible o una inversión mayor para la compra de espacios aledaños, siendo éste un gasto significativo en la mayoría de los casos.

La magnitud del espacio físico está en función de muchos aspectos, como la demanda de energía térmica y/o eléctrica que se desee cubrir, el tipo de industria, la tecnología contemplada para la construcción de la planta de cogeneración.

En los casos de las industrias donde su producción de energía eléctrica sea superior a su demanda eléctrica, es decir que se vean superadas su cifras de producción para autoabastecimiento, también requerirán de un espacio para las instalaciones que entregarán la energía eléctrica excedente, a su interconexión eléctrica con la red comercial. La planta

de cogeneración debe ubicarse lo más cerca posible de los consumidores de vapor por cuestiones técnicas y económicas. Otros factores que influyen son; la altura sobre el nivel del mar, la temperatura y humedad ambientales en cuanto a la localización geográfica.

4.3.5 Disponibilidad de recursos humanos especializados

El sistema de cogeneración tiene que ser operado por personal debidamente capacitado para desempeñar las funciones correspondientes, los ingenieros y técnicos especializados para esta labor tienen que recibir un entrenamiento de alto nivel ya que de su función depende la correcta operación de dichos sistemas. Tomando en cuenta que no existe gran cantidad de personal calificado que conozca las tecnologías de cogeneración, se tiene que hacer una labor minuciosa de selección de personal y una inversión generosa en su entrenamiento.

Conclusiones

En este capítulo se estudiaron las principales leyes que rigen el sector eléctrico. El estudio de estas leyes dio como resultado la comprensión de las condiciones, de los factores y requisitos a cubrir cabalmente dentro de la normatividad acordada en la legislación, además de comprender la importancia que juega cada ley en el procedimiento de creación y operación para este tipo de proyectos. Al estudiar las leyes y los reglamentos puedo decir que aún existen obstáculos y lineamientos que deben de buscar beneficio y facilitar la implementación de estos proyectos, entre más complejos sean los procesos de gestión y todo lo demás involucrado con la ley, la motivación será menor y desalentará a los interesados en la implementación de sistemas de cogeneración.

Los aspectos económicos y financieros, son un punto fundamental para la aprobación de un proyecto. Esto debido a que se tiene que elegir el proyecto que presente las opciones más viables para las acciones futuras que se llevarán a cabo, además de que debe tener saldo favorable. Un factor importante son las fuentes de financiamiento, por lo que se debe conocer las necesidades y disposiciones económicas del usuario y elegir aquella que resulte más económica, rentable y confiable.

Finalmente se estudió la disponibilidad de factores importantes, como son los recursos de diversos rubros y la disponibilidad de tecnologías, esto se considera algo fundamental y va de la mano con el financiamiento, se materializará y reflejará de manera directa en la eficiencia de las plantas de cogeneración, alentando y promoviendo dentro de otro eje, a tentativos proyectos en todo el país, esto sumado a las dos secciones anteriores del capítulo, conformarán una base sólida dentro de la factibilidad en el desarrollo de proyectos de cogeneración en México.

Teniendo en mente los principales elementos a considerar para el futuro de la cogeneración en México, el siguiente capítulo se abordará la situación de la cogeneración en nuestro país en los próximos años, mediante el desarrollo de una prospectiva.

Capítulo 5

Prospectiva del desarrollo
de la cogeneración en México al 2018

5 Prospectiva del desarrollo de la cogeneración en México al 2018

Introducción

Es importante tener cifras y estimados de un futuro próximo en muchos sectores de la administración pública, para México, una prospectiva eléctrica, permite visualizar aspectos del presente, de tal forma, que manejando todos estos elementos aumente el desarrollo en el sector eléctrico, y más específico en la cogeneración, provocando un beneficio en el futuro y permita un crecimiento de la misma. Como sabemos, todos los factores implicados en el desarrollo de esta modalidad de generación eléctrica tienen que formar un equilibrio adecuado en todos los ámbitos para que la prospectiva planteada arroje resultados lo más cercanos a la realidad.

En la primera parte de este capítulo se estudian las cifras de generación eléctrica proporcionados por la Secretaría de Energía plasmados en la Prospectiva del sector eléctrico del 2008-2017, los cuales dejan al descubierto las posibilidades que existen para alcanzar ciertos objetivos en el sector eléctrico nacional.

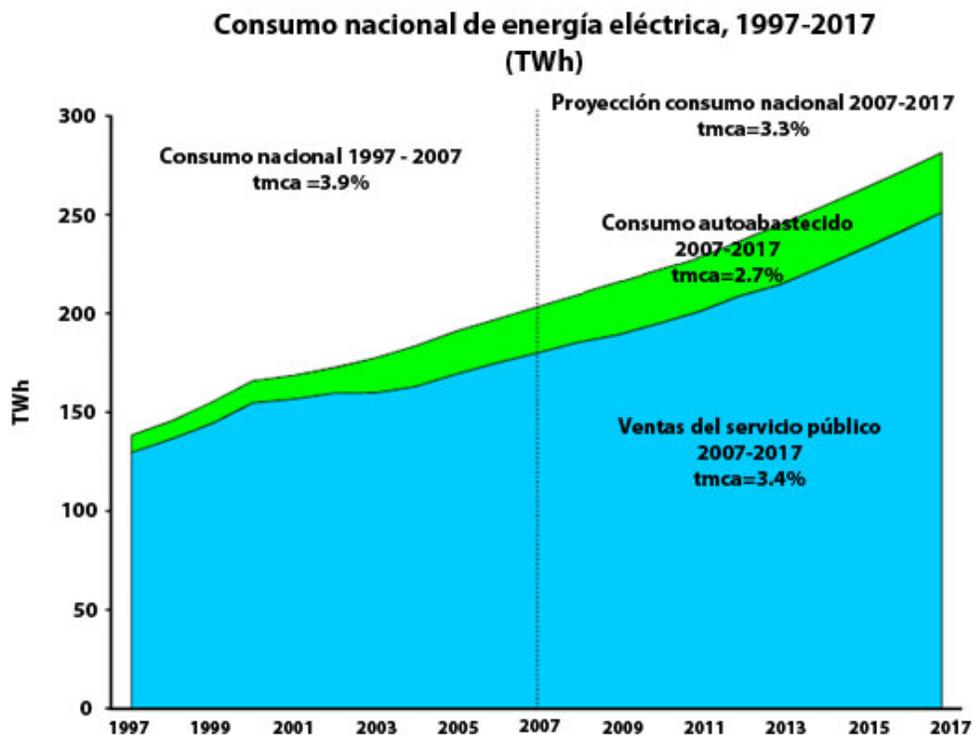
La segunda parte de este capítulo, describe una proyección propuesta en base, a un escenario bajo y uno alto con referencia en la capacidad instalada a nivel mundial, y por otro lado, se plantea una proyección en base a datos de dos países muy diferentes entre ellos en muchos aspectos, y a su vez, diferentes a México, tratando de plantear ciertos panoramas sobre el futuro de la capacidad instalada en la modalidad de cogeneración en México.

5.1 Datos oficiales: Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017

En la planeación del sector eléctrico, las estimaciones de demanda y consumo de energía eléctrica para el mediano y largo plazo constituyen un insumo fundamental para el dimensionamiento y diseño del plan óptimo de expansión de capacidad de generación y transmisión a fin de satisfacer con calidad, confiabilidad y estabilidad, las necesidades de la población en materia de energía eléctrica.

5.1.1 Servicio Público

Se estima que el consumo nacional de electricidad para el periodo 2008-2017, mostrado en la Figura 5.1, tendrá una tasa de crecimiento anual del 3.3%. El incremento esperado en el consumo es de alrededor de 71.9 TWh al pasar de 209.7 TWh en 2008 a 281.5 TWh en 2017.



Fuente: El autor a partir de SENER, 2008

Figura 5.1 Consumo nacional de energía eléctrica

Este crecimiento estará impulsado principalmente por las ventas del servicio público, que se estima aumentarán a un ritmo de 3.4% en promedio anual. Dentro de este rubro, se pueden identificar las ventas por tipo de usuarios, entre las cuales el sector industrial es el principal consumidor, al participar en 2007 con el 59.1% de las ventas internas, y se estima que mantendrá una participación de 59.8% al final del periodo.

Si bien el crecimiento esperado en las ventas de energía eléctrica ha sido ajustado a la baja en años recientes, se estima que las ventas internas sigan una tendencia creciente como resultado de la dinámica económica nacional y los incrementos en los requerimientos de vivienda para la población. En el caso de los sectores residencial, comercial y de servicios, en conjunto se estima un crecimiento promedio anual de 3.4% durante 2007-2017, mostrado en la Tabla 5.1. Asimismo, se estima que las ventas al sector agrícola tendrán un crecimiento medio anual de 1.6%, el cual representa el menor dinamismo sectorial.

Tabla 5.1 Crecimiento medio anual del consumo de electricidad

Consumo nacional	Prospectiva 2008 - 2017	
	1997 - 2007 [%]	2007 - 2017 [%]
Consumo autoabastecido	10.2	2.7
Ventas para servicio público	3.3	3.4
Desarrollo normal	4.0	3.4
Residencial	4.5	3.7
Comercial	3.1	3.2
Servicios	2.9	1.8
Agrícola	0.2	1.6
Industrial	3.2	3.5
Empresa mediana	4.7	3.7
Gran industria	0.9	3.1
Consumo nacional	3.9	3.3

Fuente: El autor, a partir de <http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/>

Por otra parte y en lo que al autoabastecimiento se refiere, en años recientes se ha observado un crecimiento muy importante en el número de permisos de pequeña capacidad otorgados para generación eléctrica en el sector comercial y servicios, lo cual

responde a los altos costos en que llegan a incurrir algunas empresas al adquirir energía eléctrica del servicio público durante el periodo de punta.

