



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
"ZARAGOZA- CAMPUS II"

INGENIERÍA QUÍMICA

**El sistema de cogeneración como
aplicación para la generación
distribuida en el complejo procesador
de gas Nuevo Pemex**

Tesis

Que para obtener el título de:
Ingeniero Químico

PRESENTA:

VÍCTOR PRADO BELTRÁN



DIRECTOR DE TESIS:

IQ. DOMINGA ORTÍZ BAUTISTA



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES "ZARAGOZA"

DIRECCIÓN

JEFE DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN
ESCOLAR
PRESENTE.

Comunico a usted que al alumno(a) Prado Beltrán Víctor con número de cuenta 303229977 de la carrera Ingeniería Química, se le ha fijado el día 29 del mes de noviembre de 2013 a las 12:00 horas para presentar su examen profesional, que tendrá lugar en la sala de exámenes profesionales del Campus II de esta Facultad, con el siguiente jurado:

PRESIDENTE	I.Q. RAUL RAMÓN MORA HERNÁNDEZ
VOCAL	I.Q. DOMINGA ORTIZ BAUTISTA
SECRETARIO	M. en I. RAFAEL SÁNCHEZ DIRZO
SUPLENTE	DR. ESTEBAN MINOR PÉREZ
SUPLENTE	M. en I. CRESENCIANO ECHAVARRIETA ALBITER

[Handwritten signatures of the jury members]

El título de la tesis que se presenta es: **El sistema de cogeneración como aplicación para la generación distribuida en el complejo procesador de gas Nuevo Pemex.**

Opción de Titulación: Tesis profesional

ATENTAMENTE
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
México, D. F. a 25 de octubre de 2013.

DR. VÍCTOR MANUEL MENDOZA NUÑEZ
DIRECTOR
ZARAGOZA
DIRECCION

RECIBI:
OFICINA DE EXÁMENES PROFESIONALES
Y DE GRADO

Va.Bo.

DR. ROBERTO MENDOZA SERNA
JEFE DE LA CARRERA DE I.Q.

[Handwritten signature of Dr. Roberto Mendoza Serina]

DEDICATORIAS

DEDICO ESTA TESIS A DIOS:

Por darme siempre la fuerza para continuar en lo adverso, por guiarme en el sendero de lo sensato y darme sabiduría en las situaciones difíciles.

A MIS PADRES:

Minerva Beltrán Serrano y Víctor Prado Plascencia por todo el cariño, amor y confianza que me han dado a lo largo de toda mi vida, por creer en mí a pesar de las circunstancias, por ser proveedores de los consejos que me guiaron para tomar las decisiones más importantes de mi vida, por estar presentes en cada momento de mi desarrollo personal y profesional, por las extensas charlas que me dieron la oportunidad de conocerlos y acercarme a ustedes. Con humildad, admiración y un cariño eterno les estaré siempre agradecido.

A MI HERMANA:

Claudia Minerva Prado Beltrán por compartir sus sueños con los míos, por apoyarme y orientarme a lo largo de mi vida con sus experiencias, consejos y sugerencias, por ayudarme a encontrarme a mí mismo en momentos de conflicto personal, por incluirme en las actividades recreativas que me permitieron tener grandes recuerdos de mi niñez y adolescencia, y finalmente porque gracias a todo lo que has hecho por mí tengo la confianza y la actitud

A LA FAMILIA DE LA BRENA BELTRÁN:

Por ofrecerme su cariño y apoyo, por abrirme las puertas de su hogar y tratarme como a uno de sus hijos, por estar al pendiente de mi desarrollo y darme la confianza de acercarme a ustedes y compartir esos momentos de calidad humana.

A MIS TIAS:

Silvia y Laura Beltrán con un reconocimiento especial por todas las atenciones que han tenido hacia mi familia las cuales nos han ayudado a proteger uno de los regalos más maravillosos que dios me dio, (mi mami) con el corazón les doy gracias.

A MI TIO:

Jorge Beltrán por ser facilitador de una gran ayuda sin importar dificultad u horario, por su confianza, estímulo y fe pero principalmente por su amistad.

A MIS PRIMOS:

Abraham Pérez Prado	Emmanuel De La Brena Beltrán
Miguel Almanza Prado	Enrique Alba Beltrán
Irene Pérez Prado	Alan Montero Beltrán
Ramón Serrano	

Porque siempre he contado con ustedes para todo, por todas la aventuras que tuvimos, por compartir sus conocimientos y experiencias y por todos los momentos divertidos que hemos tenido desde pequeños.

A MIS BUENOS AMIGOS:

Sr. Ricardo Mata y Omar Camacho, por compartir conmigo su gusto por el deporte y recordarme que la educación física también es parte del desarrollo personal.

A MIS AMIGOS:

Aurora, Viridiana, Carolina, Martha, Juan Carlos, Kristhian Alberto, Ana, Gabriela, Sergio, Marcos, Alicia, Diana, Edmundo, Raquel, Omar, Ivette, Jazmín Alejandra, Yadira, Jazmín Alarcón, Christian Evaristo, Ismael, Yair, Erika, Antonio, Francisco Barrera.

Porque con ustedes compartí las experiencias más divertidas en la facultad y formamos una comunidad de verdadero cariño, siempre fuimos soporte unos de otros para lograr nuestro gran objetivo común, y porque sin duda su maravillosa amistad hizo que esta etapa de estudiante fuera la más placentera de toda mi vida. Los quiero les agradezco y les deseo mucho éxito colegas míos.

AGRADECIMIENTOS

A mi gran U.N.A.M., porque en sus instalaciones recibí los conocimientos necesarios que me permiten ahora hacerme llamar un profesional, porque contribuyó en mi desarrollo humano y finalmente porque la UNAM y mi FES-ZARAGOZA me permitirán sentirme orgulloso de mi educación y orgulloso de sentir mío el lema *“Por Mi Raza Hablara el Espíritu”*.

A mi Directora de tesis I.Q. Dominga Ortiz Bautista, que encaminó mi curiosidad por el campo energético, me compartió sus conocimientos, me brindó su apoyo y me alentó para superar esta etapa profesional, con cariño y respeto le agradezco.

Al Honorable Jurado, que invirtió su tiempo en la revisión y trámites de este trabajo y de manera profesional me guió para la mejor realización del mismo, compartió sus ideas y me motivó para realizarlo de la mejor manera.

Al Ing. Francisco Martín Mendoza Méndez, porque apoyo mi desarrollo profesional y con su ayuda conocí el campo laborar del área energética, facilito mi introducción a la misma, me brindo su amistad y orientación en todo momento.

A todos mis profesores, porque su contribución a la educación es uno de los mejores regalos que un profesionalista puede hacerle a su país, porque su noble esfuerzo marca la vida de muchos estudiantes y con gratitud reconozco su esfuerzo así que me permito el ofrecerles todos mis triunfos como suyos, muchas gracias.

Contenido

Resumen	1
Introducción	2
Justificación	6
Objetivos	7

CAPÍTULO 1 Generación Distribuida

1.1 Generación distribuida & Generación Centralizada	9
1.2 Factores energéticos	10
1.3 Definición de generación distribuida	10
1.4 Rango de la generación distribuida	11
1.5 Energías renovables	12
1.6 Termodinámica	12
1.6.1 Estado de equilibrio	12
1.6.2 Energía interna	12
1.6.3 Ecuación de estado	13
1.6.4 Energía eléctrica y/o mecánica y térmica	13
1.6.4.1 Energía potencial (Macroscópica)	13
1.6.4.2 Energía cinética (Macroscópica)	13
1.6.5 Trabajo	14
1.6.6 Entropía	14
1.6.7 Primera ley de la Termodinámica	14
1.6.8 Segunda ley de la Termodinámica	15
1.6.9 Calidad de la energía Termodinámica	15
1.7 Ciclos de potencia	15
1.7.1 Ciclo de Carnot	15
1.7.2 Ciclo de Rankine	17
1.7.2.1 Desviaciones de los ciclos de potencia de vapor reales respecto de los ideales	19
1.7.2.2 Incremento de la eficiencia del ciclo Rankine	20
1.7.2.3 Ciclo ideal Rankine con recalentamiento	20
1.7.2.4 Ciclo ideal Rankine regenerativo	22
1.7.2.5 Calentadores de agua de alimentación abiertos	23
1.7.2.6 Calentadores de agua de alimentación cerrados	25
1.7.3 Ciclo Diesel	26
1.8 Tecnologías de generación distribuida	28
1.8.1 Cogeneración	29
1.8.2 Turbina de gas	31
1.8.3 Motor de combustión interna	32

1.8.4 Micro turbinas	32
1.8.5 Baterías	33
1.8.6 Volantes de inercia	34
1.8.7 Bobinas superconductoras	34
1.8.8 Almacenamiento de energía	35
1.9 Beneficios de la generación distribuida	35
1.9.1 Beneficios para el usuario	35
1.9.2 Beneficios para el suministrador	35
1.10 Calidad de la energía eléctrica	36

CAPÍTULO 2 Sistemas de Cogeneración

2.1 Definición de cogeneración	38
2.2 Cuadro genérico de los sistemas de cogeneración	42
2.2.1 Esquema general de los sistemas de cogeneración	43
2.2.2 Centrales eléctricas	44
2.2.3 Plantas industriales de generación distribuida	44
2.3 Consideraciones y definiciones generales	45
2.3.1 Sistemas básicos de cogeneración	45
2.4 Tecnologías de cogeneración	46
2.4.1 Turbina de gas	46
2.4.2 Motor Diesel	47
2.4.3 Turbina de vapor	47
2.4.4 Topping Cycle	49
2.4.5 Bottoming Cycle	49
2.5 Sistemas de ciclo combinado basados en turbinas de gas	50
2.6 Capacidad y desempeño de la turbina de gas	52
2.7 Recuperación de calor	52
2.8 Post combustión	53
2.9 Principales centrales cogeneradoras	53
2.10 Cogeneración con turbina de gas y caldera	54
2.11 Cogeneración con turbina de gas, caldera y turbina de vapor	55

CAPÍTULO 3 Sistemas de Cogeneración Eficiente

3.1 Como se define a la cogeneración eficiente	57
3.1.1 Diferencia entre Generadores y Permisionarios	57
3.1.1.1 Generadores	57
3.1.1.2 Permisionarios	57
3.2 Beneficios que ofrece la cogeneración eficiente	58
3.2.1 Beneficios del permisionario de cogeneración eficiente	58
3.2.2 Beneficios para el Sistema Eléctrico Nacional	58
3.2.3 Beneficios entregados por el sistema	58

3.2.4 Beneficios por generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables	58
3.3 Campo de desarrollo y aplicación para la cogeneración eficiente	59
3.3.1 Industria química	59
3.3.2 Industria del cartón y papel	59
3.3.3 Industria alimenticia	60
3.3.4 Industria textil	60
3.3.5 Industria automotriz	60
3.3.6 Industria cerámica y azulejo	60
3.3.7 Industria de hule para llantas	60
3.3.8 Hoteles y hospitales	61
3.4 Requisitos para ser cogenerador	61
3.4.1 En el diseño eléctrico	61
3.4.2 En el diseño térmico	61
3.5 Parámetros de diseño y comportamiento para establecer un sistema de cogeneración	62
3.5.1 Relación Q/E	63
3.5.2 Índice de calor neto	65
3.6 Metodología para determinar la eficiencia de procesos de cogeneración de energía eléctrica	66
3.7 Criterio de Eficiencia para determinar a la Cogeneración Eficiente	68
3.7.1 Para los Sistemas con capacidad igual o menor a 30 MW	68
3.7.2 Cálculo de la eficiencia de un Sistema	69
3.7.3 Factor de pérdidas de energía eléctrica	69
3.7.4 Actualización de los valores de referencia	69
3.8 Mecanismo de Acreditación de Sistemas de Permisionarios como Cogeneración Eficiente	71
3.9 Disposiciones generales para la acreditación de sistemas de cogeneración como de cogeneración eficiente	71
3.9.1 Acreditación de sistemas de cogeneración	72

CAPÍTULO 4 Sistema Eléctrico Nacional

4.1 Antecedentes	79
4.2 Situación de la cogeneración en México (Marco Regulatorio)	79
4.2.1 Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos	79
4.2.2 Producción Independiente	79
4.2.3 Autoabastecimiento	79
4.2.4 Cogeneración	79
4.2.5 Pequeña producción	80
4.2.6 Generación de energía eléctrica destinada a la exportación	80
4.2.7 Utilización de energía eléctrica de importación	80
4.3 Capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional	80
4.4 Agentes relevantes del sector energético mexicano	81
4.4.1 Secretaria de Energía (SENER)	81
4.4.2 Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE)	81
4.4.3 Comisión Reguladora de Energía (CRE)	82
4.4.3.1 Ley de la Comisión Reguladora de Energía	82

4.4.4 Comisión Federal de Electricidad (CFE)	83
4.4.5 Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)	84
4.5 Política energética mexicana	84
4.5.1 Programa Sectorial de Energía 2007 – 2012	85
4.5.1.1 Visión 2030	86
4.6 Marco Regulatorio y Legislativo en el Tema de Cogeneración	86
4.6.1 Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos	86
4.6.2 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)	86
4.6.2.1 Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)	88
4.6.3 Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE)	88
4.6.4 Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE)	89
4.7 Aspectos legales	89
4.7.1 Instrumentos regulatorios para fuentes firmes de generación de energía eléctrica	90
4.8 Barreras del desarrollo de la cogeneración	91
4.8.1 Barreras políticas y estratégicas	91
4.8.2 Barreras tecnológicas	92
4.8.3 Barreras regulatorias	92
4.8.4 Barreras económicas	94
4.8.5 Barreras informativas	96
4.8.6 Barreras de desarrollo humano	97

CAPÍTULO 5 Proyecto Nuevo Pemex Cogeneración

5.1 Introducción	99
5.1.2 Balance Nacional de Energía	101
5.2 Nuevo Pemex	102
5.2.1 Endulzamiento de gas	105
5.2.2 Endulzamiento de líquidos	105
5.2.3 Recuperación de Azufre	106
5.2.4 Criogénico	107
5.2.5 Absorción	108
5.2.6 Fraccionamiento	108
5.3 Potencial y Tecnología	110
5.4 Estrategia de acuerdo al Programa Sectorial de Energía (PSE) 2007-2012	111
5.5 Aspectos Legales	112
5.5.1 Principales Obligaciones	113
5.5.2 Derechos de vía	113
5.6 Beneficios	114
5.6.1 Beneficios Económicos	114
5.6.2 Beneficios Ambientales	114
5.6.3 Beneficios Sociales	114

Conclusiones	115
Bibliografía	116
Fuentes electrónicas	118
Anexo A: Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) Artículo 36	120
Anexo B: Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, Artículo 27	124
Anexo C: Permisos de generación de energía eléctrica bajo la modalidad de cogeneración	128
Anexo D: Guía Práctica de Trámites y Permisos para Proyectos de Cogeneración de Energía Eléctrica en México	139

Índice de Tablas

Tabla 1.1 Potencial de las tecnologías de Generación Distribuida	29
Tabla 1.2 Estimación de costos de interrupciones por empresa	36
Tabla 2.1 Sistemas disponibles para generación de energía eléctrica con tecnología de cogeneración	46
Tabla 3.1 Criterios de eficiencia mínima emitidos por la CRE para determinar la Cogeneración Eficiente	57
Tabla 3.2 Relación Q/E para distintas tecnologías	64
Tabla 3.3 Relación de eficiencia mínima para capacidades menores a 30MW	68
Tabla 3.4 Eficiencia con respecto a valores de referencia según tecnología	69
Tabla 3.5 Factor de pérdidas de energía eléctrica por nivel de tensión	69
Tabla: 4.1 Proyectos de cogeneración con respecto al periodo de 1993 al 2007	81
Tabla 5.1 Impacto ambiental por crecimiento global de temperatura	102
Tabla 5.2 Capacidad instalada plantas de proceso CPG Nuevo Pemex	103
Tabla 5.3 Principales obligaciones de Pemex y el Proveedor	113

Índice de Figuras

Figura 1.1 Ejemplo de aplicación de Generación Distribuida en un sistema eléctrico	9
Figura 1.2 Ciclo de Carnot (gas ideal con proceso reversible)	16
Figura 1.3 Diagrama de una maquina térmica de Carnot	17
Figura 1.4 Diagrama T-s para un ciclo ideal de Rankine	17
Figura 1.5 Diagrama T-s para un ciclo ideal de Rankine y uno real	19
Figura 1.7 Esquema de una planta que opera con un ciclo Rankine con calentamiento y su diagrama T-s	21
Figura 1.8 Diagrama T-s Adición de calor en el boiler a temperatura relativamente baja	23
Figura 1.9 Esquema de una planta que opera con un ciclo Rankine regenerativo con calentador abierto y su diagrama T-s	24
Figura 1.10 Esquema de una planta que opera con un ciclo Rankine regenerativo con calentador cerrado y su diagrama T-s	25
Figura. 1.11 Ciclo Diesel ideal	26
Figura 1.12 Tecnologías de Generación Distribuida	28
Figura 1.13 Eficiencia energética (eléctrica y calorífica) de un sistema convencional de generación de energía eléctrica	30
Figura 1.14 Eficiencia energética (eléctrica y calorífica) de un sistema de generación de energía eléctrica con una planta de cogeneración	31
Figura 1.15 Turbina de gas de 4.6MW y 3.8MW	31
Figura 1.16 Motor de combustión interna	32
Figura 1.17 Micro-turbina	33
Figura 1.18 Batería Plomo/Ácido	33
Figura 1.19 Volante con base magnética	34
Figura 1.20 Bobina superconductora	34
Figura 1.21 Baterías electroquímicas	35
Figura 2.1 Esquema tradicional de producción separada de calor y electricidad	38
Figura 2.2 Producción simultanea de energía eléctrica y vapor	39
Figura 2.3 Producción simultanea de energía eléctrica y vapor mediante una turbina de gas	39
Figura 2.4 Corte transversal de una caldera moderna de tubos de humo	40
Figura 2.5 Producción de energía eléctrica a partir de gases residuales de proceso	40
Figura 2.6 Producción de energía eléctrica mediante aprovechamiento de gases residuales de proceso	41
Figura 2.7 Producción de energía eléctrica mediante la producción secundaria de combustible en el proceso	41
Figura 2.8 Producción de energía eléctrica mediante la producción secundaria de combustibles en el proceso	42
Figura 2.9 Producción integrada de calor y electricidad con cogeneración	43
Figura 2.10 Generación de energía eléctrica por medio de un sistema de cogeneración	43
Figura 2.11 Generación convencional de energía eléctrica	44
Figura 2.12 Maquina motriz de generación de energía eléctrica en plantas pequeñas de Generación Distribuida	45

Figura 2.13 Instalación de planta de generación de energía eléctrica con tecnología de turbina de gas	47
Figura 2.14 Motor diesel	47
Figura 2.15 Turbina de vapor	48
Figura 2.16 Generación de energía eléctrica por tecnología Topping Cycle	49
Figura 2.17 Generación de energía eléctrica por tecnología Bottoming Cycle	50
Figura 2.18 Ciclo combinado con turbina de gas	51
Figura 2.19 Curvas de relación entre el flujo de vapor generado según la presión y la temperatura del vapor	55
Figura 3.1 Suministro de energéticos a usuarios sin un sistema de cogeneración	63
Figura 3.2 Relación Q/E para distintas tecnologías	64
Figura 3.3 Suministro de energéticos a usuarios con un sistema de cogeneración	65
Figura 3.4 Vigencia para un sistema de cogeneración según capacidad	70
Figura 3.5 Mecanismo de acreditación de sistemas de cogeneración como cogeneración eficiente	71
Figura 3.6 Configuración para la forma de cogeneración primera etapa	73
Figura 3.7 Configuración para la forma de cogeneración segunda etapa	74
Figura 3.8 Generación de energía eléctrica a partir de un combustible residual	75
Figura 3.9 Producción de energía térmica y eléctrica simultáneamente	76
Figura 3.10 Producción de energía térmica para su uso en generación de energía eléctrica	76
Figura 3.11 Producción de energía eléctrica a partir de la co-producción de un combustible	77
Figura 5.1 Prospectiva de crecimiento poblacional con respecto al tiempo	99
Figura 5.2 Demanda mundial de energía con respecto al tiempo	100
Figura 5.3 Emisiones de CO ₂ con respecto al tiempo	100
Figura 5.4 BNE, estructura general y principales flujos energéticos	101
Figura 5.5 Instalación del complejo procesador de gas	103
Figura 5.6 Principal actividad del complejo procesador de gas	104
Figura 5.7 Proceso de endulzamiento de gas	105
Figura 5.8 Proceso de endulzamiento de líquidos	106
Figura 5.9 Proceso de recuperación de azufre	106
Figura 5.10 Proceso criogénico	107
Figura 5.11 Proceso de absorción	108
Figura 5.12 Proceso de fraccionamiento	109
Figura 5.13 Diagrama de potencial y distribución de servicios	110
Figura 5.14 Diagrama esquemático de la planta de cogeneración	111
Figura 5.15 Alcance eléctrico del proyecto Nuevo Pemex en la ciudad de Villa Hermosa	112

Índice de Abreviaturas

kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
Kg	Kilogramo
kV	Kilovoltio
LP	Licuado de petróleo
Km	Kilómetro
GD	Generación Distribuida
MW	Mega watt
U	Energía interna
Q	Calor
Q _s	Calor suministrado
Q _u	Energía térmica útil
PCI	Poder calorífico del combustible
ICN	Cantidad de combustible necesario adicionado
E	Energía
E _p	Energía potencial
E _c	Energía cinética
W	Trabajo
J	Joule
TJ	Tera joule
S	Entropía
h	Entalpía
ΔE	Incremento de energía interna
P	Presión
V	Volumen
T	Temperatura
C	Compresor
CC	Cámara de combustión
Re	Rendimiento eléctrico
RefE'	Rendimiento de referencia para la generación eléctrica a partir de un combustible fósil en una central eficiente de tecnología actual
F _p	Factor de pérdidas de energía eléctrica
F _h	Combustible utilizado en el Sistema atribuible a la producción de calor útil
F _e	Combustible utilizado en el Sistema atribuible a la generación de energía eléctrica
EE	Eficiencia atribuible a la generación eléctrica
E _{conv}	Energía eléctrica generada por una central convencional eficiente
EP	Energía primaria, obtenida del análisis por separado del comportamiento del proceso de generación de energía eléctrica y del proceso térmico del Sistema
AEP	Ahorro de energía primaria
APEP	Ahorro Porcentual de Energía Primaria
Elc	Energía eléctrica libre de combustible (carácter renovable)
Rh	Rendimiento térmico
η	Eficiencia o Rendimiento

E _{tg}	Eficiencia del turbogenerador
C _{vr}	Consumo específico de vapor
CHP	Combinated heat and power
R _{pm}	Revoluciones por minuto
Mt	Millones de toneladas
K	Unidad de temperatura Kelvin
°F	Unidad de temperatura Fahrenheit
°C	Unidad de temperatura Celsius
E/C	Relación electricidad - calor
RTE	Relación térmica – eléctrica
BTU	British Thermal Unit
Lb/h	Libras – hora
Psig	Libra – fuerza por pulgada cuadrada
CTCP	Costo total de corto plazo
MDL	Mecanismo de desarrollo limpio
USD	Dólar estadounidense
CO ₂	Dióxido de carbono
GEI	Gases de efecto invernadero
CPG	Complejo procesador de gas
ONG	Organización no gubernamental
MDD	Millones de dólares
MVA	Mega-volti-amperio
ASME	American Society of Mechanical Engineers
DOE	Departamento de Energía de Estados Unidos
DOF	Diario Oficial de la Federación
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
LSPEE	Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica
SEMIP	Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
PEMEX	Petróleos mexicanos
PGPB	Pemex Gas y Petroquímica Básica
CCNNPURRE	Comité Consultivo Nacional de Normalización para la Preservación y Uso Racional de los Recursos Energéticos
LAERFTE	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
PROFEPA	Procuraduría Federal de Protección al Ambiente
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
PND	Plan Nacional de Desarrollo
BNE	Balance Nacional de Energía
LASE	Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
PRONASE	Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
POISE	Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico

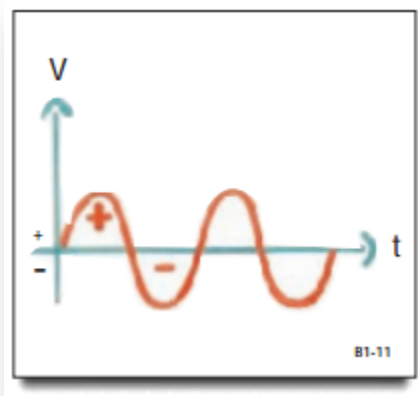
PSE	Programa Sectorial de Energía
NOM	Norma Oficial Mexicana
CNBV	Comisión Nacional Bancaria y de Valores
IEA	International Energy Agency
ESCOs	Energy Service Companies
PR	Pemex Refinación
PEP	Pemex Exploración y Producción
PPQ	Pemex Petroquímica
DDV	Derecho de vía

Glosario

Corriente continúa

La corriente continua (c.c.) es producida por generadores que siempre suministran la corriente en la misma dirección; tal es el caso de dinamos, células fotoeléctricas, pilas, etc. En el automóvil se utiliza corriente continua porque puede almacenarse en la batería garantizando así su disponibilidad cuando se precise.

