



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGIA – ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE

LA COGENERACIÓN EN EL SECTOR INDUSTRIAL EN MÉXICO: OBSTÁCULOS Y
PERSPECTIVAS

TESIS QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
JOSE ENRIQUE MORALES SAHAGUN

TUTOR PRINCIPAL
ODON DE BUEN RODRIGUEZ

MÉXICO, D. F. DICIEMBRE DE 2013

INDICE

Lista de abreviaturas	6
Resumen	8
Summary:	9
Introducción	10
CAPITULO I. Desarrollo de la cogeneración en el sector industrial en México y características de las centrales en operación.....	12
1.1.- Desarrollo de la cogeneración en el sector industrial en México.	13
1.1.1.- Promoción y difusión de la cogeneración en México y el potencial de cogeneración.	15
1.1.2.- Potencial de cogeneración en México.	16
1.1.3. - Tipo de empresas que han actuado en el desarrollo de la cogeneración.....	17
1.2.- Centrales de cogeneración en operación en el sector industrial en México.	20
1.2.1- Centrales de cogeneración en operación y capacidad instalada.	20
1.2.2.- Permisos de cogeneración en operación y en construcción otorgados en los últimos 6 años.....	22
1.2.3.- Características de los proyectos que operan en México	24
1.2.4.- Sistemas y equipos básicos de una central de cogeneración en México.....	25
1.3.- Observaciones y conclusiones del desarrollo de la cogeneración en el sector industrial en México:	26
CAPITULO II. Marco legal, institucional eléctrico y marco normativo ambiental de la cogeneración en México.....	28
2.- Marco legal, institucional y normativo ambiental de la cogeneración en México.	29
2.1.- Marco Legal y regulatorio de la Cogeneración en México.	29
2.1.1.- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.....	30
2.1.2.- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE).	30
2.1.3.- Reglamento de la Ley del Servicio Público de energía eléctrica.....	32
2.1.4.- Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética y su Reglamento (LAERFTE).	32
2.1.5.- Regulación e instrumentos de la Comisión Reguladora de Energía.	34

2.1.6.- Control y despacho para fuentes firmes conectadas al Sistema Eléctrico Nacional por CFE.	35
2.2.- Marco institucional de la Cogeneración.	36
2.2.1.- Secretaría de Energía (SENER).	37
2.2.2.- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE).	37
2.2.3.- Comisión Reguladora de Energía (CRE).	38
2.2.4.- Comisión Federal de Electricidad (CFE).	39
2.3.- Marco normativo ambiental de la cogeneración en México.	39
2.3.1.- Evaluación de impacto ambiental por SEMARNAT.	40
2.3.2.- Estudio de Riesgo Ambiental ante SEMARNAT.	41
2.3.3.- Licencia Ambiental Única ante SEMARNAT.	41
2.3.4.- Cedula de Operación Anual.	42
2.3.5.- Resolución y autorización de proyectos por SEMARNAT.	42
2.3.6.- Reporte anual de accidentes e incidentes ante SEMARNAT.	44
2.3.7.- Inventario de emisiones a la atmosfera de fuentes fijas norma NOM 085 SEMARNAT 2011.	44
2.3.8.- Evaluación de ruido en fuentes fijas NOM 011 STPS 2001 y NOM 081 SEMARNAT.	45
2.3.9.- Verificación de equipos sujetos a presión NOM 020 STPS 2011.	45
2.3.10.- Verificación de la línea de aprovechamiento industrial de gas natural según NOM 002 SECRE 2010.	46
2.4.- Marco institucional ambiental de la cogeneración.	47
2.4.1.- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)	47
2.4.2.- Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA).	48
2.4.3.- Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS).	48
2.4.4.- Entidades estatales para la regulación y disposición de residuos sólidos no peligrosos.	49
CAPITULO III. Rentabilidad de los proyectos de Cogeneración en el sector industrial en México.	50
3.- Rentabilidad de los proyectos de cogeneración en el sector industrial en México.	51
3.1.- Factores importantes en la rentabilidad de proyectos de cogeneración en México 51	51
3.1.1.- Tipos de oferta de proyectos de cogeneración para el industrial, información y características para la evaluación.	52
3.1.2.- Infraestructura necesaria previa al arranque de proyecto y durante la operación.	52
3.1.3.- Financieros.	53
3.1.4 Nivel de inversión total en proyectos.	54

3.1.5 Precio del gas natural.	54
3.1.6.- Precio de energía eléctrica de CFE.	56
3.1.7.- Costos de operación y mantenimiento.	58
3.2.- Evaluación técnica económica de previabilidad de un proyecto de cogeneración para una planta del sector industrial con una demanda eléctrica de 1.4 MW.	59
3.2.1 Descripción del modelo de evaluación.	59
3.2.2.- Datos base de la instalación industrial para la evaluación del proyecto de cogeneración.	59
3.2.3.- Selección de tecnologías aplicables al proyecto y descripción de la evaluación técnica.	61
3.2.4.- Descripción de la evaluación técnica.	63
3.2.5.- Descripción de la evaluación económica de previabilidad e inversión.	64
3.2.6.- Esquema de inversión y datos base de evaluación.	66
3.2.7.- Resultados de la evaluación técnico económica del proyecto de cogeneración sin certificación de cogeneración eficiente por la CRE.	68
3.2.8.- Resultados de la evaluación técnico económica del proyecto de cogeneración con certificación de cogeneración eficiente por la CRE.	69
3.3.- Conclusiones de la evaluación del proyecto de cogeneración para el sector industrial sector químico.	70
CAPITULO IV. Obstáculos y propuestas para el desarrollo de la Cogeneración en el sector industrial en México.	72
4.- Obstáculos y propuestas para el desarrollo de la cogeneración en el sector industrial en México.	73
4.1.- Obstáculos para el desarrollo de la cogeneración en el sector industrial en México.	73
4.1.1.- Obstáculos económicos.	73
4.1.2.- Obstáculos de infraestructura y seguridad de suministro.	74
4.1.3.- Obstáculos regulatorios en materia de electricidad.	75
4.1.4.-. Obstáculos regulatorios en materia ambiental.	76
4.1.5.-. Obstáculos en información.	77
4.1.6.- Obstáculos comerciales.	78
4.1.7.-. Obstáculos en recursos humanos y empresas de servicios.	78
4.2.- Propuestas de fomento para el desarrollo de la Cogeneración en el sector industrial en México.	79
4.2.1.- Propuestas Económicas.	79

4.2.2.- Propuestas en infraestructura:	80
4.2.3.- Propuestas regulatorias eléctricas	80
4.2.4.- Propuestas regulatorias ambientales	82
4.2.5.- Propuestas de mejoras en la información.	83
4.2.6.- Propuestas comerciales.	84
4.2.7.- Propuestas sobre recursos humanos y empresas de servicios.	84
CAPITULO V. Perspectivas para el desarrollo de la cogeneración en el sector industrial en México, conclusiones generales y sugerencias.	86
5.- Perspectivas para el desarrollo de la cogeneración en el sector industrial en México, conclusiones generales y sugerencias.	87
5.1.- Perspectivas para el desarrollo de la cogeneración en el sector industrial en México.	87
5.2.- Conclusiones generales.	88
5.3.- Sugerencias para el desarrollo de la cogeneración.	89
ANEXOS	92
1.- Permisos de cogeneración en operación otorgados por la CRE en el sector industrial hasta marzo de 2013 (no incluye PEMEX ni la industria azucarera)	93
2.- Valoración de la eficiencia mínima de cogeneración requerida por la CRE para certificación de cogeneración eficiente de los sistemas de cogeneración propuestos en la evaluación técnico económica de previabilidad en el capítulo 3.....	95
Bibliografía	98
Páginas web consultadas	99
Referencias bibliográficas.....	100

Lista de abreviaturas

BTU	Unidad del sistema ingles equivalente a 0.252
CFE	Comisión Federal de Electricidad.
CHP	Termino ingles de cogeneración, “combined heat and power”
CONUEE	Comisión nacional para el Ahorro y Uso Eficiente de Energía (antes CONAE).
CRE	Comisión Reguladora de Energía.
ESCOS	Siglas en ingles de abreviación de empresas de servicios energéticos
Gcal	Giga caloría
GJ	Gigajoule
GTZ	Deutsche Gesellschaft fur Technische Zusammenarbeit GmbH (Cooperación Técnica Alemana)
GWh	Gigawatt hora
HRSG	Caldera de recuperación
Heat rate	Consumo especifico de combustible en btu o kj por kWh generado en una turbina o motor.
IDAE	Instituto para diversificación y ahorro de energía dependencia del Gobierno de España y del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
J	Joule
KJ	Kilojoule
KV	Kilovolt
KW	Kilowatt
KWe	Kilowatt eléctrico

KWt	Kilowatt térmico
KWh	Kilowatt hora
LAERFTE	Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.
LEGEEPA	Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente.
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
MW	Megawatt
MWh	Megawatt hora.
NOM	Norma Oficial Mexicana
NOx	Óxidos de nitrógeno.
PCI	Poder calorífico inferior de un combustible.
PCS	Poder calorífico superior de un combustible.
PEMEX	Petróleos Mexicanos.
PROFEPA	Procuraduría Federal de Protección al Ambiente.
Q/E	Expresión para definir la relación Calor electricidad de un proceso
SE	Secretaría de Economía.
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía.
SOx	Óxidos de azufre.
TIR	Tasa interna de retorno de inversión de un proyecto.
USD	Unidad monetaria de USA
VPN	Valor presente neto

Resumen

La cogeneración en el Sector Industrial en México: obstáculos y perspectivas.

Se identifica el estado actual que guarda la cogeneración en el sector industrial en México no incluyendo a PEMEX y a la industria azucarera, se enfoca básicamente en identificar los obstáculos y propuestas para el desarrollo de proyectos de cogeneración para este sector.

Se describe el desarrollo que ha tenido la cogeneración en el sector industrial en México a partir de 1994, que es el año que la CRE otorga los primeros cuatro permisos de cogeneración para la industria y a partir de esa fecha se analiza el desarrollo que han tenido los proyectos de cogeneración industrial hasta 2013. Se presenta el tipo de empresas que han intervenido en el desarrollo de la cogeneración en nuestro país, además de las características tecnológicas y de capacidad de las centrales en operación.

Posteriormente se describe el Marco institucional, legal, regulatorio eléctrico y el marco normativo ambiental a los que está supeditada la cogeneración en México, los cuales son un factor fundamental en el desarrollo de los proyectos de cogeneración, pues influyen directamente en las actividades rutinarias y especializadas en la operación de centrales de cogeneración que implica relación con los tres niveles de gobierno Municipales, Estatales y Federales.

Por otra parte se identifican los factores técnicos, económicos y de infraestructura que determinan la rentabilidad de los proyectos de cogeneración en el sector industrial de bienes de consumo y ligera, como ejemplo se realiza la evaluación técnica y económica de previabilidad de un proyecto de cogeneración dentro del rango de capacidad típica de la industria en nuestro país, con una demanda eléctrica de 1.4 MW, con condiciones de máximo aprovechamiento térmico y eléctrico, como es la aplicación de cogeneración en un proceso de secado. Los resultados nos indican una baja rentabilidad para estos proyectos que representan más del 56% de los casos en la industria del país según la lista maestra del Potencial Nacional de Cogeneración de 1995 elaborado por CONAE.

Por último se describen diferentes tipos de obstáculos como los económicos, de infraestructura, regulación eléctrica y ambiental, así como las propuestas para fomento.

También se presentan las perspectivas de desarrollo de la cogeneración en el sector industrial de México y las conclusiones.

Summary:

Cogeneration in Mexico's industrial sector: Obstacles and prospects.

It is identified the current status that keeps the cogeneration in the Mexico's industrial sector not including PEMEX and the sugar industry, it is focused primarily on identifying obstacles and proposals for the development of cogeneration projects for this sector.

It is described the development that cogeneration in the Mexico's industrial sector has taken since 1994, which is the year that the CRE granted the first four permits of industrial cogeneration up to 2013. It is presented the type of companies that have participated in the development of cogeneration in our country as well as the technological characteristics and the capacity of operating plants.

Then it is described the institutional framework, electricity regulatory and the environmental regulatory framework which is subject cogeneration in Mexico, which are a key factor in the development of cogeneration projects, as inferred directly into the routine and specialized activities in cogeneration operation involving relation to the three levels of government Local, State and Federal.

On the other hand, it is intended to identify the technical, economic and infrastructure factors that determine the profitability of the cogeneration projects in the industrial sector of consumer goods. It is performed the technical and economic evaluation of a cogeneration project within the range of typical capacity of industry in our country with an electrical demand of 1.4 MWe, with conditions of maximum thermal and electrical energy exploitation, as in the application of a drying process. The results indicate a low return for these projects representing over 56% of cases in the country's industry determinate in the master list of National Potential for Cogeneration 1995 developed by CONAE.

Finally, they are described different types of obstacles such as: economic, infrastructure, electrical and environmental regulation, besides proposals for development.

They are also presented the prospects for cogeneration's development in the Mexico's industrial sector and the conclusions.

LA COGENERACIÓN EN EL SECTOR INDUSTRIAL EN MEXICO: OBSTÁCULOS Y PERSPECTIVAS

Introducción

La cogeneración ha sido una alternativa de generación distribuida con alta eficiencia que fue técnicamente y económicamente viable en sus inicios por la necesidad del fluido eléctrico en las instalaciones industriales desde el siglo pasado.

En México la cogeneración ha sido aplicada en el sector industrial de bienes de consumo, ligera y pesada pues tuvo aplicación en su forma más básica, en ciclo inferior o con turbina de vapor, iniciando su desarrollo en ingenios azucareros y la industria textil.

Desde hace dos décadas es común que sea económicamente viable para los grandes proyectos de las grandes fábricas industriales y grupos industriales en México. El escenario es diferente para los proyectos pequeños y medianos comunes en el sector industrial que son menores a 4 MW de demanda eléctrica, pues tienen altas probabilidades de no ser rentables, dada una serie de factores que van desde los económicos como el nivel de inversión y los precios de los energéticos hasta los normativos y estructurales que obstaculizan su desarrollo e implementación.

En el presente trabajo se analiza la situación actual y sus perspectivas de desarrollo la cogeneración en el sector industrial de bienes de consumo y de industria ligera, que es una de las más comunes en México, esto sin incluir el análisis de la cogeneración en PEMEX y la industria Azucarera, por contar estas con condiciones de capacidad, estructural y económicas muy diferentes para su desarrollo e implementación.

El estudio de Potencial Nacional de Cogeneración en México de 1995 realizado por la CONAE (hoy CONUEE) estableció una capacidad probable a desarrollar de 5,234 a 9,818 MW en el sector Industrial, Servicios y Pemex, y se continúan haciendo esfuerzos tanto públicos como privado para que se tenga un pleno desarrollo.

Se han realizado programas, estudios y seminarios regionales, apoyados por entidades de gobierno del sector eléctrico, asociaciones y cámaras industriales para desarrollar y promocionar a la cogeneración en el mercado mexicano, pero estos esfuerzos no han sido suficientes para desarrollar el potencial de cogeneración.

Las centrales de cogeneración de nuestro país dependen tecnológicamente de los fabricantes de equipos de generación, de servicios de ingenierías extranjeras y mantenimientos especializados que suelen ser costosas, pero actualmente han surgido firmas de ingeniería, planes de financiamiento y empresas de servicios nacionales que resuelven en parte esta situación y que deben entrar en los planes de difusión y promoción, por sus alcances y experiencia en este sector.

En esta tesis se presenta el estado actual que guarda la cogeneración en el sector industrial en México, sus obstáculos a que se enfrenta en nuestro país, las características de las centrales en operación, los beneficios que aportan tanto técnicos como económicos para la industria, su rentabilidad y propuestas de desarrollo.

En el capítulo 1 se describe el desarrollo de la cogeneración en México hasta los permisos otorgados hasta marzo de 2013, las empresas que han actuado en este sector, los tipos de proyectos de cogeneración, así como la descripción de la tecnología, los equipos y sistemas que se componen las centrales de cogeneración y los proyectos en operación en el sector industrial mexicano, excepto PEMEX y el sector azucarero.

El capítulo II presenta el Marco Institucional, regulatorio, legal y normativo eléctrico y ambiental aplicable en centrales de cogeneración en México.

En el capítulo III se realiza un análisis de los principales factores que inciden en la rentabilidad, así como la evaluación de previabilidad técnica económica de un proyecto de cogeneración para una empresa del sector industrial químico en México con una demanda eléctrica promedio de 1.4 MW, con la cual se obtendrá la rentabilidad actual de estos proyectos que abarcan un alto porcentaje del potencial de cogeneración en el país.

Las barreras actuales y las propuestas se presentan en el capítulo IV y conclusiones generales y las perspectivas de desarrollo de los proyectos de cogeneración en México en el capítulo V.

Por último se presentan los anexos, bibliografía y páginas web que se consultaron en esta tesis.

CAPITULO I. Desarrollo de la cogeneración en el sector industrial en México y características de las centrales en operación.

1.1.- Desarrollo de la cogeneración en el sector industrial en México.

La cogeneración en México tiene su origen en las centrales de autoabastecimiento eléctrico que operaron desde la segunda mitad del siglo pasado, principalmente en instalaciones como los ingenios azucareros y la industria textil, donde la generación eléctrica era técnicamente una cogeneración bajo una de las formas de aplicación más típica mediante el uso de vapor remanente del proceso en una turbina de vapor.

En 1992 se publica en el Diario Oficial el decreto que reforma, adiciona y deroga varias disposiciones de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, donde se crean las figuras legales de Cogeneración, Autoabastecimiento, Pequeña producción, Productor independiente, Importación y Exportación. A partir de entonces se originó mayor interés en las instituciones, gobierno e iniciativa privada y surgen apoyos específicos por la Secretaría de Energía (antes SEMIP) a través de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía "CONUEE" (antes CONAE, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía) para evaluar, fomentar y capacitar personal tanto del sector público como privado, para promover y difundir a la Cogeneración a nivel Nacional.

A partir del año de 1994 se otorgaron los primeros permisos de cogeneración para la industria por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), los cuales fueron cuatro con la aplicación de tecnologías modulares de turbinas de gas y turbina de vapor sumando 44 MW, en los sectores del papel, textil y alimentos, así se iniciaba su desarrollo en rangos de capacidad promedio de más de 11 MW.

A finales de los noventa continuaron estableciéndose proyectos de cogeneración y de autoabastecimiento (mediante una central de cogeneración técnicamente) para la industria mexicana, ejecutados tanto por empresas mexicanas como extranjeras. Estas centrales se concretaron para un suministro energético a procesos intensivos en consumo de energía térmica y eléctrica en la industria textil, papelera y cartón, química, petroquímica, alimenticia, farmacéutica y cerámica principalmente.

La importancia del desarrollo de la cogeneración desde entonces se ha reconocido y es regulada por la CRE para integrar su energía a la red, junto con la infraestructura eléctrica de Comisión Federal de Electricidad (CFE) por las razones y beneficios siguientes:

- a. Es un sector alternativo para la generación de electricidad en el país.
- b. Propicia la competitividad en la industria derivado del ahorro económico.
- c. Representa un potencial susceptible a desarrollarse según estudios de CONUEE de 1995 y 2009.
- d. Representa mayor margen de planeación a CFE, costos evitados y reducción de pérdidas por transmisión, transformación y distribución.
- e. Ahorro de energía primaria
- f. Reducción de emisiones al ambiente.
- g. Creación de empleos directos e indirectos
- h. Desarrollo de mercados de servicios, equipos e ingeniería especiales.
- i. Desarrollo regional por nuevas inversiones.
- j. Mejora de las condiciones de estabilidad de la red eléctrica.

Las centrales de cogeneración en operación en la industria en México actualmente tienen rangos de capacidades desde 1 hasta 300 MW, usando las diferentes tecnologías disponibles a nivel mundial, conformadas desde paquetes modulares de cogeneración, turbinas de vapor, turbinas de gas, motores de combustión interna recíproca hasta pequeños ciclos combinados con la ingeniería, infraestructura civil, mecánica y eléctrica requerida, acoplados a calderas de recuperación o sistema de ductos de gases de combustión con sus sistemas auxiliares y de control para conformar a las centrales.

La cogeneración en el sector industrial se ha desarrollado poco en México, debido al entorno de elementos que afectan la rentabilidad económica y su implementación, como se verá en el capítulo III (donde se evalúa un proyecto típico del sector industrial con demanda eléctrica de 1.4 MW), pues actualmente solo están operando 43 centrales con permisos de cogeneración, los cuales suman 1,302 MW en el sector industrial mexicano, sin incluir a las centrales en operación de PEMEX y de la industria azucarera (respecto de un potencial de susceptible de desarrollarse de hasta 9,818 MW).

La capacidad de 1,302 MW incluye a tres grandes centrales de cogeneración en operación, que suman 814 MW, por lo que si estas no se consideraran como típicas de aplicación en el sector industrial para la industria común o básica, habría que considerar únicamente una capacidad instalada de cogeneración en el sector

industrial de 487 MW, que es un valor más representativo de la situación de industria actualmente.

1.1.1.- Promoción y difusión de la cogeneración en México y el potencial de cogeneración.

Se realizaron diversos programas, seminarios y estudios de apoyo a la promoción y difusión de la Cogeneración a nivel nacional principalmente por la CONAE desde 1990 y hasta 2009 como fueron principalmente los siguientes:

- Programa de apoyos a la Evaluación de Proyectos de Cogeneración en 1994 con apoyo del Banco Mundial.
- Seminarios de Inducción sobre Sistemas de Cogeneración, en diversos Estados de la República Mexicana a partir de 1995.
- Elaboración del Potencial Nacional de Cogeneración por la CONAE en 1995.
- Establecimiento de la Subcomisión para Promover Proyectos de Cogeneración que opero desde 1995 y hasta 2008.
- Seminarios de Cogeneración de CONAE con apoyo de IDAE y Comunidad Europea en 2009.
- Evaluación de potenciales regionales de cogeneración.
- Apoyo de las principales cámaras industriales para la difusión de la cogeneración.
- Apoyo de las Unidades de Enlace (U3E) que dependían de la CONAE para el desarrollo de eventos y Seminarios.
- Aplicación de software especializado programa WINPRECOG para la evaluación de potenciales de cogeneración.