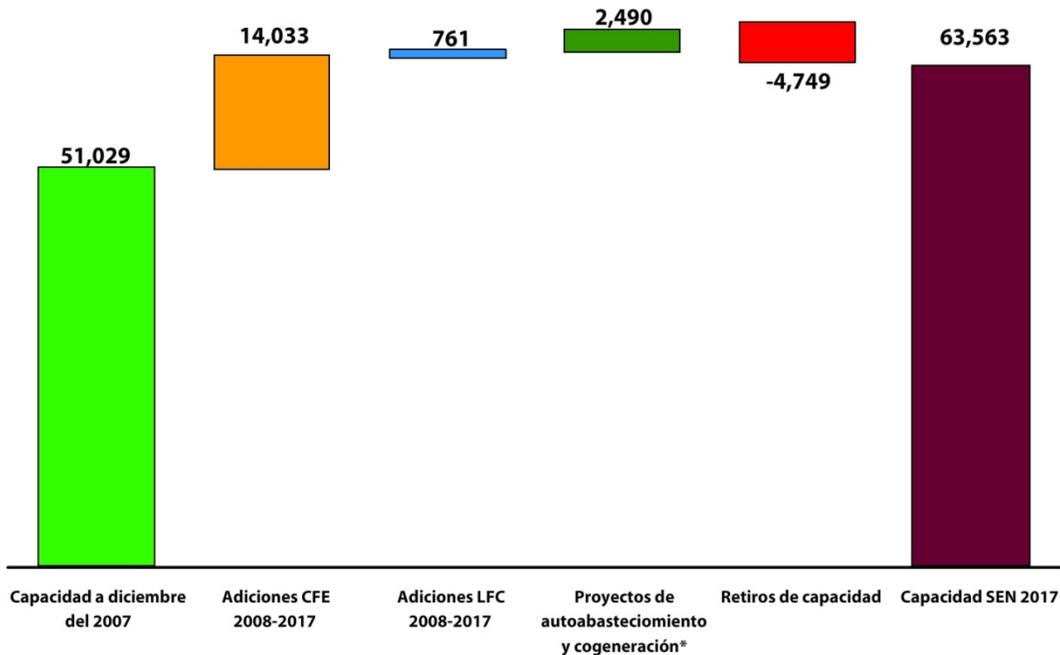
Existe actualmente un programa de expansión del SEN que se integra por la planeación del servicio público (CFE y LFC¹⁶) y la proyección de adiciones de capacidad de permisionarios de autoabastecimiento y cogeneración. Estas adiciones de capacidad de permisionarios dentro del marco regulatorio vigente, permiten por una parte, el aprovechamiento del potencial de generación de electricidad en varios sectores, así como en diferentes ramas industriales que por las características de sus procesos, ofrecen posibilidades de ahorro de energía y mitigación de costos, y por otra parte, le permite a diferentes tipos de usuarios diversificar las fuentes de suministro de energía eléctrica. Durante el periodo 2009-2017, el programa de expansión del servicio público requerirá adiciones de capacidad por 14,794 MW de los cuales, se tienen 3,520 MW de capacidad comprometida o en construcción, 10,795 MW de capacidad adicional en proyectos que aún no se han licitado y 479 MW adicionales en proyectos de rehabilitación y modernización. En suma, por parte del servicio público se adicionarán 14,315 MW⁴⁸ durante el periodo, mostrado en la Figura 5.2.

Hacia 2017 se preve realizar retiros de capacidad obsoleta e ineficiente del servicio público de energía eléctrica por 4,749 MW.

En la Figura 5.2 se muestra la evolución en la capacidad esperada de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración basada en información proporcionada por la SENER. Cabe resaltar que o hay datos de cogeneración sin que se mezclen con los de autoabastecimiento, las plantas de autoabastecimiento y cogeneración que satisfacen cargas ubicadas en el mismo sitio de la central son agrupadas como abastecimiento local, las que inyectan energía a la red de transmisión del servicio público para suministrar a otros centros de consumo, se consideran en el grupo de autoabastecimiento remoto.

¹⁶ LFC fue extinta por decreto presidencial el 11 de octubre del 2009.

Sistema Eléctrico Nacional: programa de expansión 2008-2017 (MW)



*Únicamente considera autoabastecimiento remoto.

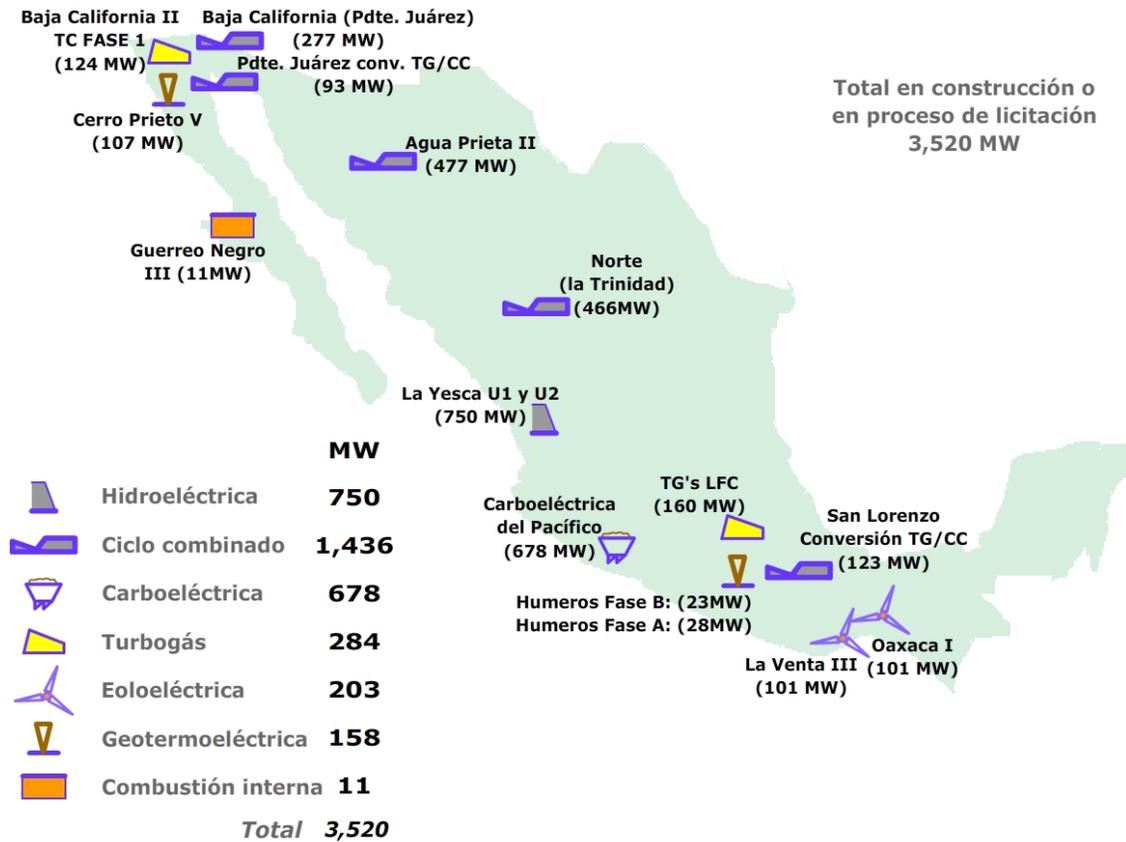
Fuente: El autor a partir de SENER, 2008

Figura 5.2 Programa nacional de expansión eléctrica 2008-2017

La capacidad comprometida o en construcción considerada en esta prospectiva ascenderá a 3,520 MW, cifra conformada por 3,360 MW de CFE y 160 MW de LFC. Esta capacidad está programada para iniciar operaciones durante el periodo 2009-2012.

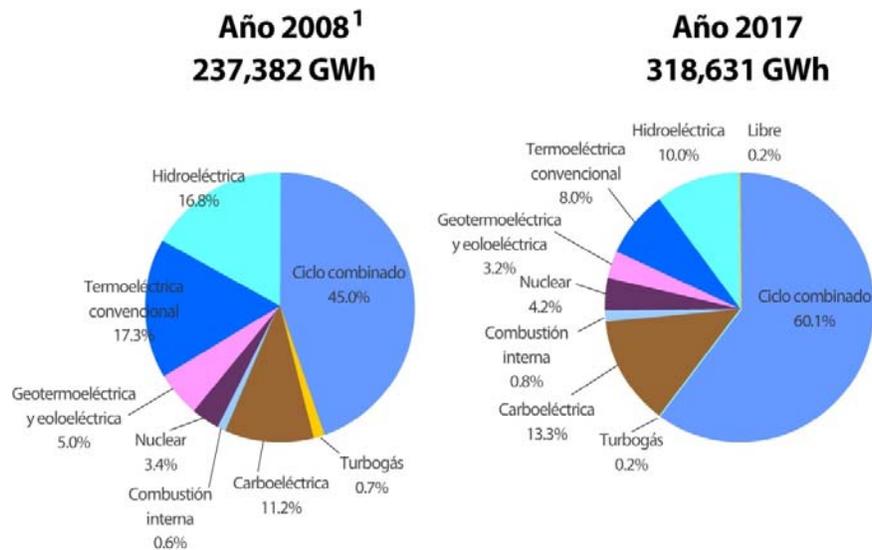
La Figura 5.3, muestra la distribución geográfica por tecnología de las centrales en proceso de construcción o licitación.

Al cierre de 2007, la generación de energía eléctrica del servicio público ascendió a 232,552 GWh, lo cual representa un incremento de 3.3% respecto a 2006. Se estima que la electricidad generada aumente con un ritmo de 3.3% en promedio anual durante 2008-2017, para ubicarse en 318,852 GWh hacia el final del periodo, como se puede apreciar en la Figura 5.4.