La corriente continua no varía su valor en función del tiempo: en la pantalla de un osciloscopio aparece como una línea horizontal referenciada a un nivel de cero voltios (línea de masa). La distancia de la línea de tensión a la línea de masa indica la magnitud (amplitud) de la tensión.



Baja y mediana tensión

Los dos primeros términos se refieren a un Nivel de voltaje, Media tensión se refiere a cualquier actividad, diseño, construcción, mantenimiento de líneas de transmisión y/o subtransmisión, con todos sus elementos (aisladores, posteraía, cableado, transformadores etc.) para circuitos que funcionan de 600 Voltios a 69 KV (69,000 Voltios) arriba de 69KV y hasta 230KV se considera Alta Tensión, y arriba de los 230 se kkama Muy Alta Tensión.

Los circuitos que trabajan abajo de los 600 voltios son considerados como baja tensión.

Materia

Es todo aquello que tiene masa y que ocupa un lugar en el espacio. Se compone de partículas muy pequeñas llamadas átomos y puede clasificarse en uno de estos dos grupos: elementos y compuestos. En un elemento todos los átomos son iguales. Aluminio, cobre, carbono, germanio y silicio son ejemplos de elementos. Compuesto es una combinación de elementos; por ejemplo, el agua es un compuesto que consta de hidrógeno y oxígeno. La

partícula más pequeña que conserva las características originales de un compuesto se llama molécula.

Los átomos están formados por partículas subatómicas: electrones, protones y neutrones, en proporciones diversas. El electrón es la carga eléctrica negativa fundamental y es igual a $-1,6 \times 10^{-19}$ [C] . El protón tiene la carga positiva fundamental y es igual a $+1,6 \times 10^{-19}$ [C] . El Coulomb

[C] es la unidad en que se mide la carga eléctrica. Los neutrones no poseen carga eléctrica.

Potencial eléctrico y diferencia de potencial

Debido a la existencia del campo eléctrico, una carga eléctrica tiene la capacidad de efectuar un trabajo al mover a otra carga por atracción o por repulsión. Es decir en un punto ubicado en el entorno de una carga existe una condición energética que se manifiesta en la capacidad de desplazar otra carga (llamada carga de prueba) hasta ese punto. Se dice que se efectúa trabajo sobre la carga de prueba ya que sobre esta actúa una fuerza que la desplaza en una dirección determinada. A esta capacidad de efectuar trabajo se llama potencial eléctrico y se asocia a un punto ubicado en un campo eléctrico. El potencial eléctrico de un punto A se simboliza como V_A y se mide en una unidad llamada voltio (v).

En la mayoría de las aplicaciones prácticas es más conveniente referirse a la diferencia de potencial entre dos puntos A y B como el trabajo necesario para desplazar una carga de prueba desde el punto A hasta el punto B. La diferencia de potencial entre dos puntos A y B se simboliza como V_{AB} y también se mide en voltios. Una carga se desplazará de un punto a otro solo si existe una diferencia de potencial entre esos dos puntos.

Se acostumbra a llamar a la diferencia de potencial entre dos puntos como el voltaje entre esos dos puntos o como la caída de tensión entre esos dos puntos. El término "caída" hace referencia al hecho de que una carga de prueba positiva se moverá desde un punto de alto potencial a otro de bajo potencial, es decir existe una caída de potencial entre los dos puntos en que se mueve la carga positiva. Se identifica el punto con más alto potencial con el signo (+) y el punto con más bajo potencial con el signo (-). Es importante recalcar el hecho de que si un punto A tiene un potencial positivo (+) significa que es más positivo con respecto a otro punto B identificado con potencial negativo (-) y viceversa.

Corriente eléctrica

El movimiento o flujo orientado de electrones a través de un material se denomina corriente eléctrica. Para producirla, los electrones deben moverse entre dos puntos es decir debe existir una diferencia de potencial entre esos dos puntos.

La intensidad de la corriente se representa con el símbolo I y se define como la cantidad de electrones que pasan, por un punto de un conductor, en un tiempo determinado. La unidad para medirla es el amperio (A). Un amperio de intensidad de corriente representa la cantidad de electrones equivalente a 1 coulomb de carga pasando por un punto en el tiempo de 1 segundo.

La definición de intensidad de corriente puede expresarse por la siguiente ecuación:

$$I = \frac{Q}{t}$$

Dónde:

I = intensidad de corriente en amperios (A).

Q = cantidad de cargas en coulomb (C).

t = tiempo en segundos (s).

Calor

Es un tipo de energía que puede ser generado por reacciones químicas (como en la combustión), reacciones nucleares (como en la fusión nuclear de los átomos de hidrógeno que tienen lugar en el interior del Sol), disipación electromagnética (como en los hornos de microondas) o por disipación mecánica (fricción). Su concepto está ligado al Principio Cero de la Termodinámica, según el cual, dos cuerpos en contacto intercambian energía hasta que su temperatura se equilibre. El calor puede ser transferido entre objetos por diferentes mecanismos, entre los que cabe reseñar la radiación, la conducción y la convección, aunque en la mayoría de los procesos reales todos los mecanismos anteriores se encuentran presentes simultáneamente en mayor o menor grado.

Capacidad calorífica

La capacidad calorífica de un cuerpo es el cociente entre la cantidad de energía calorífica transferida a un cuerpo o sistema en un proceso cualquiera y el cambio de temperatura que experimenta.

En una forma menos formal es la energía necesaria para aumentar 1 K su temperatura, (usando el SI) Indica la mayor o menor dificultad que presenta dicho cuerpo para experimentar cambios de temperatura bajo el suministro de calor.

Calor específico

El calor específico de una sustancia o sistema termodinámico es una magnitud física que se define como la cantidad de calor que hay que suministrar a la unidad de masa del sistema considerado para elevar su temperatura en una unidad (kelvin o grado Celsius) a partir de una temperatura dada; en general, el valor del calor específico depende de dicha temperatura inicial.

Cogenerador

Es aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de Cogeneración y que puede o no, ser el propietario del sistema de Cogeneración.

Eficiencia

Quiere decir, acción, fuerza, producción. Se define como la capacidad de disponer de alguien o de algo para conseguir un efecto determinado. No debe confundirse con eficacia que se define como la capacidad de lograr el efecto que se desea o se espera. Eficiencia tiene varios significados, aunque todos ellos están relacionados pues involucran una razón en la que el denominador representa la entrada, insumo o input en algún sistema, en tanto que el numerador representa la salida, producto u output del mismo.

Carga base

Se utiliza para generar energía eléctrica en forma continua; opera en paralelo con la red de distribución; puede tomar o vender parte de la energía, y usa la red para respaldo y mantenimiento

Carga en punta

Se utiliza para suministrar la energía eléctrica en períodos punta, con lo que disminuye la demanda máxima del consumidor, ya que el costo de la energía en este período es el más alto.

Generación aislada o remota

Se usa el arreglo para generar energía eléctrica en el modo de autoabastecimiento, debido a que no es viable a partir de la red eléctrica (sistema aislado o falta de capacidad del suministrador).

Soporte a la red de distribución. A veces en forma eventual o bien periódicamente, la empresa eléctrica requiere reforzar su red eléctrica instalando pequeñas plantas, incluida la subestación de potencia, debido a altas demandas en diversas épocas del año, o por fallas en la red.

Almacenamiento de energía

Se puede tomar en consideración esta alternativa cuando es viable el costo de la tecnología a emplear, las interrupciones son frecuentes o se cuenta con fuentes de energía renovables.

Ciclo combinado

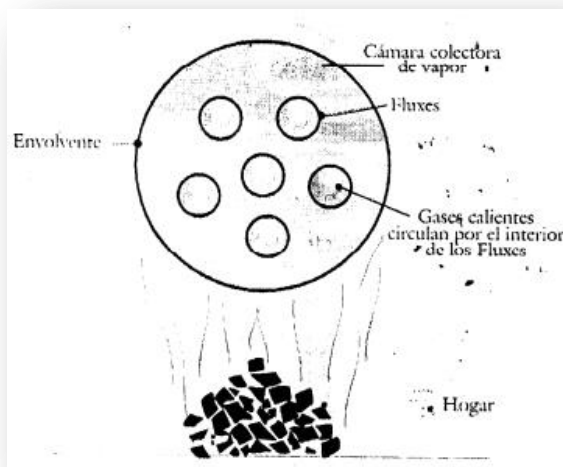
Los sistemas de intercambio de cogeneración son sistemas de producción en los que se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil partiendo de un único combustible. Al generar electricidad con un motor generador o una turbina, el aprovechamiento de la energía primaria del combustible es del 25% al 35%, lo demás se pierde. Al cogenerar se puede llegar a aprovechar del 70% al 85% de la energía que entrega el combustible. La mejora de la eficiencia térmica de la cogeneración se basa en el aprovechamiento del calor residual de los sistemas de refrigeración de los motores de combustión interna para la generación de electricidad.

Se denomina ciclo combinado en la generación de energía a la co-existencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno cuyo fluido de trabajo es el vapor de agua y otro cuyo fluido de trabajo es un gas producto de una combustión. En una central eléctrica el ciclo de gas genera energía eléctrica mediante una o varias turbinas de gas y el ciclo de vapor de agua lo hacen mediante una turbina de vapor. El principio sobre el cual se basa es utilizar los gases de escape a alta temperatura de la turbina de gas para aportar calor a la caldera o generador de vapor de recuperación, la que alimenta a su vez de vapor a la turbina de vapor. La principal ventaja de utilizar el ciclo combinado es su alta eficiencia, ya que se obtienen rendimientos superiores al rendimiento de una central de ciclo único y mucho mayores que los de una de turbina de vapor.

Tubo de humo

Originalmente de casco cilíndrico (tipo marmita), fue primeramente mejorada mediante el paso de los gases calientes por dentro de los tubos colocados en el interior del cuerpo cilíndrico de la caldera. Son usados fundamentalmente para sistemas de calefacción, para la producción de vapor requerido en los procesos industriales o como calderas portátiles y cuentan con un diseño de hasta 6800 kg de vapor por hora con índices de 1.05 kg/cm² en baja presión y 17.6 kg/cm² para la generación de fuerza.

La caldera de tubos de humo tiene limitaciones en cuanto a su tamaño y en la adaptabilidad de su diseño pero cuenta con la ventaja de un gran volumen de almacenamiento de agua y con posibilidad de sobrecalentamiento limitada.



- Cuerpo: Es propiamente un cilindro que técnicamente se llama envoltorio.
- Hogar: aquí es donde se efectúa la combustión, el combustible se quema y empieza a ceder calor al agua.
- Espejos: son las tapas que lleva el cilindro llamado envoltorio en cada uno de los extremos y lleva muchas perforaciones donde van colocados los tubos y el hogar.

Resumen

La Presente tesis tuvo como propósito identificar las disposiciones oficiales actuales para los sistemas de cogeneración, así como dar a conocer sus aplicaciones, beneficios, oportunidades, barreras y paradigmas en cuanto al uso de estas tecnologías las cuales como veremos más adelante tienen un gran potencial para la generación de energía eléctrica y/o térmica más eficiente, a bajo costo y amigable con el medio ambiente.

Se realizó una investigación de los conceptos básicos de la cogeneración, sus orígenes y los distintos tipos de aplicación que esta permite implementar en el sector industrial, para así realizar un análisis de casos de éxito que han permitido considerar la aplicación de los sistemas de cogeneración como una tecnología altamente viable.

Se identificaron algunos casos de éxito así como la modalidad legal con que éstos están sujetos y son hoy en día fueron el incentivo para el desarrollo a gran escala de una instalación de cogeneración como lo es el Complejo procesador de gas Nuevo Pemex.

Principalmente el sector industrial es el que tiene una gran cantidad de cantidad de campos de aplicación los cuales por mencionar algunos son: azucarero, papelerero, textil, automotriz, de servicios tales como hospitales, petroleros, entre otros.

Posteriormente se generó una base de datos de las empresas que actualmente tienen permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía para la generación de sus recursos energéticos, bajo la modalidad de cogeneración, los cuales toman en cuenta actividad económica, ubicación, capacidad, inversión, energético primario y tecnología utilizada así, se obtuvieron cifras generales de la inversión y potencial de generación que México tiene reportado bajo la modalidad de cogeneración.

Se recopiló la información relevante que envuelve a los sistemas de cogeneración desde el punto de vista normativo el cual establece y enfatiza la importancia de la administración energética identificando sus ventajas y desventajas en base a las disposiciones oficiales dando a conocer las oportunidades de desarrollo y alcances que hoy en día son permisibles.

Introducción

La búsqueda de una mayor eficiencia en los equipos de proceso es una práctica de la humanidad reciente, ya que a la implementación de una tecnología siempre se ha buscado el cómo mejorarla pero muy recientemente con la finalidad del ahorro energético gracias al conocido potencial de ahorro económico que dichas tecnologías dan como resultado.

La crítica situación ambiental que tenemos actualmente es otro factor que nos obliga a pensar en el mejor uso de nuestros recursos naturales y es necesario proponer métodos para reducir el impacto que nuestros procesos productivos generan.

México es uno de los países con mayor campo de aplicación de tecnologías de generación eléctrica alterna a las hoy en día utilizadas por su amplia variedad y disponibilidad de energéticos. La demanda de servicios se reduce principalmente en: servicios térmicos y servicios de energía eléctrica.

Los sistemas de cogeneración son específicos para la demanda de servicios de cada industria y si estos son correctamente diseñados son capaces de brindar grandes beneficios en cuanto a la calidad de energía que se les demanda e igualmente la reducción de costos por la generación de dichos servicios de la manera tradicional.

Nuevo Pemex es uno de los actuales ejemplos en el desarrollo de los sistemas de cogeneración permitiéndole los beneficios anteriormente señalados que, independientemente de su propósito demuestran la viabilidad económica que estos poseen.

Esta tesis está compuesta de 5 capítulos:

En el primer capítulo se mencionan las generalidades en cuanto a tecnologías de generación distribuida partiendo de sus orígenes y como ésta se fue transformando en lo que hoy en día conocemos.

La generación distribuida representa un cambio en la manera convencional de generación de energía eléctrica pero sus orígenes datan de los inicios mismos de la generación eléctrica.

La industria eléctrica se fundamentó en sus inicios en la generación en sitio del consumo. Después con el crecimiento poblacional y la creciente demanda del servicio evolucionó hasta un esquema de “Generación Centralizada”, para así tener capacidad de proveer el servicio a toda la comunidad a su alrededor. El siguiente obstáculo a vencer fue la restricción tecnológica de los generadores eléctricos de corriente continua y su transporte máximo por baja tensión, que era de 30 a 57 KV.

Conforme el tiempo avanzó, la generación eléctrica fue estructurada como se conoce hoy en día, es decir, con corriente alterna y transformadores, permitiendo transportar la energía eléctrica a grandes distancias alejadas del punto de generación. Así que se pierde el concepto de generación centralizada ya que ahora los grandes generadores se encuentran

ubicados en la periferia de la zona de consumo pero siempre cerca del suministro de agua y combustible.

A partir de los años 70's factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) a nivel mundial, plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar el suministro continuo del servicio eléctrico, por otra parte la calidad de la energía eléctrica y finalmente el ahorro y uso eficiente de los recursos naturales.

El segundo capítulo se delimita a la generación distribuida comentando algunas de sus tecnologías de generación eléctrica convencional y no convencional puntualizando en los sistemas de cogeneración y dando los esquemas generales de la energía mecánica y la energía calorífica que esta abarca así como sus especificaciones termodinámicas de las mismas.

La cogeneración se define como la producción secuencial de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica aprovechable en los procesos industriales a partir de una misma fuente de energía primaria, y es hoy, una alternativa como método de conservación de energía para la industria, acorde con las políticas de globalización económica regional y a la política internacional orientada a lograr un desarrollo sustentable.

En una planta de generación termoeléctrica se quema normalmente un combustible fósil para producir vapor a alta temperatura y presión, el cual se hace pasar por una turbina para generar energía eléctrica. En este proceso, aún en las plantas más eficientes, se logra la conversión a electricidad de menos del 40% de la energía disponible en el combustible; el resto se descarga a la atmósfera, mediante los gases producto de la combustión que salen por la chimenea del generador de vapor y en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico. Aunque la cantidad de calor que se desecha a la atmósfera es muy grande, es de baja entalpía, en otras palabras de baja capacidad para generar electricidad dentro de las plantas generadoras.

Al generar electricidad mediante un generador, movido por una turbina, el aprovechamiento de la energía del combustible es del 25% al 40% solamente, y el resto debe disiparse en forma de calor. Con la cogeneración se aprovecha una parte importante de esa energía térmica disipada en forma de calor produciendo vapor, y evita el tener que volver a generarlo mediante una caldera, con las implicaciones de quema de combustible adicional.

El tercer capítulo especifica las disposiciones generales de los organismos federales para la acreditación de un sistema de cogeneración como sistema de cogeneración eficiente especificando sus diferencias entre estos, definiciones y ventajas específicas según el campo de aplicación y capacidades de generación de servicios.

La cogeneración eficiente está definida como la generación de energía eléctrica conforme a lo establecido en la fracción II del Artículo 36 de la LSPEE (anexo A), siempre que el proceso tenga una eficiente mayor a la mínima establecida por la CRE (Tabla 3.1). Así mismo la Comisión Reguladora de Energía estableció en febrero del 2011 la Metodología

para el cálculo de la eficiencia en los sistemas de cogeneración eléctrica (anexo D) y por lo tanto los criterios para determinar la “cogeneración eficiente.”

El impulso a la cogeneración representa una de las mayores oportunidades para lograr un mejor aprovechamiento en el consumo de energía en las empresas y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. El mayor potencial de cogeneración se presenta en las instalaciones de PEMEX y en otras grandes industrias con alto patrón de consumo de energía, pues requieren calor en sus procesos. Asimismo, existe un potencial relevante en sistemas de menor escala para pequeñas y medianas empresas.

El cuarto capítulo hace una recopilación de información del sistema eléctrico nacional a través de cómo ha ido creciendo la infraestructura energética en México así como la identificación de los agentes relevantes del sector energético mexicano.

La cogeneración ha tenido un lento desarrollo en México por lo que respecta a la pequeña y mediana industria, a excepción del sector papelero con una instalación de 166MW entre 1992 y 2007 en 10 sistemas y un promedio de 16.112 MW por sistema. (Cifras tomadas de la base de datos anexo C) Las condiciones del entorno no han sido del todo favorables y es necesario un acercamiento más íntimo con las industrias para la óptima promoción de esta tecnología y sus proyectos.

Hasta a finales del año 2007 la capacidad de cogeneración instalada en la industria según las concesiones emitidas por la CRE y sin considerar a PEMEX dentro de esta cifra fue de 1,266 MW (Véase tabla 4.1).

PEMEX regulariza sus permisos de cogeneración en 1998 en las instalaciones de sus complejos petroquímicos de Cangrejera, Morelos y Pajaritos, así como del complejo procesador de gas de Cactus, que ya estaban en operación antes de 1992. Y con la llegada de la modificación del Artículo 27 Constitucional (anexo B) en el año 1997 PEMEX instaló 15 proyectos con 1,064 MW adicionales.

Con lo anterior la capacidad total de cogeneración instalada en México a fines de 2007 fue de 3,304 MW, que se integró con los 459 MW instalados antes de 1993 (regularizados por la CRE) y los 2,845 MW instalados a partir del año de 1993 hasta el año 2007. De los 1,266 MW instalados por el sector industrial.

El quinto capítulo explica el proceso de planeación y desarrollo del proyecto Pemex cogeneración mediante la estimación de la demanda energética con respecto a la perspectiva de crecimiento poblacional, la demanda mundial de energía primaria entre otras.