- Desarrollo de hojas de cálculo para determinar potenciales de empresas y sectores en la industria.

Es importante se continúe con el papel de la difusión de la cogeneración como Generación Distribuida por la CONUEE, dada su experiencia y por su objetivo de promover la eficiencia energética y fungir como órgano técnico en materia de aprovechamiento sustentable de la energía.

1.1.2.- Potencial de cogeneración en México.

La elaboración del estudio del potencial nacional de cogeneración en México se ha realizado en varias ocasiones por la CONUEE, el primer estudio fue realizado en 1993 donde a partir de una muestra de 1,600 empresas se obtuvo un potencial factible de **5,500 MW** para ser desarrollado entre 10 y 15 años dependiendo de los incentivos, nivel de promoción y difusión. El segundo estudio fue elaborado en 1995 y se realiza a partir de una muestra de 1,701 empresas e incluye la memoria de cálculo, perspectivas de desarrollo y la base de datos. En ese estudio se estableció el potencial para el sector industrial, Pemex y petroquímica y sector comercial que se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Potencial Nacional de Cogeneración elaborado por CONAE (1995)

Sector	Con combustible adicional MWe	Sin combustible adicional MWe
Industrial	5,200	9,750
Pemex petroquímica	1,613	3,026
Comercial	773	1,453
TOTAL	7,586	14,229

Fuente: Potencial Nacional de Cogeneración, elaborado por CONUEE en 1995.

En ese estudio en el capítulo 6 se establece que existía un 69% de probabilidad de desarrollar el potencial estimado en la Tabla 1, en base al porcentaje de proyectos que resultaron rentables que fueron analizados por la CONAE de una muestra de 48 estudios realizados hasta 1995, por lo que el rango del potencial de cogeneración susceptible de desarrollo era de 5,234 a 9,818 MWe.

En el 2009 la CONUEE, CRE y GTZ (Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit) GmbH o Cooperación Técnica Alemana, actualizaron el potencial de cogeneración con el objetivo de "Establecer acciones dentro de las

estrategias y líneas de acción del Programa Sectorial de Energía 2007-2012, para lograr en el corto plazo el desarrollo efectivo de la cogeneración en México”.

El resultado se presenta en la Tabla 2 considerando los sectores industriales con demandas mayores a 1,000 KW y factores de carga mayores a 50%, así como para el sector azucarero y PEMEX, con los escenarios de potencial teórico, el potencial técnicamente factible, el potencial económicamente factible y el potencial con y sin excedentes.

Tabla 2. Potencial de cogeneración establecido por CONUEE en 2009

Sector	Máximo Teórico MWe	Técnicamente factible MWe	Económicamente factible MWe	Potencial máximo con excedentes en la industria MWe
Industrial	2,630	2,286	1,989	6,085
Azucarero	979	979	979	979
PEMEX	3,100	3,100	3,100	3,100
TOTAL	6,710	6,365	6,069	10,164

Fuente: Actualización del Potencial Nacional de Cogeneración, elaborado en 2009 por la CONUEE, CRE y GIZ.

1.1.3. - Tipo de empresas que han actuado en el desarrollo de la cogeneración.

Es importante destacar que el desarrollo de la cogeneración industrial en México se ha llevado a cabo tanto por empresas de capital extranjero como nacional, mismas que podemos clasificarlas en tres grupos que se han conformado para la implementación, integración y ejecución de los proyectos:

- a) Desarrolladores de proyectos de generación eléctrica (ESCOS).
- b) Integradores de Proyectos para venta llave en mano.
- c) Desarrollo y ejecución de proyectos con capital propio del usuario o industrial.

Los desarrolladores de proyectos de cogeneración realizan contratos de explotación de las centrales de cogeneración con el industrial (o los socios) a largo plazo, de 10 a 15 años, llamados contratos de suministro de energía o contratos de arrendamiento por servicios energéticos.

Los proyectos bajo este esquema tienen un alcance total abarcando todas las etapas desde su evaluación hasta su explotación como se muestra:

1. Estudio de factibilidad de cogeneración.
2. Desarrollo de ingeniería conceptual y básica.
3. Gestión de Inversión del proyecto.
4. Ingeniería básica y de detalle.
5. Trámites y permisos.
6. Construcción.
7. Operación y mantenimiento
8. Transferencia de acciones o compra anticipada en su caso.

Entre las empresas desarrolladoras principales que operan en México se encuentran actualmente:

- Servicios de Energía Internacional SEISA S.A. de C.V. con varias centrales en el país y en el extranjero.
- Maquinaria IGSA.
- Dalkia Energía.

Anteriormente estaban con presencia en el país:

- Endesa Cogeneración y Renovables (empresa perteneciente al Grupo ENDESA)
- Trygen Energy (empresa de origen norteamericano vendida a Tractebel)

Cabe destacar que SEISA (empresa mexicana) fue pionera en el desarrollo de la cogeneración en México desde los noventa llevando a cabo varios proyectos en la industria bajo el esquema de desarrollador privado integrando tecnologías de cogeneración modular en contenedor llamadas Mobile Unit Cogeneration (MCU) para dar servicio especializado a sus centrales y clientes.

Endesa Cogeneración y Renovables también fue pionera y estuvo presente con centrales de cogeneración y aunque actualmente ya no tiene presencia en México estuvo operando 4 centrales con una capacidad total de 25 MWe y 40,000 MWt.

Las empresas Integradoras de Proyectos de Venta Llave en Mano de cogeneración representan a partir de los últimos años las de mayor ímpetu de consolidación de proyectos de cogeneración en el país.

Dichas empresas son principalmente Maquinaria IGSA, AESA y los propios fabricantes de equipos para cogeneración, tales como Solar Turbines, Caterpillar, Wartsila, Waukesha y GE Jenbacher, principalmente.

Estos proyectos se materializan mediante la compra venta completa de la central o venta llave en mano de la central al usuario final o industrial, en donde las empresas integradoras obtienen un margen de ganancia.

Con la operación de la central se deberán generar los ahorros económicos y se podrá generar el flujo de ahorro para ir liquidando el costo del proyecto o del préstamo de capital e intereses si fue financiado.

En estos casos para realizar el mantenimiento y la operación de la central el usuario o permisionario tendrá que realizar los contratos principales con empresas fabricantes de los equipos de cogeneración y con la empresa de servicios dedicada a llevar la operación de la central como servicio integral.

Los proyectos de cogeneración que se desarrollan con capital propio por parte del usuario o del industrial obtienen el máximo ahorro económico. De esta manera o modalidad se han logrado concretarse con más frecuencia en la industria debido a que se obtiene la máxima rentabilidad económica por los siguientes aspectos:

1. Menor grado de inversión dado que realiza una integración o compra directa de todos los componentes y requerimientos en las etapas del proyecto.
2. Su facturación de energéticos se disminuye de manera importante ya que reciben el beneficio total del ahorro por ser su proyecto y administrar costos.
3. Operación de la central (apoyándose con empresas de servicio especializado de operación).
4. Contratación de los servicios de mantenimiento especializado de los equipos principales de generación eléctrica y sus auxiliares.
5. Contratación de los servicios de distribución de gas natural y coberturas de gas.
6. Gestión directa de los contratos y convenios con CFE y gaseras.

Aunque por otro lado deben llevar a cabo la inversión y la administración del proyecto corriendo como todo proyecto con sus propios riesgos.

1.2.- Centrales de cogeneración en operación en el sector industrial en México.

1.2.1- Centrales de cogeneración en operación y capacidad instalada.

Partiendo del análisis y revisión de la lista de permisionarios de la CRE publicada al 31 de marzo de 2013 en su página web, en la modalidad de centrales de cogeneración en operación en el sector industrial, se obtienen los resultados siguientes con la clasificación por tecnología aplicada, su capacidad y número de estas en operación, sin incluir a las centrales de PEMEX, petroquímica básica y de la industria azucarera:

1. Operan 43 centrales con permisos de cogeneración en el país.
2. Capacidad instalada de 1,302 MW en la industria mexicana.
3. La capacidad anterior incluye a tres grandes centrales que suman 814 MW que son Enertek de 168 MW, Compañía de nitrógeno de Cantarell de 362 MW y Tractebel Energía de Monterrey de 284 MW.
4. Si las anteriores 3 centrales no se consideraran por su alta capacidad y fuera del rango de industria típica promedio, habría una capacidad instalada de 487 MW y entonces el promedio de capacidad actual es de 10 MW por central en la industria.

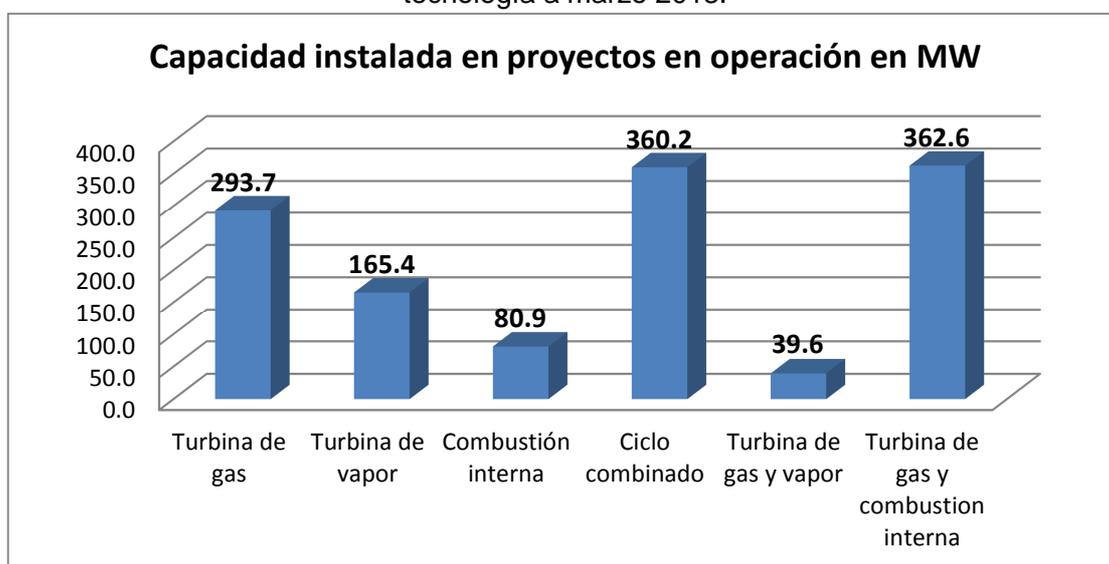
En resumen, la siguiente Tabla 3 muestra la capacidad instalada y el número de instalaciones de cogeneración operando por tipo de tecnología desde 1994 a marzo de 2013 en el sector industrial en México.

Tabla 3. Capacidad instalada y número de instalaciones de cogeneración a marzo de 2013 por tipo de tecnología.

Tecnología	Capacidad instalada [MW]	No. de instalaciones
Turbina de gas	293.7	11
Turbina de vapor	165.4	12
Combustión interna	80.9	12
Ciclo combinado	360.2	3
Turbina de gas y vapor	39.6	4
Turbina de gas y combustión interna	362.6	1
TOTAL	1,302.30	43

Elaboración propia, fuente: página web de la Comisión Reguladora de Energía, www.cre.gob.mx, permisionarios de cogeneración en operación a marzo de 2013.

Gráfica 1. Capacidad instalada en centrales de cogeneración en México por tipo de tecnología a marzo 2013.



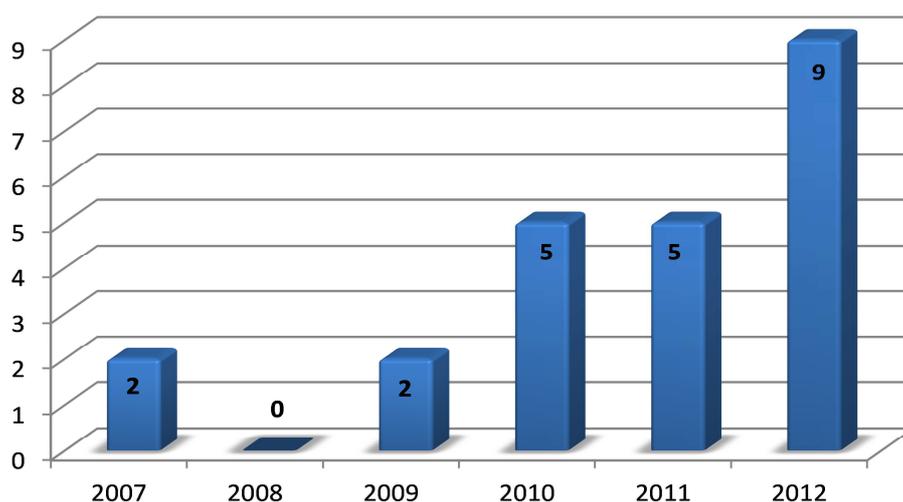
Elaboración propia, fuente: página web de la Comisión Reguladora de Energía, www.cre.gob.mx, permisionarios de cogeneración en operación a marzo de 2013.

1.2.2.- Permisos de cogeneración en operación y en construcción otorgados en los últimos 6 años.

Nuevamente partiendo de la lista de permisionarios de la CRE, publicada el 31 de marzo de 2013 en su página web y acotando el análisis a los permisos de cogeneración en operación y en construcción de los últimos 6 años en el sector industrial, se tienen los siguientes resultados en cuanto a capacidad autorizada, número de proyectos y tipos de tecnologías, como se puede observar en las gráficas 2, 3 y 4, sin incluir a los permisos de cogeneración de las centrales de PEMEX y de la industria azucarera:

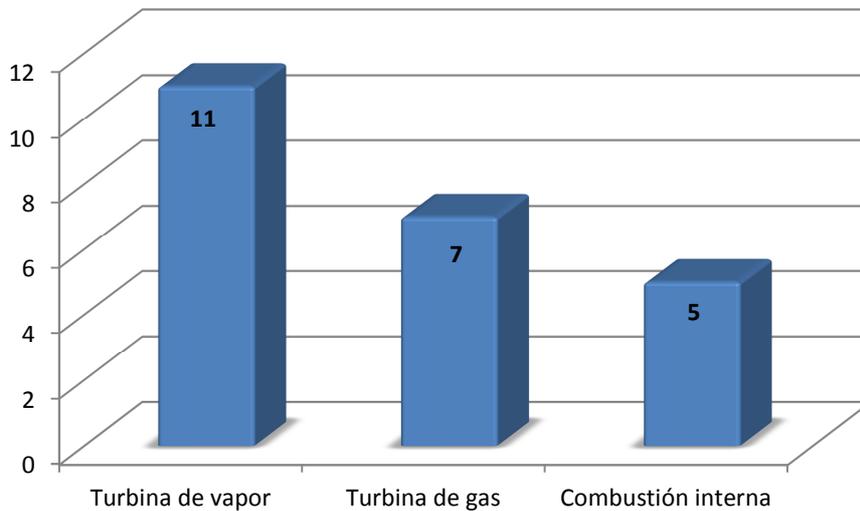
1. Se han otorgado 23 permisos de cogeneración.
2. Existen 11 proyectos de cogeneración en construcción.
3. Capacidad total autorizada de cogeneración de 296 MW.
4. Promedio de capacidad instalada de 12.8 MW.
5. En la gráfica 2 se observa que los permisos otorgados se incrementan a partir de 2009.
6. En la gráfica 3 se muestra que de los 23 permisos realizados 11 son con turbina de vapor, 7 con turbina de gas y 5 con motores de combustión interna.
7. De la gráfica 4 se puede ver que la capacidad autorizada en los últimos 6 años es de 296 MW otorgando en promedio una capacidad de 49 MW por año, en los diversos sectores industriales.

Gráfica 2.- Permisos otorgados por la CRE de cogeneración en los últimos 6 años (2007-2012).



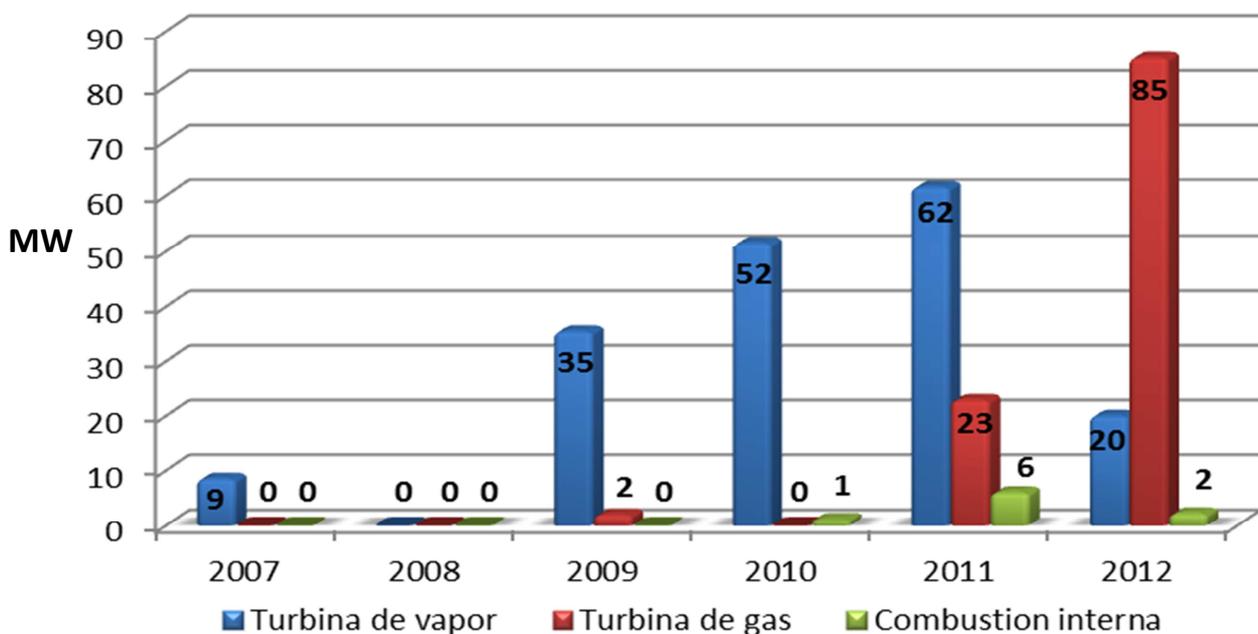
Elaboración propia, fuente: página web de la Comisión Reguladora de Energía, www.cre.gov.mx, permisionarios de cogeneración otorgados en los últimos 6 años.

Gráfica 3.- Tecnologías presentes en los permisos otorgados por la CRE de cogeneración en los últimos 6 años (2007-2012).



Elaboración propia, fuente: página web de la Comisión Reguladora de Energía, www.cre.gob.mx, permisionarios de cogeneración y tecnologías aplicadas en los últimos 6 años.

Gráfica 4.- Capacidad autorizada por tecnología por año en los últimos 6 años (2007-2012).



Elaboración propia, fuente: página web de la Comisión Reguladora de Energía, www.cre.gob.mx, permisionarios de cogeneración y capacidad por tecnologías aplicadas en los últimos 6 años.

1.2.3.- Características de los proyectos que operan en México

Los equipos de generación eléctrica más comunes aplicados en las centrales de cogeneración industrial en México y están constituidas por:

- Motores de combustión interna recíprocos (ciclo Otto).
- Turbina de gas
- Turbinas de vapor (en ciclo Rankine)

Las centrales de cogeneración comúnmente usan equipos y modelos comerciales, de tipo modular o en contenedor metálico, para operar tanto en cuarto de máquinas como en el intemperie, típicas de uso industrial, diseñadas y probadas para la operación en continuo. Dichos equipos son integrados por sistemas y tecnologías de diversos países de Europa y Estados Unidos, que en la mayoría de ocasiones tienen soporte técnico y stock de refacciones en México.

La microcogeneración prácticamente está iniciando su desarrollo en el sector industrial y comercial en México, siendo sus capacidades típicas de los 15 KWe hasta los 2 Mwe. Estas tecnologías principalmente están constituidas por pequeños motogeneradores de combustión interna o turbogeneradores que pueden quemar diesel, gas natural, gas LP o biogás y producir electricidad y agua caliente o refrigeración para suministrar aire acondicionado. Su mercado está enfocando al sector servicios y comercial como hospitales, escuelas, hoteles, centros comerciales, deportivos u complejos de oficinas.

Los *ciclos combinados* son poco comunes en las centrales de cogeneración industrial en México por su gran volumen de energía a colocar, pero están la central de Enertek y Tractebel Energía de Monterrey de 120 y 284 MW respectivamente, hasta centrales de 12 MW como PROPASA en Monterrey.

No se especifica en los permisos otorgados si existe el aprovechamiento *de dos* tipos de energía térmica o trigeneración en las cuales se tiene disponible además la energía eléctrica. Los productos de energía térmica pueden ser vapor y agua caliente o la combinación de refrigeración industrial y vapor o gases calientes y agua caliente.

Las *centrales de cogeneración con ciclo de cola o inferiores*, suelen aplicarse en el sector azucarero y textil, pues usan calor de desperdicio o remanente de proceso para aprovecharse en una turbina de vapor para generar electricidad.



Foto 1. Central de cogeneración con turbogenerador a gas natural.

Fuente: Presentación propia sobre los Aspectos generales de la cogeneración. Taller sobre Cogeneración CONUEE e IDAE .Julio 2009

1.2.4.- Sistemas y equipos básicos de una central de cogeneración en México.