Fuente: El autor a partir de SENER, 2008

Figura 5.3 Centrales en construcción o en proceso de licitación, 2009-2012



¹ Cifra real para el periodo enero-septiembre, el resto del año es estimado.
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

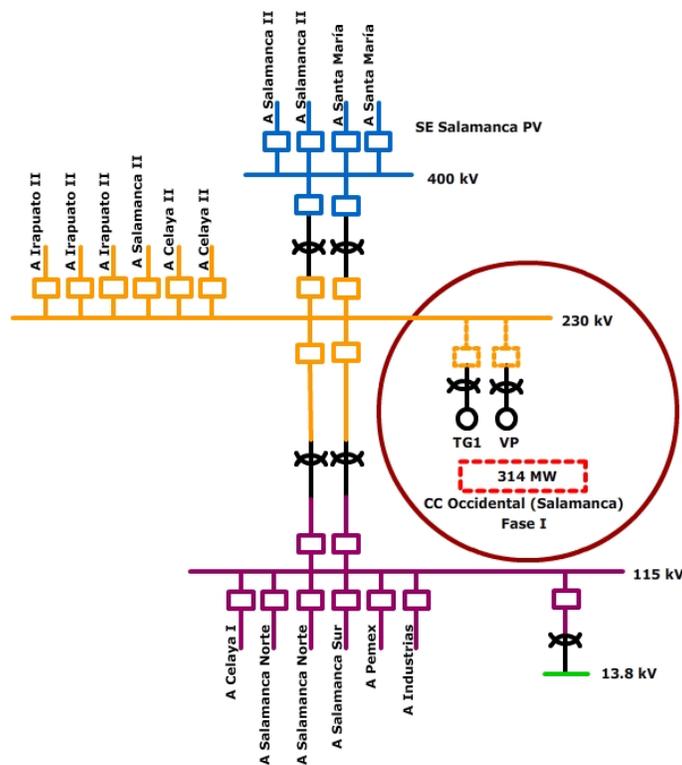
Fuente: El autor a partir de SENER, 2008

Figura 5.4 Programa nacional de expansión eléctrica 2008-2017

En la región del bajo, la SENER y PEMEX han planteado la posibilidad de instalar un proyecto de cogeneración asociado a la Refinería de Salamanca . Para la primera fase del proyecto se preve una central de ciclo combinado a base de gas natural, que entregará energía al sector público, también entregará vapor que se utilizará en los procesos de refinería. Salamanca “Fase I” se estima que entre en operación en abril del 2013, con una capacidad de 314 MW, dicho proyecto garantizará en el mediano plazo el suministro de energía eléctrica a la región Bajío del sector llamado “Área de Control Occidental”.

Por el tipo de infraestructura eléctrica existente donde se interconectará esta central no se requiere de red de transmisión asociada. Algunos de los problemas críticos derivados es el de la contaminación y corrosión, así como de las capacidades interruptivas limitadas de los equipos existentes en 400,230 y 115kV es necesario modernizar la subestación actual Salamanca PV. Se tiene estimado que “Salamanca fase II” estará en construcción para el 2016.

Salamanca fase I



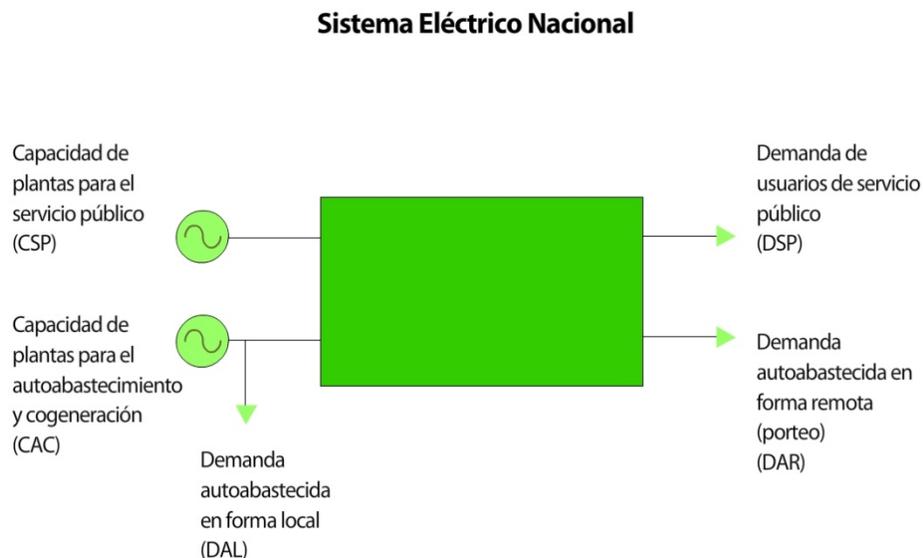
Fuente: El autor a partir de SENER, 2008

Figura 5.5 Red asociada al proyecto “Salamanca fase 1”

5.1.2 Modalidad de cogeneración

La modalidad de cogeneración ha venido incrementando su participación en los últimos años, de tal forma que las cifras arrojadas por este tipo de generación eléctrica, representan una capacidad que se puede considerar importante en el sector eléctrico nacional. Los proyectos de esta modalidad cubren en cierta medida la demanda de energía eléctrica en ciertos sectores productivos, de tal forma que impactan en el sistema del servicio público al requerir servicios de transmisión y respaldo.

En la Figura 5.6, se presenta el análisis y planeación del SEN incluye las centrales de autoabastecimiento y cogeneración para valorar su impacto en la expansión del sistema de generación, la localización geográfica de las nuevas plantas de autoabastecimiento y cogeneración, así como la de sus cargas locales y remotas, ya que tiene una incidencia importante en la expansión de la red de transmisión, sobre la reserva regional, dicha planeación está basada en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica que entro en vigor el 1 de enero de 1994 y hasta la fecha permanece vigente.



Fuente: El autor a partir de SENER, 2008

Figura 5.6 Análisis y planeación del SEN

En lo que se refiere al autoabastecimiento, se han considerado los proyectos que tienen planeado iniciar operaciones durante los próximos años, tal es el caso de GDC

Generadora (432 MW), que utilizará carbón en el Noroeste del país, y de los proyectos eólicos de temporada abierta, con 1,479 MW de capacidad para autoabastecimiento remoto en el Istmo de Tehuantepec.

Por otra parte, se estima una capacidad adicional neta de autoabastecimiento remoto y cogeneración de 2,490 MW, considerando los proyectos del sector privado al igual que del servicio público, específicamente Pemex con el proyecto de cogeneración en Nuevo Pemex con 258 MW de autoabastecimiento remoto, así como los proyectos eólicos de la temporada abierta .

Por el lado de la oferta; se consideró la capacidad de las plantas destinadas al servicio público (CSP) y la de autoabastecimiento y cogeneración (CAC). En la demanda, se incluyeron los requisitos de los usuarios del servicio público (DSP), así como la de autoabastecedores y cogeneradores con los siguientes componentes:

- Demanda remota (DAR): corresponde a las cargas ubicadas en sitios alejados de la central generadora, las cuales son alimentadas mediante la red de transmisión del servicio público.
- Demanda local (DAL): corresponde a la carga que se encuentra ubicada cercana al sitio de la central generadora y no hace uso de la red de transmisión y/o distribución del servicio público.

Por otra parte, desde 2004, no se han puesto en marcha proyectos de autoabastecimiento de gran capacidad. Sin embargo, durante años recientes se ha observado un importante incremento en el número de permisos otorgados para autoabastecimiento en pequeña escala. Como una estrategia de mitigación de costos, muchas empresas del sector servicios optaron por desconectarse de la red del servicio público en horario punta y generar su propia electricidad mediante plantas de pequeña capacidad y en su mayoría utilizando diesel. Este tipo de autoabastecimiento es primordialmente local.

Tabla 5.2 Evolución de la capacidad de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración

Proyectos	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Proyectos existentes (sin PEMEX)	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170	2,170
PEMEX	2,178	2,178	2,178	2,178	2,178	2,178	2,178	2,178	2,178	2,178	2,178
Arancia	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Enertek	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Micase	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Iberdrola Energía Monterrey	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619
Energía Azteca VIII	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131
Energía y Agua Pura de Cozumel	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
Termoeléctrica del Golfo	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Termoeléctrica Peñoles	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260
Hidroelectricidad del Pacífico	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Impulsora Mexicana de Energía	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Bioenergía de Nuevo León	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Tractebel (Enron)	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284
Agrogen	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Proveedora de Electricidad de Occidente	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Italaise	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Generadora Pondercel	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
BSM Energía de Veracruz	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
LocalFuturo		298	298	298	298	298	298	298	298	298	298
MET-MEX Peñoles, S.A. DE C.V.				7	7	7	7	7	7	7	7
NuevoPEMEX					314	314	314	314	314	314	314
Parques Ecológicos de México		30	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Eurus			250	250	250	250	250	250	250	250	250
Hidroeléctrica Cajón de Peña				1	1	1	1	1	1	1	1
Eoliatic del Istmo				22	22	22	22	22	22	22	22
BII NEE STIPA Energía Eólica				27	27	27	27	27	27	27	27
Eléctrica del Valle de México				52	52	52	52	52	52	52	52
Fuerza Eólica del Istmo (1ra.Etapa)				50	50	50	50	50	50	50	50
Fuerza Eólica del Istmo (2da.Etapa)					50	50	50	50	50	50	50
Preneal					396	396	396	396	396	396	396
México					228	228	228	228	228	228	228
Desarrollos Eólicos Mexicanos					288	288	288	288	288	288	288
Gamesa Energía Eoliatic del Pacifico					161	161	161	161	161	161	161
Eoliatic del Istmo					142	142	142	142	142	142	142
Unión Fenosa					228	228	228	228	228	228	228
GDC Generadora								480	480	480	480
Total	6,270	6,599	7,050	7,058	8,865	8,865	8,865	9,345	9,345	9,345	9,345

Fuente: SENER, 2008

En 2007 la mayor capacidad instalada por parte de permisionarios se concentró en grandes sociedades de autoabastecimiento y cogeneración, tales como: Iberdrola Energía Monterrey, Tractebel, Termoeléctrica Peñoles, Termoeléctrica del Golfo, Energía Azteca VIII y Enertek. Asimismo, es importante indicar que Pemex tiene una importante capacidad autorizada para autoabastecimiento y cogeneración destinada para la satisfacción de una parte de sus necesidades de energía eléctrica.