La planeación energética de un país consiste en estimar a corto, mediano y largo plazos la demanda de energía y establecer cómo se va a satisfacer. La demanda de energía se debe a factores demográficos, económicos, sociales, ambientales y políticos, mientras que su satisfacción se lleva a cabo con la generada por las diversas fuentes de energía, renovables de preferencia o no renovables. También, es necesario considerar ahorrar y hacer un uso eficiente de la energía.

Según la División de la población del departamento de Asuntos Económicos y Sociales de la Secretaría de las Naciones Unidas en un estudio realizado en el año 2010, el crecimiento de la población de 46% entre 2000 y 2050 tiene un efecto directo en el tamaño y composición de la demanda energética, en un contexto mundial de crisis económica que relega la urgencia de atacar las causas del cambio climático, siendo éste el reto más importante que enfrenta la humanidad, junto con la pérdida de la biodiversidad.

Desde el inicio de su operación Pemex ha sido uno de los principales consumidores de energía eléctrica del país. A partir de la publicación de la Reforma de Cogeneración en enero de 2006, se presentan nuevas oportunidades para Pemex de desarrollar proyectos de cogeneración para la propia empresa en colaboración con la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

El Proyecto denominado Pemex-Cogeneración, el primero en su tipo para Petróleos Mexicanos, se encuentra en el municipio de Centro, en Villa Hermosa, Tabasco, a un costado del Complejo Procesador de Gas (CPG), la nueva Planta de Cogeneración, entró en operación a principios de 2013 suponiendo una producción de energía y vapor a gran escala con alta eficiencia y confiabilidad.

Es un proyecto realizado en conjunto con CFE y la iniciativa privada, en el cual bajo el esquema de prestación de servicios por un tercero (el cual utilizará sus propios recursos), a través de un contrato a veinte años para la transformación de agua en vapor, para su entrega al Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex, y de gas natural en energía eléctrica, para su entrega a dicho complejo y porteo a otros centros de trabajo de Pemex.

Finalmente, se establecen las conclusiones a las cuales se llegaron en este trabajo.

Justificación

La cogeneración es una tecnología que ha sido implementada por pocos sectores energéticos en todo el mundo y hoy en día ofrece un gran potencial en la generación de energía eléctrica y calor para todos los sectores pero principalmente el sector industrial, alcanzando así los mayores índices de eficiencia energética y a su vez la disminución de una enorme cantidad de emisiones de gases nocivos para la salud.

Los sistemas de cogeneración se fundamentan en el máximo aprovechamiento de la energía (combustible) que se alimenta al sistema generador produciendo así energía eléctrica utilizada principalmente en carácter de autoabastecimiento y la generación de calor útil para diferentes tareas específicas dependiendo el área de desarrollo de la misma. Esto le permite figurar en el rubro de energía renovable al potencializar el aprovechamiento de la mayoría del combustible fósil que se le suministra al sistema en el cual anteriormente la energía calorífica era disipada al medio ambiente y sólo era utilizado el 33% de la energía mecánica la cual a su vez era conectada a un generador y así finalmente, obtener la energía eléctrica.

Actualmente es necesario desarrollar planes energéticos estratégicos en el aprovechamiento del potencial energético y a su vez amigables con el medio ambiente ya que cada vez es mayor el costo del combustible y este es un factor clave en el desarrollo de cualquier producto y/o servicio, así pues la cogeneración ofrece una alternativa bastante atractiva en economía, medio ambiente y autonomía energética.

Algunos indicadores en este sentido son los monopolios de estado en la industria eléctrica que están desapareciendo, las tecnologías de generación empiezan a apartarse de la ruta de las grandes unidades generadoras (que en su momento ofrecían importantes economías de escala) en favor del uso de tecnologías cada vez de menor tamaño, pero con mayores economías en los procesos de manufactura; los gobiernos y las entidades reguladoras imponen cada vez mayores restricciones al uso de combustibles contaminantes, y los empresarios buscan minimizar los riesgos de sus inversiones, recurriendo a esquemas que les permitan eliminar, en lo posible, la incertidumbre de los precios en el mercado de los energéticos.

El panorama energético de México comienza ya facilitar el uso de esta tecnología como es el caso de Nuevo Pemex mediante una regulación energética estricta y, en base al plan de desarrollo energético actual los organismos reguladores de la energía en México cuentan con un área dedicada a promover la cogeneración y cogeneración eficiente, para que así el permisionario pueda obtener los beneficios en ahorro de energía en las industrias con potencial de cogeneración secuencial de energía eléctrica y térmica.

Es por eso que en este trabajo se realizará un análisis del panorama energético en México en cuanto a la regulación para la producción de energía eléctrica y/o térmica a partir de un sistema de cogeneración identificando las barreras que impiden su consolidación en México.

Objetivos

General

- Conocer el marco regulatorio en México para la implementación de sistemas de cogeneración en el sector público, mediante el análisis de casos de éxito que permitan identificar las barreras que impiden su consolidación en México.

Particulares

- Revisar el desarrollo histórico de la energía eléctrica en México.
- Identificar el potencial de desarrollo nacional en la tecnología de cogeneración.
- Identificar las oportunidades y barreras en el marco regulatorio mexicano.
- Realizar un seguimiento del proyecto de cogeneración Nuevo PEMEX.

CAPÍTULO 1

Generación Distribuida

1.1 Generación distribuida & Generación centralizada¹

La generación distribuida representa un cambio en la manera convencional de generación de energía eléctrica pero sus orígenes datan de los inicios mismos de la generación eléctrica.

La industria eléctrica se fundamentó en sus inicios en la generación en sitio del consumo. Después con el crecimiento poblacional y la creciente demanda del servicio evolucionó hasta un esquema de “Generación Centralizada”, para así tener capacidad de proveer el servicio a toda la comunidad a su alrededor. El siguiente obstáculo a vencer fue la restricción tecnológica de los generadores eléctricos de corriente continua y su transporte máximo por baja tensión, que era de 30 a 57 KV.

Conforme el tiempo avanzó, la generación eléctrica fue estructurada como se conoce hoy en día, es decir, con corriente alterna y transformadores, permitiendo esto transportar la energía eléctrica a grandes distancias alejadas del punto de generación. Así que se pierde el concepto de generación centralizada ya que ahora los grandes generadores se encuentran ubicados en la periferia de la zona de consumo pero siempre cerca del suministro de agua y combustible como se observa en la figura 1.1.



Figura 1.1 Ejemplo de aplicación de GD en un sistema eléctrico.
Fuente: Guía básica de la generación distribuida Labein-Tecnalia.

¹ http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/generacion_distribuida_1?page=1 5/marzo/2013

1.2 Factores energéticos

A partir de los años 70's factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) a nivel mundial, plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar el suministro continuo del servicio eléctrico, por otra parte la calidad de la energía eléctrica y finalmente el ahorro y uso eficiente de los recursos naturales.

Primeramente como una tecnología alternativa fue la generación de energía eléctrica lo más cerca posible del lugar de alto consumo como era hecho en un principio en las zonas industriales pero con el uso de la nueva tecnología disponible y el respaldo de la red de servicio del sistema eléctrico. A ese modo de generación se le conoce como generación en sitio, generación dispersa y mayormente como generación distribuida.

1.3 Definición de generación distribuida²

Como anteriormente se mencionó esta es una generación de energía eléctrica en pequeña escala cerca del lugar de consumo, conectada directamente en las redes de distribución, con instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales cuya generación esta generalmente por debajo de 1000kW y mayormente orientada a tecnologías de cogeneración con la cual se maximiza el uso de los combustibles utilizados.

Se trata pues de un campo de actuación en el que se intentan aprovechar algunas nuevas tecnologías para acercar la producción de energía, electricidad y calor, al consumidor. Su definición se basa en la generación de energía cerca del punto de consumo, pero no implica el uso de una tecnología en particular.

Asimismo, existe una cierta disparidad de criterios a la hora de establecer el límite de potencia para la generación distribuida. El Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos establece unos límites que van desde 1 kW hasta decenas de MW. En España, el Régimen Especial contempla un límite máximo de potencia de 50 MW. EscoVale Consultancy, prestigiosa consultoría del Reino Unido, amplía el rango de potencias hasta 100 MW, limitando a 10 MW la potencia máxima para instalaciones basadas en fuentes de energía renovable. En México se establecen límites que se muestran en el capítulo 3.

[2http://www.madrid.org/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobheadername1=Content-Disposition&blobheadervalue1=filename%3DGUIA+BASICA+DE+LA+GENERACION.pdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1181215450713&ssbinary=true](http://www.madrid.org/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobheadername1=Content-Disposition&blobheadervalue1=filename%3DGUIA+BASICA+DE+LA+GENERACION.pdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1181215450713&ssbinary=true) 11/marzo/13

1.4 Rango de la generación distribuida³

En cuanto al rango en capacidad instalada de la generación distribuida, ésta varía aún más que la propia definición, pues es bastante subjetivo el criterio para calificar a sus instalaciones como “relativamente más pequeñas a las centrales de generación”. En la literatura se manejan diferentes rangos: menores a 500 kilowatts (kW); mayores a 1,000 y menores a 5,000 kW; menores a 20,000 kW; menores a 100,000 kW; e inclusive de tan sólo unos cuantos kW, por ejemplo 3 kW.

No obstante lo anterior y con el afán de establecer una capacidad de acuerdo con las características de generación eléctrica, se puede decir que, en lo que respecta a tecnologías disponibles, la capacidad de los sistemas de generación distribuida varía de cientos de kW hasta diez mil kW.

La interconexión en la mayoría de los casos, un aspecto necesario en la generación distribuida es la interconexión con la red eléctrica, para poder cubrir cualquier eventualidad del sistema de compra o venta de energía eléctrica. Algunos de los aspectos técnicos a considerar en la interconexión son:

- Relevadores de protección.
- Conexión del transformador.
- Sistema de puesta a tierra.
- Coordinación de protecciones y regulación de la tensión de la compañía.
- Equipos de calidad de servicio.
- Conformidad con normas de los convertidores de potencia.
- Monitoreo y control remoto del grupo.
- Mantenimiento preventivo y correctivo periódico.
- Sistema de comunicación entre el operador privado y el controlador de la red de distribución.

Las aplicaciones de la generación distribuida van desde la generación en base, generación en punta, cogeneración, hasta la mejora de la calidad de suministro, respaldo y soporte a la red de transporte y distribución. Ninguna tecnología abarca todo el rango de beneficios por sí misma, sino que cada una se ajusta mejor a unas aplicaciones que a otras.

Esta es bastante subjetiva y depende de muchos factores como son tecnológicos, aspectos legales, capacidades y eficiencia del equipo, etc. pero hoy en día México establece que el rango permisible deberá estar bajo los 500kW de generación mediante esta tecnología la cual posee grandes ventajas y desventajas como veremos más adelante.

³ http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/generacion_distribuida_1?page=1 11/marzo/13

1.5 Energías renovables

Las energías renovables son energías limpias que contribuyen a cuidar el medio ambiente. Frente a los efectos contaminantes y el agotamiento de los combustibles fósiles, las energías renovables son ya una alternativa. En renovable hablamos ahora de la Energía solar, eólica, biomasa, energía geotérmica, energía hidroeléctrica, hidrógeno y energía de los océanos.

Las energías renovables proceden de fuentes naturales que son inagotables. Energías procedentes de fuentes como el sol, el aire, el agua, biomasa etcétera. A pesar de pertenecer a esas fuentes inagotables, la constante y creciente contaminación en el medio ambiente ha hecho que durante los últimos años sus recursos hayan mermado de manera considerable peligrando su continuidad y no sólo eso sino que muchas especies animales han muerto, así como el peligro que amenaza a la conservación de la tierra y a nuestra propia especie. Los problemas medioambientales asociados a los procesos de conversión de la energía han significado un toque de atención cada vez más acentuado. Los problemas asociados al efecto invernadero, lluvias ácidas o residuos nucleares, significarán a corto plazo, un nuevo impulso al desarrollo de nuevas formas de producción de energía, motivados en esta ocasión, no tanto por problemas en cuanto a la disponibilidad del recurso, como ocurrió a raíz de la crisis energética, sino por aspectos medioambientales y de calidad de vida.

1.6 Termodinámica⁴

Es la rama de la física que se enfoca en la ley de la conservación de la energía mediante el estudio de los vínculos existentes entre el calor, trabajo y las demás variedades de energía. Analiza principalmente los efectos que poseen a nivel macroscópico (definido como un conjunto de materia que se puede aislar especialmente y coexiste con un entorno infinito e imperturbable) las modificaciones de temperatura, presión, densidad, masa y volumen en cada sistema.

1.6.1 Estado de equilibrio

Se define como aquel proceso dinámico que tiene lugar en un sistema cuando tanto lo que es el volumen como la presión y la temperatura no cambian.

1.6.2 Energía interna

Se entiende como energía interna “U” a la suma de todas las energías y todas y cada una de las partículas que conforman aquel sistema.

Dado que las partículas que constituyen un sistema pueden trasladarse, rotar y vibrar, la energía interna tiene una contribución debida a estos movimientos, ésta es la energía cinética interna. Las moléculas poseen una energía potencial interna debido a las interacciones intermoleculares e intramoleculares, es decir, debido a la posición relativa de las partículas que las forman.

⁴ Cengel, Yunus y Boles, Michael, Termodinámica, Mc Graw. Hill (Sexta edición), 1997. 28/marzo/2013

La energía interna es una propiedad extensiva y es función de estado, por lo cual su diferencial es exacta.

A volumen constante, la primera ley implica que el cambio de energía interna es igual al calor absorbido o desprendido durante el proceso:

$$Q_v = \Delta U$$

1.6.3 Ecuación de estado

Una ecuación de estado es la relación que existe entre dos o más propiedades termodinámicas. En sistemas de un componente y de una fase, la ecuación de estado incluirá tres propiedades, dos de las cuales pueden ser consideradas como independientes. Aunque en principio se podrían plantear relaciones funcionales en que intervengan tres propiedades termodinámicas cualesquiera, las expresiones analíticas de las relaciones entre propiedades han sido limitadas casi completamente a la presión, volumen y temperatura. Debido a la incompleta comprensión de las interacciones intermoleculares, especialmente en los estados líquido y sólido, han sido utilizados métodos empíricos para desarrollar muchas de las ecuaciones de estado de uso general. Dado que la presión, temperatura y volumen pueden ser medidos directamente, los datos necesarios para evaluar las constantes en tales ecuaciones pueden ser obtenidos experimentalmente.

1.6.4 Energía eléctrica y/o mecánica y térmica

Todo aquello capaz de realizar trabajo o provocar movimiento en contra de una resistencia. Todas las cosas tienen energía, siendo ésta por lo tanto una propiedad de la materia que puede tomar muchas formas: calor, luz, electricidad, magnetismo, movimiento, sonido, enlaces químicos, fuerzas nucleares; todas ellas son manifestaciones de la energía.

La energía es una de las partes fundamentales del universo, el cual está básicamente compuesto por materia y energía, aunque también es cierto que todo lo que constituye el universo existe y se mueve en el espacio y en el tiempo.

1.6.4.1 Energía potencial (Macroscópica)

La energía potencial es el tipo de energía mecánica asociada a la posición o configuración de un objeto. Podemos pensar en la energía potencial como la energía almacenada en el objeto debido a su posición y que se puede transformar en energía cinética o trabajo. El concepto energía potencial, U , se asocia con las llamadas fuerzas conservadoras. Cuando una fuerza conservadora, como la fuerza de gravedad, actúa en un sistema u objeto; la energía cinética ganada (o pérdida) por el sistema es compensada por una pérdida (o ganancia) de una cantidad igual de energía potencial. Esto ocurre según los elementos del sistema u objeto cambia de posición.

1.6.4.2 Energía cinética (Macroscópica)

Cuando un cuerpo está en movimiento posee energía cinética ya que al chocar contra otro puede moverlo y, por lo tanto, producir un trabajo.

Para que un cuerpo adquiriera energía cinética o de movimiento; es decir, para ponerlo en movimiento, es necesario aplicarle una fuerza. Cuanto mayor sea el tiempo que esté actuando dicha fuerza, mayor será la velocidad del cuerpo y, por lo tanto, su energía cinética será también mayor.

Otro factor que influye en la energía cinética es la masa del cuerpo.

1.6.5 Trabajo

Es una forma de energía cuyo concepto básico está asociado a la mecánica, y se define como el producto de una fuerza y el desplazamiento que produce, cuando ambos son medidos en la misma dirección. El trabajo, como el calor, es un fenómeno transitorio y sólo existe mientras la operación se está realizando.

1.6.6 Entropía

Tanto el calor como el trabajo son formas de energía en transición, por lo que son función de una diferencia de potencial. Ese potencial o gradiente se mide fácilmente como temperatura. Si una cantidad de calor se divide entre su temperatura absoluta, el cociente es una propiedad que define la “intensidad de energía “y se conoce como entropía.

La entropía puede definirse como la propiedad que mide la porción del calor añadido que no puede ser convertido en trabajo, sin importar lo cercano a la perfección que sea el proceso.

1.6.7 Primera ley de la Termodinámica

Mejor conocida como ley de la conservación de la energía, es decir, tal energía no se crea, ni se destruye. Esta ley establece que para una cantidad dada de una forma de energía que desaparece otra forma de la misma aparecerá en una cantidad igual a la cantidad desaparecida. Para ser más específicos consideremos el destino de cierta cantidad de calor q agregada al sistema. Esta cantidad dará origen a un incremento de la energía interna del sistema y también efectuará cierto trabajo externo como consecuencia de dicha absorción calorífica.

Si designamos por ΔU al incremento de energía interna del sistema y w al trabajo hecho por el sistema sobre el contorno, entonces por la primera ley tendremos:

$$\begin{aligned}\Delta U + w &= q \\ \Delta U &= q - w\end{aligned}$$

La ecuación de ΔU constituye el establecimiento matemático de la primera ley. Como la energía interna depende únicamente del estado de un sistema, entonces el cambio de la misma ΔU , involucrado en el paso de un estado donde la energía es E_1 a otro donde es E_2 debe estar dada por:

$$\Delta U = U_2 - U_1$$

1.6.8 Segunda ley de la Termodinámica

Aunque la Primera Ley de la termodinámica establece la relación entre el calor absorbido y el trabajo realizado en un sistema, no señala ninguna restricción en la fuente de este calor o en la dirección de su flujo. Según la primera ley, nada impide que sin ayuda externa, extraigamos calor del hielo para calentar el agua, siendo la temperatura del primero menor que la de esta última. Pero la experiencia nos enseña que tal transferencia del calor de una temperatura más baja a otra mayor no se efectúa espontáneamente, en su lugar se encuentra siempre que el calor fluye en sentido contrario, es decir, el flujo de calor es unidireccional desde la temperatura más elevada a otra menor, lo que no impide la posibilidad de enfriar un cuerpo por debajo de la temperatura de sus contornos, pero para ello es preciso realizar un cierto trabajo.

De estos hechos puede verse que el calor no se transforma en trabajo sin producir cambios permanentes bien sea en los sistemas comprendidos o en sus proximidades.

Esta ley apoya todo su contenido aceptando la existencia de una magnitud física llamada entropía tal que, para un sistema aislado (que no intercambia materia ni energía con su entorno), la variación de la entropía siempre debe ser mayor que cero.

1.6.9 Calidad de la energía (termodinámica)⁵

La energía es una propiedad conservada y no se sabe de ningún proceso que viole la primera ley de la termodinámica. Por lo tanto es razonable concluir que para que ocurra, un proceso debe satisfacer la primera ley. Sin embargo, satisfacerla no asegura que en realidad el proceso tenga lugar. Un proceso no puede ocurrir a menos que satisfaga tanto la primera ley de la termodinámica como la segunda. Sin embargo, el uso de la segunda ley de la termodinámica no se limita a identificar la dirección de los procesos, también afirma que la energía tiene calidad así como cantidad. La primera ley se relaciona con la cantidad de energía y sus transformaciones sin considerar su calidad. Conservar la calidad de la energía es una cuestión importante, y la segunda ley provee los medios necesarios para determinarla, así como el grado de degradación que sufre durante un proceso; se usa también para determinar los límites teóricos en el desempeño de sistemas de ingeniería de uso ordinario, así como predecir el grado de terminación de las reacciones químicas.

1.7 Ciclos de potencia

1.7.1 Ciclo de Carnot

Este consiste en dos procesos isotérmicos y dos procesos adiabáticos, como se muestra en la figura 1.2 y es considerado el motor térmico más eficiente permitido por las leyes físicas el cual establece que ninguna máquina operando entre dos temperaturas determinadas posee

⁵ Cengel, Yunus y Boles, Michael, Termodinámica, Mc Graw. Hill (Sexta edición), 1997, p. 345
12/abril/2013

un rendimiento superior al de una máquina de Carnot que funcione entre las mismas temperaturas.

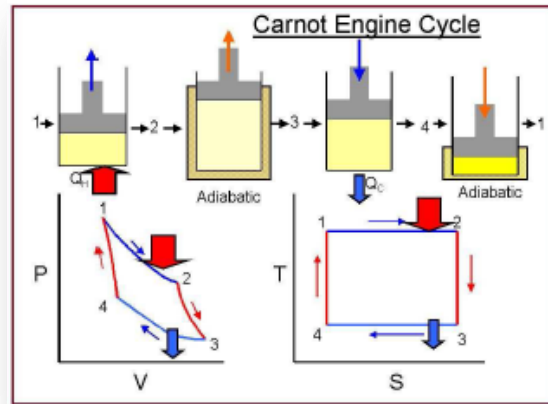


Figura 1.2 Ciclo de Carnot (gas ideal con proceso reversible).

Fuente: Practise energy.

En la figura 1.2 se muestran las etapas del ciclo de Carnot las cuales se definirán a continuación.

1-2 Expansión isotérmica a T_1 y calor absorbido $Q_1 > 0$.

2-3 Expansión adiabática de T_1 a T_2 , $Q = 0$.

3-4 Compresión isotérmica a la temperatura T_2 , calor cedido, $Q_2 < 0$.

4-1 Compresión adiabática de T_2 a T_1 , $Q = 0$.

Eficiencia = $(Q_1 - Q_2) / Q_1 = (T_1 - T_2) / T_1$

En la figura 1.3 se puede observar la secuencia de proceso en los equipos industriales en el que el ciclo de Carnot interactúa.

1-2 A la presión alta del estado 1 se comunica calor a presión constante (y a temperatura constante), hasta que el agua se encuentra como vapor saturado en el estado 2.

2-3 Una expansión adiabática e internamente reversible del fluido de trabajo en la turbina hasta que alcanza la temperatura inferior T_B en el estado 3.