Las centrales de cogeneración en operación en México cuentan con los sistemas y equipos necesarios de vanguardia tecnológica para la operación, por lo que los típicamente están integradas por los siguientes:

1. Equipo generadores, como turbinas o motogeneradores (de gas natural, diesel o combustóleo) o turbinas de vapor. Estos pueden estar en contenedores o al intemperie.
2. Conductos de gases a caldera de recuperación o al proceso de secado, con by-pass de humos y válvulas de regulación, neumática y eléctricas para interconexión térmica a los procesos.
3. Caldera de recuperación de gases para producción de vapor o aceite térmico.
4. Interconexión eléctrica y sistemas de protección y operación en isla.
5. Quemadores de postcombustión

6. Estación de regulación y medición de gas natural o Instalación de almacenamiento, trasiego y preparación del combustóleo, diesel o gasóleo.
7. Sistemas de refrigeración (alta y baja temperatura) externa, por aerorrefrigeradores y torre de enfriamiento (principalmente motores)
8. Sistema de lubricación de aceite.
9. Sistemas de tratamiento de agua, redes agua y vapor.
10. Sistemas de ventilación de naves y climatización.
11. Instalación de protección contra incendios.
12. Obra civil y mecánica.
13. Transformadores de alta tensión y de auxiliares.
14. Sistema de adquisición de datos de la central.
15. Sistema de aire comprimido.
16. Aire acondicionado
17. Compresores de gas

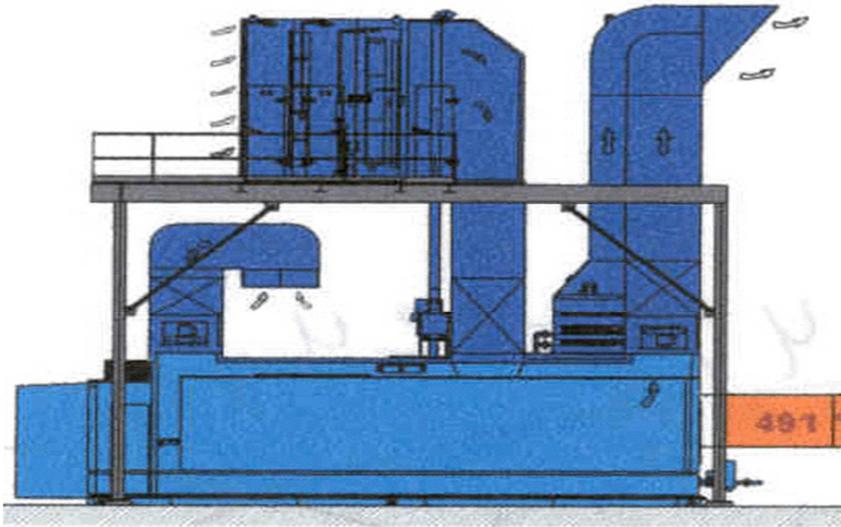


Figura 1.- Contenedor con Turbogenerador.

1.3.- Observaciones y conclusiones del desarrollo de la cogeneración en el sector industrial en México:

La cogeneración en el sector industrial mexicano se ha desarrollado poco, pues solo están operando 43 centrales que suman 1,302 MW, sin incluir a las centrales de PEMEX y de la industria azucarera.

La capacidad de 1,302 MW incluye a tres grandes proyectos de cogeneración que suman 814 MW, por lo que si estos no se consideraran habría una capacidad instalada de 487 MW y entonces el promedio de capacidad actual por 40 centrales en operación es de 12 MW. Este promedio de capacidad es muy superior al

promedio que representaría al de los proyectos de cogeneración típicos del sector industrial mexicano, que según la lista maestra del Potencial Nacional de Cogeneración de 1995, el 85 % de las empresas tendrían un potencial entre 500 KW y 5,000 KW.

Por lo anterior los proyectos en operación son muy grandes en capacidad y el potencial para nuevos proyectos está en rangos de capacidad menores a 10 MW.

La industria pequeña y mediana que es muy representativa en el sector industrial y continúa con un potencial de cogeneración que requiere desarrollarse.

Se ha visto un repunte en los permisos autorizados por la CRE después de 2009 comparado con el promedio de permisos otorgados en el periodo de 1994 a 2007.

Este repunte de 2009 es posterior a la volatilidad y alza en el precio de gas natural que se presentó en 2008 su precio máximo con un valor de hasta 12 USD/MMBTU. A partir de 2009 se inician los nuevos permisos dada la estabilidad en el precio de gas natural hasta 2013.

Se puede ver que la capacidad autorizada en los últimos 6 años por la CRE fue de 296 MW y que si bien se denota un crecimiento, se ha otorgado un promedio de 49 MW de capacidad por año en los diversos sectores industriales.

Se inicia la promoción de la LAERFTE y los apoyos el esquema de cogeneración eficiente por la CRE.

Considerando el ultimo potencial de cogeneración económicamente factible estimado en 1,989 MW en 2009, se podría desarrollar y alcanzarlo en 40 años al ritmo de la capacidad autorizada en los últimos 6 años de 49 MW o alcanzarlo en 18 años si se considera la capacidad autorizada total de 107 MW que se obtuvo en 2012.

Es importante que la CONUEE retome el papel de promotor y difusor de la cogeneración dado su experiencia y su objetivo de promover la eficiencia energética en el sector industrial.

Es necesario revisar las barreras y buscar líneas de acción por la CONUEE y CRE para el fomento a la cogeneración y propiciar su desarrollo, se deberá detectar la problemática desde su baja rentabilidad, llevar una promoción focalizada en la industria, las tecnologías aplicables, oportunidades financieras y empresas de servicios y asesoría que hay en México, la determinación, la evolución y estabilidad de los precios de los energéticos, así como trabajar para disminuir su excesiva regulación y normatividad ambiental en proyectos pequeños y medianos que se presenta en el próximo capítulo.

CAPITULO II. Marco legal, institucional eléctrico y marco normativo ambiental de la cogeneración en México

2.- Marco legal, institucional y normativo ambiental de la cogeneración en México.

En este capítulo se describen el marco legal e institucional del sector eléctrico de la cogeneración, iniciando principalmente por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética y las acciones de las instituciones como SENER, CFE, CRE y CONUEE para llevar la política energética, los programas y la regulación, que son base para la promoción y fomento de la cogeneración, pero de igual manera es primordial presentar y reconocer la extensión e importancia del marco regulatorio ambiental aplicable a la cogeneración en este mismo apartado y que las instalaciones en operación dependiendo de su capacidad, tienen que acoplarse el marco regulatorio ambiental existente a nivel Federal, Estatal y Municipal, el cual resulta extenso y especializado según las tecnologías que se apliquen en las centrales. Los resolutivos o autorizaciones ambientales (previa elaboración del estudio de impacto ambiental y estudio de riesgo) de operación por la SEMARNAT derivados de la evaluación del Manifiesto de Impacto Ambiental, generalmente resultan condicionados en las etapas de los proyectos y se debe cumplir con la normatividad oficial mexicana, reglamentos, leyes, disposiciones e instrumentos en materia ambiental en las instalaciones. Las normas oficiales que aplican comúnmente en establecimientos industriales también incluyen a la cogeneración.

2.1.- Marco Legal y regulatorio de la Cogeneración en México.

El marco legal de la cogeneración en México está integrado por la constitución, las leyes y la regulación de entidades de gobierno en el orden siguiente:

- a. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
- b. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento
- c. Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética y su Reglamento (LAERFTE).
- d. Regulación e instrumentos de la Comisión Reguladora de Energía.
- e. Control y despacho para fuentes firmes conectadas al Sistema Eléctrico Nacional por CFE.

En la actualidad para efectos legales y de integración en la regulación del sector eléctrico, como medida de fomento se consideran las tecnologías de cogeneración como energías renovables. Mediante esta medida, las instalaciones de

cogeneración se beneficiarán de condiciones más favorables como se establece en la LAERFTE.

2.1.1.- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

En la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en el artículo 27 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 esta materia no se otorgan concesiones a los particulares y la nación aprovechara los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines”, afortunadamente desde el inicio de la década de los noventas y en la década pasada se dieron las condiciones políticas para establecer las modificaciones a leyes adicionales para regular y fomentar a las alternativas de generación eléctrica tanto pública como privada en México, valorando la alta eficiencia en sistemas y equipos con bajo impacto ambiental y aprovechando los potenciales de la cogeneración y de las energías renovables en el país.

2.1.2.- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE).

Esta Ley data del año 1975 en la que se establece que la generación, transformación, distribución y abastecimiento de electricidad como servicio público es competencia del estado mexicano, así lo establece en su artículo primero. En la modificación de 1992 fue que se permitió la generación en el sector privado para uso propio o para entrega a la CFE, en la que se crean y se permiten seis modalidades de inversión para los particulares que son Productor independiente de electricidad (IPP), Autoabastecimiento, Cogeneración, Pequeña producción, Exportaciones, Importaciones para autoconsumo, que más a detalle consisten en lo siguiente:

I.- Productor independiente para la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a CFE o a la exportación (artículo 108 del Reglamento de la LSPEE).

II.- Autoabastecimiento para la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades del conjunto de los copropietarios o socios (artículo 101 del reglamento de la LSPEE)

III.- Cogeneración que es cuando **se** genera energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos, cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica, y siempre que se trate, de cualesquiera de los casos indicados en la ley.(artículo 36 de la LSPEE, artículo 103 del Reglamento de la LSPEE). La electricidad generada por la cogeneración deberá destinarse a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la misma, siempre que se incrementen la eficiencia energética de todo el proceso y que sea mayor que la obtenida en centrales de generación convencionales.

El permisionario puede no ser el operador de los procesos que den lugar a la cogeneración. El solicitante se obligará a poner sus excedentes de producción de energía eléctrica a la disposición de la CFE, en los términos del artículo 36 –bis.

IV.- Pequeña producción para la generación de energía eléctrica destinada a:

- a. La venta a la comisión de la totalidad de la electricidad generada, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor de 30 MW en una área determinada por la secretaria.
- b. El autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW.
- c. La exportación, dentro del límite máximo de 30 MW (artículo 111 del reglamento LSPEE)

V.- Generación de energía eléctrica destinada a la exportación, es la generación de energía eléctrica para destinarse a la exportación a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción (artículo 116 del reglamento de la LSPEE).

VI.- Utilización de energía eléctrica de importación, para adquirir energía eléctrica proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la electricidad y el consumidor de la misma (artículo 120 del reglamento de la LSPEE).

En noviembre de 2008 se publicaron dos importantes leyes sobre la materia:

- Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética y su Reglamento (LAERFTE).
- Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE).

2.1.3.- Reglamento de la Ley del Servicio Público de energía eléctrica.

El 3 de marzo de 1993 se publicó en el Diario oficial de la federación el Reglamento de la Ley del Servicio público de energía eléctrica, el cual fue modificado en mayo de 1993 y julio de 1997. Entre los aspectos relevantes del Reglamento de la LSPEE, relacionados con la cogeneración cabe mencionar los siguientes:

- 1) Se define la cogeneración con mayor detalle (artículo 103 y 106) y se establecen requisitos especiales adicionales a los de los autoabastecedores (artículos 104 y 105).
- 2) Se definen entre otros conceptos la despachabilidad, el despacho de carga y el costo total de corto plazo.
- 3) Se establece la posibilidad de transmisión en la red del sistema eléctrico nacional (SEN) de los permisionarios (artículos 73 y 154 al 158).
- 4) Se establece la posibilidad de venta de energía eléctrica al SEN (artículo 72) y se prohíbe vender o revender energía eléctrica a terceros (artículo 90).
- 5) Se indica que la entrega de energía eléctrica al SEN, con un máximo de 20 MW, se sujetara a las reglas de despacho (artículos 135 y 147 al 152).
- 6) Se establece que CFE proporcionara capacidad de respaldo.

2.1.4.- Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética y su Reglamento (LAERFTE).

La LAERFTE tiene por objeto regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la presentación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.

El Reglamento de esta Ley establecerá los criterios específicos de utilización de las distintas fuentes de energías renovables, así como la promoción para la investigación y desarrollo de las tecnologías limpias para su aprovechamiento.

En el título cuarto del reglamento se establece la regulación de la Generación Renovable y la Cogeneración Eficiente.

Cabe destacar que el capítulo I de las disposiciones administrativas de la CRE el artículo 29, quien 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.

El artículo 31 indica que la CRE para la regulación de la Generación Renovable y la Cogeneración Eficiente, expedirá e inscribirá en su registro público lo siguiente:

I. Directivas y metodologías para el cálculo de las contraprestaciones y las directrices a que se sujetarán los modelos de contrato para proyectos de pequeña producción y producción independiente de energía;

II. Criterios, metodologías y directrices a que se sujetarán los modelos de contrato, procedimientos de intercambio de energía y sus correspondientes sistemas de compensaciones, para proyectos de autoabastecimiento con Energías renovables y para proyectos de Cogeneración Eficiente (como es la metodología para la determinación de la eficiencia mínima para certificarse como cogeneración independiente).

III. Metodologías para determinar la aportación al Sistema Eléctrico Nacional de capacidad de generación de las distintas tecnologías;

IV. Reglas generales de interconexión al Sistema Eléctrico Nacional atendiendo los requerimientos planteados por el Suministrador y escuchando la opinión de los generadores renovables y cogeneradores eficientes;

V. Lineamientos y mecanismos para promover el desarrollo de las actividades de Generación Renovable y de Cogeneración Eficiente, y

VI. Lineamientos para la expedición de las licitaciones a las que se refiere el Capítulo II del Título Cuarto del presente reglamento.

El artículo 32 menciona que las metodologías mencionadas en la fracción III del artículo anterior preverán la probabilidad de disponibilidad de capacidad en las horas de máxima demanda de acuerdo con las características de las tecnologías para la Generación Renovable y la Cogeneración Eficiente.

El artículo 33 indica que la CRE 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.

2.1.5.- Regulación e instrumentos de la Comisión Reguladora de Energía.

Desde sus orígenes la CRE diseña y aprueba diversos instrumentos de regulación en materia de energía eléctrica, los cuales se han modificado conforme a las necesidades requeridas para el desarrollo del sector eléctrico de México y son base para la operación de la CFE.

Entre los instrumentos regulatorios para fuentes firmes de generación y de la cogeneración se encuentran:

I.- Metodología para la determinación de los cargos por servicio de transmisión, que tiene por objetivo establecer el procedimiento que debe seguir el suministrador para el cálculo de los cargos correspondientes a las solicitudes de porteo de los permisionarios en las distintas tensiones. Esta metodología permite enviar a los permisionarios una clara señal económica para incentivar una ubicación de la fuente de energía que favorezca al sistema eléctrico nacional al reducir sus pérdidas.

II.- Contrato de interconexión, que establece detalladamente los términos y condiciones que rigen los servicios entre los permisionarios y el suministrador (CFE), buscando asegurar que los pagos que se realizan entre ellos reflejen los costos en que se incurren. El Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente está dado en el DOF 28/04/10.

III.- Convenio de compraventa de excedentes, establece las declaraciones y cláusulas necesarias, y detalla los procedimientos a seguir para la venta de excedentes de energía eléctrica de los permisionarios al suministrador.

Contrato de servicio de respaldo, se realiza entre el permisionario y el suministrador con el objetivo de que este último respalde la central de generación de energía en caso de falla, mantenimiento, o ambos, para que los consumidores de energía eléctrica por falta de suministro.

IV.- Metodología para la determinación de los cargos por servicios conexos, la conexión a la red por parte de los permisionarios implica que estos reciban diferentes servicios por parte del suministrador (como regulación de frecuencia y voltaje, entre otros). Con objeto de retribuir por estos servicios, la metodología establece el procedimiento para determinar la contraprestación correspondiente, la cual está basada en el cargo autorizado para la demanda reservada en el caso del respaldo para falla.

V.- Convenio de servicio de transmisión, establece las bases procedimientos, términos y condiciones para que el suministrador transporte la electricidad desde la fuente de energía eléctrica del permisionario hasta su centro de consumo. Estos convenios y sus anexos tienen la finalidad de establecer los procedimientos y parámetros de cálculo para determinar los pagos que deberá realizar el permisionario al suministrador por el uso de la infraestructura del SEN.

Metodología para la Determinación de los Cargos correspondientes a los Servicios de Transmisión que preste el Suministrador a los Permisionarios con Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Fuente de Energía Renovable o Cogeneración Eficiente. DOF 16/04/10 y 3/08/10 (Modificación)

VI.- Metodología para la determinación del costo total de corto plazo (CTCP), esta metodología establece los costos totales regionales por la energía excedente que los permisionarios entregan a CFE. El CTCP se constituye por la suma de los costos variables de generación y los costos variables de transmisión.

VII.- Regulación en materia de gas natural principal insumo en los costos de la cogeneración y principalmente tienen su impacto en la rentabilidad:

- a. Metodología para establecer los precios de venta de primera mano de gas natural a través de la Directiva DIR -GAS- 001- 2009.
- b. Tarifas de transporte de gas natural del Sistema Nacional de Transporte Integrado.
- c. Costos de distribución.
- d. Almacenamiento.

2.1.6.- Control y despacho para fuentes firmes conectadas al Sistema Eléctrico Nacional por CFE.

La CFE es el organismo encargado de establecer las condiciones técnicas y operativas de conexión con el Sistema Eléctrico Nacional a través del REDOSEN_[1]. Es el titular de los Contratos y convenios para llevar a cabo los servicios necesarios al permisionario.

Entre las principales actividades de operación en la cogeneración y su relación con CFE se tienen desde aspectos técnicos operativos hasta administrativos, conciliaciones y pago de las contraprestaciones de los servicios:

- Control de variables de generación y mando de Interruptor de energía principal en casos de emergencia de la red eléctrica o fallas en instalaciones de generación eléctrica interconectadas al SEN, lo cual en las instalaciones de cogeneración se llevan a cabo según especificaciones de CFE a través de la instalación de una Unidad Terminal Remota a costa del permisionario.
- Cobro de servicios conexos por tener carga de una fuente de energía o cogeneración interconectados a la red eléctrica y no tiene Contrato de respaldo por falla, incluye costos fijos de administración de contrato.
- Cobro de servicios de porteo de energía eléctrica a cargas de los permisionarios, este costo se establece en el Convenio de Transmisión de energía eléctrica y depende de la tensión de generación y consumo de la carga (ver matriz de costos de transmisión en la página de la CRE para altas tensiones).
- Conciliación de excedentes de energía eléctrica entre CENACE y permisionarios para acordar los montos y los costos totales de corto plazo de la energía ya sea de notificada o no notificada.
- Control de permisos y libranzas, avisos para mantenimientos programados o puesta en marcha o arranques de unidades por falla.
- Facturación de la importación de energía eléctrica consumida con contrato de suministro normal.
- Conciliación de energía eléctrica del Contrato de Respaldo por falla y mantenimiento.

2.2.- Marco institucional de la Cogeneración.

Se cuenta con un marco institucional en México completo que cubre todos los ámbitos necesarios para el desarrollo de la cogeneración, desde la política energética hasta los aspectos normativos y regulatorios necesarios para su

fomento, desarrollo y aplicación en los sectores industrial, servicios y comercial del país. Las entidades que lo conforman son SENER, CONUEE, CFE y CRE.

2.2.1.- Secretaría de Energía (SENER).

Es importante destacar principalmente que la misión de la SENER es conducir la política energética del país, dentro del marco constitucional vigente, para garantizar el suministro competitivo, suficiente, de alta calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable de energéticos que requiere el desarrollo de la vida nacional. Para poder cumplir con estos fines, cuenta dentro de su organigrama con la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía y la Comisión Reguladora de Energía, entre otros organismos desconcentrados.

La transición energética consiste en un cambio de enfoque en el sector energético y las acciones que deriven en un mejor aprovechamiento de los combustibles fósiles y se desarrolle y fomente el uso de energías renovables con el fin de diversificar las fuentes primarias de energía y aminorar el impacto al medio ambiente al disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero originadas por el uso de combustibles fósiles.

Las estrategias relacionadas con la cogeneración que regían durante el sexenio pasado en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) que proponen impulsar el uso eficiente de la energía, así como la utilización de tecnologías que permitan disminuir el impacto ambiental generado por los combustibles fósiles fueron las siguientes:

- a. Promover el uso eficiente de la energía para que el país se desarrolle de manera sustentable, a través de la adopción de tecnologías que ofrezcan mayor eficiencia energética y ahorros a los consumidores.
- b. Intensificar los programas de ahorro de energía, incluyendo el aprovechamiento de capacidades de cogeneración.
- c. Fortalecer las atribuciones de instituciones de regulación del sector.
- d. Impulsar la eficiencia y tecnologías limpias (incluyendo la energía renovable) para la generación de energía.

2.2.2.- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE).

Es un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Energía, que cuenta con autonomía técnica y operativa. Tiene por objeto el ahorro y uso

eficiente de la energía, así como promover el uso de las energías renovables y la generación distribuida. Es un órgano de carácter técnico en materia de aprovechamiento sustentable de la energía.

Entre sus funciones ha estado el promover y difundir a la cogeneración en los diversos sectores industriales y servicios para concretizar los ahorros de energía primaria en los sectores con potencial. Ha llevado la coordinación y promoción de seminarios, cursos, talleres, aplicación de software y programas de cogeneración desde la década de los noventa, foros a nivel nacional e internacional incorporando a todos los actores necesarios, técnicos, empresas de servicios, investigadores, industria, fabricantes y servicios financieros.

2.2.3.- Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Su función es regular de manera transparente, imparcial y eficiente las industrias del gas, de los refinados, derivados de hidrocarburos y de electricidad, generando certidumbre que aliente la inversión productiva, fomentando una sana competencia, propiciando una adecuada cobertura y atendiendo a la confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios, a precios competitivos, en beneficio de los usuarios.

En 1995 la Ley de Comisión Reguladora de Energía le otorgo autonomía técnica y operativa con la capacidad de determinar las actividades del sector público y privado sujetas a regulación y relacionadas con la cogeneración las siguientes:

- a. La generación, exportación e importación que realicen los particulares.
- b. Participación en la determinación de las tarifas de suministro y venta de energía eléctrica
- c. Otorgar y revocar permisos de operación o autorizaciones conforme a las disposiciones legales aplicables.
- d. Aprobar las metodologías para los cálculos de las contraprestaciones por la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público.
- e. Aprobar las metodologías para determinar las contraprestaciones para la conducción, transformación y entrega de energía eléctrica.

En 2008 se emite Ley para el Aprovechamiento de las energías renovables y el Financiamiento para su transición energética (LAERFTE), donde se confiere a la CRE las atribuciones para regular la generación de energía eléctrica de fuentes renovables y de cogeneración. En el Reglamento de la misma publicado en septiembre de 2009 se establece que la Cogeneración eficiente es la generación de energía eléctrica según lo establece la fracción II del artículo 36 de la Ley del Servicio público de Energía eléctrica, siempre que el proceso tenga una eficiencia mayor a la mínima que establezca la CRE.

2.2.4.- Comisión Federal de Electricidad (CFE).