El 7 de enero de 2008, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) publicó en el DOF el Acuerdo mediante el cual “autoriza el ajuste y modificación a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica”, en el que se establece, en su Artículo Cuarto, lo siguiente: “El suministrador aplicará un factor de ajuste multiplicativo de 0.70 a todos los cargos por kilowatt-hora de energía de punta de la tarifa horaria” para servicio general en media y alta tensión. Esta disposición podría contribuir a incrementar la competitividad de las empresas industriales y de servicios que hacen uso del servicio eléctrico en media y alta tensión, y de esta forma, modificar a la baja la tendencia observada recientemente en cuanto al número de usuarios que generan electricidad en horario punta utilizando diesel con las inherentes externalidades negativas que esto genera.

En términos de capacidad instalada para autoabastecimiento remoto, destacan Iberdrola Energía Monterrey con 527 MW, Termoeléctrica Peñoles y del Golfo con 230 MW cada una, así como Tractebel con 229 MW.

En el caso de Pemex, al cierre de su programa de autoabastecimiento se identifica al proyecto de Nuevo Pemex como el de mayor factibilidad para realizarse, con 314 MW de capacidad.

Pemex

La Estrategia de Cogeneración se incluye dentro de las Iniciativas Estratégicas de la actual administración. Las principales bondades de la estrategia se centran en el ahorro sustancial del gasto operativo, reducción de la contaminación ambiental, superávit y disminución de costos.

Desde el inicio de su operación, Pemex ha sido uno de los principales consumidores de energía eléctrica del país; a diciembre de 2007, cuenta con una capacidad instalada de generación de energía eléctrica de 2,132 MW equivalente al 4% de la capacidad del SEN.

A raíz de la publicación de la Reforma de Cogeneración en enero de 2006, se presentan nuevas oportunidades para Pemex de desarrollar proyectos de cogeneración para la propia Empresa, o bien en colaboración con la CFE.

En este contexto y de acuerdo con el Programa Sectorial de Energía 2007-2012, Petróleos Mexicanos estableció la Estrategia de suministro eléctrico y cogeneración de la Empresa, orientada a lograr el autoabastecimiento, aumentar la eficiencia y disminuir los costos.

Esta Estrategia se concibe en dos etapas: La primera, en el corto plazo, a través del porteo generalizado para disminuir las compras a CFE y LyFC; y la segunda, en el mediano y largo plazos, con proyectos de cogeneración de gran escala para sustituir la operación de equipos ineficientes o aquellos que se encuentren al final de su vida útil, o bien para venta de excedentes eléctricos a la CFE.

El primer proyecto se ubicará en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex, ubicado en el estado de Tabasco, con una capacidad de 300 MW y 550 ton/h de vapor destinados para el autoconsumo de la empresa.

El proyecto de Nuevo Pemex permitirá suministrar el 55% de la demanda de vapor y la totalidad de energía eléctrica del complejo (40 MW), así como portear la energía eléctrica excedente (260 MW) a otros centros de trabajo de Pemex, con la construcción de un sistema de transmisión que permitirá interconectar el proyecto con el Sistema Eléctrico Nacional. El proyecto se desarrollará bajo un esquema de prestación de servicios con un tercero, y contará con la asesoría y estrecha supervisión de la CFE en todas sus diferentes etapas. La licitación correspondiente está prevista para el primer semestre de 2008 y se estima que el proyecto iniciará operaciones en 2012.

Con el desarrollo del proyecto se esperan obtener los siguientes beneficios:

- Sustituir la operación de equipos de generación eléctrica y vapor que se encuentren al final de su vida útil.
- Una disminución en el consumo de gas natural de 67 MMpcd y 1 Mbd de combustóleo.

- Reducción de las emisiones de CO₂, en cerca de 940 mil toneladas al año, que podrían ser comercializadas en el mercado internacional de CO₂ generando ingresos adicionales a Pemex.

De esta manera, Petróleos Mexicanos contribuye a hacer más eficientes sus operaciones, y a apoyar al desarrollo futuro del sector eléctrico y el combate al cambio climático con proyectos de impacto positivo al medio ambiente.

Consciente de la existencia del Cambio Climático, Pemex es una empresa comprometida con el cuidado del medio ambiente y es racional en el uso de los recursos naturales. Asimismo, Pemex es responsable con los recursos financieros de la nación.

A través de la Estrategia de Cogeneración, PEMEX mejora la eficiencia en la producción de energía eléctrica; genera empleos; actúa frente al cambio climático y fortalece la seguridad energética de los mexicanos del futuro.

La Ley de Cogeneración en PEMEX, recientemente aprobada por el Congreso de la Unión, libera a la petrolera estatal mexicana de restricciones legales y por lo que hace posible la construcción de nuevas plantas de cogeneración en sus refinerías y petroquímicas; con ello las plantas donde se cogenere podrán obtener su vapor a un costo menor que el que actualmente producen; además podrán obtener grandes cantidades de energía eléctrica, suficientes para la planta huésped y para exportar excedentes a la red, ello a un costo comparable con el de las mejores plantas generadoras de la CFE. Con esto todo el sistema energético mexicano se ve beneficiado, ya que el potencial de cogeneración de PEMEX es de varios miles de mega Watts, y desde las primeras plantas que se construyan y se pongan en operación, hay efectos benéficos, tanto económicos para PEMEX, como eléctricos para el sistema eléctrico nacional. La Figura 5.7, muestra los proyectos esperados de cogeneración, arrojando como potencial factible identificado de cogeneración 3100 MW .



Fuente: El autor a partir de Pemex, 2009

Figura 5.7 Potencial factible identificado de cogeneración en Pemex

5.2 Prospectivas propuestas

En este subcapítulo se desarrollaron tres esquemas de proyección para el año 2017 con diferentes alcances de crecimiento en la capacidad instalada para la modalidad de cogeneración.

En el primera proyección se tomaron dos países para los cuales se tiene un porcentaje de cogeneración bajo y otro alto respecto a la capacidad total instalada de generación eléctrica de cada país, se genero una proyección para México tomando estos porcentajes como la tasa de crecimiento media anual respectivamente. En el segundo esquema de proyección con base en datos históricos de México sobre la capacidad instalada de cogeneración se realizo una regresión lineal proyectada al año 2017. En la tercera parte, en base a datos históricos de España y Japón se obtuvo una tasa media de crecimiento anual respectivamente y se genero una proyección aplicada también a México con dichas tasas medias de crecimiento anual.

5.2.1 Con base en el porcentaje de cogeneración en el mundo

A partir de 1973, a raíz de la crisis energética provocada por el aumento en los precios internacionales del crudo, los países desarrollados implantaron una serie de medidas encaminadas a reducir su dependencia del petróleo importado; una de ellas fue precisamente revisar e intensificar la cogeneración. Entre estos países podemos mencionar Estados Unidos, en el que el factor costos que en otros tiempos desalentara los proyectos de cogeneración, ahora los impulsaba más que nunca; además, como un apoyo adicional el gobierno de ese país dictó legislaciones tendientes a alentar las inversiones, lo cual contribuyó al enorme crecimiento registrado en la década de los 80's.

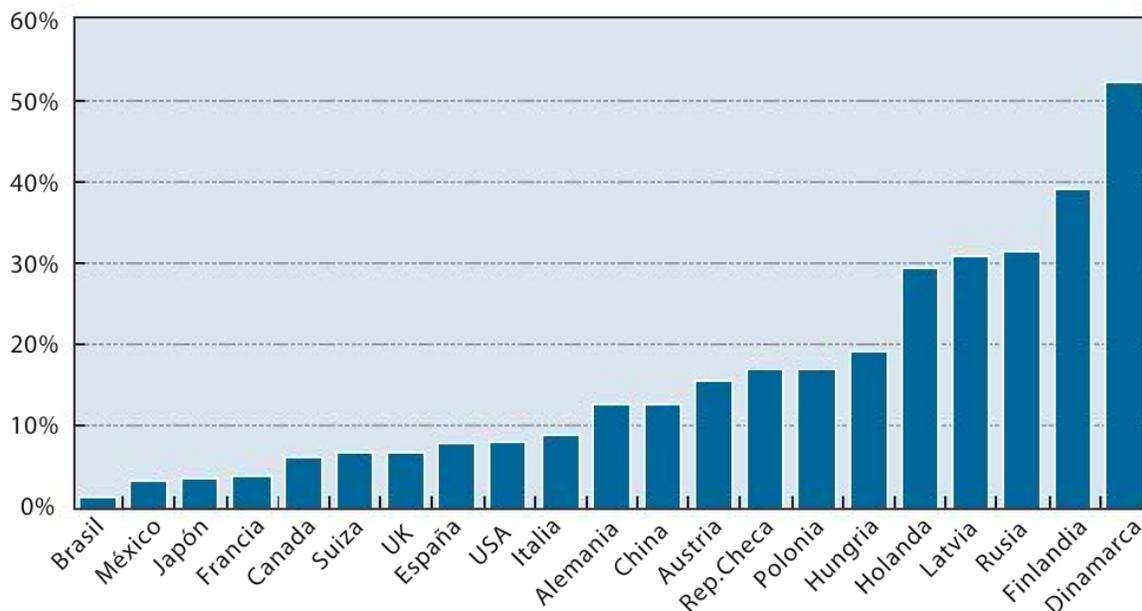
En otros países, ese mismo factor costos justificaba por sí solo la instalación de este tipo de sistemas en muchas industrias y comercios, por lo que algunas de ellas como la del papel y petroquímica, normalmente incluyen la cogeneración en sus procesos. Actualmente, los sistemas de cogeneración son de uso común en los sectores industriales de varios países desarrollados, los cuales han alcanzado grandes beneficios debido a ventajas como:

- Se incrementó la oferta de electricidad mediante la instalación de plantas auto productoras y por la operación más eficiente en las ya existentes.
- Se mejoró la calidad en el suministro.
- Creció y se fortaleció el mercado de calores de desperdicio y excedentes de electricidad.
- Se organizaron sociedades mercantiles para establecer sistemas de cogeneración entre varios propietarios.