3-4 El vapor húmedo que sale de la turbina se condensa parcialmente a presión constante (y temperatura constante) hasta el estado 4, cediendo calor.

4-1 Se comprime isoentrópicamente vapor de agua húmedo, que se encuentra en el estado 4, hasta el estado 1 de líquido saturado.

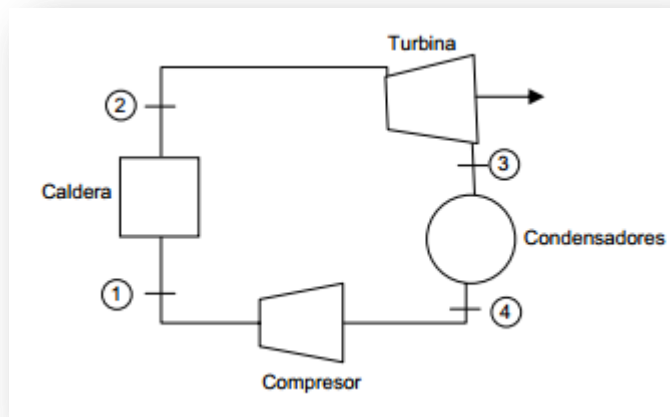


Figura 1.3 Diagrama de una máquina térmica de Carnot.

Fuente: <http://termoaplicadaunefm.files.wordpress.com/2009/02/tema-1-ciclo-de-vapor.pdf>

1.7.2 Ciclo de Rankine⁶

El ciclo Rankine (figura 1.4) es el cual es el ciclo ideal para las centrales eléctricas de vapor, este ciclo ideal no incluye ninguna irreversibilidad interna y está compuesto de los siguientes cuatro procesos:

1. Compresión isentrópica en una bomba.
2. Adición de calor a presión constante en una caldera.
3. Expansión isentrópica en una turbina.
4. Rechazo de calor a presión constante en un condensador.

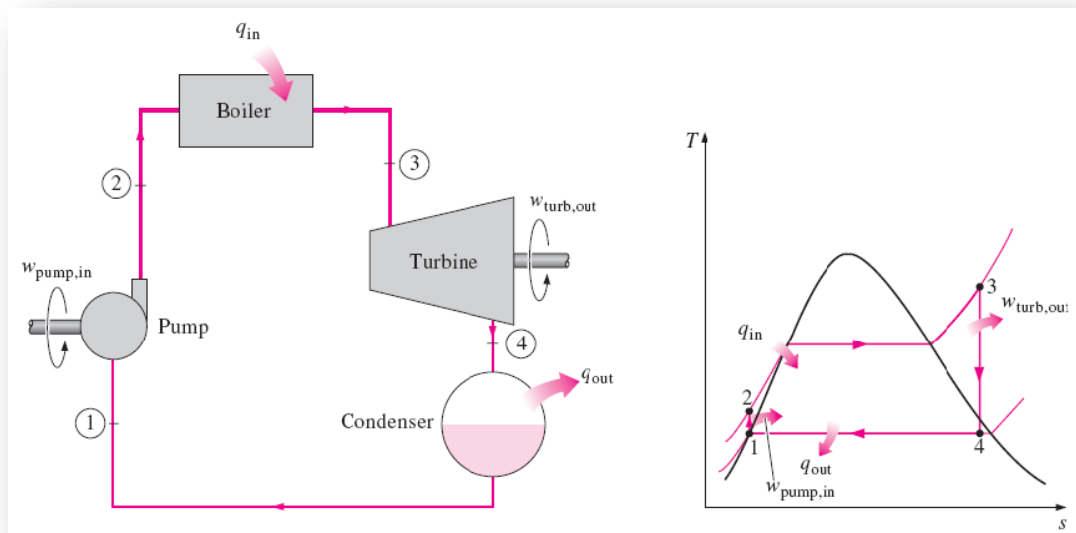


Figura 1.4 Diagrama T-s para un ciclo ideal de Rankine.

Fuente: Proyecto - cogeneración con turbina de vapor [sem.2011-1] FES-Z UNAM

⁶ <http://termoaplicadaunefm.files.wordpress.com/2009/02/tema-1-ciclo-de-vapor.pdf> 12/abril/2013

El agua entra a la bomba en el estado 1 como líquido saturado y se condensa isentrópicamente hasta la presión de operación de la caldera. La temperatura del agua aumenta un poco durante este proceso de compresión isentrópica debido a una ligera disminución en el volumen específico del agua.

El agua entra a la caldera como líquido comprimido en el estado 2 y Sale como vapor sobrecalentado en el estado 3. La caldera es básicamente un gran intercambiador de calor donde el calor que se origina en los gases de combustión, reactores nucleares u otras fuentes, se transfiere al agua esencialmente a presión constante. El vapor sobrecalentado en el estado 3 entra a la turbina donde se expande isentrópicamente y produce trabajo al hacer girar el eje conectado a un generador eléctrico. La presión y la temperatura del vapor disminuyen durante este proceso hasta los valores en el estado 4, donde el vapor entra al condensador.

El vapor se condensa a presión constante en el condensador, el cual es básicamente un gran intercambiador de calor, rechazando el calor hacia un medio de enfriamiento como un lago, un río o la atmósfera. El vapor sale del condensador como líquido saturado y entra a la bomba, completando el ciclo.

El ciclo de potencia de vapor real difiere del ciclo ideal Rankine, (figura 1.5) debido a las irreversibilidades en diversos componentes. La fricción del fluido y las pérdidas de calor indeseables hacia los alrededores son dos fuentes muy comunes de irreversibilidades. La fricción del fluido ocasiona caídas de presión en la caldera, el condensador y las tuberías entre diversos componentes.⁷

Aplicando balances de energía para el anterior proceso y despreciando los cambios en la energía cinética y potencial del vapor suelen ser pequeños respecto de los términos de transferencia de calor y de trabajo, por lo que considerando régimen permanente, se halla que para cada elemento:

$$\begin{aligned} \text{Bomba (q=0)} \quad W_{bomba,en} &= h_2 - h_1 \quad \text{ó} \quad W_{bomba,en} = v(P_2 - P_1) \\ \text{Donde } h_1 &= h_{f P_1} \quad \text{y} \quad v = v_1 = v_{f P_1} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Caldera (w=0)} \quad q_{en} &= h_3 - h_2 \\ \text{Turbina (q=0)} \quad W_{turb,sal} &= h_3 - h_4 \\ \text{Condensador} \quad q_{sal} &= h_4 - h_1 \end{aligned}$$

La eficiencia térmica del ciclo Rankine se determina como:

$$\eta = \frac{W_{neto}}{q_{en}} = \frac{W_{turb,sal} - W_{bomba,en}}{q_{en}}$$

⁷ Cengel, Yunus y Boles, Michael, Termodinámica, Mc Graw. Hill (Sexta edición), 1997, p. 599

1.7.2.1 Desviaciones de los ciclos de potencia de vapor reales respecto de los ideales

El ciclo de potencia de vapor real difiere del ciclo ideal Rankine, como se ilustra en la figura 1.5, debido a las irreversibilidades en diversos componentes. La fricción del fluido y las pérdidas de calor indeseables hacia los alrededores son dos fuentes muy comunes de irreversibilidades. La fricción del fluido ocasiona caídas de presión en la caldera, el condensador y las tuberías entre diversos componentes.

Como consecuencia, el vapor sale de la caldera a una presión un poco menor. Además, la presión en la entrada de la turbina es un poco menor que la de la salida de la caldera debido a la caída de presión en los tubos conectores.

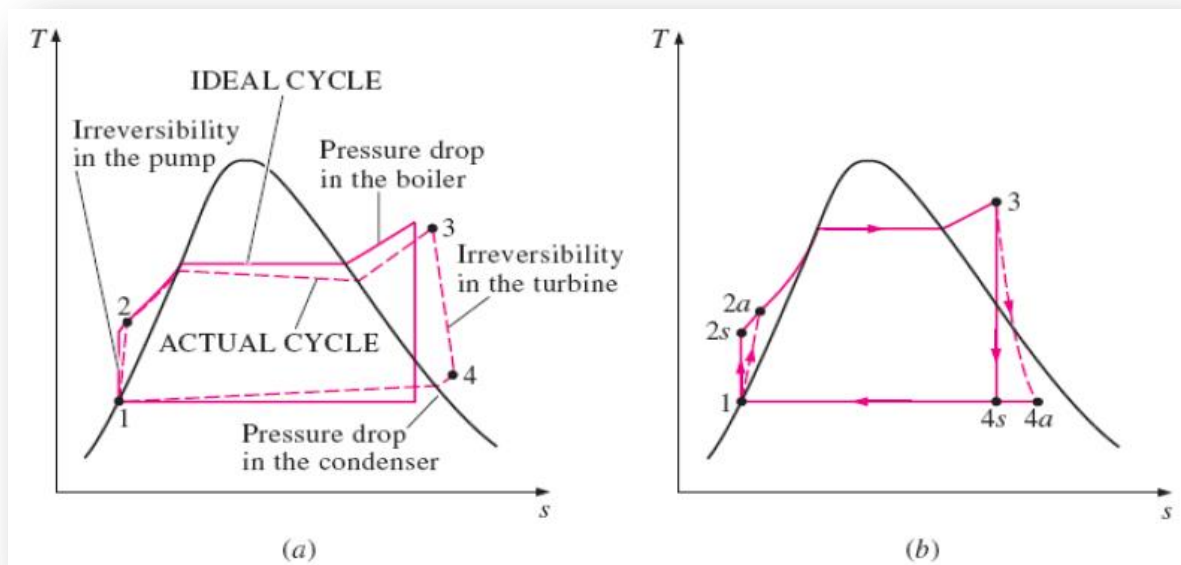


Figura 1.5 Diagrama T-s para un ciclo ideal de Rankine y uno real.
Fuente: Proyecto - cogeneración con turbina de vapor [sem.2011-1] FES-Z UNAM

La caída de presión en el condensador usualmente es muy pequeña. Para compensar estas caídas de presión, el agua debe bombearse a una presión más alta que la que el ciclo ideal requiere. Para ello es necesaria una bomba más grande.

La otra fuente de irreversibilidad es la pérdida térmica del vapor hacia los alrededores cuando éste fluye por varios componentes. Para mantener el mismo nivel de salida neta de trabajo, es necesario transferir más calor al vapor que está en la caldera para compensar esas pérdidas térmicas indeseables. Como consecuencia, la eficiencia del ciclo disminuye.

De particular importancia son las irreversibilidades que suceden dentro de la bomba y la turbina. Una bomba requiere una entrada de trabajo mayor, y una turbina produce una salida de trabajo más pequeña como consecuencia de las irreversibilidades. En condiciones ideales, el flujo por estos dispositivos es isentrópico.

La desviación de las bombas y turbinas reales de las isentrópicas se compensa exactamente empleando eficiencias adiabáticas, definidas como:

$$\eta_p = \frac{W_s}{W_a} = \frac{h_{2s} - h_1}{h_{2a} - h_1}$$

$$\eta_p = \frac{W_a}{W_s} = \frac{h_3 - h_{4a}}{h_3 - h_{4s}}$$

Donde los estados 2a y 4a son los estados de salida reales de la bomba y la turbina respectivamente y 2s y 4s son los estados correspondientes para el caso isentrópico (figura 1.5).

También es necesario considerar otros factores en el análisis de los ciclos de potencia reales. En los condensadores reales, por ejemplo, el líquido suele enfriarse para prevenir el inicio de cavitación la rápida vaporización y condensación del fluido en el lado de baja presión del impulsor de la bomba, que a la larga puede destruirla.

Hay pérdidas adicionales en los cojinetes entre las partes móviles como consecuencia de la fricción. El vapor que se fuga durante el ciclo y el aire que ingresa al condensador representa otras dos fuentes de pérdida. Por último, la potencia consumida por equipos auxiliares, como los ventiladores que suministran aire al horno, también deben considerarse al evaluar el desempeño de las plantas de potencia reales.

1.7.2.2 Incremento de la eficiencia del ciclo Rankine

La idea básica detrás de todas las modificaciones para incrementar la eficiencia térmica de un ciclo de potencia es la misma: Aumentar la temperatura promedio a la cual el calor se transfiere al fluido de trabajo en la caldera o disminuir la temperatura promedio a la cual el calor se rechaza del fluido de trabajo en el condensador. Hay tres maneras de lograr esto en el ciclo ideal:

1. Reducción de la presión del condensador.
2. Sobrecalentamiento del vapor a altas temperaturas.
3. Incremento de la presión de la caldera.

1.7.2.3 Ciclo ideal Rankine con recalentamiento

Para obtener altas eficiencias una opción es un ciclo con recalentamiento, para lo cual hay dos posibilidades (Figura 1.7):

1. Sobrecalentar el vapor a temperaturas muy altas antes de que entre a la turbina. Solución deseable porque la temperatura promedio a la cual se añade el calor también se incrementaría, lo que aumentaría la eficiencia del ciclo. Sin embargo, no es una solución viable pues requeriría elevar la temperatura del vapor hasta niveles metalúrgicamente inseguros.

2. Expandir el vapor en la turbina en dos etapas y recalentando entre ellas. En otras palabras, modificar el ciclo ideal Rankine simple con un proceso de recalentamiento. El recalentamiento es una solución parcial al problema de humedad excesiva en turbinas y con frecuencia se recurre a él en las centrales de potencia de vapor modernas.

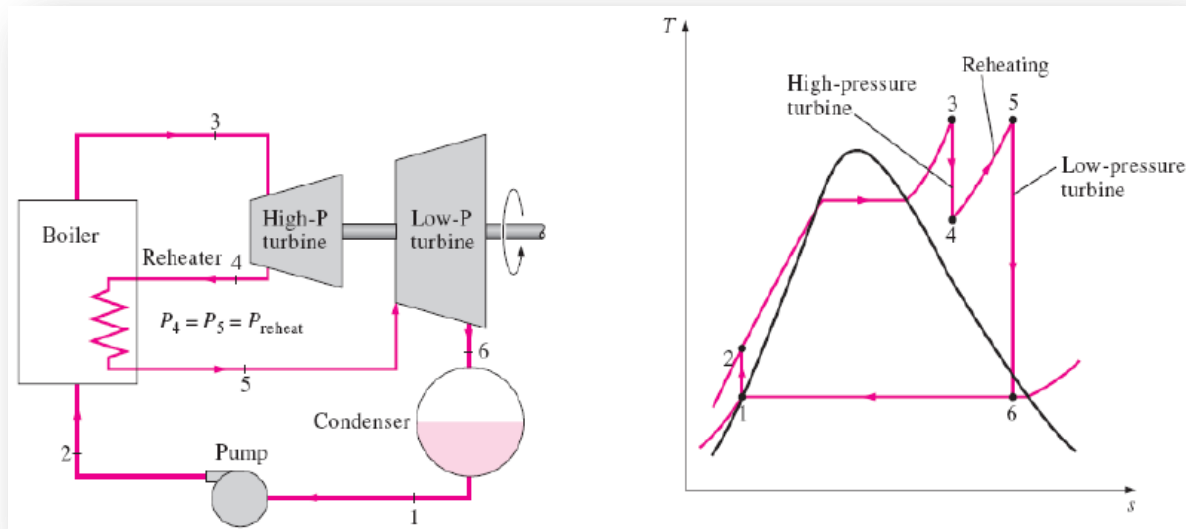


Figura. 1.7 Esquema de una planta que opera con un ciclo Rankine con calentamiento y su diagrama T-s.

Fuente: Proyecto - cogeneración con turbina de vapor [sem.2011-1] FES-Z UNAM

El diagrama T-s de ciclo Rankine de recalentamiento ideal y su diagrama esquemático que opera con este ciclo se muestra en la siguiente figura. El ciclo ideal Rankine de recalentamiento difiere del ciclo ideal Rankine simple en el que el proceso de expansión sucede en dos etapas. En la primera (la turbina de alta presión), el vapor se expande isoentropicamente hasta una presión intermedia y se regresa a la caldera donde se recalienta a presión constante, lo más usual es que sea hasta la temperatura de entrada de la primera etapa de la turbina. Después el vapor se expande isoentropicamente en la segunda etapa (turbina de baja presión) hasta la presión del condensador de modo que la entrada de calor total y la salida total de trabajo de la turbina de un ciclo de recalentamiento vienen a ser estas ecuaciones:

$$q_{en} = q_{primario} + q_{recalentamiento} = (h_3 - h_2) + (h_5 + h_4)$$

$$w_{turb,sal} = W_{turb,I} + W_{turb,II} = (h_3 - h_4) + (h_5 - h_6)$$

La aplicación de un recalentamiento en una central eléctrica moderna mejora la eficiencia del ciclo en 4 o 5% la cual incrementa la temperatura promedio a la cual el calor se añade al vapor. La temperatura promedio durante el proceso de recalentamiento puede incrementarse si se incrementa el número de etapas de expansión y recalentamiento. Conforme se incrementa el número de etapas los procesos de expansión y recalentamiento se acercan a un proceso isotérmico a la temperatura máxima, como se muestra en la figura 1.7.

Sin embargo el uso de más de dos etapas de recalentamiento no es práctico. El mejoramiento teórico en la eficiencia del segundo recalentamiento es cercano a la mitad del que se produce a partir del primer recalentamiento. Si la presión de entrada de la turbina no es lo suficientemente alta, el doble recalentamiento resultará en un escape supercrítico. Esto es indeseable, porque causaría la temperatura promedio para el rechazo de calor aumentará y que de ese modo la eficiencia del ciclo disminuyera. Por tanto el doble recalentamiento se emplea solo en centrales de potencia de presión supercrítica (presión mayor a 22.09 MPa). Una tercera etapa de recalentamiento incrementaría la eficiencia del ciclo en casi la mitad de la mejora alcanzada mediante el segundo recalentamiento. Ganancia tan pequeña que no justifica el costo y la complejidad adicionales. El ciclo de recalentamiento fue introducido a mediados de la década de los veinte, pero se abandonó en los treinta debido a las dificultades operativas, con el paso de los años el aumento estable en las presiones de la caldera hizo necesario reintroducir un solo recalentamiento lo cual ocurrió al final de la década de los cuarenta y el doble de recalentamiento al principio de los cincuenta. Las temperaturas de recalentamiento son muy cercanas o iguales a la temperatura de entrada a la turbina. La presión de recalentamiento óptima se acerca a un cuarto de la presión del ciclo máximo. Por ejemplo óptima de recalentamiento para un ciclo con una presión de caldera de 12 MPa es aproximadamente de 3 MPa. Recuerde el único propósito del ciclo de recalentamiento es reducir el contenido de humedad del vapor en las etapas finales del proceso de expansión. Si hubiera materiales que soportaran temperaturas tan altas, no habría necesidad de un ciclo de recalentamiento.

1.7.2.4 Ciclo ideal Rankine regenerativo

Un examen cuidadoso del diagrama T-s del ciclo Rankine de la figura 1.8, revela que el calor se añade al fluido de trabajo durante el proceso 2-2' a una temperatura relativamente baja. Esto reduce la temperatura promedio a la cual se añade el calor y, por consiguiente, la eficiencia del ciclo. Para remediar esta deficiencia, se debe buscar la manera de elevar la temperatura del líquido que sale de la bomba (que recibe el nombre de agua de alimentación) antes de que entre a la caldera.

Una posibilidad es transferir calor al agua de alimentación del vapor en expansión en un intercambiador de calor a contraflujo integrado en la turbina, es decir, utilizar regeneración. Esta solución también es impráctica debido a que es difícil diseñar tal intercambiador de calor porque incrementaría el contenido de humedad del vapor en las etapas finales de la turbina. Un proceso de regeneración práctico en las plantas de potencia de vapor se logra con la extracción o “drenado” del vapor de la turbina en diversos puntos. Este vapor, que podría haber producido más trabajo si se expandía aún más en la turbina, se utiliza para calentar el agua de alimentación. El dispositivo donde el agua de alimentación se calienta mediante regeneración se llama regenerador, o calentador de agua de alimentación. La regeneración no sólo mejora la eficiencia del ciclo, sino que también brinda un medio conveniente de airear el agua de alimentación (eliminando el aire que se filtra en el condensador) para evitar la corrosión en la caldera. También ayuda a controlar la gran relación de flujo de volumen del vapor en las etapas finales de la turbina (debido a los grandes volúmenes específicos a bajas presiones). Por consiguiente, la regeneración se emplea en todas las modernas plantas de potencia de vapor desde su introducción a principio de la década de los veinte. Un calentador de agua de alimentación es un

intercambiador de calor, en el cual el calor se transfiere del vapor al agua de alimentación mezclando las dos corrientes de fluido (calentadores de agua de alimentación abiertos) o sin mezclarlas (calentadores de agua de alimentación cerrados).

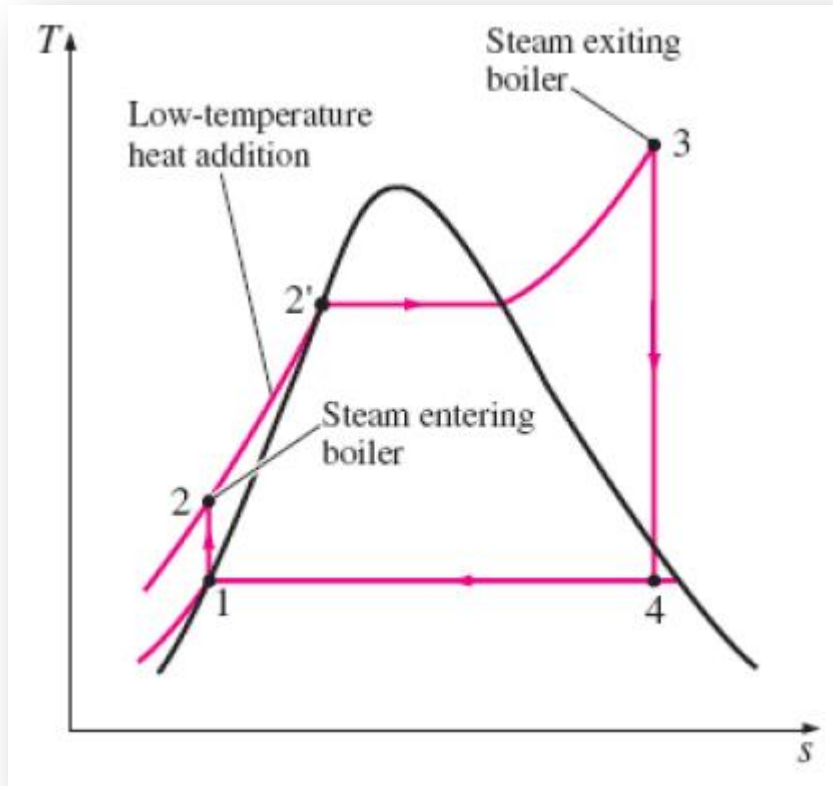


Figura. 1.8 Diagrama T-s Adición de calor en el boiler se lleva a cabo a temperaturas relativamente bajas.
Fuente: Proyecto - cogeneración con turbina de vapor [sem.2011-1] FES-Z UNAM

1.7.2.5 Calentadores de agua de alimentación abiertos

Un calentador de agua de alimentación abierto (o de contacto directo) es una cámara de mezcla, donde el vapor extraído de la turbina se mezcla con el agua de alimentación existente en la bomba. En una situación ideal, la mezcla sale del calentador como un líquido saturado a la presión del calentador. Una representación de esto se muestra en la figura 1.9.