La Comisión Federal de Electricidad creada en 1937 inició sus operaciones para aportar la base para el desarrollo nacional y es la empresa estatal encargada de la generación, transmisión, distribución y comercializa energía eléctrica para los sectores doméstico, comercial e industrial.

La CFE tiene como principales objetivos:

1. Asegurar dentro de un marco de competencia y actualizado tecnológicamente el servicio de energía eléctrica en condiciones de cantidad, calidad y precio, con la estructura y diversificación en capacidad de fuentes de energía convencionales y renovables.
2. Optimizar la utilización de su infraestructura física, comercial y de recursos humanos.
3. Proporcionar servicio de calidad y atención de excelencia a sus clientes.
4. Proteger al medio ambiente, promover el desarrollo social y respetar los valores de las poblaciones.

2.3.- Marco normativo ambiental de la cogeneración en México.

El marco normativo ambiental de la cogeneración en México es aplicado como en toda instalación industrial y es regido por las siguientes autoridades, secretarías o entidades estatales como son la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS) y las secretarías estatales para la regulación y disposición de residuos sólidos no peligrosos.

Mediante las normas aprobadas por las anteriores secretarías e instituciones se lleva la regulación en general de los establecimientos industriales, incluida la cogeneración como una fuente fija, en cuanto a sus emisiones al ambiente, al aire, suelo, descargas de agua contaminada y cumplimiento de normas en equipos de proceso y de seguridad de las instalaciones en los centros de trabajo, para que estos sean aptos para el desempeño de las actividades laborales dentro de las instalaciones industriales.

Las principales normativa y regulación ambiental industrial se presentan a continuación.

2.3.1.- Evaluación de impacto ambiental por SEMARNAT.

La evaluación de impacto ambiental es un instrumento de la política ambiental, cuyo objetivo es prevenir, mitigar y restaurar los daños al ambiente así como la regulación de obras o actividades para evitar o reducir sus efectos negativos en el ambiente y en la salud humana. Dada la capacidad de consumo de combustible es común que se aplique esta evaluación a los proyectos de cogeneración dado el uso intensivo, estructuras mecánicas, equipos de alta presión y alto voltaje.

El procedimiento de evaluación de impacto ambiental es realizado por esta autoridad mediante un procedimiento de tipo técnico administrativo. Existen las siguientes opciones mediante las cuales puede presentarse:

Informe preventivo

Se presenta un Informe preventivo y no una Manifestación de Impacto Ambiental en los siguientes casos:

- A) Existan normas oficiales mexicanas u otras disposiciones que regulen las emisiones, las descargas, el aprovechamiento de recursos naturales y, en general, todos los impactos ambientales relevantes que puedan producir las obras o actividades;
- B) Las obras o actividades de que se trate estén expresamente previstas por un plan parcial de desarrollo urbano o de ordenamiento ecológico que haya sido evaluado por la Secretaría en los términos del artículo siguiente, o
- C) Se trate de instalaciones ubicadas en parques industriales autorizados en los términos de la presente sección.

En los casos anteriores, la SEMARNAT una vez analizado el informe preventivo, determinará, en un plazo no mayor de veinte días, si se requiere la presentación de una Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) en alguna de las modalidades siguientes o si se está en alguno de los supuestos señalados:

- a) Manifestación de impacto ambiental modalidad particular
- b) Manifestación de impacto ambiental modalidad regional

En los casos a) y b) se trata de documentos con base en estudios técnicos que analizan y describen las condiciones ambientales anteriores a la realización del proyecto y evalúan los impactos potenciales que la construcción y operación de dichas obras podrían causar al ambiente y de esta manera, definir y proponer las medidas necesarias para prevenir, mitigar o compensar esas alteraciones. Por lo general en los proyectos de cogeneración procederá realizarse la MIA en modalidad particular dadas las características mismas de estos proyectos.

2.3.2.-Estudio de Riesgo Ambiental ante SEMARNAT.

Lo presentan aquellos establecimientos industriales, comerciales o de servicio que realicen actividades consideradas como altamente riesgosas, como lo es la cogeneración, dado el tema de manejo de tuberías con combustibles y sustancias a alta presión como es el aceite y vapor.

El estudio de riesgo debe incluir la siguiente información:

- Escenarios y medidas preventivas resultantes del análisis de los riesgos ambientales relacionados con el proyecto.
- Descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones, en su caso, y
- Señalamiento de las medidas de seguridad en materia ambiental.

2.3.3.- Licencia Ambiental Única ante SEMARNAT.

La Licencia Ambiental Única (LAU) es obligatoria para establecimientos industriales cuando están por instalarse o iniciar operaciones, incluidas las centrales de cogeneración; así también, cuando deben regularizarse por estar operando sin cumplir con alguno de los trámites ambientales a que están obligados para tal efecto.

Características de la LAU:

- Única por establecimiento industrial.
- Integra:
 - I. Impacto ambiental y riesgo.
 - II. Emisiones a la atmósfera.
 - III. Residuos peligrosos.
 - IV. Servicios hidráulicos.

- Es obligatoria para establecimientos de jurisdicción federal en materia de atmósfera.
- Puede solicitarse de manera voluntaria vía re-licenciamiento o actualización.

2.3.4.- Cedula de Operación Anual.

En correspondencia con el enfoque de la LAU, la COA se constituye en un reporte anual multimedios relativo a la emisión y transferencia de contaminantes ocurridos en el año calendario anterior de la central de cogeneración. Su presentación forma parte de las obligaciones fijadas en la Licencia de Funcionamiento y la Licencia Ambiental Única. Se presenta por establecimiento industrial, tanto para actualizar la información sobre su operación y facilitar su seguimiento por parte de la autoridad ambiental, como para ofrecer información actualizada que contribuya a la definición de políticas ambientales por regiones prioritarias o a escala nacional. La COA deberá entregarse en el primer cuatrimestre de cada año según lo establecido en la licencia respectiva.

La COA contempla la siguiente información básica:

- Cantidades de emisión y transferencia de sustancias contaminantes a los diferentes medios (aire, agua, suelo, etc.).
- Cantidades de transferencia de tales sustancias fuera del establecimiento sea para su tratamiento, reciclaje, rehúso y disposición final, en el caso de empresas generadoras.
- Actividades de control y prevención de la contaminación y proyección de los volúmenes de contaminación para el siguiente período de reporte.

Características de la Cédula:

- Genera información anual multimedios sobre la emisión y transferencia de contaminantes.
- Da seguimiento a la operación del establecimiento.
- Permite actualizar, si es el caso, las condiciones de licenciamiento.
- Apoya la toma de decisiones en materia de protección ambiental.
- Contribuye a la formulación de criterios y políticas ambientales.

2.3.5.-Resolución y autorización de proyectos por SEMARNAT.

Una vez que se realiza la evaluación del estudio de impacto ambiental, modalidad particular y el estudio de riesgo modalidad análisis de riesgo por la SEMARNAT, para un proyecto en la industria o instalación en general, incluidas las centrales de cogeneración de capacidades mayores a 3 MW (que puede ser un ciclo

combinado o una central de 200 MW) según el Reglamento de la LEGEEPA en materia de evaluación de impacto ambiental capítulo II [2], se autoriza en su caso en materia de Impacto y Riesgo ambiental a la empresa promovente la realización del proyecto, su construcción y operación, pero quedara de manera condicionada para presentar informes con cierta periodicidad, alcance y cumplimiento siguiente:

- I. Apegarse a lo establecido en las normas oficiales mexicanas y ordenamiento jurídicos aplicables en materia de protección al ambiente, iniciando obras del proyecto y durante el desarrollo del mismo.
- II. Cumplir con todos aquellos lineamientos jurídicos aplicables en materia de protección al ambiente por la emisión de ruido.
- III. Verificar que las descargas de aguas residuales que se generen, no sean descargados sin previa tratamiento y que cumplan las normas oficiales mexicanas.
- IV. Contar con un Plan Integral de Medidas de Seguridad, el cual considere entre otros, los siguientes aspectos:
 - a) Medidas y sistemas de seguridad que se emplearan en las diversas áreas que integran las instalaciones del proyecto.
 - b) Contar con manuales de operación, instructivos y procedimientos aplicables a las diferentes áreas donde se maneja gas natural, así como recomendaciones generales en caso de emergencia.
 - c) Programa calendarizado de cursos de capacitación y adiestramiento del personal, en aspectos de seguridad, así como en el uso de equipos y dispositivos para la atención, prevención y control de fugas, incendios y/o explosión según corresponda.
 - d) Programa calendarizado de revisión de espesores a tuberías, de acuerdo a lo establecido en las Normas correspondientes.
- V. Presentar el Programa de Mantenimiento para equipos, instalaciones eléctricas y sistemas de seguridad.
- VI. Cumplir con las normas y reglamentos aplicables para la operación de la planta, en aspectos tales como: señalamientos y letreros alusivos a la seguridad del personal operativo, sistemas de tierras debidamente

instaladas y uso del código de color para la identificación de equipos y tuberías.

- VII. Llevar a cabo una Auditoria de Seguridad.
- VIII. Contar con un Plan de Ayuda Mutua, en coordinación con la empresa anfitriona y la empresa de distribución de gas.
- IX. Contar con un registro de accidentes e incidentes.
- X. Para el manejo de los residuos peligrosos que se generen del proyecto de cogeneración, deberá dar cumplimiento a las disposiciones correspondientes de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, su Reglamento en Materia de Residuos Peligrosos, así como a la normatividad vigente aplicable en la materia.

2.3.6- Reporte anual de accidentes e incidentes ante SEMARNAT.

Como parte de las condicionantes de un permiso de operación eléctrico de autoabastecimiento o de una central de cogeneración industrial, es *común* que la Secretaría solicite a la empresa contar con un registro de accidentes e incidentes señalando sus causas y efectos, así como las acciones emprendidas para su atención, corrección y prevención. Asimismo deberá describir con detalle aquellos accidentes de repercusiones severas que propiciaron o pudieron haber generado afectaciones ambientales al entorno; dicha información deberá presentarse en enero de cada año.

2.3.7.- Inventario de emisiones a la atmosfera de fuentes fijas norma NOM 085 SEMARNAT 2011.

Esta norma NOM 085 SEMARNAT 2011^[3] es de observancia obligatoria para las personas físicas o morales responsables de las fuentes fijas de jurisdicción federal y local que utilizan equipos de combustión de calentamiento indirecto con combustibles convencionales o sus mezclas en la industria, deberán presentar un aviso de cumplimiento de ésta norma de manera anual.

Los responsables de las fuentes fijas deben llevar la bitácora de operación y mantenimiento de los equipos de combustión.

Es importante considerar contar con estos estudios de emisiones a la atmosfera, los valores de NOx y exceso de aire de las fuentes fijas y su cumplimiento ante PROFEPA.

2.3.8.- Evaluación de ruido en fuentes fijas NOM 011 STPS 2001 y NOM 081 SEMARNAT.

La norma NOM 011 STPS 2001^[4], regula las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido rige en todo el territorio nacional y aplica en todos los centros de trabajo en los que exista exposición del trabajador a ruido. Las acciones que se deben cumplir para esta norma son:

- Contar la evaluación de todas las áreas del centro de trabajo donde haya trabajadores que puedan estar expuestos a 80 dB o niveles superiores.
- Verificar que ningún trabajador se exponga a niveles de ruido mayores a los límites máximos permisibles.
- Proporcionar el equipo de protección personal auditiva a todos los trabajadores expuestos a 85 dB a niveles superiores.
- Implantar, conservar y mantener actualizado el programa de conservación de la audición.
- Vigilar la salud de los trabajadores expuestos a ruido e informar a cada trabajador sus resultados.
- Informar a los trabajadores y a la comisión de seguridad e higiene del centro de trabajo, de las posibles alteraciones a la salud por la exposición a ruido.

La vigencia de los dictámenes emitidos por las unidades de verificación y de los informes de resultados de los laboratorios de pruebas será de dos años, mientras no haya modificaciones que involucren un cambio en los niveles sonoros.

La NOM 081 SEMARNAT 1994^[5] establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido en las fuentes fijas y su método de medición. Se aplica en la pequeña, mediana y gran industria, comercios establecidos, servicios públicos y actividades en la vía pública. La autoridad competente para vigilar el cumplimiento de esta norma es la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente.

2.3.9.- Verificación de equipos sujetos a presión NOM 020 STPS 2011.

De acuerdo a la NOM 020 STPS 2011^[6] se debe dar aviso a la Secretaría de Trabajo y Previsión Social de los equipos sujetos a presión que funcionen en el centro de trabajo.

Aplica en todos los centros de trabajo del territorio nacional en donde funcionen recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas, que se encuentren clasificados en categoría III de acuerdo a la norma.

Para dicho trámite se ingresara un aviso conforme a lo establecido en la NOM 020 STPS 2011. Se deberá contar con pruebas de presión o exámenes no destructivos de los equipos. La vigencia de este permiso de funcionamiento será de 10 años para equipos nuevos y de 5 años para equipos usados.

2.3.10.- Verificación de la línea de aprovechamiento industrial de gas natural según NOM 002 SECRE 2010.

La NOM 002 SECRE 2010^[7] es aplicable a las instalaciones de aprovechamiento que conduzcan gas natural desde la salida del medidor o de una estación de regulación y medición, hasta la válvula de seccionamiento anterior a cada uno de los aparatos de consumo o equipos de combustión o de generación.

El propietario o usuario puede llevar a cabo por sí mismo la construcción de su instalación de aprovechamiento o puede contratar a un tercero, para dichos efectos.

En cualquier caso, el único que puede verificar el cumplimiento de esta Norma es la autoridad competente o una unidad de verificación acreditada y aprobada en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

El desarrollo de la verificación debe realizarse durante el proceso de la construcción o del ciclo de Operación.

La periodicidad con que se deben verificar las instalaciones de aprovechamiento es la siguiente:

- 5 años para instalaciones de aprovechamiento de índole doméstica
- 2 años para instalaciones de aprovechamiento de índole comercial
- 1 año para instalaciones de aprovechamiento de índole industrial

2.4.- Marco institucional ambiental de la cogeneración.

El marco institucional ambiental de la cogeneración en México es aplicado como en toda instalación industrial y es llevado por las siguientes autoridades, secretarías o entidades estatales:

- a. Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT),
- b. Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA),
- c. Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS)
- d. Las secretarías estatales para la regulación y disposición de residuos sólidos no peligrosos.

2.4.1.- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)

La Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) es la dependencia del gobierno federal encargada de impulsar la protección, restauración y conservación de los ecosistemas y recursos naturales y bienes y servicios ambientales de México, con el fin de propiciar su aprovechamiento y desarrollo sustentable. Para cumplir con este mandato, la SEMARNAT, sus tres subsecretarías y los diversos Órganos Desconcentrados y Descentralizados que forman parte del Sector Ambiental Federal, trabajan en cuatro aspectos prioritarios:

- a. La conservación y aprovechamiento sustentable de los ecosistemas y su biodiversidad.
- b. La prevención y control de la contaminación.
- c. La gestión integral de los recursos hídricos.
- d. El combate al cambio climático.

Referente a la prevención y control de la contaminación la SEMARNAT desarrolla importantes esfuerzos como la implementación de los Programas de Gestión de la Calidad del Aire, la instrumentación del Programa Nacional para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos y el impulso al establecimiento de estrategias estatales y municipales de gestión de residuos, el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes, la remediación de sitios contaminados y el manejo integral y seguro de las sustancias químicas y materiales peligrosos, además de vigilar el estricto cumplimiento de la legislación ambiental mediante la realización de acciones de inspección, vigilancia y auditoría ambiental.

2.4.2. Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA).

El 4 de junio de 1992 se publicó en el DOF el Reglamento Interior de la Secretaría de Desarrollo Social (SEDESOL) que crea jurídicamente a la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), como un órgano administrativo desconcentrado, con autonomía técnica y operativa.

Lo anterior para que el Ejecutivo Federal implementara sus políticas públicas afines al medio ambiente y crear un organismo que tuviera entre sus atribuciones, la de regular las actividades industriales riesgosas, la contaminación al suelo y al aire, y el cuidado de los recursos naturales

Una de las tareas principales de la PROFEPA es incrementar los niveles de observancia de la normatividad ambiental a fin de contribuir al desarrollo sustentable.

Entre sus atribuciones se encuentran vigilar el cumplimiento de las disposiciones legales; salvaguardar los intereses de la población en materia ambiental procurando el cumplimiento de la legislación ambiental, sancionar a las personas físicas y morales que violen dichos preceptos legales, como son las instalaciones industriales en general y centrales de cogeneración.

2.4.3.-Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS).

La Secretaría del Trabajo y Previsión Social, como dependencia del Poder Ejecutivo Federal, tiene a su cargo el desempeño de las facultades que le atribuyen la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, la Ley Federal del Trabajo, otras leyes y tratados, así como los reglamentos, decretos, acuerdos y órdenes del Presidente de la República.

La STPS realizará sus actividades conforme a los objetivos nacionales, estrategias, prioridades y programas contenidos en el Plan Nacional de Desarrollo, el programa sectorial respectivo y a las políticas para la verificación e inspección de centros de trabajo con el fin de que se cumplan con la normatividad vigente.

Las normas aplicables principalmente en las centrales de cogeneración son las siguientes:

1. Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo conforme a NOM 004 STPS 1999.
2. Verificación de equipos sujetos a presión NOM 020 STPS 2011
3. Evaluación de ruido en fuentes fijas NOM 011 STPS 2001
4. De acuerdo a la norma NOM-002-STPS-2010 se deben actualizar los planos de áreas de la central ubicando los equipos de seguridad y ruta de evacuación actuales y punto de reunión.

2.4.4- Entidades estatales para la regulación y disposición de residuos sólidos no peligrosos.

Existen entidades estatales como es la Secretaria de Desarrollo Sustentable o Coordinación General de Ecología de orden Estatal que llevan a cabo la regulación en materia ambiental en instalaciones industriales o proyectos de cogeneración, cuando no están en el ámbito federal. Son los responsables de llevar a cabo los acuerdos y contratos para la disposición final de residuos sólidos no peligrosos acordando con los municipios y empresas autorizadas las actividades para recolección, transporte y disposición final de los residuos en rellenos sanitarios.

CAPITULO III. Rentabilidad de los proyectos de Cogeneración en el sector industrial en México

3.- Rentabilidad de los proyectos de cogeneración en el sector industrial en México.

En este capítulo se identifican los factores técnicos, económicos y de infraestructura que determinan la rentabilidad de los proyectos de cogeneración en el sector industrial de bienes de consumo y ligera (no incluye PEMEX ni el sector azucarero) y también se realiza la evaluación técnica y económica de un proyecto de cogeneración dentro del rango de capacidad típica de la industria en nuestro país con una demanda eléctrica de 1.4 MWe, con condiciones de máximo aprovechamiento térmico y eléctrico, como es la aplicación en un proceso de secado.

Los resultados de la evaluación darán indicadores importantes para ver los factores que afectan la rentabilidad para estos proyectos que representan un alto porcentaje de los casos en la industria del país y del rango donde está el potencial de cogeneración.

3.1.- Factores importantes en la rentabilidad de proyectos de cogeneración en México

Es importante identificar los factores técnicos, económicos y de infraestructura que determinan o afectan a la rentabilidad de proyectos de cogeneración para condiciones de operación y su viabilidad a corto y largo plazo en el sector industrial de bienes de consumo y ligera.

A continuación se realiza una descripción de los factores principales que inciden en la rentabilidad de proyectos dada la experiencia personal:

1. Tipo de oferta de proyectos de cogeneración para el industrial.
2. Información para diseño de alternativas y evaluación de proyecto.
3. Infraestructura o estructurales.
4. Financieros.
5. Nivel de inversión.
6. Precio del gas natural y costos de distribución
7. Precio de energía eléctrica de importación de CFE y de contratos de Respaldo y servicios.
8. Costos de operación y mantenimiento.

3.1.1.- Tipos de oferta de proyectos de cogeneración para el industrial, información y características para la evaluación.

La decisión o selección del tipo de proyectos de cogeneración que existen como oferta en el sector eléctrico mexicano para que suministre las energías al proceso industrial, el correcto diseño y selección de alternativas, evaluación técnica y económica son factores importantes para conseguir la rentabilidad del proyecto de cogeneración. Se debe considerar en todos estos casos que el periodo de evaluación sea igual a su vida útil ósea de 15 o 20 años. Por lo anterior consideramos los siguientes puntos:

- a. Valorar el tipo de oferta de proyectos que tiene el industrial según el grado de beneficio económico y control que busca el industrial en este tipo de proyectos, su disponibilidad u acceso de capital o financiamiento, por lo cual podrá contar con tres opciones:
 - i) Empresas Desarrolladoras o ESCOS (Energy Service Company).
 - ii) Empresas Integradoras de proyectos Llave en mano.
 - iii) Proyectos financiados con recursos propios del industrial.
- b. Valorar correctamente el consumo y demanda térmica presente y futura, y características específicas que requieren los procesos de los industriales.
- c. Dimensionar el consumo y demanda de energía eléctrica durante la vida del proyecto.
- d. Verificar y valorar previamente que la eficiencia del sistema según metodología de la CRE, sea mayor a la mínima requerida para certificación como cogeneración eficiente.
- e. Dimensionamiento de equipos según relación calor electricidad a satisfacer.
- f. Selección de equipos, servicios y mantenimiento.
- g. Proyección o valoración de precios de los energéticos a largo plazo.

3.1.2.- Infraestructura necesaria previa al arranque de proyecto y durante la operación.

Es importante para el desarrollo de los proyectos de cogeneración contar con las condiciones de infraestructura necesaria como son:

- a. Contar con gasoductos de gas natural para el suministro o distribución requerida para la central de cogeneración.
- b. Contar con red eléctrica disponible para el suministro eléctrico y servicios de transmisión de CFE. Existe en menor medida está falta de infraestructura eléctrica en líneas de transmisión en alta o media tensión y que de faltar esta, su instalación en los proyectos conlleva a una mayor inversión.

- c. Visto bueno de CFE para que apruebe la interconexión a la red eléctrica en el punto de interconexión, previo al desarrollo del proyecto.
- d. Estabilidad de voltaje y disturbios de red eléctrica de interconexión sobre todo en media tensión, pues implicaría un estudio de cargas y protecciones a detalle, además del sistema de isla y deslastre de carga de ser necesario.