En la Figura 5.8, se muestra porcentaje de la capacidad instalada en sistemas de cogeneración de diferentes países.

Se tomo un rango de crecimiento desde Brasil que tiene instalado aproximadamente un 2% en la modalidad de cogeneración sobre su capacidad total instalada, y hasta China, que su porcentaje de cogeneración instalado oscila entre el 13%; de esta forma tendremos un panorama bajo y uno muy positivo suponiendo que los factores analizados en el capítulo anterior favorezcan el crecimiento de la cogeneración en México.

Cogeneración en el mundo



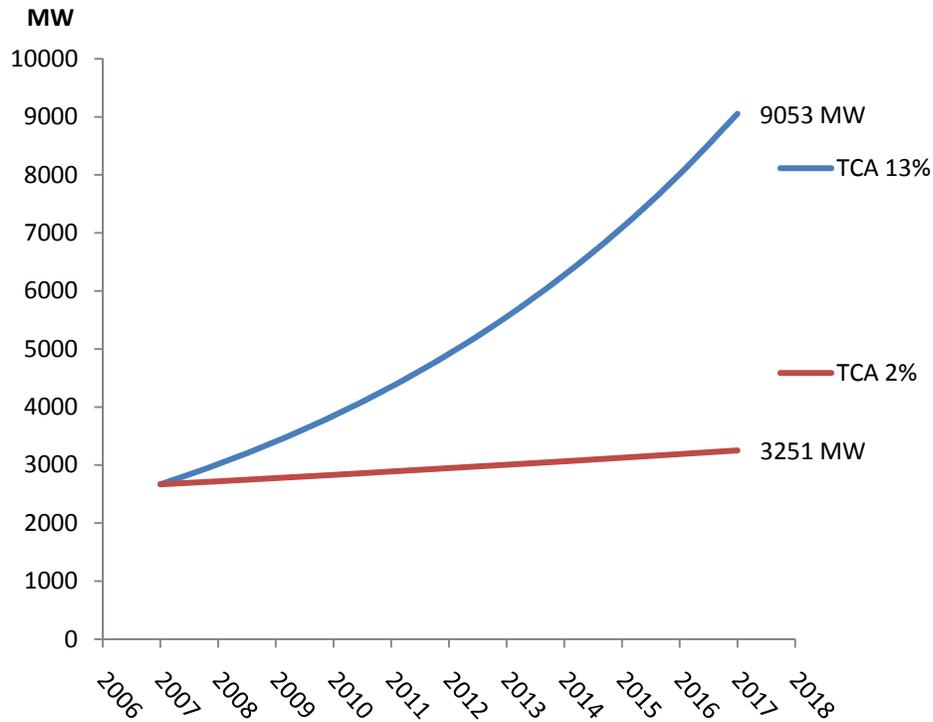
Fuente: El autor a partir de IEA, 2008

Figura 5.8 Porcentaje de cogeneración sobre la capacidad total instalada de generación eléctrica

La Figura 5.9 muestra una tendencia tomada respecto a un porcentaje mundial a partir del año 2007 con un crecimiento anual del 2% y 13% respectivamente proyectado al año 2017 en nuestro país.

La estimación en la capacidad instalada en la modalidad de cogeneración bajo el criterio mencionado para el año 2017, se encuentra entre los 3584W y los 9053, sin duda alguna el escenario alto es ambicioso pero no imposible, la SENER proyecta una capacidad instalada de 5157 MW para el mismo año¹⁷.

¹⁷ Esta cifra se obtuvo de la capacidad de cogeneración instalada en el 2007, agregando la capacidad pronosticada solo de cogeneración (no autoabastecimiento) por la SENER.



Fuente: El autor

Figura 5.9 Proyección de la capacidad instalada en México al año 2017

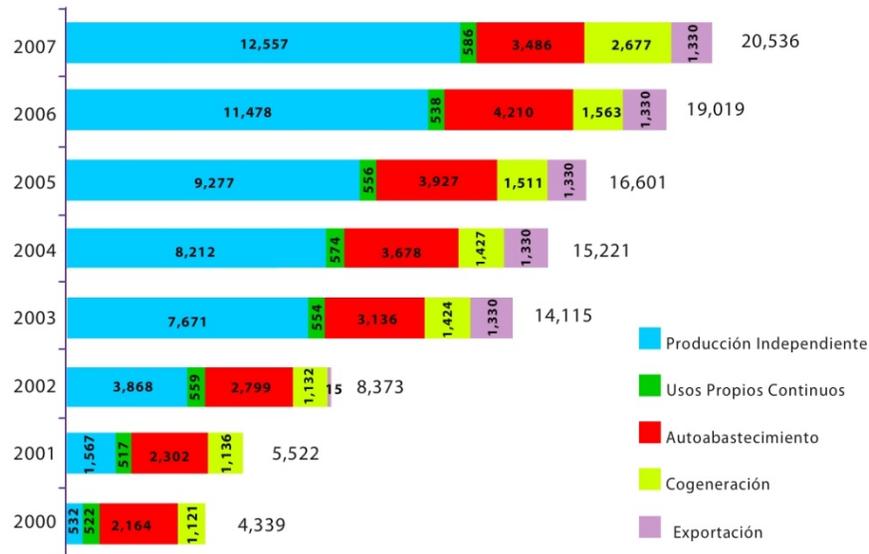
5.2.2 Con base en tasas medias de crecimiento anual

5.2.2.1 Tasas históricas observadas en México

La capacidad de generación máxima autorizada de energía eléctrica es la que se establece en los permisos para generación de electricidad otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Cabe señalar que la generación efectiva producida puede variar y ubicarse por debajo de la autorizada, ya que existen proyectos autorizados pero no en funcionamiento.

La generación de energía eléctrica de permisionarios en 2007 se ubicó en 102,736 GWh, registrando un incremento de 14.4% respecto al año previo, debido principalmente a los incrementos en la generación por las modalidades de cogeneración y producción independiente de energía, de 46.8% y 23.0%, respectivamente. En la Figura 5.10, podemos apreciar el incremento de la capacidad instalada por tipo de permisionarios.

Capacidad instalada para generación de energía eléctrica de permisionarios, por modalidad, 2000-2007 (MW)



Fuente: El autor a partir de SENER, 2008

Figura 5.10 Capacidad instalada para generación de energía eléctrica por modalidad

Con fundamento en el crecimiento histórico a partir del año 2000 a 2007, podemos realizar un acercamiento, en lo que se refiere a la capacidad instalada, la estimación para el año 2017 se muestra en la Figura 5.11.



Fuente: El autor

Figura 5.11 Capacidad total instalada en la modalidad de cogeneración para el año 2017

La línea de tendencia fue resultado de una regresión lineal con la hoja de cálculo Excel, los datos históricos se pueden apreciar en la Tabla 5.3., del año 2000 al 2007 son los históricos que la SENER proporciona, del año 2008 al 2017 son los valores obtenidos para cada año. Cabe resaltar que esta es una estimación de la capacidad instalada únicamente de proyectos de cogeneración.

Los años del 2000 al 2007 (históricos) marcan una tendencia reflejada en los siguientes años, el pico que se puede observar en el 2007 es resultado del cambio realizado por Pemex en proyectos instalados, modificándolos a la modalidad de Cogeneración. Esta regresión lineal, nos da como resultado que para el año 2017 tendremos una capacidad instalada en modalidad de cogeneración de 3766.05 MW con una TMCA del 5.9%.

Tabla 5.3 Evolución de la capacidad de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración

	Año	Cogeneración [MW]
Datos Históricos	2000	1,121
	2001	1,136
	2002	1,132
	2003	1,424
	2004	1,427
	2005	1,511
	2006	1,563
	2007	2,677
Datos Proyectados	2008	2,248.2
	2009	2,416.85
	2010	2,585.5
	2011	2,754.15
	2012	2,922.8
	2013	3,091.45
	2014	3,260.1
	2015	3,428.75
	2016	3,597.4
	2017	3,766.05

Fuente: El autor.

5.2.2.2 Tasas de otros países

A) España

A partir de cifras históricas en España, mostradas en la tabla 5.4, se obtuvo la tasa media de crecimiento anual, con la ecuación 5.1, teniendo como resultado un crecimiento del 5.77%.