En un ciclo ideal Rankine regenerativo el vapor entra a la turbina a la presión de la caldera (estado 5) y se expande isentrópicamente hasta una presión intermedia (estado 6). Se extrae un poco de vapor en este estado y se envía al calentador de agua de alimentación, en tanto que el vapor restante continúa su expansión isentrópica hasta la presión del condensador (estado 7).

Este vapor sale del condensador como un líquido saturado a la presión del condensador (estado 1). El agua condensada, la cual también recibe el nombre de agua de alimentación,

entra luego a una bomba isentrópica, donde se comprime hasta la presión del calentador del agua de alimentación (estado 2) y se envía al calentador de agua de alimentación donde se mezcla con el vapor extraído de la turbina. La fracción del vapor extraído es tal que la mezcla sale del calentador como un líquido saturado a la presión del calentador (estado 3). Una segunda bomba eleva la presión del agua hasta la presión de la caldera (estado 4). El ciclo concluye con el calentamiento del agua en la caldera hasta el estado de entrada de la turbina (estado 5).

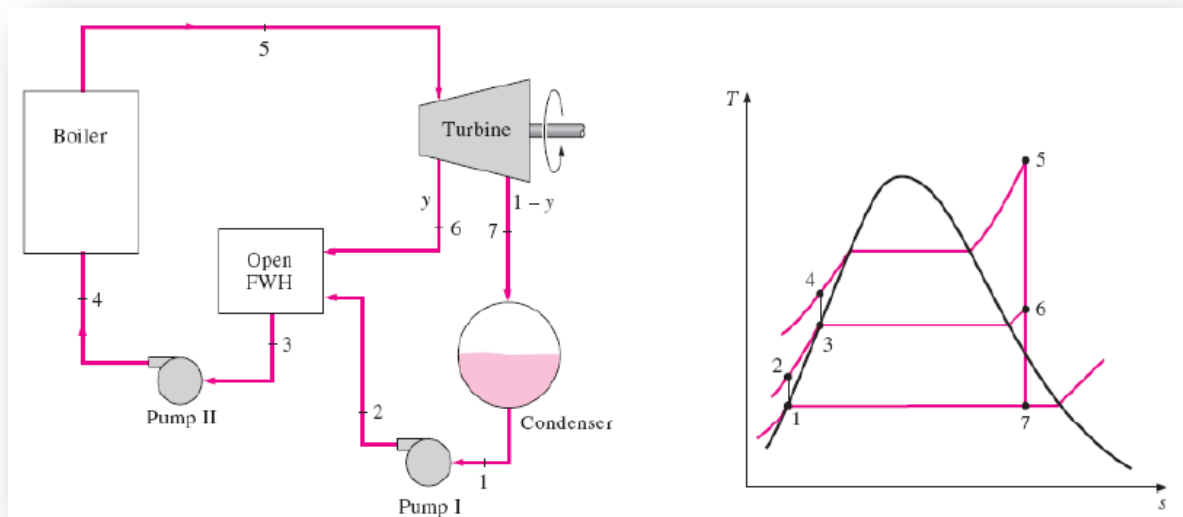


Figura. 1.9 Esquema de una planta que opera con un ciclo Rankine regenerativo con calentador abierto y su diagrama T-s. Fuente: Proyecto - cogeneración con turbina de vapor [sem.2011-1] FES-Z UNAM

A la luz de la figura 1.9, el calor y las interacciones de trabajo en un ciclo Rankine regenerativo con un calentador de agua de alimentación pueden expresarse por unidad de masa de vapor que fluye por la caldera como:

$$\begin{aligned}
 q_{en} &= h_5 - h_4 \\
 q_{sal} &= (1 - y) * (h_7 - h_1) \\
 W_{turb,sal} &= (h_5 - h_6) + (1 - y) * (h_6 - h_7) \\
 W_{bomba,en} &= (1 - y) * W_{bombaI,en} + W_{bombaII,en}
 \end{aligned}$$

$$y = \frac{m_6}{m_5} \text{ Fracción de vapor extraído}$$

$$\begin{aligned}
 W_{bombaI,en} &= v_1 * (P_2 - P_1) \\
 W_{bombaII,en} &= v_3 * (P_4 - P_3)
 \end{aligned}$$

La eficiencia térmica del ciclo Rankine aumenta como resultado de la regeneración; lo anterior es consecuencia de que la regeneración eleva la temperatura promedio a la cual el calor se añade al vapor en la caldera y eleva la temperatura del agua antes de que entre a ella.

La eficiencia del ciclo se incrementa aún más conforme aumenta el número de calentadores de agua de alimentación. Hoy día muchas grandes plantas en operación emplean hasta ocho calentadores de agua de alimentación; el número óptimo se determina con base en consideraciones económicas. El empleo de un calentador de agua de alimentación adicional no puede justificarse a menos que ahorre más en relación con los costos del combustible que respecto de su propio costo.

1.7.2.6 Calentadores de agua de alimentación cerrados

Otro tipo de calentador utilizado en las centrales de potencia de vapor es el calentador de agua de alimentación cerrado. En este calentador el calor se transfiere del vapor extraído al agua de alimentación sin que suceda ninguna mezcla. En este caso las dos corrientes pueden estar a presiones diferentes, ya que no se mezclan. Los diagramas esquemáticos de este proceso se muestran en la figura 1.10.

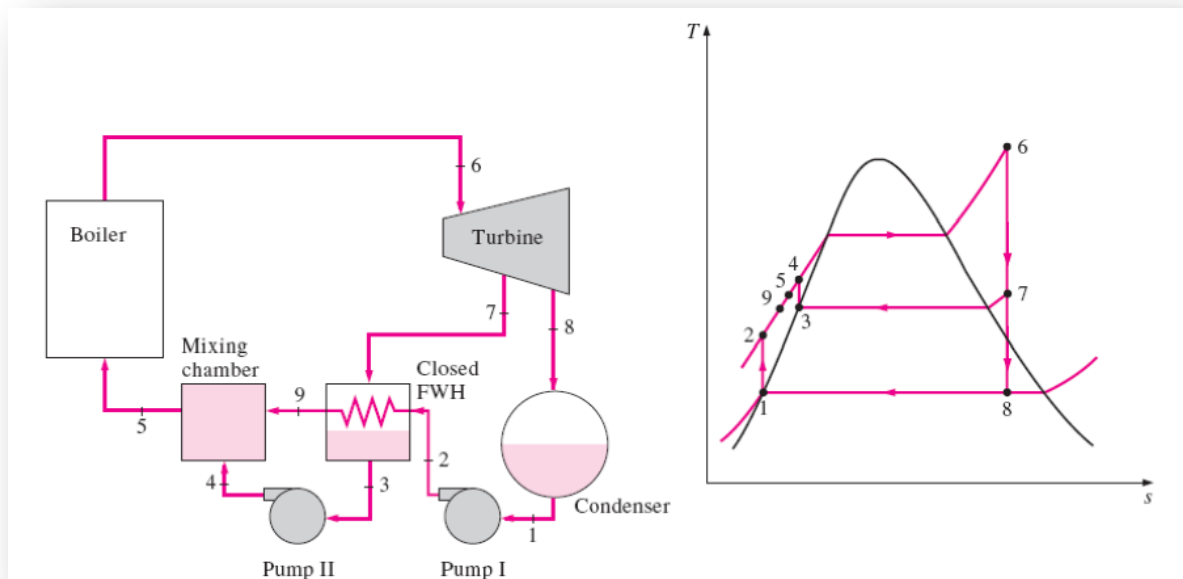


Figura. 1.10 Esquema de una planta que opera con un ciclo Rankine regenerativo con calentador cerrado y su diagrama T-s. Fuente: Proyecto - cogeneración con turbina de vapor [sem.2011-1] FES-Z UNAM

En un calentador de agua de alimentación cerrado ideal el agua de alimentación se calienta hasta la temperatura de salida del vapor extraído, el cual idealmente abandona el calentador como un líquido saturado a la presión de extracción.

En las centrales reales, el agua de alimentación sale del calentador con una temperatura menor a la de salida del vapor extraído debido a que se requiere una diferencia de temperatura de al menos unos cuantos grados para que se logre una transferencia de calor efectiva. Después, el vapor condensado se bombea a la línea del agua de alimentación o se envía a otro calentador o al condensador mediante un dispositivo denominado trampa.

Una trampa permite que el líquido sea estrangulado hasta una región de presión inferior, pero atrapa el vapor. La entalpía del vapor permanece constante durante este proceso de estrangulamiento. Los calentadores de agua de alimentación abiertos y cerrados pueden compararse como sigue: los calentadores de agua de alimentación abiertos son simples y económicos y tienen buenas características para la transferencia de calor; también llevan al agua de alimentación al estado de saturación. Pero cada calentador requiere una bomba para manejar el agua de alimentación. Los calentadores de agua de alimentación cerrados son más complejos debido a la red de tubos internos, por lo que resultan más caros. La transferencia de calor en los calentadores de agua de alimentación cerrados es menos efectiva puesto que no se permite que las dos corrientes entren en contacto directo. Sin embargo, los calentadores de agua de alimentación cerrados no requieren una bomba independiente para cada calentador, pues el vapor extraído y el agua de alimentación pueden estar a presiones diferentes. La mayor parte de las centrales de potencia de vapor utilizan una combinación de calentadores de agua de alimentación abiertos y cerrados.

1.7.3 Ciclo Diesel⁸

Un motor diesel puede modelarse con el ciclo ideal formado por seis pasos reversibles, según se indica en la figura 1.11. Pruebe que el rendimiento de este ciclo viene dado por la expresión:

$$\eta = 1 - \frac{1}{\gamma^{r\gamma-1}} \frac{r_c^\gamma - 1}{r_c - 1}$$

Siendo $r = V_A / V_B$ la razón de compresión y $r_c = V_C / V_B$ la relación de combustión.

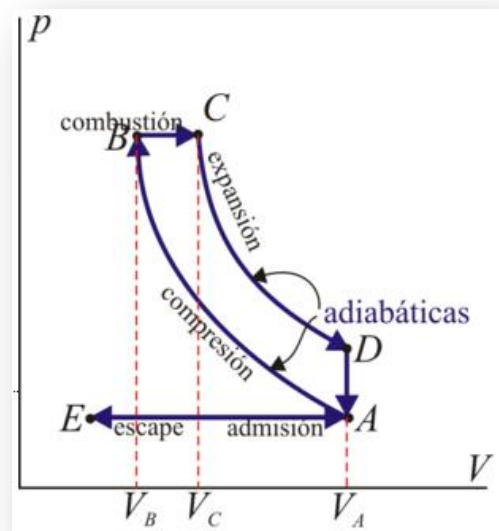


Figura. 1.11 Ciclo Diesel ideal.
Fuente: www.laplace.us

⁸ http://laplace.us.es/wiki/index.php/Ciclo_Diesel 6/mayo/2013

La figura 1.11 muestra un ciclo Diesel ideal que es un modelo simplificado de lo que ocurre en un motor diesel. En un motor de esta clase, a diferencia de lo que ocurre en un motor de gasolina la combustión no se produce por la ignición de una chispa en el interior de la cámara. En su lugar, aprovechando las propiedades químicas del gasóleo, el aire es comprimido hasta una temperatura superior a la de auto ignición del gasóleo y el combustible es inyectado a presión en este aire caliente, produciéndose la combustión de la mezcla.

Puesto que sólo se comprime aire, la relación de compresión (cociente entre el volumen en el punto más bajo y el más alto del pistón) puede ser mucho más alta que la de un motor de gasolina (que tiene un límite, por ser indeseable la auto ignición de la mezcla). La relación de compresión de un motor diesel puede oscilar entre 12:1 y 24:1, mientras que el de gasolina puede rondar un valor de 8:1.

Para modelar el comportamiento del motor diesel se considera un ciclo Diesel de seis pasos, dos de los cuales se anulan mutuamente:

Admisión $E \rightarrow A$: El pistón baja con la válvula de admisión abierta, aumentando la cantidad de aire en la cámara. Esto se modela como una expansión a presión constante (ya que al estar la válvula abierta la presión es igual a la exterior). En la figura 1.11, PV aparece como una recta horizontal.

Compresión $A \rightarrow B$: El pistón sube comprimiendo el aire. Dada la velocidad del proceso se supone que el aire no tiene posibilidad de intercambiar calor con el ambiente, por lo que el proceso es adiabático. Se modela como la curva adiabática reversible $A \rightarrow B$, aunque en realidad no lo es por la presencia de factores irreversibles como la fricción.

Combustión $B \rightarrow C$: Un poco antes de que el pistón llegue a su punto más alto y continuando hasta un poco después de que empiece a bajar, el inyector introduce el combustible en la cámara. Al ser de mayor duración que la combustión en el ciclo Otto, este paso se modela como una adición de calor a presión constante. Éste es el único paso en el que el ciclo Diesel se diferencia del Otto.

Expansión $C \rightarrow D$: La alta temperatura del gas empuja al pistón hacia abajo, realizando trabajo sobre él. De nuevo, por ser un proceso muy rápido se aproxima por una curva adiabática reversible.

Escape $D \rightarrow A$ y $A \rightarrow E$: Se abre la válvula de escape y el gas sale al exterior, empujado por el pistón a una temperatura mayor que la inicial, siendo sustituido por la misma cantidad de mezcla fría en la siguiente admisión. El sistema es realmente abierto, pues intercambia masa con el exterior. No obstante, dado que la cantidad de aire que sale y la que entra es la misma podemos, para el balance energético, suponer que es el mismo aire, que se ha enfriado. Este enfriamiento ocurre en dos fases. Cuando el pistón está en su punto más bajo, el volumen permanece aproximadamente constante y tenemos la isócara $D \rightarrow A$. Cuando el pistón empuja el aire hacia el exterior, con la válvula abierta, empleamos la isobara $A \rightarrow E$, cerrando el ciclo.

En total, el ciclo se compone de dos subidas y dos bajadas del pistón, razón por la que es un ciclo de cuatro tiempos, aunque este nombre se suele reservar para los motores de gasolina.

1.8 Tecnologías de generación distribuida⁹

Las tecnologías de generación se dividen, a su vez, en convencionales y no convencionales. Las primeras incluyen a las turbinas de gas, motores de combustión interna y micro turbinas. Las segundas se refieren a las energías no renovables, como la mini hidráulica, geotérmica y biomasa, las turbinas eólicas, celdas de combustible y celdas fotovoltaicas como se muestra en la figura 1.12. También, se hace mención de las tecnologías de almacenamiento comprenden a las baterías de acumuladores, los volantes de inercia, las bobinas superconductoras, imanes y almacenamiento a base de hidrógeno.

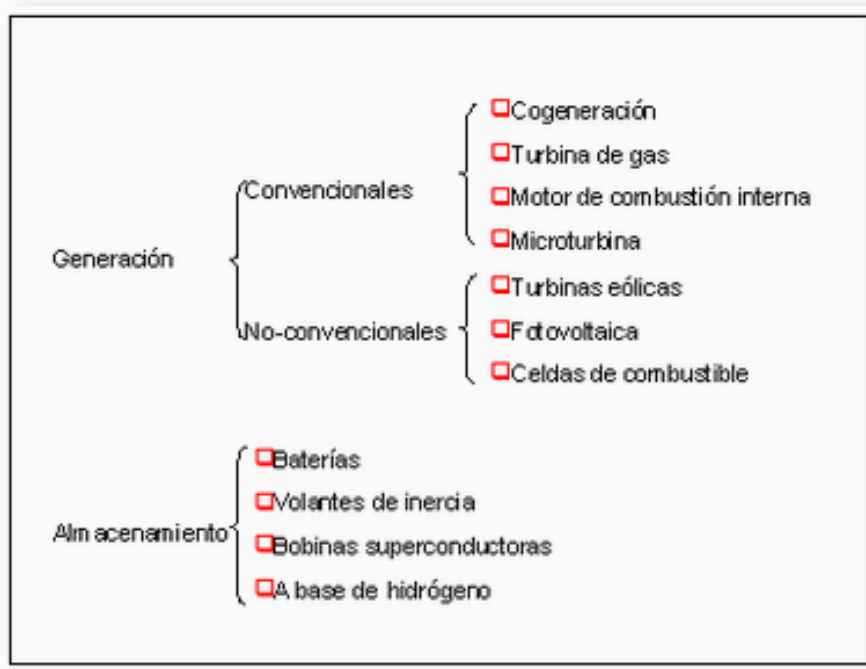


Figura 1.12 Tecnologías de Generación Distribuida.

Fuente: http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/generacion_distribuida_1?page=1.

En la tabla 1.1 se mencionan algunas tecnologías de generación distribuida como se puede observar a continuación de las cuales la tecnología de motor alternativo es la tecnología más afín al complejo procesador de gas Nuevo Pemex.

⁹ <http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Tecnologias/cogeneracion.pdf> 6/mayo/2013

Tabla 1.1 Potencial de las tecnologías de Generación Distribuida.

Tecnologías	Energía primaria	Potencia (MW)	Rendimiento eléctrico	Coste inversión (€/kW)	Disponibilidad comercial
Motor alternativo	Gas natural, Diesel, Biogás, propano	0.08-20	28-42% (gas natural) 30-50% (diesel) 80-85 % (cogeneración)	500-900	Actual
Turbina de gas	Gas natural, Biogás, propano	0.25-500	25-60% 70-90% (cogeneración)	600-1400	Actual
Mini hidráulica	Agua	0.01-10	80-90%	1000-1800	Actual
Eólica	Viento	0.005-5	43%	1100-1700	Actual
Solar térmica	Sol	0.0002-200	13-21%	3500-8000	Actual
Fotovoltaica	Sol	< 0.001-0.1	14%	5000-7000	Actual
Biomasa	Biomasa		32%	1500-2500	Actual
Micro turbina	Gas natural, Hidrógeno, Propano, Diesel, biogás	0.025-0.4	25-30% Hasta 85% (cogeneración)	900-2000	Actual (limitada)

Fuente: CONUEE.

A continuación se dará una breve descripción de las tecnologías más importantes.

1.8.1 Cogeneración

Esta tecnología produce en forma secuencial energía eléctrica y térmica, en donde esta última es a los procesos productivos en forma de un fluido caliente (vapor, agua, gases), obteniendo eficiencias globales de más del 80%.

Los sistemas de cogeneración resultan una alternativa como método de conservación de energía para la industria, acorde con las políticas de globalización económica regional y a la política internacional orientada a lograr un desarrollo sustentable ya que el propósito principal de la cogeneración es el lograr un mejor aprovechamiento de los combustibles primarios, lo cual significa un ahorro en costos de energía, (menor dependencia de la red de CFE). Tener una fuente alterna de suministro de energía, permite disminuir o eliminar los altos costos por pérdida de producción debidos a la interrupción en el suministro de energía eléctrica.

Un sistema de suministro de energía térmica y eléctrica sin cogeneración de un usuario en general representa un total de pérdidas de 107 unidades de combustible. En cambio un sistema de cogeneración para el usuario representa un total de pérdidas de 42 unidades de combustible y un ahorro del combustible de 31%.

En las figuras 1.13 y 1.14 se muestran los casos de eficiencia energética comparando un sistema convencional de generación de energía eléctrica contra un sistema de producción de energía eléctrica y recuperación de calor.

Sistema convencional¹⁰

En la figura 1.13 se muestra un sistema convencional de generación eléctrica en cual se puede observar que solo el 30% del combustible utilizado es aprovechado para la generación de energía eléctrica mientras que, existe un 68% en pérdida de energía en forma térmica para el caso de una central termoeléctrica dando como eficiencia máxima un 37%.

Mientras que para el caso de una caldera solo el 55% de la energía térmica es utilizada para servicios de calefacción y el resto es energía térmica que se disipa a la atmosfera.

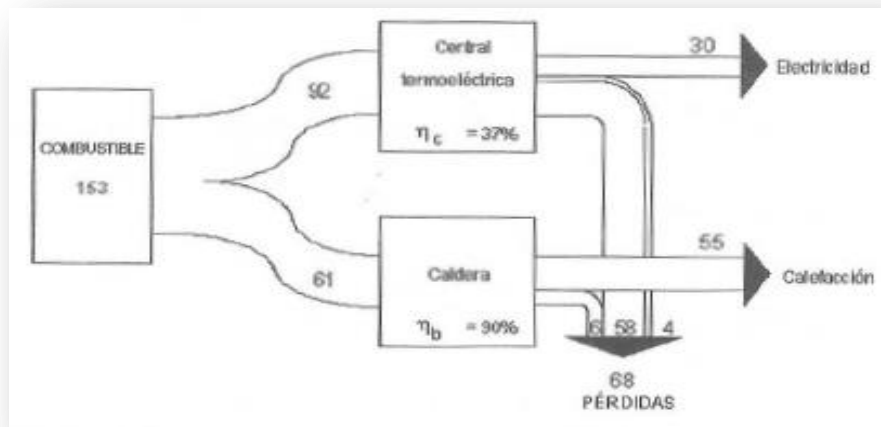


Figura 1.13 Eficiencia energética (eléctrica y calorífica) de un sistema convencional de generación de energía eléctrica.
Fuente: CONUEE.

Sistema de cogeneración¹⁰

En la figura 1.14 se muestra un sistema de generación de energía eléctrica con una planta de cogeneración, denotando que el 30% del combustible suministrado es transformado a energía eléctrica mientras que un 55% del resto de la energía en forma térmica es utilizado para servicios de calefacción, y el 15% restante es energía térmica que se disipa a la atmosfera.