Un factor que ha provocado incertidumbre en las inversiones de proyectos de cogeneración recientemente es la falta de seguridad en el suministro, por las constantes alertas críticas que se han reportado desde 2012 y en 2013 por parte PEMEX en el sistema nacional de ductos, quien a su vez transmite a las empresas distribuidoras de gas dichas alertas y así lo retransmiten a los industriales o consumidores de gas natural como a las centrales de cogeneración. En estas alertas críticas se da aviso a los consumidores para reducir el consumo de gas diario hasta un 22% del consumo por un periodo de días o incluso semanas o meses. Es importante valorar las zonas que se establecerán los proyectos considerando este factor.

3.1.3.- Financieros.

Por lo general es importante considerar y buscar en las ofertas de la banca nacional o extranjera para el financiamiento de los proyectos de cogeneración, la posibilidad de ver esquemas financieros factibles y con tasas de interés bajas que aliente y consolide la inversión.

Se han encontrado tasas de interés entre el 8 y 10% sobre saldos insolutos para el préstamo de capital total requerido en proyectos pequeños en capacidad menores a 2 MW (de 2 a 2.5 millones de USD).

Existen ya en las entidades bancarias el área de Asset & Capital Structuring (A&CS) creadas para invertir en el sector de energías renovables y estructurales como la cogeneración.

La poca participación de ESCOS en este mercado limita muchos proyectos potenciales.

Es común y necesario por los usuarios de las instalaciones o industriales, buscar los instrumentos crediticios para el financiamiento de proyectos en la banca, pero estos tienden a incrementar la percepción de riesgo y a provocar el aumento de las tasas de interés en estos proyectos.

3.1.4 Nivel de inversión total en proyectos.

La inversión total de los proyectos de cogeneración se ha incrementado continuamente según los costos unitarios por KW. Un 35% desde finales de la década de los noventas, comparados con los proyectos actuales para las mismas características y capacidades.

En el año 2000 los índices típicos de inversión de estos proyectos eran 1000 USD/kW instalado, para centrales tanto con motor de combustión interna como con turbina de gas para producción de vapor o gases para secado. Ahora 13 años después en proyectos similares los costos totales por KW instalado esta en 1,350 USD/kW.

Los costos de inversión se han incrementado en los proyectos de cogeneración en México debido a los siguientes factores e incrementos de elementos y maquinaria:

- a. En los precios de acero para construcción de equipos de generación y obra civil y mecánica.
- b. Precios de manufactura y ensamblaje de equipos y auxiliares.
- c. Precio de servicios especializados de mantenimiento.
- d. Precio de las ingenierías.
- e. Sistemas especiales de control y comunicación.
- f. Refaccionamiento e importaciones en general.
- g. Tramites, derechos y estudios necesarios para el cumplimiento de la regulación eléctrica y ambiental para la construcción de las centrales.

3.1.5 Precio del gas natural.

El precio integrado de gas natural da el mayor peso específico a la rentabilidad de los proyectos de cogeneración, pues el costo de gas natural llega a ser del 80% de los costos de operación de la central de cogeneración.

La evolución de los precios ha sido y es compleja tanto en el corto como en el largo plazo debido a que su fórmula actualmente obedece a la Directiva para la determinación de los precios máximos de gas natural de venta de primera mano DIR-GAS-001-2009. Con ella se autorizó una sola metodología para el cálculo de precios vigente desde el 1° de agosto de 2009. La nueva directiva reconoce que el costo de oportunidad del gas natural en México está en el mercado de Norteamérica y continúa tomando como referencia el mercado del sur de Texas, pero a diferencia de la metodología anterior, incorpora una referencia al mercado de Henry Hub y un ajuste para llegar al precio en la frontera.

La fórmula es integrada por la suma del: Precio de referencia + Gas combustible + Costo de transporte + Costo de servicio.

Como el precio de referencia que tiene el mayor peso en la fórmula (96%) depende de factores como son:

- Oferta demanda
- Clima
- Precios de otros combustibles
- Almacenamiento
- Problemas operativos
- Eventos internacionales, conflictos o guerras.

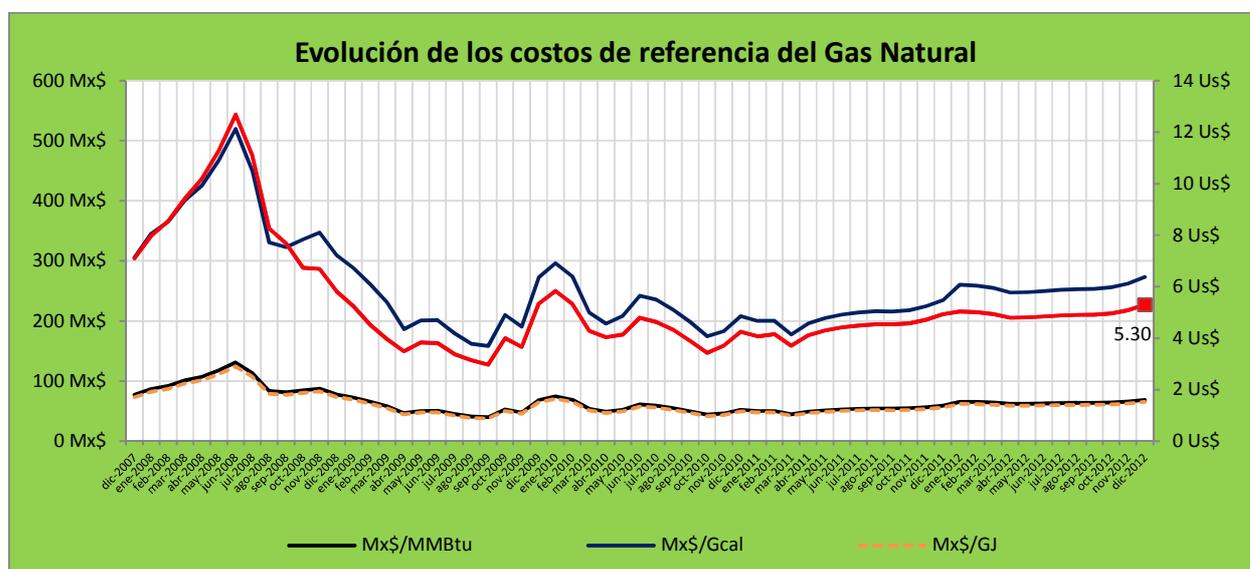
Su determinación sigue siendo volátil y difícil de pronosticar para la evaluación de factibilidad de los proyectos de cogeneración.

Por ejemplo han existido periodos atractivos o escenarios de precios bajos de gas natural como en el año 2000, en el que el precio estaba cotizado en 2 USD/MMBTU. Posteriormente existió la oportunidad de adquirir la molécula bajo el esquema de costo fijo en 4 USD/MMBTU por 3 años, en la que se obtuvo estabilidad para quienes iniciaron un proyecto de cogeneración en este periodo, pues PEMEX consiguió una cobertura en el mercado financiero^[8].

Desde finales de 2005 y hasta 2008 se tuvo una volatilidad en los precios del gas natural de mercado que llegaron hasta los 12 USD/MMBTU, según precio de referencia de Reynosa como lo podemos ver en la gráfica no. 5. Por lo que se tuvo que recurrir al esquema de coberturas (fijas, techos, pisos y collar) con PEMEX y a través de las gaseras, para proteger los costos de producción y en este caso de los costos de generación en los proyectos de cogeneración y su rentabilidad.

Actualmente en abril de 2013 el precio integrado de gas natural con distribución con comercialización y venta de primera mano en las formas de consumo el precio ronda entre los 4.5 y los 5.3 USD/MMBTU para la zona centro.

Gráfica 5. Evolución del costo de gas natural

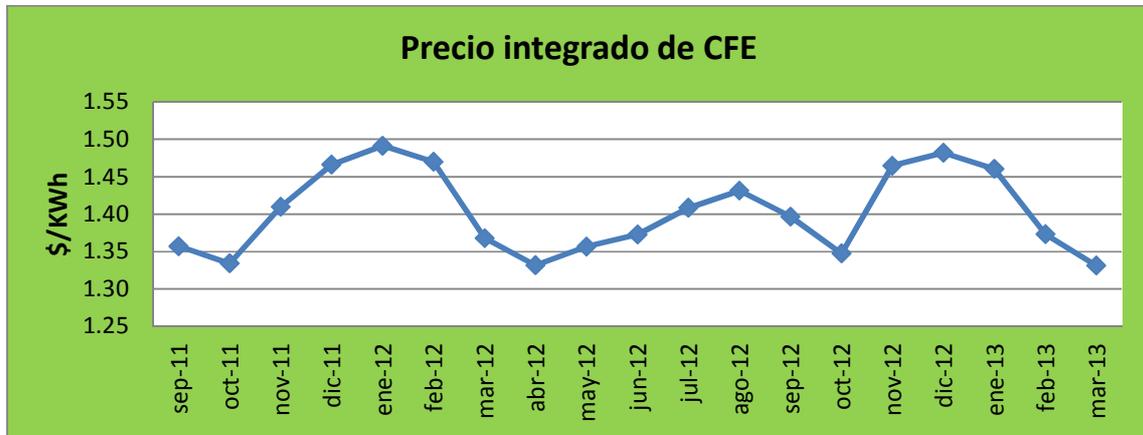


Elaboración propia, fuente: página web de la Pemex Gas y Petroquímica básica, www.gas.pemex.com.mx. Precios de gas natural VPM DIR –GAS.

3.1.6.- Precio de energía eléctrica de CFE.

En el caso de los tarifas de la electricidad de CFE para la industria pequeña y mediana que corresponden generalmente a las tarifas eléctricas HM, HS y HSL, sus precios integrados de electricidad, es decir el precio resultante de dividir el costo total por demanda facturable y de las energías consumidas en los periodos punta, intermedia y base, entre los KWh consumidos, se ha mantenido entre una banda de 1.3 y 1.5 \$/KWh en los últimos 19 meses, lo cual ha permitido lograr una perspectiva estable para los industriales y así poder llevar a cabo la valoración económica a mediano plazo de los proyectos de cogeneración . En la gráfica 6 se observa esta tendencia.

Gráfica 6. Evolución del precio integrado de CFE en tarifa HS región sur



Elaboración propia. Precio integrado de energía eléctrica \$/kWh en la tarifa HS región sur de CFE.

Por otro lado el valor de las tarifas eléctricas son actualizadas mensualmente con el factores de ajuste mensual (FA), que dependen de 2 factores, el factor de ajuste por combustible (FAC) de la canasta de CFE y del factor de ajuste por inflación (FAI) de distintos sectores productivos, según el Acuerdo del 26 de diciembre de 2007 [9], donde se indica el “Acuerdo que autoriza la modificación a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y que modifica las disposiciones complementarias a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica”. Posteriormente se han publicado modificaciones el 28 de diciembre de 2011 y el del 30 de abril de 2012 donde se modifican los coeficientes alfa (α) de los combustibles.

Por lo cual en la metodología vigente, la tarifa eléctrica tiene indexado el incremento de combustibles de la canasta de CFE, donde el gas natural tiene mayor peso y se actualiza mensualmente, lo cual beneficia a los proyectos al incorporar los incrementos en el precio de los combustibles e inflación y no retardar los efectos de dichos incrementos.

Por lo anterior se puede determinar una proyección de las tarifas eléctricas con la metodología actual, para evaluar la rentabilidad de los proyectos de cogeneración, aunque la fórmula dependa de los precios de los combustibles gas natural, combustóleo, carbón importado, carbón nacional y diesel de la canasta de CFE.

3.1.7.- Costos de operación y mantenimiento.

En general el costo por el combustible en una central de cogeneración representa entre el 70 y 80 % del costo total de operación, independientemente del tipo de combustible del que se trate, ya sea diesel, combustóleo o gas natural. El costo por combustible es el resultado de valorar el consumo en un periodo con su poder calorífico promedio o superior de venta, por el precio de combustible referenciado a ese poder calorífico.

Los siguientes costos de operación y mantenimiento de una central son también importantes considerarlos a largo de la vida útil del proyecto:

- a. Costos de mano de obra de operación de la central.
- b. Costo de mantenimiento básico y especializado.
- c. Importación de energía de CFE en fallas o mantenimiento de la central.
- d. Costos de servicios

Los costos de mano de obra de operación y supervisión varían según el tamaño y número de equipos de la central y equipos auxiliares pero no va más allá del 6 al 10%.

En cuanto al costo de mantenimiento especializado por los fabricantes de equipos este se ha incrementado en los últimos años hasta un 25% debido al incremento de refacciones y la propia mano de obra especializada, estos representan entre 10 y 15% de los costos de operación. Los costos de este concepto pueden oscilar entre 15 y 20 USD /hr por unidad sin incluir overhaul o mantenimiento mayor.

Un costo de los proyectos de cogeneración (u autoabastecimiento) que se debe considerar sino tienen el certificado de cogeneración eficiente, es la importación de CFE bajo contrato de suministro normal o bien bajo contratos de respaldo por falla y mantenimiento. Tanto los costos de importación o de demanda reservada y demanda medida, derivados de los paros programados o no programados de las centrales son muy elevados, de tal manera que si en un lapso de 5 minutos se registra una salida o paro de una central, existirá la demanda de la red de CFE, a pesar de alta disponibilidad y fiabilidad de la central y por lo tanto, habrá un cobro en el recibo mensual de ese mes, por concepto de demanda y consumo de energía. En cualquiera de los dos casos afecta el ahorro esperado del mes. De presentarse una falla de los equipos de la central, este costo incrementara el costo total de operación hasta en un 50 %.

3.2.- Evaluación técnica económica de previabilidad de un proyecto de cogeneración para una planta del sector industrial con una demanda eléctrica de 1.4 MW.

3.2.1 Descripción del modelo de evaluación.

El modelo de evaluación para usarse en este proyecto se realizó mediante hojas de cálculo de excel que contiene los siguientes apartados típicos con el objetivo de determinar la rentabilidad del proyecto en estudio:

1. Datos base de la instalación industrial para la evaluación de cogeneración.
2. Selección de tecnologías aplicables al proyecto y descripción de la evaluación técnica.
3. Evaluación económica de previabilidad antes de impuestos que incluye la inversión, el planteamiento de tarifas y precio de gas natural, inflación propuesta, los gastos de operación y resultados económicos derivados de los flujos de ahorro por la operación del proyecto con dos opciones sin considerar los beneficios de la certificación de cogeneración eficiente y considerándolos .

3.2.2.- Datos base de la instalación industrial para la evaluación del proyecto de cogeneración.

Esta sección integra los datos base reales del emplazamiento o de la industria donde se proyecta evaluar la aplicación de una central cogeneración.

Los datos son tomados de una *planta industrial convencional del sector químico* en México con la siguiente información de su emplazamiento:

- a) Ubicación: San Juan del Rio, Querétaro.
- b) Altitud sobre el nivel del mar: 1,920 msnm.
- c) Humedad relativa media: 45%.
- d) Las temperaturas promedio mensuales, máximas y mínimas se observan en la tabla 4 para San Juan del Rio, Querétaro, en °C, obtenidos del Sistema Meteorológico Nacional.

Tabla 4. Temperaturas ambiente en emplazamiento

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio anual
Promedio de máximas	21.8	23.3	27.4	31.1	33.3	34.1	31.4	30.7	29	26.6	23.7	21.3	27.8
Promedio de mínimas	3.6	4.5	7.6	10.8	13.3	15.3	14.8	14.3	13.3	10.1	5.8	3.6	9.8
Promedio mensual	12.7	13.9	17.5	20.9	23.3	24.7	23.1	22.5	21.2	18.4	14.7	12.5	18.8

Elaboración propia. Datos tomados de la página Sistema Meteorológico Nacional.

- e. El programa de operación de la planta es:
Consumo de energía eléctrica las 24 horas del día los siete días de la semana durante las 52 semanas del año.
- f. Quemador del secador: trabaja a plena carga las 24 horas todo el año.
- g. La planta consume agua caliente las 24 horas del día a 70° C.
- h. El Consumo y demandas de energía eléctrica de la planta se presentan en la siguiente tabla. La tarifa eléctrica con CFE es HM región sur a 23 KV.

Tabla 5.- Demandas y consumo de energía eléctrica de planta

MES	kW max Punta	kW max Intermedio	kW max Base	kWh Punta	kWh Intermedio	kWh Base	kWh TOTAL
1	1,468.00	1,547.00	1,604.00	100,044.86	487,263.03	325,652.10	912,960.00
2	1,458.00	1,602.00	1,547.00	86,816.54	444,484.69	308,458.77	839,760.00
3	1,408.00	1,475.00	1,486.00	100,607.34	487,842.94	306,749.72	895,200.00
4	1,309.00	1,508.00	1,504.00	46,865.06	528,443.92	311,491.03	886,800.00
5	1,348.00	1,530.00	1,501.00	43,142.12	544,823.37	306,514.51	894,480.00
6	1,405.00	1,544.00	1,540.00	51,568.04	550,321.54	320,430.42	922,320.00
7	1,410.00	1,520.00	1,523.00	43,008.90	563,097.98	330,133.12	936,240.00
8	1,420.00	1,600.00	1,638.00	54,546.49	605,005.04	331,888.48	991,440.00
9	1,465.00	1,573.00	1,585.00	49,421.30	568,344.94	333,593.77	951,360.00
10	1,432.00	1,559.00	1,571.00	47,940.29	573,724.44	346,495.27	968,160.00
11	1,398.00	1,487.00	1,520.00	91,172.32	455,439.51	287,868.16	834,480.00
12	1,372.00	1,542.00	1,518.00	99,377.01	478,589.72	301,873.27	879,840.00
CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL PROYECTADA							10,913,040.00

Elaboración propia. Datos propios del emplazamiento.

- i. Consumo eléctrico promedio mensual: 909,420 KWh.
La demanda máxima de la planta es de 1,407 kW en horario punta, 1,540 kW en horario intermedio y 1,545 kW en horario base.
- j. El Consumo de gas natural promedio es de 7,242 GJ/mes o 1,730 Gcal/mes a 4 bar de presión; en la tabla 6 se muestran los valores del consumo de gas.

Tabla 6. Consumos de gas natural

Mes	may-11	jun-11	jul-11	ago-11	sep-11	oct-11	nov-11	dic-11	ene-12	feb-12	mar-12	abr-12
Consumo de Gas Natural (GJ)	7,642	5,810	7,413	9,665	6,928	8,160	6,937	6,208	7,936	5,070	8,067	7,075
Consumo de Gas Natural (Gcal)	1,826	1,388	1,771	1,309	1,655	1,949	1,657	1,483	1,896	1,211	1,927	1,690

Elaboración propia. Datos propios del emplazamiento industrial.

- k. La principal demanda de energía térmica, proviene del quemador del secador que consume 11,000,000 BTU/h, para realizar el proceso de secado entre 300 ° y 450° C, esta energía es suministrada a través de un flujo de gases de 10.7 kg/s.
- l. La planta consume agua caliente con un flujo de entre 250 a 300 m³/día a una temperatura de 70 °C en promedio.

Con la información anterior se obtienen los perfiles de consumo de energía eléctrica y demandas en cada periodo de CFE y las demandas facturables, así como los perfiles de demanda térmica de proceso requerida y en la siguiente sección de la evaluación técnica se comparan estas demandas energéticas con las prestaciones proporcionadas con los equipos de cogeneración de las alternativas de a evaluar.

3.2.3.- Selección de tecnologías aplicables al proyecto y descripción de la evaluación técnica.

Es importante definir las tecnologías aplicables y seleccionar la capacidad de generación eléctrica y verificar el calor aprovechable en el proceso industrial, de tal manera que se obtenga la máxima eficiencia global de la central y entonces la posibilidad de encontrar rentable o viable económicamente el proyecto. Una manera de definir las tecnologías aplicables es guiarse obteniendo el valor de la relación calor electricidad (Q/E) del proceso del industrial donde su busca llevar a cabo el proyecto con la expresión siguiente:

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

Para este caso en específico de esta planta química de San Juan del Rio se obtiene el valor de Q/E = 2.21, lo que indica que hay 2.21 veces más demanda térmica sobre la eléctrica en el proceso y por lo tanto existe una marcada tendencia a sugerir que la turbina de gas es la tecnología idónea para instalarla en el proyecto, dada su relación de energía térmica producida por los gases calientes de combustión respecto a la potencia eléctrica generada como se muestra en la tabla 7, ya que la diferencia entre las eficiencias térmicas de centrales de cogeneración y las de plantas convencionales, es la energía térmica aprovechada y en este caso el calor es 2 veces la electricidad. Por otro lado su aplicación en el proceso industrial es ideal, ya que es un secado de materia prima con gases calientes a alta temperatura.

Tabla 7. Comparativo de eficiencias térmicas de tecnologías en plantas convencionales y en centrales de cogeneración

Tecnología	Planta convencional	Central de cogeneración
Turbina de gas	29- 34	65-87
Motogenerador a gas	35-42	62- 75

Fuente: Análisis personal según los turbogeneradores y motogeneradores a gas operados en centrales de cogeneración en México con eficiencia en base al poder calorífico inferior.

Por otro lado no se debe descartar valorar la opción del proyecto usando motores de combustión interna recíprocos, dada su alta eficiencia de generación eléctrica o heat rate respecto a las turbinas de gas y bajo costo de inversión en el mercado en este rango de potencia, a pesar de que su relación calor electricidad no es el óptimo para la aplicación. Por lo anterior se deberá valorar una alternativa con esta tecnología.

Así mismo las alternativas de diseño básicas de centrales de cogeneración típicas en los proyectos industriales son dos:

1. Realizando un diseño de central de cogeneración y dimensionando la capacidad del proyecto para cubrir la demanda eléctrica al 100%.
2. Realizando un diseño de central de cogeneración y dimensionando la capacidad del proyecto para cubrir la demanda térmica al 100%.

Por lo anterior y en base a la relación calor electricidad obtenida se llevaran a cabo las evaluaciones técnicas y económicas de previabilidad antes de impuestos para las dos alternativas siguientes:

- a) Aplicación un motor de combustión interna recíproco a gas para cubrir la demanda eléctrica al 100% eligiendo un equipo comercial muy cercano a la demanda eléctrica promedio de la planta industrial.
- b) Aplicación de una turbina de gas para cubrir al 100% de la demanda térmica del industrial, que además verificara si con la relación calor electricidad necesaria en proceso y la eficiencia global en la aplicación de secado de materia prima pueden dar la mejor rentabilidad.