Tabla 5.4 Evolución de la capacidad de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración

Año	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Cogeneración [MW]	4,189	4,930	5,345	5,578	5,661	5,788	5,815

Fuente: El autor, con datos de Roqueta, 2008

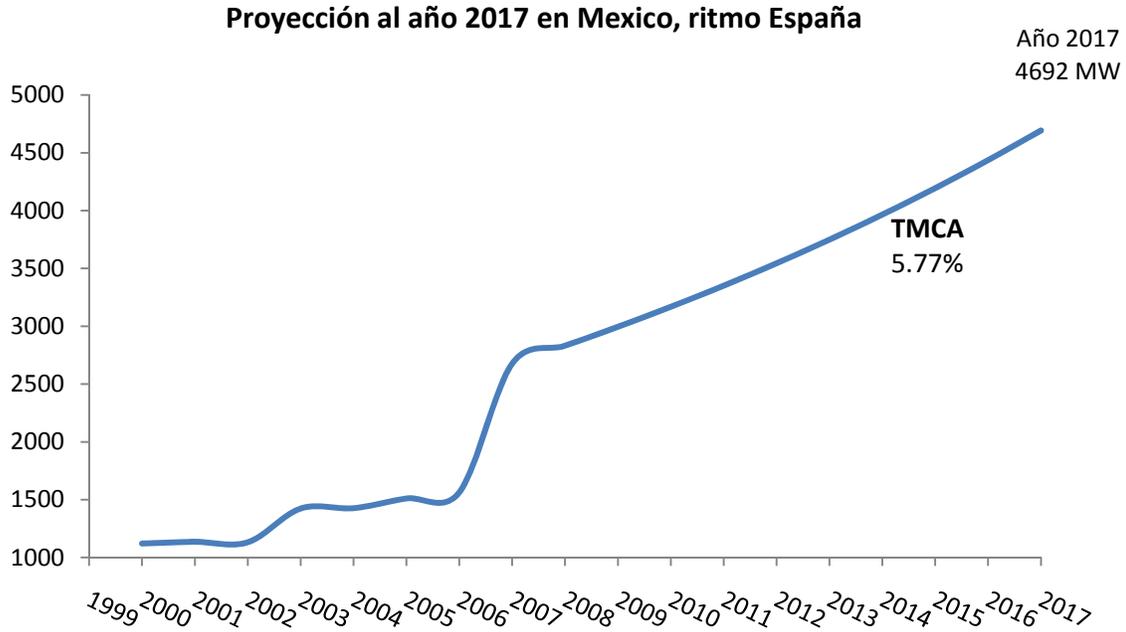
$$TMCA = \left[\left(\frac{Pf}{Pi} \right)^{\frac{1}{t}} - 1 \right] \quad \dots (5.1)$$

Pf = Último valor anual.

Pi = Primer valor anual.

t = Número de años.

La proyección de México en la capacidad total instalada en el SEN basada en la tasa media de crecimiento anual de España da como resultado para el Año 2017 un total de 4629MW, esto es mostrado en la Figura 5.12.



Fuente: El autor

Figura 5.12 Crecimiento en la modalidad de cogeneración para el año 2017, basado en la TMCA de España

B) Japón

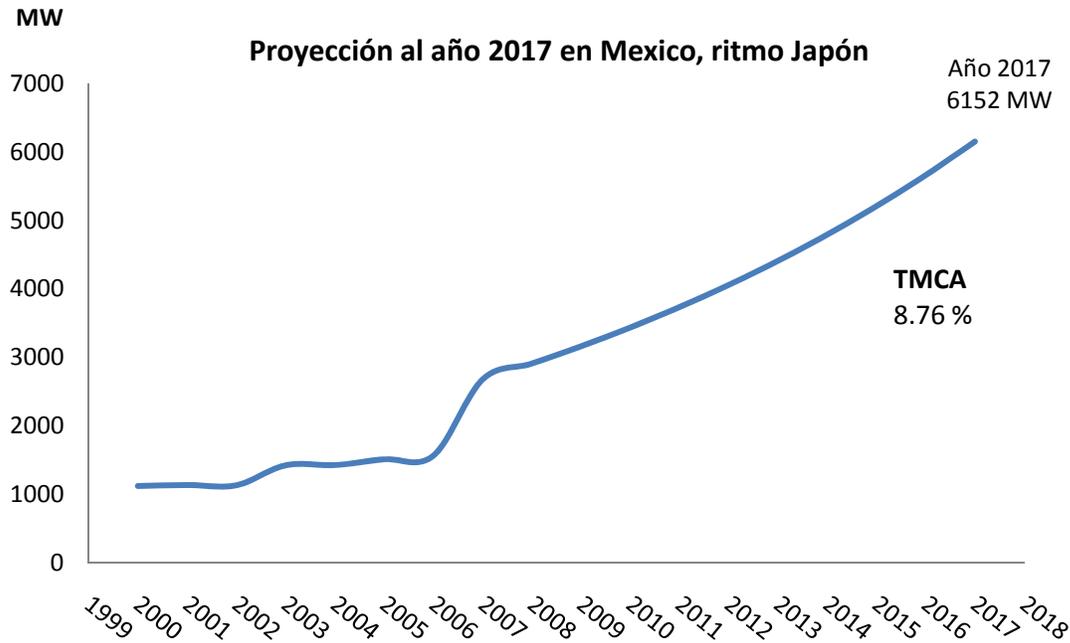
De la misma forma que para España, de cifras históricas en Japón se proyectó un escenario de capacidad en cogeneración instalada para el año 2017 (IEA, 2008). En la Tabla 5.5 se muestran dichas cifras.

Tabla 5.5 Evolución de la capacidad de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Cogeneración [MW]	1,121	1,136	1,132	1,424	1,427	1,511	1,563	2,677

Fuente: El autor, a partir de IEA, 2008

Se obtuvo una tasa media de crecimiento anual del 8.67%, la Figura 5.13 muestra la proyección en México con respecto al crecimiento en Japón.



Fuente: El autor.

Figura 5.13 Crecimiento en la modalidad de cogeneración para el año 2017, basado en la TMCA de Japón

La proyección de México para la capacidad total instalada en el SEN basada en la tasa media de crecimiento anual de Japón para el año 2017, es de 4629 MW, esto significa un 23.7% más de lo que se obtuvo con la estimación de España.

5.3 Comparativa de los escenarios proyectados al 2017

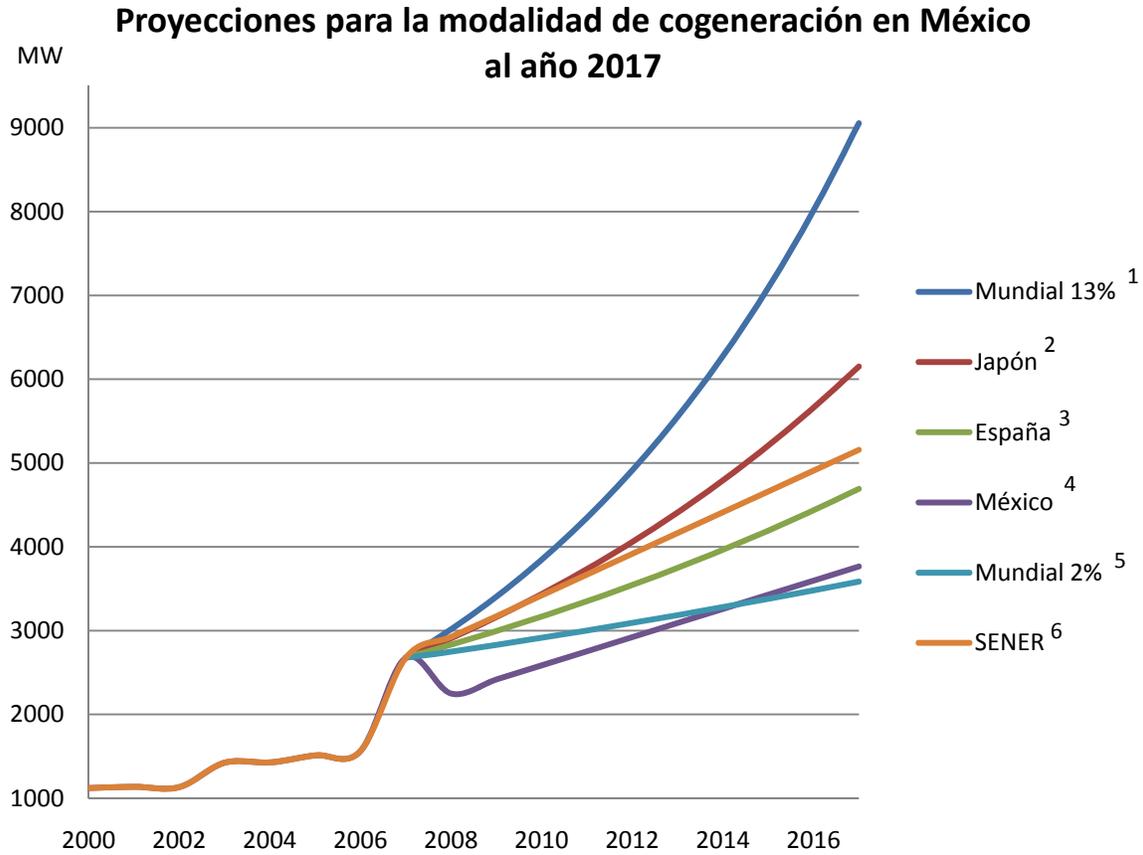
Sabemos de antemano que México es un país muy diferente de España, factores como el marco regulatorio, políticas públicas, demanda de energía eléctrica y vapor, crecimiento industrial, magnitud de la población, disponibilidad de combustible y su costo, y muchos otros factores marcan una gran diferencia.

Sin embargo, España es un país dentro de la comunidad europea que se asemeja más a México en diversos factores. Para el año 2005, España contaba con una capacidad instalada de 5815 MW en cogeneración en su sistema eléctrico nacional; mientras que México para el mismo año tenía 1511 MW, casi cuatro veces más que España.

Comparando la tendencia estimada para el año 2017, en base España, y la tendencia por regresión lineal de los propios datos de México, existe una diferencia de 926 MW.