¹⁰ <http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Tecnologias/cogeneracion.pdf>
<https://www.ashrae.org/>
<http://www.aecenter.org/i4a/pages/index.cfm?pageid=3296> 12/mayo/2013

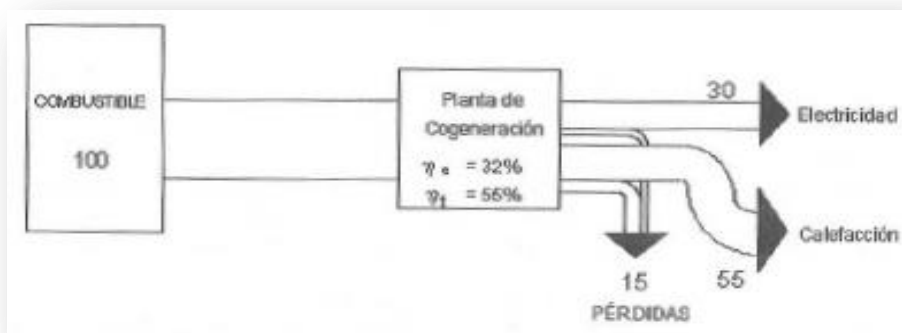


Figura 1.14 Eficiencia energética (eléctrica y calorífica) de un sistema de generación de energía eléctrica con una planta de cogeneración. Fuente: CONUEE.

Como podemos ver la eficiencia energética es duplicada al 85% y las pérdidas de las mismas son mínimas e insignificantes.

1.8.2 Turbina de gas¹⁰

El combustible suele ser gas natural, aunque igualmente es posible el utilizar gas LP o diesel. Con capacidades de 265kW a 50,000kW, con eficiencias eléctricas hasta del 30% y eficiencias térmicas del 55%, los gases de combustión tienen una temperatura de 600° C, y ofrecen una alta seguridad de operación, tienen un bajo costo de inversión, el tiempo de arranque es corto (10 min.), y requieren un mínimo de espacio físico, como se muestra en la figura 1.15.

Por otro lado, los gases de combustión pueden ser utilizados directamente para el calentamiento de procesos, o indirectamente para la generación de vapor o cualquier otro fluido caliente.



Figura 1.15 Turbina de gas de 4.6MW y 3.8MW. Fuente: InfoPower Septiembre 2003.

1.8.3 Motor de combustión interna¹⁰

Es una maquina térmica que desarrolla trabajo al expandir gas. El aire de admisión se mezcla con combustible y se quema bajo condiciones de presión constante.

Básicamente se compone de un compresor, la cámara de combustión y la turbina de gas y es posible utilizarla en diferentes combinaciones:

- Ciclo simple. (Producción simple de electricidad.)
- Cogeneración. (Ciclo simple más un recuperador de calor que permite obtener vapor o agua caliente del calor de los gases de escape.)
- Ciclo combinado. (Turbina de gas – Turbina de vapor, esta última aprovecha el calor recuperado para obtener más energía eléctrica.)

Esta tecnología utiliza diesel, gas natural, existen en capacidades de 0.25MW a mayores de 450MW (como se muestra en la figura 1.16) y alcanzan eficiencias eléctricas alrededor del 40% en ciclo simple, 40-60% en ciclo combinado, entre 70-90% en cogeneración y eficiencias térmicas cercanas al 33%, su temperatura de gas de combustión es de 400° C, tienen un bajo costo de inversión, una vida útil de 25 años, alta eficiencia a baja carga, consumo medio de agua, relativamente poco espacio de instalación, flexibilidad de combustibles y su crecimiento puede ser modular



Figura 1.16 Motor de combustión interna. Fuente: Guascor.

1.8.4 Micro turbinas¹⁰

Son turbinas de pequeño tamaño y capacidad (25-500kW) que permiten obtener calor y electricidad (cogeneración) para aplicaciones industriales y comerciales, con eficiencias térmicas en el rango de 50-60% y eléctricas entre el 15-30%

Estas constituyen una tecnología reciente de la generación distribuida, y posee 4 modos distintos de operación: aislada de la red eléctrica como se muestra en la figura 1.17 conectado a la red, en paralelo con exportación de energía, y de modo continuo o intermitente a la misma.

Sus principales características son: rango de 25kW a 500kW en una sola unidad, frecuencia de 1,600 Hz, mantenimiento mínimo, sus unidades ocupan muy poco espacio, son ligeras, operan sin vibración, prácticamente no hacen ruido, operan de 40,000 a 75,000 horas y pueden utilizar como combustible, además del gas natural, el keroseno, gasolina, etanol, diesel, propano y biomasa. Una de sus principales características es la gran capacidad en la reducción de sus emisiones contaminantes.



Figura 1.17 Micro-turbina Magnetek.

Fuente: Labein – Tecnalia.

1.8.5 Baterías¹⁰

Estos son los acumuladores convencionales de plomo-acido (como en el caso de la figura 1.18) y níquel-cadmio que presentan una cantidad de energía almacenada de 30W/Kg. Existe otra clase de baterías como son las de sodio-azufre que alcanzan valores de densidad de 60 a 150W/Kg. Las de zinc-aire con valores de 80 a 100 W/Kg. las de flujo (redox) o pilas de combustible regenerativas, que son las de zinc-bromo-cloro y las de bromuro de sodio-poli sulfato de sodio.

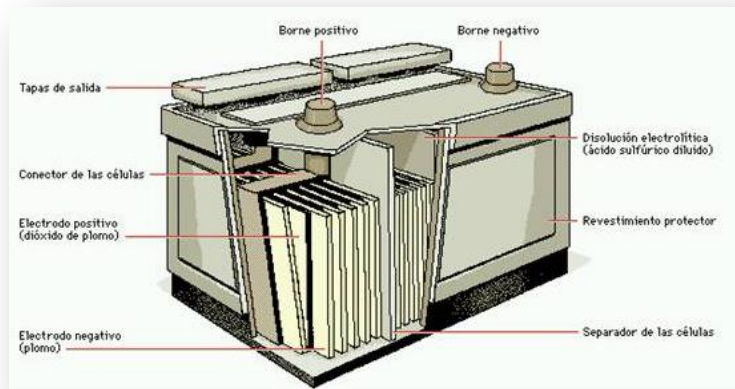


Figura 1.18 Batería Plomo/Ácido.

Fuente: <http://www.electricasas.com>

1.8.6 Volantes de inercia¹⁰

Existen volantes de baja velocidad (7,000 rpm) y de acero de alta resistencia, que es de 55W/Kg. Los volantes avanzados son de fibra de alta resistencia y baja densidad, giran a alta velocidad (más de 50,000 rpm) llegando a valores de hasta 350 W/Kg, véase figura 1.19.

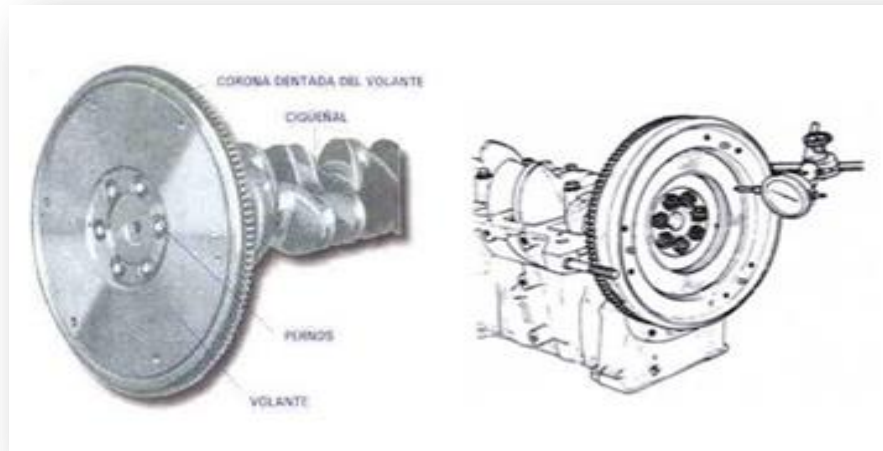


Figura 1.19 Volante con base magnética.

Fuente: <http://marcrae.wordpress.com/>

1.8.7 Bobinas superconductoras¹⁰

Mediante esta tecnología, la energía se almacena en forma de campo electromagnético, el cual es generado por la acción de bobinas superconductoras. Los materiales superconductores pueden ser de baja temperatura, del orden de los 4Kelvin, o de alta temperatura, 77Kelvin, véase figura 1.20.

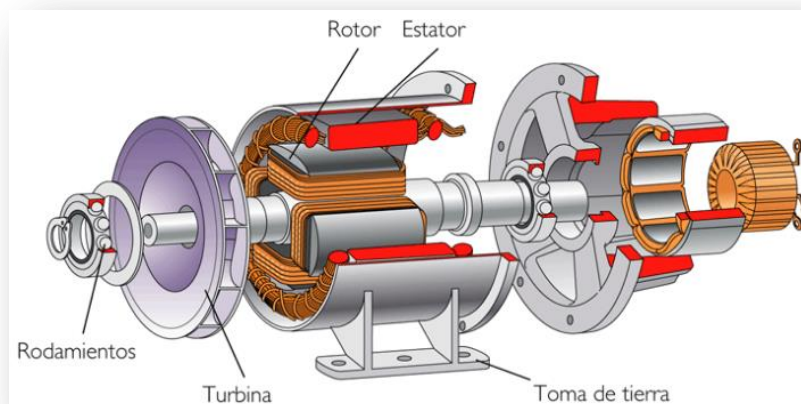


Figura 1.20 Bobina superconductora. Fuente: <http://www.lhc-closer.es>

1.8.8 Almacenamiento de energía¹¹

Se puede tomar en consideración esta alternativa cuando es viable el costo de la tecnología a emplear, las interrupciones son frecuentes o se cuenta con fuentes de energía renovable.

La figura 1.21 muestra una configuración de baterías que son empleadas como sistema emergente de fuerza con la finalidad de asegurar el abastecimiento de la energía eléctrica de un área de consumo altamente demandante.



Figura 1.21 Baterías electroquímicas. Fuente: Labein – Tecnalía.

1.9 Beneficios de la generación distribuida

1.9.1 Beneficios para el usuario

- Incremento en la confiabilidad.
- Aumento en la calidad de la energía.
- Reducción del número de interrupciones.
- Uso eficiente de la energía.
- Menor costo de la energía (en ambos casos, es decir, cuando se utilizan los vapores de desecho, o por el costo de la energía eléctrica en horas pico).
- Uso de energías renovables.
- Facilidad de adaptación a las condiciones del sitio.
- Disminución de emisiones contaminantes.

1.9.2 Beneficios para el suministrador

- Reducción de pérdidas en transmisión y distribución.
- Abasto en zonas remotas.
- Libera capacidad del sistema.

¹¹ http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/generacion_distribuida_1?page=1 25/mayo/2013

- Proporciona mayor control de energía reactiva.
- Mayor regulación de tensión.
- Disminución de inversión.
- Menor saturación.
- Reducción del índice de fallas.

1.10 Calidad de la energía eléctrica¹¹

Al trabajar con proyectos de generación distribuida se busca principalmente aumentar la calidad de la energía, entendiéndose por esto, contar con el servicio eléctrico ininterrumpidamente, con sus adecuados parámetros eléctricos tales como: voltaje corriente y frecuencia.

La mayoría de las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica alcanzan una confiabilidad de 99.9% con un tiempo de operación interrumpida de 8,700 horas al año y cabe mencionar que en Estados Unidos el costo de las pérdidas por fallas en el suministro de energía es del orden de 119 mil millones de dólares al año, y para el caso de América Latina de entre 10 y 15 mil millones de dólares anuales.

Un caso especial en México es la industria papelera la cual puede llegar a tener una pérdida de hasta 20 millones de dólares por día, esto según la calidad del papel.

En la tabla 1.2 se presentan costos estimados de interrupciones por tipo de empresa. De manera comparativa, en las fábricas de papel de México, de un tamaño mediano de acuerdo con su producción e ingresos, el costo por interrupciones en los procesos es de 10 a 20 mil dólares americanos por día, según la calidad del papel.

Tabla 1.2 Estimación de costos de interrupciones por empresa.

Industria / Empresa	Costo (USD/H)
Comunicaciones celulares	41,000
Venta de boletos por teléfono	72,000
Reservación de aerolíneas	90,000
Operaciones de tarjeta de crédito	2,580,000
Operaciones bursátiles	6,480,000
Fabricación de micro - chips	60,000,000

Fuente: CONUEE.

CAPÍTULO 2

Sistemas de Cogeneración

2.1 Definición de cogeneración¹²

La cogeneración se define como la producción secuencial de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica aprovechable en los procesos industriales a partir de una misma fuente de energía primaria, y es hoy, una alternativa como método de conservación de energía para la industria, acorde con las políticas de globalización económica regional y a la política internacional orientada a lograr un desarrollo sustentable.

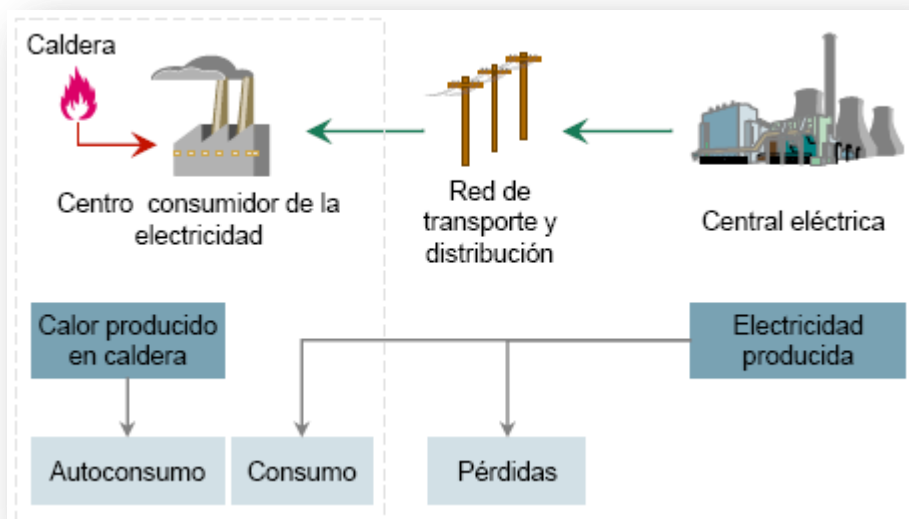


Figura 2.1 Esquema tradicional de producción separada de calor y electricidad.
Fuente: CONUEE.

En una planta de generación termoeléctrica se quema normalmente un combustible fósil para producir vapor a alta temperatura y presión, el cual se hace pasar por una turbina para generar energía eléctrica (Figura 2.1). En este proceso, aún en las plantas más eficientes, se logra la conversión a electricidad de menos del 40% de la energía disponible como calor en el combustible; el resto se descarga a la atmósfera, mediante los gases producto de la combustión que salen por la chimenea del generador de vapor y en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico. Aunque la cantidad de calor que se desecha a la atmósfera es muy grande, es de baja entalpía, en otras palabras de baja capacidad para generar electricidad dentro de las plantas generadoras.

Al generar electricidad mediante un generador, movido por una turbina, el aprovechamiento de la energía del combustible es del 25% al 40% solamente, y el resto debe disiparse en forma de calor. Con la cogeneración se aprovecha una parte importante de esa energía térmica disipada en forma de calor produciendo vapor, y evita el tener que volver a generarlo mediante una caldera, con las implicaciones de quema de combustible adicional.

¹² http://conuee.gob.mx/wb/CONAE/que_es_la_cogeneracion_1
<http://www.conuee.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/7174/4/EstudioCogeneracion.pdf>
4/junio/2013

Los sistemas de cogeneración pueden clasificarse de acuerdo con el orden de producción de electricidad y energía térmica en sistemas superiores (Topping cycles) y sistemas inferiores (Bottoming cycles).

Caso 1. La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas, véase figura 2.2. (Conocidos como sistemas superiores.)

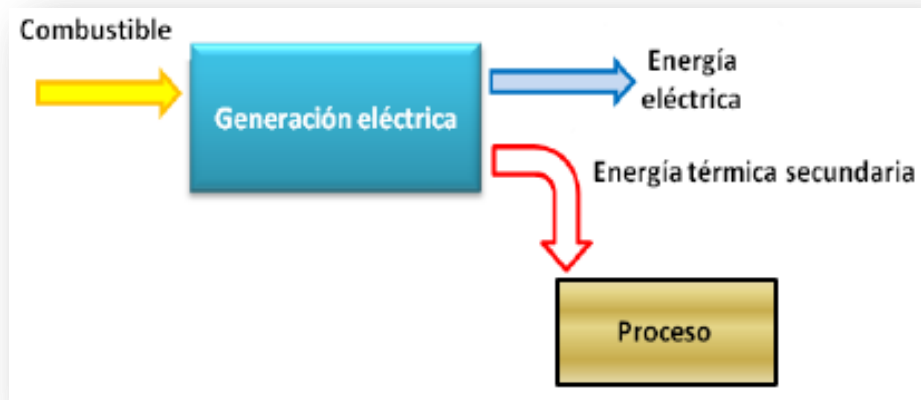


Figura 2.2 Producción simultánea de energía eléctrica y vapor.
Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

En la figura 2.3 se observa un diagrama general del arreglo de tecnologías para la producción de simultánea de energía eléctrica y vapor.

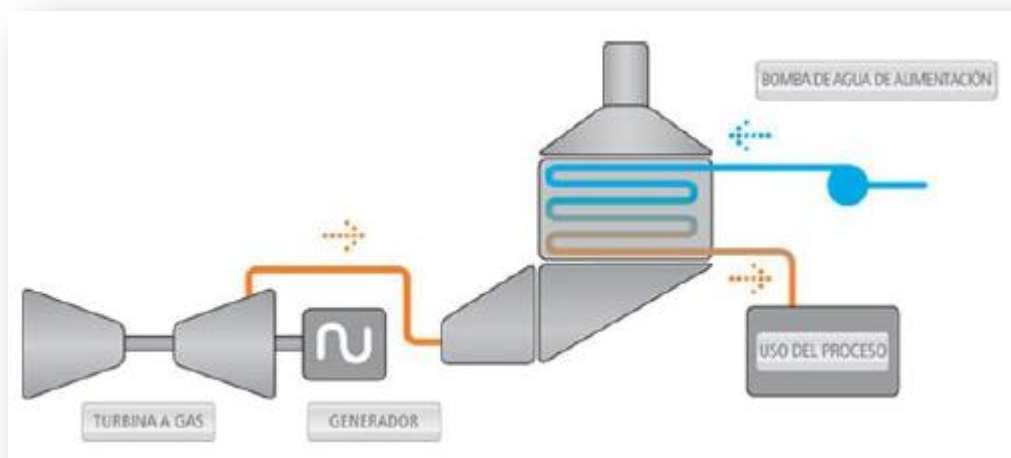


Figura 2.3 Producción simultánea de energía eléctrica y vapor mediante una turbina de gas.
Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

En la figura anterior (2.3), es posible prescindir del último equipo mediante el uso de tubos de humo, véase figura 2.4 (igneotubular).¹³

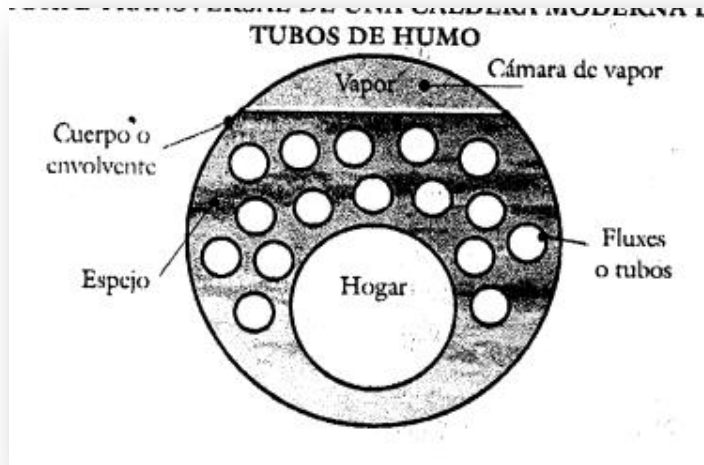


Figura 2.4 Corte transversal de una caldera moderna de tubos de humo.

Fuente: <http://tesis.uson.mx/digital/tesis/docs/9332/Capitulo2.pdf>.

Caso 2. La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en el proceso, véase figura 2.5 (Conocidos como sistemas inferiores.)

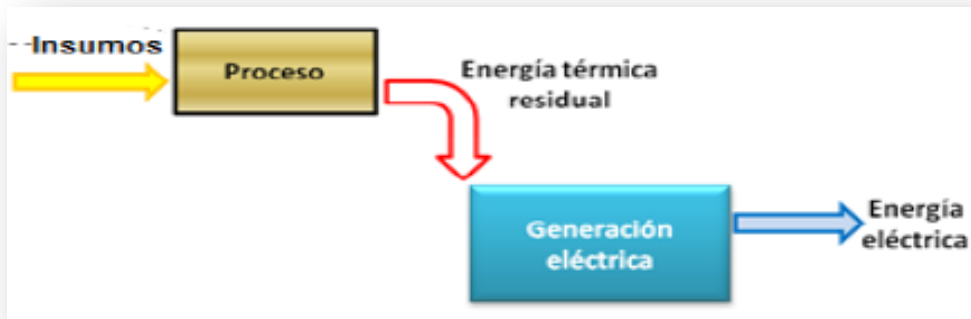


Figura 2.5 Producción de energía eléctrica a partir de gases residuales de proceso.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

¹³ <http://tesis.uson.mx/digital/tesis/docs/9332/Capitulo2.pdf> 13/junio/2013

En la figura 2.6 se observa un diagrama general del arreglo de tecnologías para la producción de energía eléctrica mediante el uso de los gases residuales generados en el proceso.

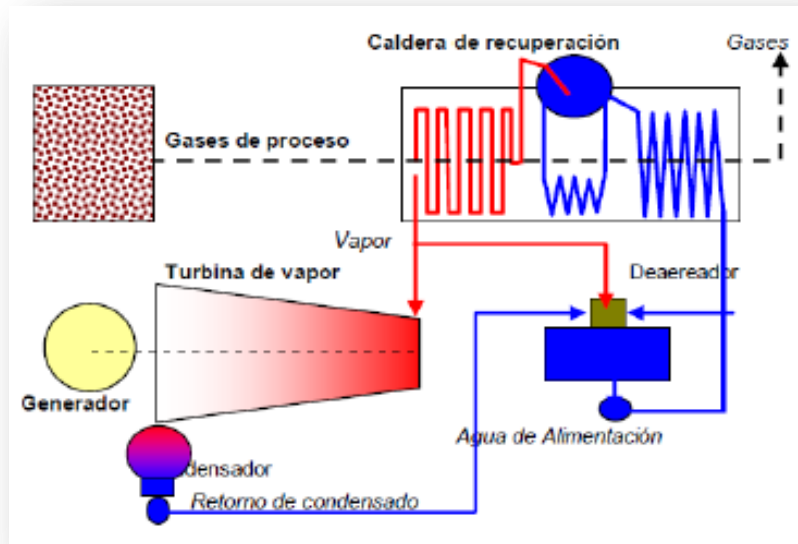


Figura 2.6 Producción de energía eléctrica mediante aprovechamiento de gases residuales de proceso. Fuente: Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

Caso 3. La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en el proceso, véase figura 2.7.