Cabe mencionar que la rentabilidad del proyecto dependerá de los costos de operación, costo de inversión y en la medida que la energía térmica y eléctrica sean aprovechadas.

3.2.4.- Descripción de la evaluación técnica.

En esta sección se ingresan los datos ISO de los equipos y se realiza el derrateo de los mismos por altitud y temperatura dependiendo del tipo de tecnología y se obtienen las cantidades de generación de energía eléctrica producida bruta y neta (activa y reactiva), así como a cantidad de energía térmica neta producida en sitio, flujo y temperatura de gases calientes.

La energía eléctrica se distribuye en los puntos de carga y la sobrante se venderá como excedente a la red.

En lo que corresponde a la energía térmica a proceso se determinara la energía térmica aprovechada de la cogeneración en forma de gases calientes¹ en esta aplicación como $Q = Mg \times CP \times (Tg - Tamb)$ obteniendo unidades de KWt.

Q, es la potencia calorífica transferida como gases calientes de cogeneración al proceso.

Mg, es el flujo de gases calientes de la cogeneración en kg/seg

Cp, es el calor específico de los gases calientes en KJ/kg °C

Tg, es la temperatura de gases calientes en °C.

Tamb, es la temperatura ambiente en °C.

La cantidad de energía térmica faltante se complementara como postcombustión si no se cubre al 100% con la cogeneración.

También se valora el consumo de combustible consumido en la cogeneración para conocer la facturación real de gas natural que recibirá el industrial de la empresa distribuidora de gas natural.

Por lo que en esta sección finalmente se realiza un balance global de energía considerando la producida por la central comparada contra los requerimientos energéticos de la fábrica, así se determinarían correctamente los valores de la generación de energía eléctrica y térmica, exportación e importación de energía eléctrica, autoconsumos, la cantidad promedio de combustible consumido por los equipos generadores, sus eficiencias térmicas y global de la central.

1. En otros casos podría ser vapor o cualquier otro tipo de energía térmica requerida en los procesos.

3.2.5.- Descripción de la evaluación económica de previabilidad e inversión.

Para realizar la evaluación económica se obtiene un comparativo de los costos que tiene el industrial al consumir la energía térmica y eléctrica en sus procesos en la situación actual por métodos convencionales vs los costos con cogeneración de los consumos de combustible de generación, mantenimiento y operación, refacciones y servicios, con lo anterior se obtiene el flujo de ahorro antes de impuestos y con este, se obtienen los parámetros de rentabilidad correspondientes como son el costo beneficio, la tasa interna de retorno, valor presente neto y el tiempo de recuperación de la inversión.

En esta sección se realiza la proyección de tarifas eléctricas durante el tiempo de evaluación del proyecto, de acuerdo a la metodología establecida en el Diario Oficial de la Federación del 26 de diciembre de 2007 y metodologías vigentes como indica el acuerdo publicado el 30 de abril de 2012 por el que se autoriza modificar las disposiciones complementarias a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica. Tomando en cuenta lo anterior y para realizar esta proyección, se toma como base las proyecciones de los precios de los combustibles y la inflación contemplada para la evaluación.

En esta sección se desglosa la inversión requerida para la compra de todos los equipos y servicios que requerirá la construcción de la central, además de los costos de trámites, estudios y derechos que se deberán pagar para poner en operación a la central, además se considera un 5% más de la inversión total para solventar cualquier imprevisto presentado durante la etapa de construcción.

A continuación se presenta desglosada la inversión en la tabla 8 según cotizaciones reales de equipos generadores principales, incorporando los modelos de equipos convencionales más económicos en el mercado tanto de motogeneradores como de turbogeneradores a gas natural para dimensionar el proyecto según el rango de demandas eléctricas y térmicas respectivamente.

La inversión que se presenta para ambas alternativas además de los quipos principales, incluye sistemas auxiliares como obra eléctrica, sistema de combustible, interconexiones u obra mecánica, complementarios como el control y sistema de adquisición de datos, obra civil y servicios principales como son la ingeniería de básica y de detalle, supervisión, trámites, gestiones y legalizaciones.

Tabla 8. Inversión del proyecto

EQUIPOS Y SISTEMAS PARA INVERSION USD		Inversión en motor de combustión interna de 1.6 Mw en USD	Inversión en turbogenerador a gas de 1.5 Mw en USD
SISTEMAS PRINCIPALES			
	Turbogeneradores a gas o motor	780,000	1,900,000
	Comisión por arranque		50,000
	Instalación de turbogenerador		50,000
	Aranceles Turbogeneradores		20,000
	Compresor de gas	-	100,000
SISTEMAS AUXILIARES			
Electricidad			
	Instalación eléctrica de Alta Tensión	80,000	80,000
	Transformadores de potencia	40,000	40,000
	Instalación eléctrica en Baja Tensión	30,000	30,000
Combustible			
	Sistema gas - tubería interna fabrica	20,000	20,000
Interconexiones mecánicas			
	Conductos de gases atomizador	90,000	90,000
	Compuertas de gases	35,000	35,000
Quemadores de postcombustión			
	Quemadores de postcombustión	60,000	60,000
SISTEMAS COMPLEMENTARIOS			
	Tratamiento de agua	13,000	13,000
	Sistema de aire comprimido	10,000	10,000
	Protección contra incendios	10,000	10,000
	Sistema de control y datos	70,000	70,000
	Mobiliario central	4,000	4,000
	Equipo de aire acondicionado	1,000	1,000
	Tanque pulmón gas y tubería	5,000	5,000
OBRA CIVIL			

	Obra civil central	30,000	30,000
SERVICIOS			
	Ingeniería	80,000	80,000
	Ingeniero Residente	20,000	20,000
	Gastos de gestión del proyecto	20,000	20,000
	Legalizaciones y permisos	23,000	23,000
	Imprevistos	50,000	40,000
Total USD		1,471,000	2,801,000

Fuente: Elaboración propia información de cotizaciones de proyectos, servicios e ingeniería.

Costos específicos de inversión total de proyecto de cogeneración:

- Costo específico de inversión total con motor combustión interna iso: 919 USD/kW
- Costo específico de inversión total con turbina de gas iso: 1,867 USD/kW.

3.2.6.- Esquema de inversión y datos base de evaluación

En esta evaluación económica para determinar la rentabilidad del proyecto de cogeneración de esta planta del sector químico, se supondrá que se decide por el esquema o tipo de proyecto de inversión con recursos propios del industrial, dado las siguientes ventajas:

- 1) Que mediante este esquema no se incrementara el costo de inversión al no recurrir al préstamo de capital o financiamiento con altas tasas de interés.
- 2) Mayor beneficio de ahorro para el industrial y no solo recurrir al porcentaje de ahorro que otorga una empresa ESCO.
- 3) Sobrecosto del proyecto al ejecutarlo por una empresa integradora para un llave en mano.

Los datos económicos comunes y base propuestos para la evaluación:

- a. Sistemas Monetarios:
 - Pesos en gastos operativos
 - Dólares americanos en la inversión y servicio especializado.
- b. Tasa de cambio: 13.15 Pesos/USD, se aplica este valor promedio de paridad pronosticado en 15 años.

- c. Periodo de evaluación: 15 años.
- d. Tasa de interés o descuento para evaluación: 12.0 %
- e. Tasa inflación general anual: 4.0 %.
- f. La proyección de precios de gas natural se basa en los precios publicados por Pemex a 60 meses (publicación de abril de 2013), más la distribución, transporte y cargo por servicio de la zona. Posteriormente se actualiza la proyección con el propio factor de incremento del gas que se presentó en ese primer periodo.
- g. Los costos de electricidad futuros se obtienen de acuerdo a los consumos de planta por las tarifas eléctricas obtenidas de la metodología vigente para la obtención de tarifas publicada por CFE. Las tarifas eléctricas se obtienen usando la proyección de precios de gas anterior y la canasta de precios de combustibles de CFE, la cual se le aplica la inflación de 4%.
- h. Costo por servicios conexos de CFE, se calcula de acuerdo en el contrato de interconexión.
- i. Venta de excedentes eléctricos no notificados a CFE_[10], se propone un precio de **0.70 \$/kWh** para valoración normal y a **1 \$/kWh** para el caso de valoración con cogeneración eficiente, que es el precio mínimo pagado por CFE desde 2011 en la región sur.
- j. Costo de mantenimiento especializado: **18 USD/hr.**
- k. Costo de mano de obra de operadores de central se estima en base a los salarios de los operadores en el mercado para la plantilla de operación.
- l. Costo de consumibles, mantenimiento auxiliares, se calcula en base al rango de capacidad de planta de cogeneración y tipo de tecnología.
- m. Disponibilidad de central con turbinas de gas del 96 %. Disponibilidad para motores a gas 94 %.
- n. Criterios de rentabilidad del proyecto:
 - Tasa interna de retorno (TIR) > tasa de descuento para evaluación del proyecto o Tasa de rendimiento mínima atractiva de 12.0 %.
 - Años de recuperación de la inversión.
 - Valor presente neto positivo.

3.2.7.- Resultados de la evaluación técnico económica del proyecto de cogeneración sin certificación de cogeneración eficiente por la CRE.

A continuación se muestra en la Tabla 9 el comparativo con los resultados de la evaluación técnica económica de previabilidad del proyecto para una industria del sector químico considerando que no se cuenta con la certificación de cogeneración eficiente de la CRE, es decir sin contar con los beneficios de reconocimiento de capacidad, bolsa de energía y bajos costos de porteo.

Tabla 9. Resultados de la evaluación técnica económica de un proyecto de cogeneración en el sector industrial con demanda eléctrica de 1.4 MW, sin certificación de cogeneración eficiente.

PROYECTO DE COGENERACION SECTOR INDUSTRIAL QUIMICO RESULTADOS DE EVALUACION		TECNOLOGIA	
		MOTOR COMBUSTION INTERNA 1660 KW	TURBINA DE GAS 1500 KW
Potencia iso	kWe	1,660.00	1,500.00
Potencia eléctrica en sitio	kWe	1,403.40	1,268.13
Eficiencia de generacion PCS	%	34.11%	18.51%
Energía eléctrica neta a proceso	kWh/mes	916,016	827,725
Exportacion de energia total a red	kWh/mes	38,770	9,218
Importación de energia total	kWh/mes	32,174	90,912
Consumo de planta	kWh/mes	909,420	909,420
Consumo de combustible de Grupo:	Gcal/mes	2,427.64	4,041.36
Energía termica DISPONIBLE	KWt	903.84	3,250.41
	Gcal/mes	1,000.29	1,917.83
Energía termica de gases aprovechada	Gcal/mes	1,000.29	1,445.67
Energía termica de gases desperdiciada	Gcal/mes	-	472.16
Eficiencia global		75.3%	54.3%
Inversión total	USD	1,471,000	2,801,000
	\$	19,343,650	36,833,150
Periodo de evaluación	años	15	15
Tasa descuento:	%	12%	12%
T.C.	\$/USD	13.15	13.15
VP PROYECTO:	\$	26,256,049	(53,626,633)
BENEFICIO/COSTO:		2.36	0.46
TIR:	%	14.32%	Indeterminado
TIEMPO RECUPERACION REAL:	años	5.69	No se recupera

3.2.8.- Resultados de la evaluación técnico económica del proyecto de cogeneración con certificación de cogeneración eficiente por la CRE.

A continuación se muestra en la Tabla 10 el comparativo con los resultados de la evaluación técnica económica de previabilidad del proyecto de la empresa de la industria del sector químico de 1.4 MW, suponiendo que cuenta con la certificación de cogeneración eficiente de la CRE y con los beneficios de reconocimiento de capacidad, bolsa de energía y bajos costos de porteo.

Tabla 10. Resultados de la evaluación técnica económica de un proyecto de cogeneración en el sector industrial con demanda eléctrica de 1.4 MW, con certificación de cogeneración eficiente.

PROYECTO DE COGENERACION SECTOR INDUSTRIAL QUIMICO RESULTADOS DE EVALUACION		TECNOLOGIA	
		MOTOR COMBUSTION INTERNA 1660 KW	TURBINA DE GAS 1500 KW
Potencia iso	kWe	1,660.00	1,500.00
Potencia eléctrica en sitio	kWe	1,403.40	1,268.13
Eficiencia de generacion PCS	%	34.11%	18.51%
Energía eléctrica neta a proceso	kWh/mes	916,016	827,725
Exportacion de energia total a red	kWh/mes	38,770	9,218
Importación de energia total	kWh/mes	32,174	90,912
Consumo de planta	kWh/mes	909,420	909,420
Consumo de combustible de Grupo:	Gcal/mes	2,427.64	4,041.36
Energia termica DISPONIBLE	KWt	903.84	3,250.41
	Gcal/mes	1,000.29	1,917.83
Energia termica de gases aprovechada	Gcal/mes	1,000.29	1,445.67
Energia termica de gases desperdiciada	Gcal/mes	-	472.16
Eficiencia global		75.3%	54.3%
Inversión total	USD	1,471,000	2,801,000
	\$	19,343,650	36,833,150
Periodo de evaluación	años	15	15
Tasa descuento:	%	12%	12%
T.C.	\$/USD	13.15	13.15
VP PROYECTO:	\$	47,674,326	(34,769,850)
BENEFICIO/COSTO:		3.46	0.06
TIR:	%	22.49%	-11.36%
TIEMPO RECUPERACION REAL:	años	4.02	No se recupera

3.3.- Conclusiones de la evaluación del proyecto de cogeneración para el sector industrial sector químico

De los resultados de la Tabla 9 de la evaluación técnico económica de previabilidad del proyecto considerando que no se cuenta con la certificación de cogeneración eficiente se tiene lo siguiente:

- a. La rentabilidad del proyecto para la alternativa de turbina de gas es nula, dado el alto costo de inversión de esta tecnología y en segunda instancia el costo del consumo de combustible dada la baja eficiencia térmica de la turbina de 18.51% (eficiencia de generación eléctrica) en poder calorífico superior (PCS).
- b. En el caso de la alternativa del motor de combustión interna su rentabilidad es positiva pero todavía baja, pues está fuera de rango ya que el periodo de recuperación de inversión que busca el industrial es de 3 años como máximo.
- c. Se observa que la alternativa de cogeneración con motor tiene índices positivos de rentabilidad económica, dada su mayor su eficiencia de generación eléctrica que es de 34.11% PCS y menor costo de inversión, con ello se obtiene una rentabilidad que corresponde a una TIR de 14.32%, que no es atractiva para el industrial, ya que esperarían hasta 10% por arriba de la tasa de rendimiento mínima atractiva o de descuento del 12% con el que se evaluó el proyecto.
- d. En la alternativa con turbina de gas nunca se recupera la inversión y su costo de inversión por KW instalado es altísimo 1,867 USD/kW muy cercano a los valores de inversión de la energía eólica de 2,000 USD/kW.

Por otro lado se observa en la Tabla 10 que los resultados de la evaluación técnico económica de previabilidad considerando los beneficios de la certificación de cogeneración eficiente para este proyecto se mejoran respecto a la Tabla 9, por lo que el comparativo de rentabilidad en la alternativa con motor con y sin los beneficios de cogeneración eficiente tiene las siguientes características.

Tabla 11. Comparativa de resultados económicos de la alternativa con motor de combustión interna con y sin los beneficios de la certificación de cogeneración eficiente.

Índices de rentabilidad	Resultados económicos considerando la evaluación del proyecto sin los beneficios de la certificación de cogeneración eficiente	Resultados económicos considerando la evaluación del proyecto con los beneficios de la certificación de cogeneración eficiente
TIR %	14.32	22.49
Periodo de recuperación en años	5.69	4.02
Relación beneficio costo	2.36	3.46

Los resultados de la evaluación económica muestra que la alternativa con motor es rentable, con una TIR de 22.49% y un periodo de recuperación de la inversión de 4 años aplicando los beneficios de la cogeneración eficiente.

La inversión en motores es mucho menor que en turbinas para estos rangos de capacidad, ya que su costo de inversión puede ser menor a los 1,000 en USD/kW.

CAPITULO IV. Obstáculos y propuestas para el desarrollo de la Cogeneración en el sector industrial en México

4.- Obstáculos y propuestas para el desarrollo de la cogeneración en el sector industrial en México.

En este capítulo se identifican los obstáculos o barreras que inciden e impiden el desarrollo o implementación de los proyectos de cogeneración en el sector industrial en México, como son principalmente las económicas, de infraestructura, regulatorias, información y comerciales.

Así mismo también se presentan las propuestas para contrarrestar a cada obstáculo que permiten mejorar las perspectivas y el fomento para el desarrollo de la cogeneración.

4.1.- Obstáculos para el desarrollo de la cogeneración en el sector industrial en México.

A continuación se presentan los obstáculos o barreras identificadas en el desarrollo de la cogeneración a través de la experiencia de 20 años propia en el sector de la cogeneración en México incluyendo las etapas de gestión, diseño de proyecto, supervisión y construcción de proyectos hasta la operación de centrales de cogeneración con tecnologías de turbina de gas y motores de combustión interna.

Entre las principales barreras u obstáculos se tienen identificadas las siguientes:

1. Económicas
2. Infraestructura y seguridad de suministro
3. Regulatorias en materia de electricidad
4. Regulatorios en materia ambiental
5. Información
6. Comerciales
7. Recursos humanos y empresas de servicios

4.1.1.- Obstáculos económicos.

- **Volatilidad del precio de gas natural**

Este precio del gas natural estuvo al alza desde el año 2000 y hasta el 2008, con un incremento histórico de 12 USD/MMBTU en ese año, casi un 600% respecto al inicio de esa década que era de 2.2 USD/MMBTU.

El precio de gas entre 2012 al 2013 se situó alrededor de los 3 USD/MMBTU, lo que permitió establecer un nuevo escenario favorable para los proyectos de cogeneración para proyectos de tamaño mediano a grandes pero no para

pequeños o menos de 4 MW. En abril de 2013 el precio integrado es de **5.7 USD/MMBTU** (incluye molécula, distribución y costo por servicio) para los consumidores de una industria media de bienes de consumo o ligera con consumos de gas de 20,000 Gcal al mes, mientras que para una industria pequeña con un consumo de 1,700 Gcal, es **de 7.2 USD/MMBTU**.

La volatilidad del gas natural ha sido una barrera para la rentabilidad a largo plazo de los proyectos, dado su comportamiento y dependencia de variables externas, como clima, demanda – oferta y su indexación a precios de referencia del sur de EU, ver punto 3.1.5 en el capítulo 3.

- **Nivel de inversión en tecnología de generación eléctrica**

Las empresas que buscan desarrollar proyectos de cogeneración se enfrentan a altos niveles de inversión del proyecto, teniendo como principal elemento detonante el propio precio de los primotores de generación eléctrica. Actualmente los costos totales de inversión por kW instalado de la central están entre 1,000 y 2,000 USD/kW para proyectos de menos de 2 MW. Gran parte del potencial nacional de cogeneración considerando el estudio de 1995 de la CONUEE establece que el 56% de las empresas con potencial están en el rango de entre 500 y 1,000 kW y el 29% de las empresas tienen potencial entre 1,000 y 5,000 kW.

La inversión total de los proyectos de cogeneración se ha incrementado continuamente según los costos unitarios por kW. Un 35% desde finales de la década de los noventas, comparados con los proyectos actuales para las mismas características y capacidades.

4.1.2.- Obstáculos de infraestructura y seguridad de suministro.

Es importante para el desarrollo de los proyectos de cogeneración contar con las condiciones de infraestructura necesaria como se vio en el punto 3.1.3, por lo cual las barreras y obstáculos por este motivo son primordialmente dos:

- Falta de infraestructura de gas natural para el suministro requerido para las nuevas centrales de cogeneración, lo cual se ha visto reflejado con las continuas alertas críticas por parte de PEMEX desde 2012 en varias zonas del país, son un factor y barrera que ha provocado incertidumbre en las inversiones de proyectos de cogeneración recientemente y es considerada como falta de seguridad en el suministro. La rentabilidad de proyectos se ve afectada dado que se solicita bajar el consumo y por ende la carga por periodos desde días hasta semanas, por lo cual el nivel de producción de energía térmica y eléctrica esperada y del beneficio económico es difícil de cuantificar.

- Falta de infraestructura de red eléctrica para el suministro requerido y servicios de transmisión.

4.1.3.- Obstáculos regulatorios en materia de electricidad

Las barreras regulatorias y normativas que se mencionan en este trabajo pueden cambiar a partir de la publicación de nuevas disposiciones regulatorias sobre la materia elaboradas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y aplicadas por la CFE.

- **Grado de regulación para proyectos pequeños y medianos**

Existen para el desarrollo de proyectos de cogeneración en instalaciones superiores a 0.5 MW (así como de cualquier otra capacidad mayor), una cantidad considerable de gestiones entre trámites y permisos, los cuales involucran a la CRE y CFE en las áreas de CENACE, Distribución, Planeación y Control. Entre ellos están el estudio de previabilidad de interconexión con CFE, el permiso de cogeneración con la CRE, contrato de interconexión y convenios. Lo anterior amerita una gran cantidad de reuniones locales con CFE y en las instalaciones de la central de cogeneración para revisar aspectos de estos trámites y detalles técnicos del proyecto como protecciones, despacho, equipos, medidores, unidades de terminal remota, etc.

- **Alto costo de energía por el contrato de respaldo por efecto de fallas de equipos , auxiliares y variación de red eléctrica**

Dependiendo del proyecto de cogeneración pueden requerir de un contrato adicional de respaldo para falla y/o mantenimiento. El efecto de consumir la energía de la red bajo este contrato puede incrementar los costos operativos de este tipo de proyectos, sobre todo por los valores de demanda reservada, demanda medida y energía de respaldo, cuando se presente recurrentemente algunas fallas en la central o cuando exista inestabilidad de la red que genere fallas en auxiliares de la central.