En Japón también existen características muy diferentes a México. Se pensó en un escenario alto para México suponiendo todas las ventajas del país de oriente. La totalidad de la cogeneración instalada para el 2005 fue de 8350 MW , 5.5 veces más que México para ese mismo año, pero el porcentaje en capacidad de generación total instalada del país, es prácticamente igual que en México, esto se puede apreciar en la figura 5.8. Principal motivo por el que se dio la comparación respecto a la tasa media de crecimiento anual de Japón.

La tendencia estimada para el año 2017, en base Japón, y la tendencia por regresión lineal de los propios datos de México, existe una diferencia de 2386 MW.



- 1: Proyección en base a los datos históricos en México para un porcentaje mundial observado del 13%.
- 2: Proyección para México en base a la TMCA en Japón.
- 3: Proyección para México en base a la TMCA en España.
- 4: Proyección por regresión lineal para México en base a los datos históricos.
- 5: Proyección en base a los datos históricos en México para un porcentaje mundial observado del 2%.
- 6: Proyección para México en base a los datos de la SENER.

Fuente: El autor

Figura 5.14 Comparativa de los escenarios proyectados al 2017

Conclusiones

Muchos países no han desarrollado el gran potencial de cogeneración con el que cuentan a pesar de que factores como la gran demanda de vapor y electricidad consecuencia de la industrialización y otros elementos, tal es el caso de China, o como Francia, Alemania y EUA que han apostado por una generación con otro tipo de tecnologías, entre otros factores, que no les ha permitido implementar sistemas de cogeneración, países como Rusia, Holanda, Finlandia, son los que gozan más de los beneficios de la cogeneración, llegando casi al 50% de capacidad instalada en esta modalidad respecto a la totalidad de su sector eléctrico, como Dinamarca; sabemos que son países que no tienen la misma cantidad de población, demanda térmica y eléctrica, pero a pesar de eso sus políticas y otros factores los dirigen al uso eficiente de la energía.

El desarrollo de la cogeneración en México tiene como cimiento principal las políticas públicas y el marco regulatorio, dado que son los factores más reacios a vencer, en cuanto a disponibilidad y precios de combustibles, tecnologías etc., no hay pretextos, ya que estos últimos factores no detendrán el crecimiento en esta modalidad de generación eléctrica, a pesar de la volatilidad en los precios de los energéticos y las reservas de estos mismos la disponibilidad es alentadora; otra consideración más, es el crecimiento tan lento en la industria nacional, siendo este otro de los factores que coadyuvan a que las demandas de vapor y energía eléctrica en la industria tengan un aletargado crecimiento.

La SENER ve con muy buenos ojos el crecimiento de la cogeneración, pero de observar prospectivas anteriores vemos que año con año se tiene más certidumbre en comparación de lo que ya se propuso en un año anterior, por lo tanto las tasas de crecimiento disminuyen, esta secretaría proyecta una capacidad instalada de 5157 MW para el 2017, mientras que la propuesta generada en México mediante una regresión lineal proyecta una capacidad de 3766 MW, el escenario en base a España que cuenta con 4692 MW, el escenario en base a Japón que cuenta con 6152 MW y el proyectado a nivel mundial, en el cual se trato de ubicar entre Alemania y China arrojando una cifra de entre 3584MW y 9053MW respectivamente.

Conclusiones c

Generales

Conclusiones generales

El tema del cambio climático y la seguridad y eficiencia energética ha causado, en general, un gran cambio en el sector energético de las naciones. Este cambio, va inclinado hacia una transición energética, en la cual se amplíen las fuentes de suministro de energía eléctrica y se mitigue el impacto al ambiente.

Bajo este esquema, los sistemas de cogeneración han ido jugando un papel importante, ya que tiene mejores eficiencias que los sistemas independientes para la generación de electricidad y vapor. Además de caracterizarse por ser sistemas de generación de energía que emiten menos gases de efecto invernadero.

Por esta razón el estudio de los sistemas de cogeneración ha ido en aumento, y es por esto que en el presente trabajo se planteó la siguiente problemática:

¿Cuáles son las metodologías existentes para determinar el potencial de cogeneración en una industria?, ¿Cuál es el potencial actual de cogeneración en México? y ¿Cuál es el posible desarrollo de este potencial en los próximos años?

A lo largo del desarrollo de este trabajo, se fue acumulando la información necesaria para poder contestar estas preguntas.

Para dar respuesta a la primera pregunta, en el presente trabajo se analizaron cuatro metodologías para la determinación del potencial de cogeneración en la industria, a partir de las cuales se propone una nueva metodología. Estas son:

- **Metodología de la Universidad de Chile.** Esta metodología plantea un proceso de preselección de las industrias, posteriormente se estima la potencia eléctrica en base a sus consumos y finaliza con la selección de la tecnología de cogeneración a emplear.
- **Metodología del Estado de Nueva York.** El primer paso es la identificación de las industrias, basados en los consumos de industrias tipo, paso siguiente es la caracterización de instalaciones cogeneratoras según la magnitud de consumos

eléctricos. Finalmente, la estimación del potencial de cogeneración es el último paso, separando en dos sectores a las industrias.

- **Metodología de SYCOM.** En esta metodología, primero se hace una consulta de datos técnicos en dos bases de datos gubernamentales. Posteriormente, se selecciona a las industrias de grandes consumos eléctricos y térmicos, separando entre pequeñas y grandes industrias.
- **Metodología de Repúblicas Eslovacas.** Aquí se plantea primeramente, una consulta de base de datos de calderas instaladas en las Repúblicas Eslovacas, para después proceder a la separación y análisis de datos para el sector comercial, institucional e industrial. Para finalizar, se hace el cálculo del potencial de cogeneración en los tres sectores anteriores.
- **Metodología propuesta.** Primero se hace una preselección de las industrias, que como mínimo tengan una demanda de 20 kWe y 150 kWt, y estén en funcionamiento 4,500 horas anuales. Posteriormente se realiza el proceso de selección de las tecnologías a emplear, el cual está basado en la demanda térmica y eléctrica, además del parámetro REC. Para finalizar se cuantifica la potencia eléctrica a cogenerar, en base a la tecnología de generación y un rango REC.

Todas las metodologías antes mencionadas, sirven de parámetro para poder comprender el potencial de cogeneración de alguna localidad, siendo de nuestro interés el de México. Con este panorama, a continuación se presenta el potencial de cogeneración del país, para así dar respuesta a la segunda interrogante.

El potencial nacional de cogeneración que se presenta en este trabajo, está basado en el estudio de la CONAE, el cual muestra el potencial de cogeneración técnicamente operable en nuestro país y se restringe exclusivamente a los sectores industrial, comercial y a la industria petrolera en su sector de petroquímica.

El estudio realizado por la CONAE se lleva a cabo con la siguiente metodología:

1. Preselección de las industrias. Este primer paso de la metodología, se consigue con alguno de los siguientes métodos, según sea el caso:

- *Obtención del consumo global de combustibles del país.*
- *Obtención de datos de empresas grandes con mayor consumo de combustibles que componen el sector industrial, comercial y a la industria petrolera.*
- *Obtención de muestras representativas de empresas de cada uno de los sectores económicos en estudio.*
- *Obtención de muestras representativas de empresas de cada uno de los sectores económicos en estudio.*

Los resultados obtenidos en estos estudios se utilizarán como base para llevar a cabo una inferencia estadística en cada sector, apoyándose tanto en el volumen requerido de combustibles (gas natural y combustóleo), como del número de empresas totales de cada sector. El potencial de cogeneración será igual a la potencia eléctrica así determinada.

2. Aplicación de los procedimientos. El procedimiento que se aplique dependerá de la información, recursos económicos y del tiempo con que se cuente para llevar a cabo el estudio del potencial de cogeneración, sin embargo, los resultados que se obtengan con cada uno de los procedimientos mencionados deberán ser similares.

Se aplica el segundo procedimiento al sector industrial, ya que se cuenta con la información de un número determinado de empresas en lo que se refiere al consumo de combustibles. Para el caso de la industria del petróleo y el sector comercial se aplicó el primer procedimiento.

Los resultados son los siguientes: el potencial de cogeneración en el país registrado por la CONAE, para el año de 1997, fue en promedio de 12,034 MW, lo que representa un ahorro anual de energía primaria de 138.15 millones de barriles equivalentes de petróleo. Para este mismo año, la capacidad instalada de generación eléctrica total en el país fue de 34,815¹⁸ MW, con lo que se tiene un 34.5% del potencial identificado para esta

¹⁸ http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/CONA_631_energia_minihidrauli

modalidad de cogeneración. Actualmente, la capacidad autorizada por la CRE tan solo de 183MW, lo que representa el 1.5% respecto al potencial de cogeneración estimado.

El desarrollo del potencial de cogeneración en nuestro país para los próximos 10 años, es la respuesta de la tercera pregunta.

La cogeneración en México tiene como cimiento principal las políticas públicas y el marco regulatorio, siendo éstos parte fundamental para el desarrollo de esta tecnología en el país. Analizando estos temas, se encontró que estos son los factores más reacios a vencer, en cuanto a disponibilidad y precios de combustibles, tecnologías etc. Dadas estas circunstancias, el crecimiento en esta modalidad de generación eléctrica, se puede ver beneficiado a pesar de la volatilidad en los precios de los energéticos y las reservas de estos mismos. Otra consideración a tomar en cuenta, es el crecimiento tan lento en la industria nacional, reflejo de muchos huecos en la administración pública, es otro de los factores que coadyuvan a que las demandas de vapor y energía eléctrica tengan un aletargado incremento.