Figura 2.7 Producción de energía eléctrica mediante la producción secundaria de combustibles en el proceso. Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

En la figura 2.8 se observa un diagrama general del arreglo de tecnologías para la producción de energía eléctrica mediante la producción secundaria de combustible generada en el proceso.

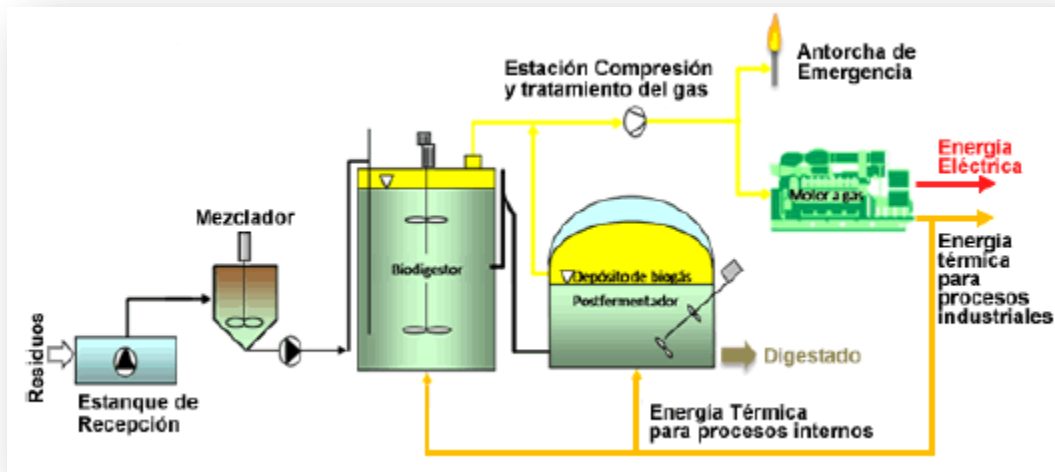


Figura 2.8 Producción de energía eléctrica mediante la producción secundaria de combustibles en el proceso.
Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

Nota: los sistemas de producción directa o indirecta mencionados anteriormente serán considerados como cogeneración eficiente si dichos sistemas no requieren del uso adicional de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica.

2.2 Cuadro genérico de los sistemas de cogeneración¹⁴

El fundamento de los sistemas de cogeneración es que el combustible utilizado para la generación de energía eléctrica y térmica será menor al actualmente utilizado en los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica y térmica por separado, por lo que de 100% de energía proveniente del combustible, en una termoeléctrica convencional sólo el 33% se convierte en energía eléctrica, el resto, se pierde a través del condensador, los gases de combustión, pérdidas mecánicas y las pérdidas eléctricas por transmisión y distribución entre otras, véase figura 2.9. En los sistemas de cogeneración se aprovecha hasta un 84% de la energía contenida en el combustible para la generación de energía eléctrica y calor al proceso (25-30% eléctrico y 54-59% térmico).

¹⁴ Diseño de incentivos para promover la cogeneración en México”, Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, (CONUEE), GIZ. Secretaría de Energía, México, 2012 27/junio/2013

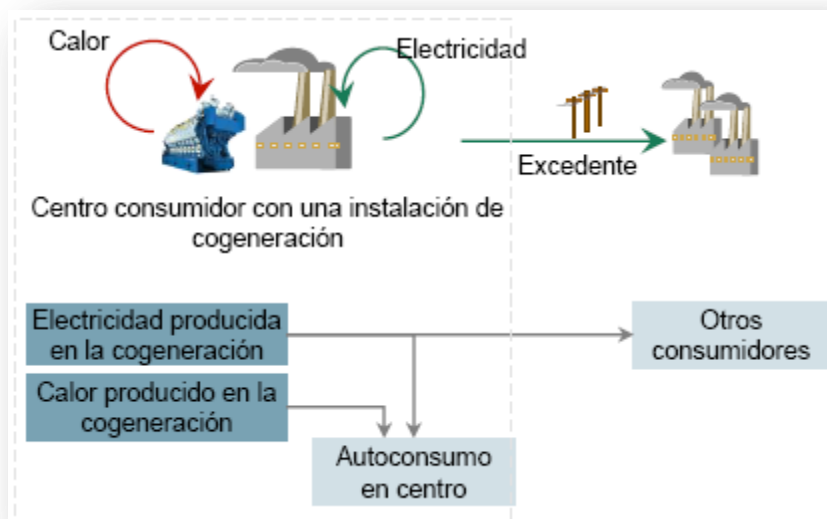


Figura 2.9 Producción integrada de calor y electricidad con cogeneración.

Fuente: “Diseño de incentivos para promover la cogeneración en México”, Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, (CONUEE), GIZ. Secretaría de Energía, México, 2012.

En la figura 2.10 se puede observar un esquema de cómo se genera la energía eléctrica y térmica en un sistema de cogeneración así como los equipos involucrados.

2.2.1 Esquema general de los sistemas de cogeneración¹⁴

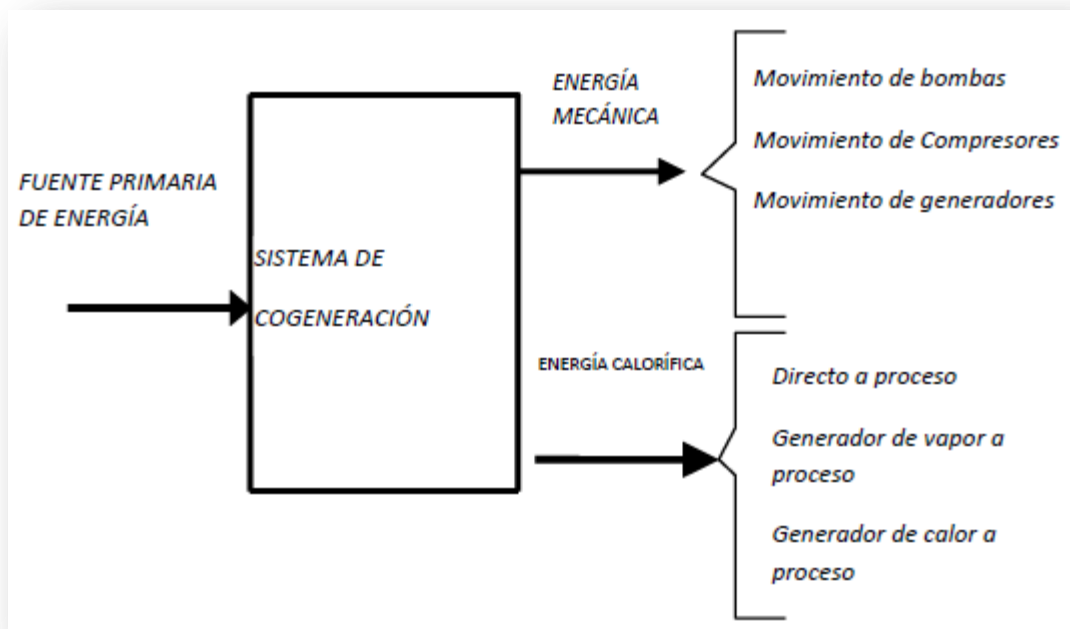


Figura 2.10. Generación de energía eléctrica por medio de un sistema de cogeneración.

Fuente: CONUEE.

Los sistemas de cogeneración actuales son la conformación de una diversidad de combinaciones tecnológicas los cuales son elegidos dependiendo las necesidades del usuario y con respecto a las capacidades que cada uno de estos ofrezca.

Tales tecnologías se sustentan en el potencial que ofrecen para el aprovechamiento de energía que el combustible provee, así mismo, en la disminución de emisiones contaminantes al ser usado un solo sistema para sus necesidades particulares y así lograr un desarrollo sustentable.

Esto ha permitido que los sistemas de cogeneración se sitúen en el ramo de energías renovables, aun siendo usuario de un combustible fósil, y hoy en día figura en el plan de desarrollo de energía como una opción clave debido a su potencial energético, económico y ambiental.

2.2.2 Centrales eléctricas

El primer escenario tradicional se basa en mejorar la eficiencia de las grandes centrales de generación del tipo térmicas, las que por razones de refrigeración, centros de carga, contaminantes y otros, no siempre se construyen en las cercanías de los centros de consumo y mayormente habitados, véase figura 2.11, haciendo inviable el aprovechamiento de los calores residuales provenientes de su proceso de combustión para calefacción distrital u otros. La eficiencia en la energía útil final al consumidor no sobrepasa típicamente el 35% en promedio.

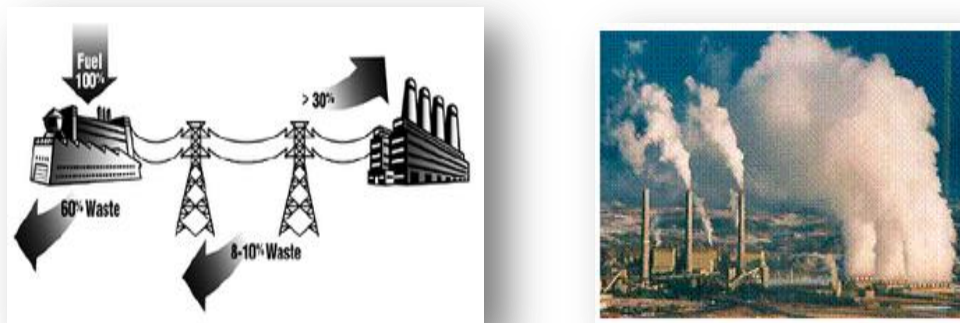


Figura 2.11 Generación convencional de energía eléctrica. Fuente: CRE.

2.2.3 Plantas industriales de generación distribuida

Existe una gran diversidad de máquinas motrices en los rangos medios bajos de aplicaciones industriales en cogeneración, siendo las más comunes las turbinas a gas, turbinas a vapor, turbinas de ciclo combinado y motores de combustión interna.

La mayor población de máquinas motrices para generación de energía en el mundo corresponde a motores de combustión interna (diesel o gas). El proceso de cogeneración basado en motores ofrece opciones de alta eficiencia global, véase figura 2.12.

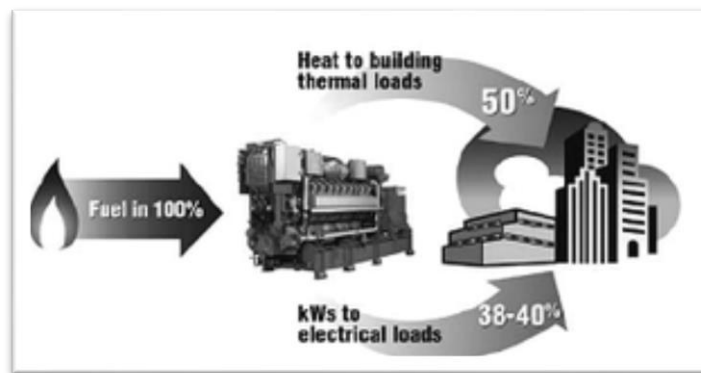


Figura 2.12 Máquina motriz de generación de energía eléctrica en plantas pequeñas de GD. Fuente: CRE.

2.3 Consideraciones y definiciones generales¹⁵

Aun cuando la cogeneración debe ser evaluada como parte de un plan de administración de energía su principal prerequisite es que la planta presente una sola demanda significativa y concurrente de calor y energía eléctrica, una vez identificado este escenario podrá ser evaluado el sistema de cogeneración idóneo para las demandas específicas del usuario bajo las siguientes circunstancias.

Desarrollo de nuevas instalaciones.

Ampliaciones importantes a instalaciones existentes con incremento de demanda de calor y/o energía eléctrica.

Reemplazo de equipo viejo de proceso o de generación de energía eléctrica y oportunidad de mejorar la eficiencia del sistema de suministro de energía.

2.3.1 Sistemas básicos de cogeneración

La mayoría de los sistemas de cogeneración usan como tecnología primaria la turbina de vapor, turbina de gas, máquinas de combustión interna y paquetes de cogeneración estas dependen de las necesidades del usuario y de los recursos disponibles, como es el caso del tema en discusión del complejo procesador de gas Nuevo Pemex el cual por las capacidades mostradas en la tabla 2.1 aplica en los sistemas de gas con combustión interna y turbina de gas industrial.

¹⁵ “Esquemas de Cogeneración”, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), Secretaría de Energía, México, 1995. 29/junio/2013

En la tabla 2.1 se muestran datos de comportamiento típicos para varios sistemas de cogeneración.

Tabla 2.1 Sistemas disponibles para generación de energía eléctrica con tecnología de cogeneración.

Sistemas	Capacidad unitaria (kW)	Régimen térmico (BTU/kWh)	Eficiencia eléctrica (%)	Eficiencia térmica (%)	Eficiencia total (%)	Temp. Escape (°F)	Generación de vapor lb/h (125 Psig)
Gas comb. Interna (pequeña)	1-500	10,000 a 25,000	14-34	52	66-86	600-1200	0-200
Gas comb. Interna (grande)	500-17,000	9,500 a 13,000	26-36	52	78-88	600-1200	100-10,000
Máquina diesel	100-1,000	11,000 a 15,000	23.31	44	67-75	700-1500	100-400
Turbina de gas industrial	800-10,000	11,000 a 14,000	24-31	50	74-81	800-1000	3000 a 30,000
Turbina de gas CTE	10,000-150,000	9,000 a 13,000	26-31	50	76-81	700	30,000 a 300,000
Ciclos de vapor	5,000-100,000	10,000 a 30,000	7-34	28	35-62	350-1000	10,000 a 100,000

Fuente: Barnés de Castro Francisco, “Cogeneración eficiente” Comisión Reguladora de Energía, (CRE). Secretaría de Energía, México, 2010.

$$Eficiencia = \frac{3.413}{Régimen Térmico} * 100\%$$

2.4 Tecnologías de cogeneración¹⁶

2.4.1 Turbina de gas

La turbina de gas es de uso extenso en plantas industriales, básicamente en dos tipos: uno ligero y similar al que se aplica en transporte aéreo y otro de tipo industrial más pesado, ambos han demostrado confiabilidad y disponibilidad excelente en operación a carga base aun cuando el primero tiene costos de mantenimiento mayores.

Las turbinas pueden quemar una variedad de combustibles líquidos y gaseosos y operar por largos periodos sin requerir demasiada atención, por otra parte, ofrece ventajas en cuanto al poco espacio que estas requieren por kW instalado, véase figura 2.13

¹⁶ <https://www.ashrae.org/>
<http://www.aeecenter.org/i4a/pages/index.cfm?pageid=3296> 3/julio/2013



Figura 2.13 Instalación de planta de generación de energía eléctrica con tecnología de turbina de gas. Fuente: CRE.

2.4.2 Motor diesel

Utiliza una relación de compresión más elevada si en lugar de comprimir una mezcla de combustible se comprime solamente aire y el combustible (comprimido a parte) se introduce cuando se ha completado la compresión. De este modo la explosión viene sustituida por una combustión progresiva a $p=cte.$ y se pueden realizar fuertes compresiones. En los motores diesel no hay carburador que prepare la mezcla ni sistema de encendido que la inflame, véase figura 2.14.



Figura 2.14 Motor diesel. Fuente: CRE.

2.4.3 Turbina de vapor

La turbina de vapor debe primero examinar algunos factores para así poder asegurar la generación y potencia máxima de la manera más económicamente posible, tales factores son: tamaño de la máquina primaria, condiciones iniciales de vapor, niveles de presión para proceso y ciclo de precalentamiento de agua de alimentación, véase figura 2.15.

Cuando se tienen las condiciones de presión y temperatura en el vapor inicial y en el escape el consumo específico de vapor teórico fija la cantidad de calor requerido en el vapor para generar 1 kW en una turbina ideal.



Figura 2.15 Turbina de vapor. Fuente: CRE.

Los valores de entalpía pueden obtenerse de las tablas de vapor ASME o del Diagrama de Mollier.

$$C_{vt} = \frac{3.413}{\text{Salto Entálpico}}$$

$$\left(\frac{\text{lb}}{\text{kWh}} \right) = \frac{\text{Btu/kWh}}{\text{Btu/lb}}$$

El consumo térmico unitario teórico puede convertirse al consumo real dividiendo aquel entre la eficiencia del turbogenerador.

$$C_{vr} = \frac{C_{vt}}{E_{tg}}$$

En las formulas anteriores:

C_{vt} : consumo específico de vapor, teórico.

h_i : entalpía del vapor en la admisión.

h_e : entalpía del vapor en el escape.

C_{vr} : consumo específico del vapor, real.

E_{tg} : eficiencia del turbogenerador.

3.413: equivalente térmico de la energía eléctrica.

Algunos de los factores que definen la eficiencia total de un grupo turbogenerador pueden ser entre otros el volumen de flujo de entrada, la relación de presiones, la velocidad, la geometría de las diferentes etapas de la turbina, las pérdidas por estrangulamiento, las pérdidas por fricción, las pérdidas del generador y las pérdidas cinéticas asociadas con el

escape de la turbina. Usualmente los fabricantes suministran gráficas con los consumos específicos de vapor.

Los ciclos típicos presentes en la cogeneración son dos, Topping y Bottoming.¹⁷

2.4.4 Topping Cycle

También denominado ciclo superior o de cabecera, corresponde a los casos en que el combustible y aire ingresan a una máquina motriz (turbina a gas, turbina a vapor, motor diesel o gas) y los excedentes de calor del proceso de combustión son re aprovechados en un proceso térmico secundario, entregando energía térmica útil, véase figura 2.16.

Este es el tipo de cogeneración más usado en la primera etapa se genera energía eléctrica a partir de la energía química del combustible suministrado o de la energía térmica generada, el denominado calor residual es suministrado a otros procesos que tengan estas necesidades específicas.

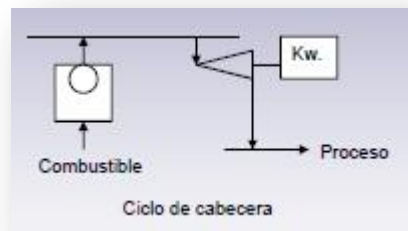


Figura 2.16 Generación de energía eléctrica por tecnología Topping Cycle.
Fuente: CONUEE – GIZ.

2.4.5 Bottoming Cycle

Ciclo inferior o de cola, corresponde a casos más particulares, en que excedentes de calor de un proceso son utilizados en una máquina motriz típicamente una turbina, para producir energía eléctrica, la que es aprovechada en un proceso industrial secundario, o re-inyectada a la red, véase figura 2.17.

En este ciclo, por el contrario, la energía térmica residual de un proceso es utilizada para producir electricidad. Asociado a este proceso se presentan altas temperaturas, donde el calor residual alcanza los 900°C.

¹⁷ <http://syc-electrica.com/data/documents/presentacion-COGENERACION.pdf> 7/julio/2013

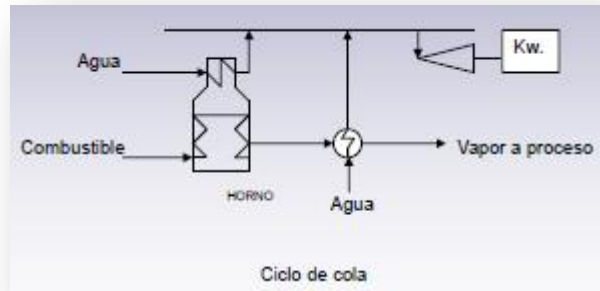


Figura 2.17 Generación de energía eléctrica por tecnología Bottoming Cycle. Fuentes: CONUEE – GIZ.

2.5 Sistemas de ciclo combinado basados en turbinas de gas¹⁸

Los sistemas de ciclo combinado o intercambio de cogeneración son sistemas de producción en los que se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil partiendo de un único combustible. Al generar electricidad con un motor generador o una turbina, el aprovechamiento de la energía primaria del combustible es del 25% al 35%, lo demás se pierde. Al cogenerar se puede llegar a aprovechar del 70% al 85% de la energía que entrega el combustible. La mejora de la eficiencia térmica de la cogeneración se basa en el aprovechamiento del calor residual de los sistemas de refrigeración de los motores de combustión interna para la generación de electricidad.

Se denomina ciclo combinado en la generación de energía a la co-existencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno cuyo fluido de trabajo es el vapor de agua y otro cuyo fluido de trabajo es un gas producto de una combustión. En una central eléctrica el ciclo de gas genera energía eléctrica mediante una o varias turbinas de gas y el ciclo de vapor de agua lo hacen mediante una turbina de vapor. El principio sobre el cual se basa es utilizar los gases de escape a alta temperatura de la turbina de gas para aportar calor a la caldera o generador de vapor de recuperación, la que alimenta a su vez de vapor a la turbina de vapor. La principal ventaja de utilizar el ciclo combinado es su alta eficiencia, ya que se obtienen rendimientos superiores al rendimiento de una central de ciclo único y mucho mayores que los de una de turbina de vapor, véase figura 2.18.

¹⁸ <http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Tecnologias/cogeneracion.pdf> 7/julio/2013

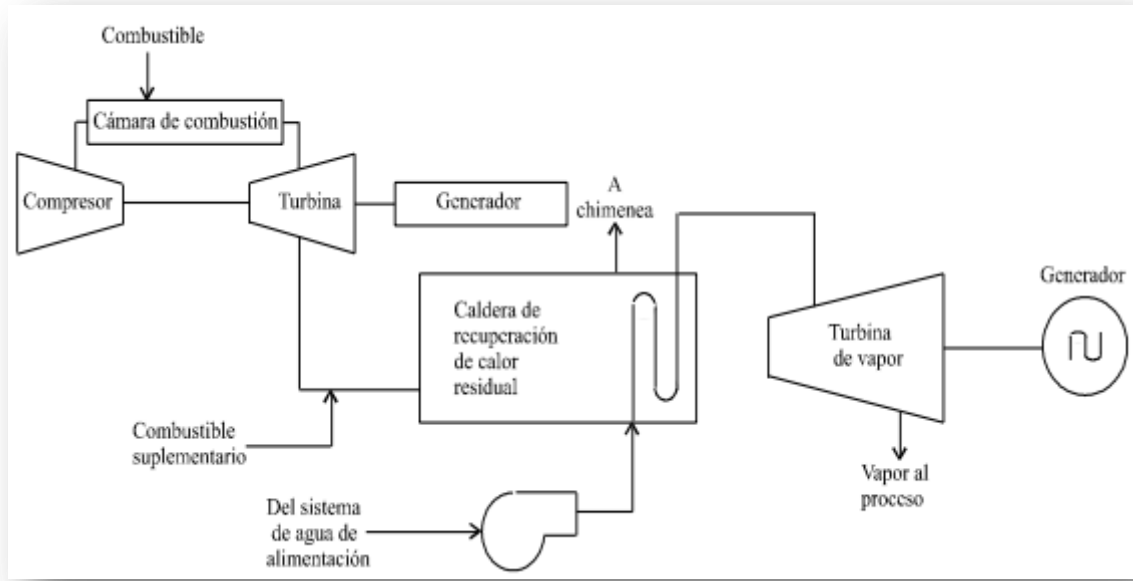


Figura 2.18 Ciclo combinado con turbina de gas.