- **Alto costo de energía de respaldo y demanda con contrato de suministro normal por efecto de fallas en equipos de generación**

En ocasiones los proyectos de cogeneración operan con contratos de suministro normal mismos que ante una salida distorsionan el nivel de ahorro proyectado o esperado por el industrial, ya que el costo de la importación por demanda o energía se eleva substancialmente al salir la fuente de generación de operación. Lo anterior se registra ante un breve lapso de tiempo de medición del medidor bidireccional de CFE, el cual marca la entrada de demanda y energía. Lo anterior en caso de no estar certificados como cogeneración eficiente.

- **Costo de porteo**

El proceso de porteo por el uso del sistema eléctrico nacional de transmisión aumenta los costos operativos de proyectos de cogeneración y autoabastecimiento, principalmente para la transmisión en media y baja tensión y este proceso de valuación en ocasiones incluye el costo de activos ya depreciados. Incluso el costo del estudio de porteo es elevado para proyectos pequeños. Lo anterior aplica en caso de no estar certificados como cogeneración eficiente.

- **Contraprestación por venta de excedentes a la red**

En los últimos 3 años la venta de excedentes derivados de los valores de los costos totales a corto plazo a la red notificados y no notificados a CFE han tenido un alto valor en promedio 1.3 \$/kWh en HSL comparado con los precios de años anteriores de la década pasada. Se espera que permanezcan en ese nivel para mantener la rentabilidad de los proyectos.

Si el precio de excedentes no es competente se tiende a dimensionar a las centrales de cogeneración para satisfacer a la demanda eléctrica de las instalaciones y seguirá siendo lo común y se limitan en su capacidad. El excedente debería reflejar un nivel de precio parecido al costo de generación total más los beneficios por reducir pérdidas, mejora en el nivel de voltaje, beneficios ambientales y ahorro de energía primaria.

Es importante se aclaren y se publiquen los costos de generación y transmisión variables (además de combustibles, agua, consumibles) de la metodología para determinación de los costos totales de corto plazo para poder hacer proyecciones a largo plazo.

4.1.4.- Obstáculos regulatorios en materia ambiental

Las barreras regulatorias y normativas que se mencionan en este trabajo pueden cambiar a partir de la publicación de nuevas o actualizaciones de las disposiciones regulatorias sobre la materia publicadas por la SEMARNAT.

- **Regulación ambiental**

En materia de la Regulación ambiental los proyectos de cogeneración o autoabastecimiento se encuentran sobre condicionados a cumplir toda la normatividad vigente y se consideran regulados en proyectos pequeños y medianos de más de 3 MW como se indica en el capítulo 2 en el inciso 2.4.5.

- **Periodicidad de informes y redundancia**

Existe la obligación de elaboración y entrega de reportes a las autoridades de manera periódica, lo cual requiere de costo por mano de obra de personal especializado que realice los informes y supervise las gestiones o acciones necesarias en las pequeñas y medianas centrales, lo que eleva los costos de operación para llevar la supervisión ambiental.

- **Normas específicas de cogeneración**

Las normas aplicables en materia de emisiones a la atmósfera de fuentes fijas, ruido perimetral y residuos peligrosos no se acoplan a las condiciones y capacidades de los equipos de generación eléctrica y de sus auxiliares de las cogeneraciones. El cumplimiento en pequeños proyectos resulta en elevados costos.

- **Periodos de respuesta y acciones para cumplimientos**

Algunas entidades ambientales otorgan periodos breves para cumplimiento de normas, pues existen casos en que no se puede intervenir en las tecnologías o su software de operación, como por ejemplo, variar el nivel de exceso de aire o regulación de la relación aire combustible en motores de combustión interna ya que su diseño fue probado bajo regímenes de control de emisiones en el mercado europeo o americano que tiene más estrictos niveles y se requieren de más tiempo para implementar los cambios en su caso o que se evalúen como casos particulares por especialistas.

4.1.5.- Obstáculos en información

- **Falta de promoción y fomento a casos exitosos**

Poca promoción a casos exitosos de cogeneración como aquellos con altos índices de disponibilidad, fiabilidad y eficiencia térmica global. En México existen operando centrales con más de 12 años en las diversas tecnologías de aplicación tanto de autoabastecimiento como de cogeneración.

- **Transmisión de las experiencias por empresas y especialistas en operación de centrales**

Falta de intervención de especialistas probados en la materia de cogeneración que permitan transmitir las experiencias de buenas prácticas de cogeneración en el sector industrial.

- **Percepción de una complejidad**

Existe en la industria la percepción de que para implementar proyectos de cogeneración conlleva alta complejidad tecnológica y alto riesgo en todas sus etapas de los proyectos, desde la obtención de permisos hasta la construcción y la operación para la obtención de resultados económicos esperados.

- **Eventos de fomento exclusivos para la industria**

Falta el fomento y promoción de eventos exclusivos para convocar solo a la industria para promover la situación actual de la cogeneración, sus beneficios, casos exitosos y tecnologías.

4.1.6.- Obstáculos comerciales

- **Acuerdos comerciales en ventas, distribución y refaccionamiento**

Los distribuidores o representantes nacionales tienen altos costos de venta, de servicios y mantenimiento respecto a las mismas marcas en Europa y los servicios están condicionados a la acción de las empresas representantes en el país, lo cual condiciona la compra, servicios y encarece a los proyectos y su rentabilidad.

- **Falta de fomento de empresas de servicio e ingeniería mexicanas**

No se ha fomentado a las empresas de servicios e ingeniería nacionales especializadas en la cogeneración reconocidas y competitivas, lo cual puede resolver problemas en la implementación de estos proyectos en la industria.

4.1.7.-. Obstáculos en recursos humanos y empresas de servicios

- **Baja fomento y presupuesto en universidades para impulso de la cogeneración.**

No existe el impulso en las universidades públicas y privadas para llevar proyectos, visitas a centrales y prácticas de laboratorio (a pesar de tener equipo) y establecer programas de capacitación e invertir en equipos didácticos para realizar prácticas en cogeneración y preparar personal capacitado.

- **Identificación de empresas especializadas.**

Dificultad para identificar empresas especializadas en servicios de cogeneración, asesoría específica en proyectos durante las etapas de diseño y gestión, supervisión, construcción, puesta en marcha, operación y asesoría en la regulación ambiental vinculados a los proyectos de cogeneración.

- **Perfil multidisciplinario para la operación de centrales**

No existen los perfiles de carreras de ingeniería para poder insertarse a las actividades de la cogeneración, pues existen múltiples actividades y conocimientos que van desde los técnicos de mecánica, combustión y termodinámica hasta de control electrónico y conocimientos de regulación ambiental y seguridad industrial. Por lo que se deben de preparar y capacitar en el ramo.

4.2.- Propuestas de fomento para el desarrollo de la Cogeneración en el sector industrial en México.

A continuación se presentan las siguientes propuestas para contrarrestar los efectos de las barreras u obstáculos identificados en la sección anterior y otras acciones importantes, para establecer mejores condiciones para el desarrollo de la cogeneración de manera práctica, tangible y aprovechar el potencial nacional de cogeneración, por lo que veremos las propuestas en las secciones siguientes:

1. Económicas
2. Infraestructura
3. Regulatorias eléctricas
4. Regulatorias ambientales
5. Información
6. Comerciales
7. Recursos humanos y empresas de servicios

4.2.1.- Propuestas Económicas.

Esquemas de coberturas de gas natural a mediano plazo a bajo precio

Una propuesta es generar esfuerzos para conseguir coberturas en el mercado financiero por el gobierno y PEMEX a bajo precio, para conseguir escenarios para el industrial a corto plazo (3 años) para detonar un escenario de precios estables, como el esquema de cobertura fija del año 2000, del famoso 4 USD/ mmbtu por 3 años y con ello casi recuperar la inversión en las cogeneraciones y posteriormente liberar el precio a mercado paulatinamente.

Desarrollo de convenios con gaseras y la CRE

Fomentar convenios y apoyos a los industriales con las empresas distribuidoras de gas y apoyados por la CRE para reducir sus cargos volumétricos y de servicios (contratos distribución simple y con comercialización) al llevar a cabo proyectos de cogeneración e incrementar sus consumos de gas natural, ya que sus costos de distribución son elevados.

Fomento a la integración de tecnologías

Promover y fomentar la inversión nacional y extranjera en la integración de tecnologías en unidades de cogeneración ensambladas en nuestro país, lo cual disminuiría los precios de los equipos, como se ha desarrollado en Europa con empaquetadores de turbinas y motores.

4.2.2.- Propuestas en infraestructura:

Incentivar la inversión en la infraestructura de gas natural

Es importante que el gobierno incentive y presione acuerdos con el sector privado para las necesidades de inversión de infraestructura de gas natural para la seguridad de suministro de gas para la industria del país y para los nuevos requerimientos de consumo de las nuevas centrales de cogeneración.

4.2.3.- Propuestas regulatorias eléctricas

Acciones para agilizar los trámites para proyectos de cogeneración pequeños y medianos

Establecer mecanismos prácticos para el trámite con la CRE y CFE para que el proceso de autorización de la totalidad de permisos y trámites necesarios para construir y operar un proyecto de cogeneración en México pudiera disminuir de los 50 días que indican como oficiales y que en realidad pueden ser hasta 180 días en total (incluyendo los trámites ambientales).

Mantener el esquema actual de la metodología para determinación de las tarifas eléctricas

Es importante conservar el esquema y metodología actual de la determinación de las tarifas eléctricas, la cual se actualiza con los índices de los precios de los combustibles de la canasta de CFE y de la inflación en los sectores productivos, lo que permite contar con un esquema para valoración de proyecto a largo plazo.

Aplicación de certificación de cogeneración eficiente para reconocimiento de capacidad vs contrato de respaldo

El costo de energía y demanda eléctrica de respaldo perdida por una falla en una central se reducirá o mitigará, según el avance en la certificación de cogeneración eficiente en los proyectos, ya que se tendrá el componente de reconocimiento de capacidad promedio y se reconocerá según los contratos de interconexión de cogeneración para cogeneración eficiente, reduciendo la aplicación de contratos de respaldo por falla y/o mantenimiento y de los costos de demanda reservada y demanda medida.

Aplicación de la certificación de cogeneración eficiente para reconocimiento de capacidad para disminuir costo de respaldo y demanda conservando contrato de suministro normal

Igual que el punto anterior, estos costos se reducirán según avance la certificación de cogeneración eficiente en los proyectos, ya que se tendrá el componente de reconocimiento de capacidad promedio, evitando para los esquemas de autoabastecimiento y cogeneración pagar por la demanda y energía importada de CFE en caso de falla con contratos de suministro.

Aplicación de la certificación de cogeneración eficiente en proyectos para reducción de costo de porteo o transmisión

Es importante avanzar en el desarrollo de la certificación a proyectos para reducir los costos actuales de transmisión y con esto aplicar las tarifas de los niveles de tensión derivados de este esquema y no depender de los estudios de porteo que pueden derivar en costos elevados.

Contraprestación por venta de excedentes a la red

Mantener los precios de compra venta de excedentes de la cogeneración derivados de los valores de los costos totales a corto plazo a la red notificados y no notificados a CFE y aportar con ello marginalmente y dar certidumbre a la rentabilidad de los proyectos.

Si los precios de venta de excedentes tuvieran un valor por abajo de la tarifa eléctrica en el futuro sería conveniente que se ajustara la metodología para reflejar los costos de generación excedente incluyendo los beneficios por reducir pérdidas,

mejora en el nivel de voltaje de red, beneficios ambientales y ahorro de energía primaria.

Disminuir los costos de trámites

Considerar por las autoridades los costos de servicios o derechos en los proyectos en general la potencia promedio o capacidad en sitio y no la capacidad nominal ISO. Por ejemplo los derechos anuales se validen por la capacidad real promedio y no la capacidad ISO de la fuente de generación.

4.2.4.- Propuestas regulatorias ambientales

Informar a las autoridades ambientales federales y estatales del beneficio de la cogeneración a través del artículo 5 fracción XIII de la LEGEEPA

Es importante informar en los distintos niveles y áreas de las autoridades ambientales federales y estatales que en la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente en el artículo 5, Fracción XIII, se considerara apoyar a los proyectos de cogeneración ya que son facultades de la federación “El fomento de la aplicación de tecnologías, equipos y procesos que reduzcan las emisiones y descargas contaminantes provenientes de cualquier tipo de fuente, en coordinación con las autoridades de los Estados, el Distrito Federal y los Municipios; así como el establecimiento de las disposiciones que deberán observarse para el aprovechamiento sustentable de los energéticos”, considerado ya que los sistemas de cogeneración cuentan con alta eficiencia respecto a los sistemas convencionales.

Reducir periodicidad de informes y redundancia

Proponer a la autoridad ambiental reducir la frecuencia de entrega de reportes para disminuir costos de supervisión.

Desarrollo de normas específicas para los proyectos y equipos de cogeneración

Identificar las principales normas aplicables en materia de emisiones a la atmosfera de fuentes fijas, ruido laboral perimetral y residuos peligrosos para elaborar las específicas y correspondientes para los equipos de generación eléctrica y auxiliares de las cogeneraciones.

Homologar beneficio en la NOM085 aplicables a tecnologías con alto exceso de aire

Homologar a los motores de combustión interna que cuenten con tecnología anticontaminante del beneficio que otorga la NOM085SEMARNAT2011 que no aplica a las turbinas de gas para cumplir con los límites de emisiones a la atmosfera establecidos hasta la capacidad de 106 GJ/hr, ya que en ciertos modelos y marcas los motores a gas natural en Ciclo Otto operan con un alto contenido de exceso de aire de combustión de 88% a 100%. Con esto se reducen costos de medición y se hace un reconocimiento a las tecnologías anticontaminantes con que integran a estos y que operan con controles de emisiones ambientales para bajo NOx y dado el exceso de aire que manejan el nivel de CO es menor a 1%.

Estratificar la aplicación de normatividad ambiental

Estratificar la aplicación de la normatividad ambiental según la capacidad de central de cogeneración o autoabastecimiento, sin descuidar las acciones de seguridad y riesgo que implican los proyectos pero disminuir el nivel de cuidado en el impacto ambiental.

4.2.5.- Propuestas de mejoras en la información.

Fomento a casos exitosos

Es importante que se realice el fomento y promoción en los eventos de eficiencia energética de los casos exitosos de cogeneración, con las empresas especializadas en la operación de centrales con altos índices de disponibilidad, eficiencia y fiabilidad que existen operando con más de 12 años en las diversas tecnologías y sectores de la industria.

Transmisión de las experiencias por empresas y especialistas en operación de centrales

Concertar a especialistas y empresas de servicios especializadas en materia de cogeneración que permitan transmitir en eventos las experiencias de buenas prácticas para el sector industrial en los ámbitos siguientes:

- Servicios de operación de centrales
- Servicios de ingeniería de detalle y básica
- Control y automatización
- Sistemas contraincendios
- Mantenimiento a compresor de gas y aire
- Mantenimiento calderas de recuperación y quemadores de postcombustión.
- Sistemas neumáticos de válvulas de regulación
- Tratamiento de agua y servicios

- Estudio de protecciones
- Mantenimiento preventivo a subestaciones y equipo eléctrico

Promoción y difusión sobre la cogeneración para evitar la Percepción de complejidad

Promoción en base al reconocimiento y concientización desde usuarios, cámaras industriales, académicos, instituciones de gobierno sobre los beneficios y casos exitosos reales en la implementación de proyectos desde la construcción hasta la operación.

Eventos de fomento exclusivos para la industria

Es necesario diseñar eventos enfocados a los industriales específicamente para la promoción de la cogeneración, sus beneficios y casos exitosos, con el apoyo de autoridades, de la CONUEE y CRE para el desarrollo de sus proyectos.

4.2.6.- Propuestas comerciales.

Convenios con empresas matrices fabricantes de motores y turbinas

A través de las Cámaras industriales y de la Secretaría de Economía buscar esquemas y convenios para homologar u obtener precios competitivos en nuestro país de equipos con las empresas fabricantes, con los precios a nivel internacional, aprovechando los acuerdos comerciales de exención de aranceles con la Comunidad Europea y EU, en donde los precios son más competitivos.

Fomento de empresas de servicio e ingeniería mexicanas

Difusión y fomento a las empresas de servicios e ingeniería nacionales actuales especializadas en la cogeneración, lo cual puede resolver problemas en la implementación de proyectos en la industria.

4.2.7.- Propuestas sobre recursos humanos y empresas de servicios.

Fomento y presupuesto en universidades para impulso de la cogeneración.

Impulsar eventos y seminarios frecuentemente en las universidades públicas y privadas sobre la situación de la cogeneración y mostrar los proyectos, visitas a centrales y prácticas de laboratorio para capacitación en este sector.

Identificación de empresas especializadas.

Mediante los sitios públicos y eventos de GIZ de Cogenera México y propios de CONUEE identificar empresas especializadas en servicios de cogeneración nacionales en primer instancia, asesoría específica en proyectos durante todas las etapas desde el diseño hasta la puesta en marcha y operación.

Perfil multidisciplinario para la operación de centrales

Incorporar a los planes de estudio y materias a fines de las universidades y tecnológicos las necesidades del sector eléctrico y de la cogeneración como son conocimientos de equipos de generación, máquinas térmicas, eléctricas, control automático de procesos, PLCs, manejo de software especializado en control de información y datos, para ir fomentando el desarrollo de técnicos y profesionales.

CAPITULO V. Perspectivas para el desarrollo de la cogeneración en el sector industrial en México, conclusiones generales y sugerencias.

5.- Perspectivas para el desarrollo de la cogeneración en el sector industrial en México, conclusiones generales y sugerencias.

5.1.- Perspectivas para el desarrollo de la cogeneración en el sector industrial en México.

Dados los resultados económicos de la evaluación de previabilidad realizada al proyecto para una industria química típica del sector con 1.4 MW de demanda eléctrica (evaluación para suplir al 100% la demanda eléctrica y 100% la demanda térmica de proceso) vistos en el capítulo 3, se puede comentar lo siguiente:

1. Los periodos de recuperación de la inversión son mayores a 4 años (aun aplicando en la evaluación económica los beneficios de la certificación de cogeneración eficiente, como reconocimiento de capacidad y la bolsa de energía).
2. Hay altos índices de costo de inversión, entre 1,000 y 2,000 USD/KWe.

Sumando a lo anterior, los altos precios de gas natural de casi 6 USD/MMBTU que tendrá el industrial, las perspectivas de desarrollo del potencial de cogeneración para capacidades de demanda eléctrica industrial entre 500 KW y 2,500 KW son escasas, lo cual representaría que un alto porcentaje de la industria en México con potencial de cogeneración en estos rangos de capacidad no tuvieran la rentabilidad ideal o esperada por el beneficiario del proyecto, es decir con periodos de recuperación de inversión menor a 3 años.

Según el listado maestro del Potencial Nacional de cogeneración de CONAE de 1995 existe un alto porcentaje de empresas con rangos de capacidad de demanda eléctrica menor a 1 MW y considerando la condición de periodos de recuperación de inversión de más de 4 años, el 56% de las empresas de la muestra de 1,701 tendría dificultad para desarrollar sus proyectos y de igual manera estaría presentándose en cualquier industria en general con estos rangos en la actualidad, como fue el caso del proyecto evaluado para una industria química.

En la Tabla 12 se presentan los rangos de demanda eléctrica de empresas, número de empresas y sus porcentajes acumulados según la lista maestra del Potencial Nacional de cogeneración de 1995.

Tabla 12. Rangos de demanda eléctrica de empresas y número de empresas del Potencial Nacional de cogeneración de 1995 elaborado por CONAE.

Rangos de capacidades de demanda KWe de empresas	Numero de empresas	Porcentaje	Porcentaje acumulado
Menores a 500 KW	636	37%	37%
Entre 500 y 1,000 KW	319	19%	56%
Entre 1,000 y 5,000 KW	492	29%	85%
Entre 5,000 y 20,000 KW	254	15%	100%
Total	1,701	100%	

Elaboración propia, fuente: Potencial Nacional de cogeneración de la CONAE de 1995

La perspectiva de desarrollo de proyectos de cogeneración de más de 5,000 KW de demanda eléctrica por economía de escala deben ser más rentables, ya que el costo de inversión por KW de proyecto con tecnología de equipos de generación con turbinas de gas y motogeneradores debe ser competitiva no mayor a los 1,400 USD/KW. Además para estos rangos de capacidad mayores en proyectos, existen algunos costos como son los de ingeniería y servicios de operación que se mantienen, lo cual beneficiara la rentabilidad.

5.2.- Conclusiones generales.

- a. Hasta marzo de 2013 solo hay operando 43 centrales de cogeneración en el sector industrial de bienes de consumo e industria ligera (no incluye a PEMEX y a la industria azucarera) con una capacidad instalada de 1,302 MW, lo anterior según el listado de permisos de centrales de cogeneración en operación de la CRE.
- b. De acuerdo al listado de permisos de operación de centrales de cogeneración de la CRE hasta marzo de 2013, si no se considera dentro la capacidad instalada a tres grandes proyectos de cogeneración que suman 814 MW, habría una capacidad instalada de 487 MW y entonces el promedio de capacidad actual por las 40 centrales en operación es de 12 MW. Este promedio de capacidad es muy superior al promedio que representarían los proyectos de cogeneración típicos del sector industrial mexicano, que según la lista maestra de empresas del Potencial Nacional de cogeneración de 1995, el 85 % de las empresas tendrían un potencial entre 500 KW y 5,000 KW como se muestra en la Tabla 12. Por lo que se han hecho primordialmente los proyectos de grandes capacidades y faltan por desarrollarse los de rangos pequeños y medianos.
- c. De los resultados de la evaluación técnica económica del caso presentado en el capítulo 3 como típico de la industria química nacional, no son rentables los proyectos de cogeneración de capacidades menores a 2 MW

con aplicación de turbinas de gas debido a los altos costos de inversión de esta tecnología. Por otro lado se obtienen periodos de recuperación de la inversión entre 4 y 5 años en proyectos con motogeneradores a gas aplicando los beneficios de la certificación de cogeneración eficiente, valores que son elevados para aceptar la aprobación de un proyecto por un industrial ya que contemplan periodos de recuperación de la inversión de 3 años como máximo.

- d. Los costos totales de inversión de proyectos con tecnologías de cogeneración para bajas capacidades son elevados, con valores iguales o mayores a 2,000 USD/KW volviéndolos inviables.