La SENER ve con muy buenos ojos el crecimiento de la cogeneración, pero de observar prospectivas anteriores vemos que año con año se tiene más certidumbre en comparación de lo que ya se propuso en un año anterior, por lo tanto las tasas de crecimiento disminuyen, esta Secretaría proyecta una capacidad instalada de 5000 MW para el 2017, mientras que la propuesta generada proyecta de entre 3766 MW, el escenario en base a Japón que cuenta con 6152 MW y el proyectado a nivel mundial que es el porcentaje de capacidad instalado en la modalidad de cogeneración ubicado entre Alemania y China arrojando una cifra máxima de 9053MW.

A partir de este trabajo de tesis, se sugiere hacer una metodología mucho más detallada para el cálculo del potencial técnico de cogeneración en la industria y aplicarlo para obtener con más exactitud esta cifra para las industrias con posibilidad de cogeneración, y a su vez, con la sumatoria de estas industrias obtener un potencial por zona geográfica o en la totalidad de nuestro país. Al generar un documento de tal eficiencia por medio de alguna Secretaría del gobierno federal se podría distribuir dicho documento y pedir periódicamente a todas las empresas que cubran los requisitos en cuestión de demanda térmica y/o eléctrica para la obtención de su potencial de cogeneración; dicha empresa

regresaría a la Secretaría en cuestión el documento desarrollado con su cálculo del potencial, y de esta manera se podrían tener datos actualizados, cabe recordar que el cálculo realizado por la CONAE (ahora CONUEE) en 1995 y actualizado en 1997, no se ha vuelto a realizar después de 12 años; considero que es de suma importancia que el gobierno tenga totalmente de primera mano las cifras sobre el potencial de cogeneración para poder alentar, promover y facilitar en muchos ámbitos la cogeneración en nuestro país.

Referencias r

Bibliográficas e Internet

Referencias Bibliográficas

- **Arvizu, J. (2002)**, "Potencial energético de la biomasa en México", Asociación Nacional de Energía Solar, México, 2002.
- **Breeze, P. (2005)**, "Power Generation Technologies", EUA, 2005.
- **Burgos, A. (1995)**, "La contribución de la cogeneración a la preservación del Medio Ambiente", Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1995.
- **California Energy Commission (1999)**, "Market Assessment of Combined Heat and Power in the State of California", Final Report, EUA, 1999.
- **Castañeda, A. (2008)**, "Generación de energía eléctrica en México a partir de energías renovables: participación de las empresas privadas", Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2008.
- **CFE (2006)**, "Evaluación del potencial nacional de cogeneración como opción en la expansión del Sistema Eléctrico Nacional", México, 2006.
- **CFE (2006)**, "Retos para atender la demanda futura de electricidad", Gerencia de Programación de Sistemas Eléctricos, Comisión Federal de electricidad, México, 2006.
- **CFE (2007)**, "Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el Sector Eléctrico (COPAR de generación)", México, 2007.
- **CFE (2009)**, "Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2009 – 2018". Subdirección de Programación, Coordinación de Planificación. México, 2009.
- **Comisión Europea (1997)**, "Energía para el futuro: Fuentes de energía renovables. Libro blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios", Unión Europea, 1997.
- **CONAE (1995)**, "Potencial Nacional de Cogeneración", Comisión Nacional para el Ahorro de Energía CONAE, México, 1995.
- **CONAE (1997)**, "Actualización Potencial Nacional de Cogeneración", Comisión Nacional para el Ahorro de Energía CONAE, México, 1997.
- **CONAE (2005)**, "Iniciativa para el fomento de la cogeneración. Hacia una política de conversión eficiente de la energía", Grupo de Representantes de la Subcomisión para Promover Proyectos de Cogeneración, México, 2005.
- **CONAE (2006)**, "Programas de la CONAE para promover la eficiencia energética", México, 2006.
- **Departament of Energy (2005)**, "Renewables Portfolio Standard Overview", Energy Efficiency and Renewable Energy, EUA, 2005.

- **DOF (1993)**, "Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica", Diario Oficial de la Federación, México, 1993.
- **DOF (1995)**, "Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000", Diario Oficial de la Federación, México, 1993.
- **DOF (2001)**, "Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica", Diario Oficial de la Federación, México, 2001.
- **ECN (2000)**, "Barriers to Combined Heat and Power Production in the Czech and Slovak Republics", Netherlands Energy Research Foundation ECN, Netherlands, 2000.
- **EDUCOGEN (2001)**, "A Guide to Cogeneration", The European Educational Tool on Cogeneration, EDUCOGEN, Segunda Edición, 2001.
- **EIA (2008)**, "Capacidad instalada total 2008, para todos los países" Administración de información de la Energía, EUA, 2008.
- **ERDA (2002)**, "Combined Heat and Power, Market Potential for New York State", Energy research and Development Authority, New York State, EUA, 2002.
- **Fleming, C. (2004)**, "Metodología para la evaluación del potencial de cogeneración y definición de criterios de conexión para unidades a pequeña escala en Chile", Universidad de Chile, Chile, 2004.
- **Gaceta Parlamentaria (2008)**, "Ley de la Comisión Reguladora de Energía", México, 2008.
- **Gaceta Parlamentaria (2008)**, "Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y Financiamiento de la Transición Energética", México, 2008.
- **García, N. (2006)**, "La cogeneración como un medio de desarrollo sustentable para México", Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2006.
- **IEA (2008)**, "Cogeneration member state report", Unión Europea, 2008.
- **IIE (1997)**, "Evaluación del potencial nacional de cogeneración como opción en la expansión del Sistema Eléctrico Nacional", Instituto de investigaciones Eléctricas, México, 1997.
- **Jaccard, MK. (2002)**, "Cogeneration Potential in Canada", MK Jaccard and Associates, Canada, 2002.
- **La Fuente, J. (1998)**, "Desarrollo e Impacto de la Cogeneración en Santiago", Memoria de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, Chile, 1998.
- **León, G. (2003)**, "Estudio de la viabilidad de la cogeneración industrial en México", UNAM, Postgrado Ingeniería, DEPFI. México, 2003.
- **León, G. (2004)**, "Políticas públicas para La promoción de La Cogeneración Eléctrica en México.", México, 2004.

- **Limaye, D. (1987)**, "Industrial cogeneration applications", Lilburn, EUA, 1987.
- **López, E. (2009)**, "Utilización de energías renovables en México: hacia una transición en la generación de energía eléctrica", Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2009.
- **López, S. (2006)**, "Impacto ambiental de las tecnologías de cogeneración de energía a partir de biomasa", Facultad de Química, UNAM, México, 2006.
- **Maldonado, M. (2007)**, "Análisis de la cogeneración en México", Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2007.
- **Martelo, H. (2008)**, "Propuesta de metodología para análisis de proyectos de cogeneración en Petróleos Mexicanos", ESIA, IPN, México, 2008.
- **Meherwan, P. (2002)**, "Handbook for cogeneration and combined cycle power plants", American Society of Mechanical Engineers, EUA, 2002.
- **Morley, A. (1943)**, "Mecánica para ingenieros", Labor, España, 1943.
- **Nieva, R. (1996)**, "Estimación del potencial de cogeneración en la expansión del sistema eléctrico, reporte final de proyecto 10524", Instituto de Investigaciones Eléctricas, México, 1996.
- **Nieva, R. (1997)**, "Evaluación del potencial nacional de cogeneración como opción en la expansión del Sistema Eléctrico Nacional", Instituto de Investigaciones Eléctricas, México, 1997.
- **ONSITE SYCOM (2000)**, "The Market and Technical Potential for Combined Heat and Power in the Industrial Sector", ONSITE SYCOM Energy Corporation, EUA, 2000.
- **Ontiveros, T. (2007)**, "Cogeneración de energía eléctrica y su transmisión a través de la red nacional", Facultad Ingeniería, UNAM, México, 2007.
- **Pemex (2009)**, "Reporte preliminar, cogeneración.", México, 2007.
- **PND (2001)**, "Programa Sectorial de Energía 2001 – 2006", Programa Nacional de Desarrollo, México, 2001.
- **Presidencia de la República (2007)**, "Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012", México, 2007.
- **Protermo, F. (2000)**, "Manual for Calculating CHP Electricity and Heat ", 2000.
- **Sala, J. (1994)**, "Cogeneración Aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos", España, 1994.
- **Salazar, B. (2009)**, "Generación de electricidad a partir de energía eólica en México: aspectos técnicos, económicos, regulatorios y prospectiva al año 2030", Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2009.

- **SENER – SEMARNAT (2002)**, “Programa Energía y Medio Ambiente Hacia el Desarrollo Sustentable SENER– SEMARNAT 2002”, Secretaria de Energía, México, 2002.
- **SENER (2002)**, “Programa Energía y Medio Ambiente Hacia el Desarrollo Sustentable SENER– SEMARNAT 2002”, México, 2002.
- **SENER (2008)**, “Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017”, México, 2008.
- **SESMA, (1997)**, “Calderas instaladas en la Región Metropolitana”, Servicio de Salud Metropolitano del Ambiente, Chile, 1997.
- **SESMA, (2004)**, “Calderas instaladas en la Región Metropolitana”, Servicio de Salud Metropolitano del Ambiente, Chile, 2004.
- **Spiewak, S. (1954)**, “Cogeneration & small power production manual”, Lilburn, EUA, 1954.
- **U.S. Department of Energy (2002)**, “Analysis of CHP Potential at Federal Sites”, U.S. Department of Energy and Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, EUA, 2002.

Referencias de Internet

- www.iie.org.mx
- www.eia.doe.gov
- www.colmex.mx
- www.pemex.com
- www.lfc.gob.mx
- <http://sie.energia.gob.mx>
- www.cre.gob.mx
- www.unesa.es
- www.cinvestav.mx
- www.sener.gob.mx
- www.conae.gob.mx
- www.cfe.gob.mx
- www.eia.org
- www.fide.org.mx/
- www.idae.es/index.php
- www.bp.com
- <http://paises.enerclub.es>
- www.eurelectric.org