5.3.- Sugerencias para el desarrollo de la cogeneración.

- a. Generar esfuerzos para conseguir esquemas de coberturas en el mercado financiero por el gobierno y PEMEX, para conseguir escenarios de precios de gas natural estables para trasladarlos a la industria, por lo menos en un periodo necesario para incentivar la inversión en proyectos de cogeneración.
- b. Es importante que el gobierno incentive la inversión de infraestructura de gas natural para asegurar el suministro y calidad del gas natural para la industria en general y para los nuevos requerimientos adicionales de capacidad y presión de suministro por el consumo de gas en las nuevas centrales de cogeneración.
- c. Es necesario para el desarrollo de la cogeneración poner en marcha planes de fomento y generar una demanda en proyectos que promueva la inversión y la competitividad en las empresas en el sector industrial.
- d. Se debe de trabajar sobre escenarios diferentes de promoción para microcogeneración, pequeña cogeneración y mediana o gran cogeneración, pues se presentan distintos factores de información, económicos, técnicos, estructurales y de financiamiento para los proyectos.
- e. Incentiven a las empresas nacionales de servicios y de ingeniería especializadas en la cogeneración con experiencia probada.
- f. Atraer e integrar a las autoridades regulatorias tanto eléctricas como ambientales para definir planes de trabajo para que reconozcan las barreras y se fomente el desarrollo de la cogeneración mediante una gestión integral de trámites, principalmente conjuntar a la CRE, CFE, SEMARNAT, PROFEPA y STPS.

- g.** Considerar las barreras u obstáculos así como las propuestas mostradas en los estudios del Potencial Nacional de Cogeneración de la CONUEE y CRE, así como los de esta tesis para el fomento y desarrollo de la cogeneración.
- h.** Que las autoridades y entidades de gobierno relacionadas con este sector intervengan para promover los proyectos exitosos y rentables con más de 10 años de operación, mostrando los resultados técnicos, económicos así como los factores y barreras que han enfrentado.
- i.** Es conveniente contar con una guía para identificar y agilizar el total de las actividades derivadas del Contrato de Interconexión y convenios asociados con CFE, dada la información, tiempo y recursos, necesarios para trámites, reuniones técnicas, adquisición de equipos y sus características de control, protecciones y estudios en la administración del proyecto en todas sus fases:
 - 1. Trámites y gestión de ingeniería (desde el análisis de la previabilidad de interconexión a la red)
 - 2. Construcción, adquisición de equipos y protecciones.
 - 3. Puesta en marcha.
 - 4. Operación y reglas de despacho (correspondiente a cada zona del CENACE)
- j.** Aunque existe la estructura de regulación en permisos y formatos para la modificación a las condicionantes del permiso de generación en la CRE, todavía hay necesidad de avances en regulación, pues hay proyectos en las modalidad de autoabastecimiento que técnicamente podrían evaluarse como cogeneración u operan como cogeneración y estos de ser solicitados por el permisionario a la autoridad para cambiarse a la modalidad de cogeneración, deberían de otorgarse de manera práctica. Un aliciente a la promoción de la cogeneración en México, seria facilitar los mecanismos o acciones para promover que todas las centrales de autoabastecimiento en operación (que representarían una gran capacidad instalada) que lo decidan, pasen a ser cogeneración sin que estos proyectos tengan que pasar un lapso de tiempo para el trámite contractual en CFE y así posteriormente también poder certificarse como cogeneración eficiente.
- k.** En cuanto a la regulación ambiental para la cogeneración mayor de 3 MW, esta es extensa y sus resolutivos de operación son muy condicionados derivados del resolutivo de SEMARNAT en materia de Impacto Ambiental, lo anterior podría beneficiar a la cogeneración con las siguientes acciones:

1. Las normas aplicables en materia de emisiones a la atmósfera de fuentes fijas, ruido laboral, perimetral y residuos peligrosos deberían estar diseñadas para la aplicación en los equipos de generación eléctrica y sus auxiliares de las cogeneraciones.
 2. Disminuir la frecuencia de entrega de reportes.
 3. Simplificar trámites entregando la información ambiental a la Delegación estatal correspondiente.
- l.** La entidad sancionadora debe contar con toda la información vigente de las normas aplicables para las centrales y asesorar en buena lid para que en caso de incumplimiento puedan aclararse, dar el tiempo necesario de respuesta y poder revocarse y no genere una sanción, dando plazos más lógicos para llevar a cabo los cumplimientos y acciones.
- m.** Considerar por la autoridad ambiental que los equipos de cogeneración al ser fabricados para cumplir reglamentación internacional, ya cuentan con sistemas de control de emisiones que reducen los principales contaminantes al ambiente.

ANEXOS

1.- Permisos de cogeneración en operación otorgados por la CRE en el sector industrial hasta marzo de 2013 (no incluye PEMEX ni la industria azucarera)

PERMISIONARIO	MODALIDAD	FECHA DE OTORGAMIENTO	NUMERO DE PERMISO	CAP. AUTORIZADA (MW)	INVERSION (MILES DE DOLARES)	FECHA DE ENTRADA EN OPERACION	ENERGETICO PRIMARIO	ACTIVIDAD ECONOMICA	TIPO DE PLANTA (TECNOLOGIA)	ESTADO ACTUAL
FABRICA LA ESTRELLA, S. A. DE C. V.	COG.	06/09/94	06/COG/94	8.381	\$ 8,467.50	01/12/94	GAS NATURAL	TEXTIL	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION
PRODUCTORA DE PAPEL, S. A. DE C. V.	COG.	20/07/94	07/COG/94	18.000	\$ 18,000.00	15/10/94	GAS NATURAL	PAPELERO	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION
FERSINSA GB, S. A. DE C. V.	COG.	20/07/94	08/COG/94	6.000	\$ 5,400.00	30/11/94	GAS NATURAL	ALIMENTOS	TURBINA DE GAS	EN OPERACION
ALMIDONES MEXICANOS, S. A. DE C. V.	COG.	05/10/94	12/COG/94	12.000	\$ 10,800.00	30/04/96	GAS NATURAL	ALIMENTOS	TURBINA DE GAS	EN OPERACION
INNOFOS FOSFATADOS DE MEXICO, S. DE R. L. DE C. V.	COG.	01/03/95	22/COG/95	6.250	\$ 7,500.00	30/03/95	GAS NATURAL	PETROQUIMICO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION
ENERTEK, S. A. DE C. V.	COG.	24/05/96	E/36/COG/96	168.000	\$ 163,200.00	01/02/98	GAS NATURAL	PETROQUIMICO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION
ENERGIA BIDA RENA, S. DE R. L. DE C. V.	COG.	21/06/96	E/46/COG/96	6.150	\$ 5,535.00	16/03/98	GAS NATURAL	PAPELERO	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION
STYROLUTION MEXICANA, S. A. DE C. V.	COG.	26/06/98	E/96/COG/98	10.800	\$ 9,540.00	01/03/99	GAS NATURAL	QUIMICO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION
PAPELERA INDUSTRIAL POTOSINA, S. A. DE C. V.	COG.	09/10/98	E/113/COG/98	6.530	\$ 6,036.00	12/02/99	GAS NATURAL	PAPELERO	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION
ZACAFU POWER, S. DE R. L. DE C. V.	COG.	09/08/99	E/143/COG/99	10.000	\$ 12,000.00	ANTES DE 92	COMBUSTOLEO	TEXTIL	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION
GRUPO CELANESE, S. A. DE C. V.	COG.	09/08/99	E/144/COG/99	13.300	\$ 15,960.00	ANTES DE 92	COMBUSTOLEO	TEXTIL	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION
COMPLEJO COCOTLAN	COG.	03/09/99	E/148/COG/99	362.600	\$ 326,340.00	31/05/00	GAS NATURAL Y DIESEL	PETROLERO	TURBINA DE GAS Y COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION
COMPANIA DE NITROGENO DE CANTARELL, S. A. DE C. V.	COG.	05/11/99	E/154/COG/99	6.641	\$ 6,169.20	15/12/99	GAS NATURAL	PAPELERO	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION
CELULOSA DE FIBRAS MEXICANAS, S. A. DE C. V.	COG.	07/01/00	E/157/COG/2000	16.359	\$ 16,584.75	28/02/00	GAS NATURAL	QUIMICO	CICLO COMBINADO	EN OPERACION
MEXICHEM RESINAS VINILICAS, S. A. DE C. V.	COG.	02/06/00	E/167/COG/2000	284.016	\$ 287,935.42	28/03/03	GAS NATURAL	INDUSTRIAS DIVERSAS	CICLO COMBINADO	EN OPERACION
TRACTEBEL ENERGIA DE MONTERREY, S. DE R. L. DE C. V.	COG.	14/08/00	E/175/COG/2000	12.000	\$ 14,400.00	ANTES DE 92	REACCION QUIMICA EXOTERMICA	QUIMICO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION
AGROENERGIA, S. A. DE C. V.	COG.	09/02/01	E/184/COG/2001	6.540	\$ 5,886.00	30/06/01	GAS NATURAL	FARMA CEUTICA	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION
BECTOR DICKINSON DE MEXICO, S. A. DE C. V.	COG.	12/03/01	E/187/COG/2001	5.000	\$ 4,500.00	23/11/01	DIESEL	QUIMICO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION
INDUSTRIAS QUIMICAS FALCON DE MEXICO S.A DE C.V.	COG.	24/10/02	E/217/COG/2002	16.960	\$ 15,264.00	07/04/03	BIOGAS	MUNICIPAL	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION
BIOENERGIA DE NUEVO LEON, S. A. DE C. V.	COG.	11/09/03	E/267/COG/2003	27.530	\$ 24,777.00	09/05/05	GAS NATURAL	QUIMICO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION
TRACTEBEL ENERGIA DE PANUO, S. A. DE C. V.	COG.	18/03/04	E/293/COG/2004	5.216	\$ 4,694.40	31/03/04	GAS NATURAL	INDUSTRIAS DIVERSAS	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION
FRUP, S. A. DE C. V.	COG.	03/06/04	E/297/COG/2004	0.971	\$ 873.90	12/07/04	BIOGAS Y GAS NATURAL	ALIMENTOS	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION
CONSERVAS LA COSTENA, S. A. DE C. V. Y JUGOMEX, S. A. DE C. V.	COG.	19/05/05	E/325/COG/2005	19.992	\$ 17,992.80	06/07/05	COMBUSTOLEO Y DIESEL	PAPELERO	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION
CARTONES PONDEROSA, S. A. DE C. V.	COG.	09/06/05	E/327/COG/2005	16.380	\$ 19,656.00	23/06/05	VAPOR	QUIMICO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION
GENERADORA PETROCEL, S. A. DE C. V.	COG.	09/06/05	E/331/COG/2005	13.088	\$ 11,779.20	23/06/05	COMBUSTOLEO Y DIESEL	PAPELERO	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION
PRODUCTORA NACIONAL DE PAPEL, S. A. DE C. V.	COG.	04/08/05	E/338/COG/2005	40.000	\$ 48,000.00	18/05/11	BAGAZO DE CAÑA	INDUSTRIAS DIVERSAS	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION
PLASA COGENERACION, S. A. DE C. V.	COG.	04/08/05	E/339/COG/2005	2.800	\$ 2,520.00	16/08/05	GAS NATURAL	INDUSTRIAS DIVERSAS	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION
EL PALACIO DE HIERRO, S. A. DE C. V., SUCURSAL MONTERREY	COG.	30/12/05	E/483/COG/2005	1.200	\$ 1,080.00	13/01/06	GAS NATURAL	COMERCIO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION
PRODUCTOS ROCHE, S. A. DE C. V., PLANTA TOLUCA	COG.	30/03/06	E/512/COG/2006	2.055	\$ 1,849.50	31/03/06	GAS NATURAL	QUIMICO	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION
PROCTER & GAMBLE MANUFACTURA, S. DE R. L. DE C. V.	COG.	31/08/06	E/543/COG/2006	59.800	\$ 57,210.00	01/03/09	GAS NATURAL	MANUFACTURERO	CICLO COMBINADO	EN OPERACION
PROCTER & GAMBLE MANUFACTURA, S. DE R. L. DE C. V., PLANTA TALISMAN	COG.	30/11/06	E/566/COG/2006	6.500	\$ 5,850.00	01/03/09	GAS NATURAL	INDUSTRIAS DIVERSAS	TURBINA DE GAS	EN OPERACION
INDUSTRIAS DERIVADAS DEL ETELENO, S. A. DE C. V.	COG.	08/03/07	E/602/COG/2007	1.500	\$ 1,800.00	23/01/08	GAS NATURAL	QUIMICO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION
MET- MEX PENOLES, S. A. DE C. V.	COG.	13/09/07	E/681/COG/2007	7.000	\$ 8,400.00	28/11/08	VAPOR	MINERO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION
ATLATEC, S. A. DE C. V.	COG.	03/06/10	E/854/COG/2010	1.049	\$ 944.10	25/11/10	BIOGAS	SERVICIOS	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION
COMPANIA CERVECERA DE COAHUILA, S. A. DE C. V.	COG.	03/06/10	E/855/COG/2010	16.000	\$ 19,200.00	17/06/10	COMBUSTOLEO	ALIMENTOS	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION
TALA ELECTRIC, S. A. DE C. V.	COG.	28/10/10	E/871/COG/2010	25.000	\$ 30,000.00	01/04/12	BAGAZO DE CAÑA	AZUCARERO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION
ROLLOLES, S. A. DE C. V.	COG.	16/12/10	E/875/COG/2010	2.500	\$ 3,000.00	31/01/11	GAS NATURAL	PETROQUIMICO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION
BIO PAPPET, S. A. DE C. V.	COG.	03/03/11	E/882/COG/2011	22.860	\$ 20,574.00	08/06/12	GAS NATURAL	PAPELERO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION
ATLATEC, S. A. DE C. V., PLANTA EL AHOAGADO	COG.	14/04/11	E/885/COG/2011	2.852	\$ 2,566.80	05/05/12	BIOGAS	SERVICIOS	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION
SIGMA ALIMENTOS CENTRO, S. A. DE C. V., PLANTA ATITLAN	COG.	24/08/11	E/896/COG/2011	3.183	\$ 2,864.70	19/09/11	GAS NATURAL	ALIMENTOS	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION
BIO PAPPET, S. A. DE C. V., PLANTA ATENQUIQUE	COG.	08/09/11	E/900/COG/2011	15.500	\$ 18,600.00	27/10/11	LICOR NEGRO Y COMBUSTOLEO	PAPELERO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION
TLALNEPANTLA COGENERACION, S. A. DE C. V.	COG.	12/01/12	E/914/COG/2012	28.000	\$ 25,200.00	01/08/12	GAS NATURAL	INDUSTRIAS DIVERSAS	TURBINA DE GAS	EN OPERACION
LAMINAS ACANALADAS INFINITA, S. A. DE C. V.	COG.	22/11/12	E/964/COG/2012	6.000	\$ 5,400.00	08/12/13	GAS NATURAL	MANUFACTURERO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION

2.- Valoración de la eficiencia mínima de cogeneración requerida por la CRE para certificación de cogeneración eficiente de los sistemas de cogeneración propuestos en la evaluación técnico económica de previabilidad en el capítulo 3.

Valoración de la eficiencia mínima de cogeneración requerida por la CRE para certificación de cogeneración eficiente del sistema propuesto con **motor de combustión a gas** natural para el proyecto en una empresas en el sector industrial químico con demanda de 1.4 MW. En este caso si se podría certificar como cogeneración eficiente.

Central de Cogeneración		MOTOR
Capacidad Instalada MW		1.66
Energía Combustible GJ/año	F	121,936
Energía Eléctrica GJ/año	E	41,610
Energía Térmica GJ/año	H	50,242
Nivel Tensión de interconexión kV		23.0
Rendimiento eléctrico medio	$Re = E / F$	34.1%
Rendimiento térmico medio	$Rh = H / F$	41.2%
Rendimiento de referencia eléctrica	Ref E	44%
Rendimiento de referencia térmica	Ref H	82%
Factor de pérdidas	fp	94%
Rendimiento de referencia eléctrico	$Ref E' = Ref E * fp$	41.4%
Combustible en producción de calor	$Fh = H / Ref H$	61,270
Combustible en generación eléctrica	$Fe = F - Fh$	60,666
Eficiencia atribuible a generación eléctrica	$EE = E / Fe$	68.6%
Energía de una central convencional	$Econv = Fe * Ref E$	26,693
Energía primaria por separado	$EP = (E / Ref E') + (H / Ref H)$ GJ/año	161,874
Ahorro de energía primaria	$AEP = EP - F$ GJ/año	39,937
Ahorro porcentual de energía primaria	$APEP = (EP - F) / EP$	24.7%
Energía eléctrica libre de combustible	$Elc = AEP * Ref E$	17,572
Eficiencia Energetica %	Eficiencia = $Elc/Econv = AEP / Fe$	65.83%
		65.83%

Valoración de la eficiencia mínima de cogeneración requerida por la CRE para certificación de cogeneración eficiente del sistema propuesto con **turbina de gas** natural para el proyecto en una empresas en el sector industrial químico con demanda de 1.4 MW. En este caso no se podría certificar como cogeneración eficiente.

Central de Cogeneración		TG
Capacidad Instalada MW		1.66
Energía Combustible GJ/año	F	203,044
Energía Eléctrica GJ/año	E	37,599
Energía Térmica GJ/año	H	72,633
Nivel Tensión de interconexión kV		23.0
Rendimiento eléctrico medio	$Re = E / F$	18.5%
Rendimiento térmico medio	$Rh = H / F$	35.8%
Rendimiento de referencia eléctrica	Ref E	44%
Rendimiento de referencia térmica	Ref H	82%
Factor de pérdidas	fp	94%
Rendimiento de referencia eléctrico	$Ref E' = Ref E * fp$	41.4%
Combustible en producción de calor	$Fh = H / Ref H$	88,577
Combustible en generación eléctrica	$Fe = F - Fh$	114,468
Eficiencia atribuible a generación eléctrica	$EE = E / Fe$	32.8%
Energía de una central convencional	$Econv = Fe * Ref E$	50,366
Energía primaria por separado	$EP = (E / Ref E') + (H / Ref H)$ GJ/año	179,483
Ahorro de energía primaria	$AEP = EP - F$ GJ/año	-23,561
Ahorro porcentual de energía primaria	$APEP = (EP - F) / EP$	-13.1%
Energía eléctrica libre de combustible	$Elc = AEP * Ref E$	-10,367
Eficiencia Energetica %	Eficiencia = $Elc/Econv = AEP / Fe$	-20.58%
		-20.58%

Bibliografía

- 1.- Potencial Nacional de Cogeneración 1995, elaborado por la Comisión Nacional para el ahorro de Energía (CONAE).
- 2.- Estudio sobre cogeneración en el sector industrial en México, elaborado en 2009 por CONUUE, CRE y GIZ.
- 3.- La crisis de precios del gas natural en México. Problemas del Desarrollo. Volumen 32 No. 124. México IIEc-UNAM, enero-marzo, 2001. Víctor Rodríguez Padilla.
- 4.- Directiva para la determinación de los precios máximos de gas natural de venta de primera mano DIR-GAS-001-2009. Publicada el 20 de julio de 2009 en el Diario oficial. Secretaria de Energía.
- 5.-Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética y su Reglamento (LAERFTE).
- 6.- Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente y su Reglamento en materia de evaluación de impacto ambiental.
- 7.- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento.

Páginas web consultadas

- 1.-Página de la Comisión Reguladora de Energía, www.cre.gob.mx
- 2.-Página de la Comisión Federal de Electricidad, www.cfe.gob.mx
- 3.-Página de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, www.conuee.gob.mx
- 4.- Página de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales, www.semarnat.gob.mx
- 5.- Pagina de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente. www.profepa.gob.mx
- 6.-Página de la Pemex gas y Petroquímica básica, www.gas.pemex.com
- 7.- Página de la Comisión Federal de la mejora regulatoria, www.cofemer.gob.mx
- 8.- Página de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social, www.stps.gob.mx

Referencias bibliográficas

- 1.- REDOSEN. Reglas de despacho y operación del sistema eléctrico nacional publicado en el DOF, el 3 de noviembre de 2005.
- 2.- LEGEEPA. Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente. Es una Ley reglamentaria de las disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos que se refieren a la preservación y restauración del equilibrio ecológico, así como a la protección al ambiente, en el territorio nacional y las zonas sobre las que la nación ejerce su soberanía y jurisdicción. Su reglamento en materia de impacto ambiental capítulo II, artículo 5 inciso K, indica sobre la autorización para la industria eléctrica.
- 3.- NOM085SEMARNAT2011. Norma oficial mexicana NOM085SEMARNAT2011, Contaminación atmosférica-niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición. Publicada en el DOF el 02 de febrero de 2012.
- 4.- NOM011STPS2001. Norma oficial mexicana NOM011STPS2001. Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido. Publicada en el DOF el 17 de abril de 2002.
- 5.- NOM081SEMARNAT1994. Norma oficial mexicana NOM081SEMARNAT1994, Que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición ratificada en el DOF el 23 de abril de 2003.
- 6.- NOM020STPS2011. Norma oficial mexicana NOM020STPS2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas- funcionamiento- condiciones de seguridad. Publicada en el DOF el 27 de diciembre de 2011.
- 7.- NOM002SECRE2010. Norma oficial mexicana NOM002SECRE2010. Instalaciones de aprovechamiento de gas natural (cancela y sustituye a la NOM002SECRE2003 instalaciones de aprovechamiento de gas natural). Publicada el 4 de febrero de 2011.
- 8.- La crisis de precios del gas natural en México. Problemas del Desarrollo. Volumen 32 No. 124. México IIEC-UNAM, enero-marzo, 2001. Víctor Rodríguez Padilla
- 9.- Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y modifica la disposición complementaria a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica número 7 "cláusula de los ajustes por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional" Publicada: el 26 de diciembre de 2007 en el DOF.
- 10.- Secretaria de Energía. RES/156/2002/Resolución por la que se aprueba la metodología para la determinación del costo total de corto plazo que se utilizara para el pago de la energía eléctrica que entreguen los permisionarios a la CFE. DOF 24 de septiembre 2002.