Fuente: <http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Tecnologias/cogeneracion.pdf>.

- Máquina primaria o primo moto: unidad en un sistema de ciclo combinado que genera potencia eléctrica o mecánica, típicamente un turbogenerador o un generador con máquina de combustión interna.
- Régimen térmico: relación entre la energía total entregada a un sistema de cogeneración y la energía útil entregada por éste. Podrá discriminarse parcialmente el régimen térmico en la producción de energías eléctrica o térmica útiles. Se expresa en kcal o Btu/kWh.
- Consumo específico de vapor: cantidad de vapor requerida en determinadas condiciones de operación para generar un kWh.
- Consumo térmico unitario: término empleado para expresar en un ciclo de central termoeléctrica el consumo térmico de aquél para obtener una unidad de energía útil y se expresa en kcal ó Btu/kWh.

Los gases de escape de estos sistemas salen entre 300 y 650°C y ofrecen un gran potencial en recuperación de calor que puede usarse directamente en procesos de secado o en ciclos combinados superiores generando vapor para proceso o generación de energía eléctrica.

Cuando se tienen cargas eléctricas altas el vapor se genera a presión alta y se expande subsecuentemente en la turbina del grupo turbogenerador constituyendo así un ciclo combinado.

Si las demandas de vapor y/o energía eléctrica son todavía mayores los gases de escape se usan como aire de combustión precalentado y se incorporan sistemas de combustión

auxiliares o suplementarios con quemadores de ducto para incrementar su contenido energético y temperatura.

El reciente desarrollo en los ciclos combinados aplica la inyección de vapor a la turbina de gas para incrementar y modular la producción de energía eléctrica en el sistema permitiendo un grado mayor de flexibilidad y permitiendo al sistema de turbina adaptarse a una gama más amplia de relaciones calor/energía eléctrica.

2.6 Capacidad y desempeño de la turbina de gas

Actualmente existe una gama muy amplia de tamaños de turbinas de gas desde capacidades muy discretas a muy grandes como se muestra más adelante.

Entre los datos básicos requeridos para el diseño del ciclo pueden mencionarse:

- Características de la carga y consumo de combustible.
- Temperatura de gases de escape.
- Estudio de condiciones de servicio fuera de diseño original.
- Efectos de la presión de escape en la generación y en la temperatura de salida.

La cantidad de vapor que puede generarse en una caldera de recuperación no expuesta a fuego o con combustión suplementaria puede, en forma gruesa, estimarse en la forma siguiente:

$$W_v = \frac{W_g * Cp(T_1 - T_3) * e * L * f}{h_{sc} - h_{sat}}$$

Dónde:

W_v : flujo de vapor generado.

W_g : flujo de gases de escape a caldera de recuperación.

Cp : calor específico de productos de combustión.

T_1 : temperatura del gas después de quemadores (si se implica)

T_3 : temperatura de vapor en el domo.

e : efectividad del generador de vapor de recuperación.

L : factor para tomar en cuenta radiación y otras pérdidas.

F : factor de combustible 1.0 para combustóleo, 1.015 para gas.

H_{sc} : entalpía de vapor sobrecalentado.

H_{sat} : entalpía del líquido saturado en el domo de la caldera.

2.7 Recuperación de calor

Una turbina de gas provista de recuperación de calor es una opción muy interesante para centrales eléctricas básicas o semi-básicas.

Los gases del escape que contienen de 65 a 70% del calor de entrada de la turbina suponen un caudal importante (500 t/h en una turbina de gas con una generación de 38 MW) a una temperatura de alrededor de 540°C. Es posible recuperar hasta el 80% de este calor en el

sistema de intercambio, lo que quiere decir que la eficiencia puede incrementarse substancialmente en una instalación destinada a producir energía eléctrica y calor.

La caldera de recuperación de calor puede ser de tiro natural o mecánico con diferentes ventajas y desventajas de cada alternativa, la selección deberá hacerse con arreglo a las condiciones de explotación previstas y en particular la frecuencia de las puestas en marcha.

2.8 Post combustión

Los gases residuales de la turbina que siguen conteniendo gran cantidad de oxígeno (el exceso de aire es alrededor del 300%) permiten instalar cuando esto es conveniente, un sistema de combustión corriente arriba de los bancos de intercambio de la caldera.

En una central que sólo genere electricidad el sistema de post-combustión tiene la ventaja de actuar como reserva, pero reduce la eficiencia eléctrica.

Este sistema de post-combustión es muy conveniente en las centrales cogeneratoras porque ofrece las siguientes ventajas:

Reservas de energía térmica y reservas eléctricas si el sistema está dotado de una turbina de vapor.

Flexibilidad de la explotación (relación electricidad/calor).

Aumento de la eficiencia general como ahorro de más de cinco puntos debido al descenso relativo de la pérdida de calor a la salida de la caldera.

La relación electricidad/calor debe considerarse en el estudio económico porque desciende cuando el sistema de post-combustión del cogenerador está encendido.

2.9 Principales centrales cogeneratoras¹⁹

La central cogeneradora produce simultáneamente energía eléctrica y calor en proporciones variables, el calor se recupera en agua caliente o en el vapor generalmente para proceso o calefacción. El vapor puede ir directamente de la caldera al usuario o a una turbina de vapor donde se expande para aumentar la cantidad de electricidad generada.

Puede darse prioridad a la generación de electricidad o a la de calor, generalmente a este último en la industria, y este criterio rige la elección de los componentes del grupo, casi siempre se le da prioridad a la generación de calor, lo que quiere decir que en algunas aplicaciones a sistemas de reserva o refuerzo (stand-by) están especialmente relacionados con la generación de calor, se prevé disponer de un quemador y un ventilador de tiro forzado disponible en la caldera de recuperación, la turbina de gas estará equipada con una derivación al 100%.

¹⁹ “Estudio sobre cogeneración en el sector industrial en México”, Comisión para el Uso Eficiente de la Energía, (CONUEE), CRE, GTZ. Secretaría de Energía, México, 2009. 18/julio/2013

Los dos sistemas de cogeneración principales consisten en:

- Una turbina de gas y una caldera de recuperación con post-combustión o sin ella.
- Una turbina de gas, una caldera de recuperación y una turbina de vapor.

Las principales alternativas de cada componente son:

-Para la turbina de gas:

- De un solo combustible o múltiples.
- Una derivación gases de escape.

-Para la caldera:

- Post-combustión.
- Ventilador de tiro inducido o forzado como refuerzo (con post-combustión)
- Uno, dos o tres niveles de presión, según las necesidades de usuarios de vapor.

-Para la turbina de vapor:

- De contrapresión.
- De extracción y condensación.

2.10 Cogeneración con turbina de gas y caldera¹⁹

El siguiente esquema es de los sistemas de cogeneración que ofrecen mayor eficiencia térmica, pero la producción de electricidad se limita a la turbina de gas. No obstante, la generación de electricidad puede llegar al 35% del total (electricidad más calor) con sistema de post-combustión, y a más del 55% sin él.

La eficiencia general de esta instalación depende sobre todo de las pérdidas de calor a la salida de la caldera; esto quiere decir que la temperatura del gas de escape en este punto viene determinada por:

- El contenido de azufre del combustible empleado.
- La temperatura del agua de alimentación de la caldera.
- La presión del vapor que se intenta generar.

En la figura 2.19 se puede observar una relación del flujo de vapor vs presión y temperatura válida para centrales sin postcombustión.

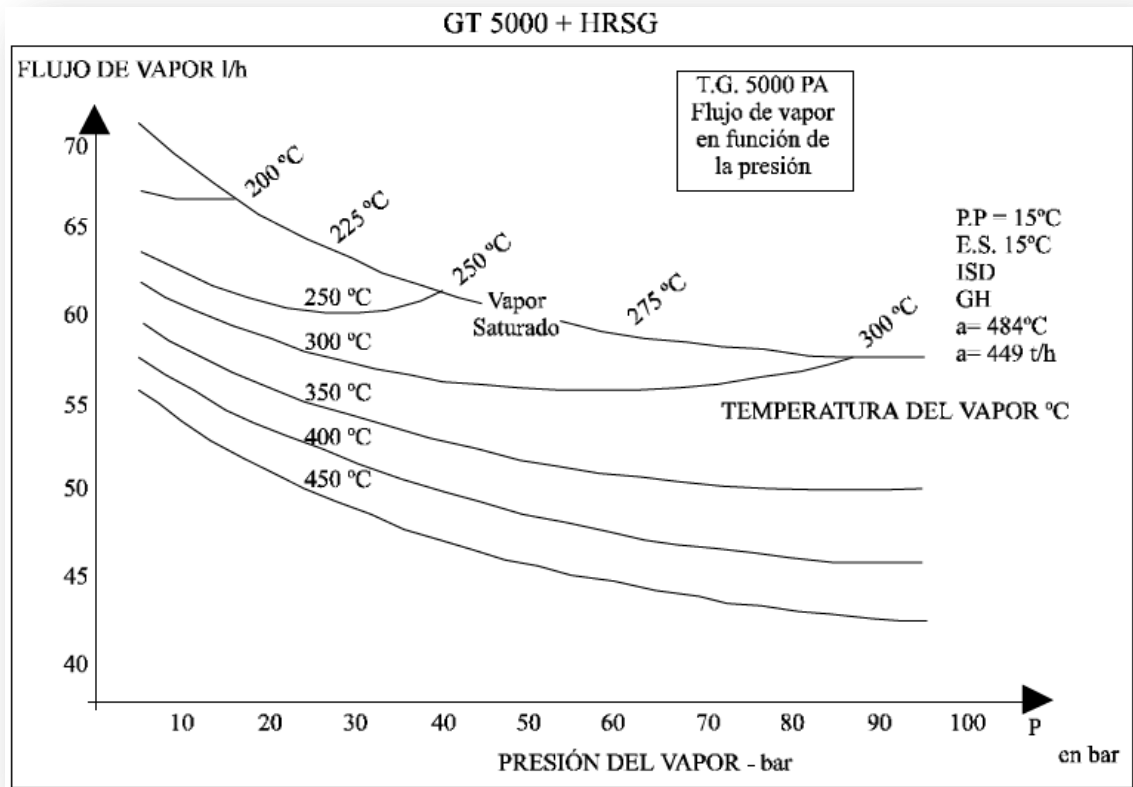


Figura 2.19 Curvas de la relación entre el flujo de vapor generado según la presión y la temperatura del vapor válido para centrales sin post-combustión. Fuente: CONUEE.

2.11 Cogeneración con turbina de gas, caldera y turbina de vapor¹⁹

Además de la turbina de gas, este tipo de central consta de los siguientes elementos principales:

- Una caldera con o sin post-combustión y uno o dos niveles de presión.
- Una turbina de vapor, que puede ser:
 - De contrapresión con posiblemente una extracción, según las necesidades de vapor.
 - Extracción y condensación. Esta solución es más flexible que la anterior porque permite mayor variación de la relación electricidad / calor, por otra parte requiere de una fuente de refrigeración para la condensación.

CAPÍTULO 3

Sistemas de Cogeneración Eficiente

3.1 Como se define a la cogeneración eficiente²⁰

La cogeneración eficiente está definida como la generación de energía eléctrica conforme a lo establecido en la fracción II del Artículo 36 de la LSPEE (anexo A), siempre que el proceso tenga una eficiencia mayor a la mínima establecida por la CRE, (véase tabla 3.1). Así mismo la CRE estableció en febrero del 2011 la Metodología para el cálculo de la eficiencia en los sistemas de cogeneración eléctrica (anexo D) y por lo tanto los criterios para determinar la “cogeneración eficiente”, véase tabla 3.1.

Tabla 3.1 Criterios de eficiencia mínima emitidos por la CRE para determinar la Cogeneración Eficiente.

Capacidad del Sistema	$\eta_{\min}\%$
$0.03 < \text{Capacidad MW} < 0.5$	5
$0.5 \leq \text{Capacidad MW} < 30$	10
$30 \leq \text{Capacidad MW} < 100$	15
$\text{Capacidad MW} \geq 100$	20

Fuente: CRE.

3.1.1 Diferencia entre Generadores y Permisionarios

Es importante señalar las diferencias entre generadores y permisionarios, considerando lo siguiente:

3.1.1.1 Generadores

- Sistemas de cogeneración en pequeña escala: son aquellos con capacidad menor o igual a 30KW, de baja tensión (menor a 1kV.)
- Sistemas de cogeneración en mediana escala: son aquellos con capacidad menor o igual a 500 KW, de media tensión (mayor a 1kv y menor a 69kV.)

3.1.1.2 Permisionario

- Sistemas con capacidad mayor a 500KW, en alta tensión (mayor a 69kV.)
- Sistemas que requieren hacer uso del Sistema Eléctrico Nacional para portear energía a sus cargas (cualquier capacidad y tensión.)

²⁰ Barnés de Castro Francisco, “Criterio de cogeneración eficiente y crédito de capacidad de fuentes intermitentes” Comisión Reguladora de Energía, (CRE). Secretaría de Energía, México, 2010. 22/julio/2013

3.2 Beneficios que ofrece la cogeneración eficiente²⁰

Los beneficios que se ofrecen a los permisionarios generadores de energía eléctrica mediante un proceso de cogeneración eficiente son:

3.2.1 Beneficios del permisionario de cogeneración eficiente.

- Mayor disponibilidad y confiabilidad del suministro eléctrico, al contar con generación propia y respaldo de la red del Sistema Eléctrico Nacional.
- Mayor calidad energética, incremento de la vida útil de los equipos que se utilizan en los procesos.
- Disminución de la factura energética (electricidad y combustible).
- Incremento de la competitividad por reducción de costos de producción y mejor calidad de la energía.

3.2.2 Beneficios para el Sistema Eléctrico Nacional²⁰

- Diferimiento de inversiones para nueva capacidad a instalar en el SEN.
- Reducción de combustible para generación eléctrica en el SEN.
- Reducción de pérdidas de transmisión y distribución en el SEN. (efecto joule)

3.2.3 Beneficios entregados por el sistema²⁰

- Ahorro del 20 al 45% de la energía primaria únicamente por eficiencia de conversión.

3.2.4 Beneficios por generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables²⁰

- Contrato de interconexión para centrales de generación eléctrica con cogeneración eficiente.
 - Banco de energía.
 - Reconocimiento de capacidad.
 - Net-metering (<0.5MW)
- Convenio de servicio de transmisión de energía eléctrica para cogeneración eficiente.
 - Pago de porteo por estampilla postal.
- Pago de contraprestaciones, en caso de poner a disposición de la CFE la capacidad excedente.
 - Pago por kilowatt-hora entregado que incluye pago de energía y pago de capacidad.

3.3 Campo de desarrollo y aplicación para la cogeneración eficiente²¹

El impulso a la cogeneración representa una de las mayores oportunidades para lograr un mejor aprovechamiento en el consumo de energía en las empresas y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. El mayor potencial de cogeneración se presenta en las instalaciones de PEMEX y en otras grandes industrias con alto patrón de consumo de energía, pues requieren calor en sus procesos. Asimismo, existe un potencial relevante en sistemas de menor escala para pequeñas y medianas empresas.

3.3.1 Industria química

La mayor parte de los usos térmicos son a baja temperatura y con duración de 8000 horas anuales de operación. El parámetro de relación electricidad/calor (E/C) es de 0.46, por lo que las tecnologías más utilizadas en este sector se basan en turbinas a gas y vapor, tanto en ciclo simple como combinado.

El sector químico produce mediante cogeneración el 42% de la electricidad que demandan todos sus procesos, transformando con alta eficiencia el 50% de los combustibles que emplea, -en un 82% gas natural-, con diferentes tecnologías cogeneradoras, entre las que destaca la presencia de turbo máquinas y motores de combustión interna. La cogeneración asociada a la industria química permite un rendimiento energético superior al 75%, lo que disminuye sus emisiones anuales de CO₂ en más de 2 millones de toneladas y aumenta su competitividad.

La dimensión de este sector representa 8% del PIB del país. En términos de potencial de cogeneración, la industria química registra la mayor contribución dentro del conjunto del sector industrial. Cabe precisar que la estimación potencial del sector industrial supera el 60% del total nacional, superando la aportación conjunta tanto de PEMEX y la industria azucarera.

Con base en estimaciones de la CONUEE, el potencial de ahorro de energía primaria del sector químico, como resultado de la cogeneración, podría alcanzar 85,112 TJ/año, lo cual podría traducirse en ahorros anuales aproximados de 715 MDD. La contribución del sector de la industria química para revertir los efectos de los gases efecto invernadero podría ascender a 4,360 Mt de CO₂ anuales.

3.3.2 Industria del cartón y papel

Este sector es uno de los mayores consumidores tanto de energía térmica como eléctrica. Los usos térmicos son de alta temperatura: vapor y secado, con una duración de funcionamiento de 7500 horas anuales y un valor de E/C de 0.34, también aplican las turbinas a gas con recuperador de calor y vapor.

²¹ <http://www.conuee.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/7174/4/EstudioCogeneracion.pdf>
26/julio/2013

3.3.3 Industria alimenticia

Este es de los sectores donde más se aplica el uso de cogeneración, basada en ciclos simples con turbina a gas o motor alternativo. También es frecuente la utilización de equipos de absorción para la producción de frío. La relación E/C es de 0.45 y, se puede considerar un valor promedio de 7300 horas por año de operación.

Este sector es muy importante debido a su alta capacidad de replicabilidad, aplicable desde proyectos pequeños como los figurados Pymes hasta grandes industrias de producción masiva de productos alimenticios.

Su estimación del potencial de ahorro energético en la implementación de la tecnología de cogeneración en este sector asciende a 12,664 TJ/anales, los cuales en ahorros económicos es traducido como 106MDD y así mismo, esto permitiría la mitigación de 649Mt de CO₂ anuales.

3.3.4 Industria textil

Dentro de este sector, los subsectores de tintes, acabados y curtidos, son los adecuados para la cogeneración, y sus usos térmicos son en forma de vapor, agua caliente y aire caliente. Las horas de utilización media son de 6500 horas por año y el parámetro E/C es de 0.41 y, se caracteriza por las variaciones en las cargas térmicas y eléctricas. Estas propiedades, junto con el tamaño pequeño o medio de las fábricas, hacen que la tecnología de cogeneración se base en motores alternativos de ciclo simple.

3.3.5 Industria automotriz

El empleo del combustible en el sector, es para generar vapor o agua sobrecalentada a gran presión y temperatura y gases calientes, con una media de 6500 horas por año de uso y tiene un valor del parámetro E/C de 0.61. El gran consumo de energía dado el tamaño de las instalaciones, hace necesario el uso de turbinas a gas en ciclo simple o combinado.

3.3.6 Industria cerámica y azulejo

Estas industrias emplean gran cantidad de combustible en hornos de alta temperatura. Sin embargo, en ciertas aplicaciones como el secado por atomización, con temperaturas de aproximadamente 500 °C, tiene entrada la cogeneración basada en turbinas a gas con aplicación directa de los gases de escape al atomizador. El valor de E/C es de 0.12, y el funcionamiento anual es de 7700 horas.

3.3.7 Industria de hule para llantas

Se requieren usos térmicos a nivel bajo y una media de horas de utilización de 7800 horas anuales. El valor del parámetro E/C es de 0.56.

3.3.8 Hoteles y hospitales

Se requieren usos térmicos a nivel bajo y un elevado número de horas de utilización de prácticamente todo el tiempo y con una gran confiabilidad en el suministro eléctrico, lo cual se logra con un doble suministro de la planta de cogeneración y de la interconexión a la red de la CFE.

El sector de hospitales presenta una alta replicabilidad, ya que cuenta con una infraestructura de 75 500 camas hospitalarias a nivel nacional, de las cuales el 45% corresponde a particulares.

Por sus características aplican las tecnologías de trigeneración, o sea generación de calor y frío con micro turbinas a gas y equipos de refrigeración por absorción.

3.4 Requisitos para ser cogenerador²²

Existen algunas condiciones que restringen el acceso a ser considerado como cogenerador y estas dependen principalmente de la demanda energética específica del proceso de producción que la planta a evaluar. La primera condición es que el nivel térmico de la demanda del calor útil, no sea excesivamente elevado (500°C como máximo).

La segunda condición requerida para asegurar su aplicación de manera rentable, es el poder contar con una operación del sistema de cogeneración de más de 5, 000 horas anuales.

Cada empresa tiene requerimientos térmicos y eléctricos específicos. Se seleccionan los equipos más apropiados para satisfacer tales requerimientos, con un enfoque de diseño eléctrico o térmico.

3.4.1 En el diseño eléctrico

El sistema se configura el sistema para satisfacer los requerimientos eléctricos. En la mayoría de los procesos con relaciones térmicas/eléctricas (RTE) mayores a 1.2, no es posible que la cogeneración suministre el vapor total requerido, por lo que deben complementarse con las calderas existentes.

3.4.2 En el diseño térmico

El sistema se configura para satisfacer los requerimientos térmicos; por ejemplo en configuraciones de turbina a gas, normalmente existe la posibilidad de contar con excedentes eléctricos.

Nota: El combustible preferente para la cogeneración es el gas natural, siendo importante verificar la existencia de la infraestructura necesaria y la disponibilidad de suministro.

²² “Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones generales para acreditar sistemas de cogeneración como de cogeneración eficiente”, Comisión Reguladora de Energía, (CRE), México 2012.

3.5 Parámetros de diseño y comportamiento para establecer un sistema de cogeneración²²

En una planta industrial es necesario el considerar los siguientes aspectos: consumo o requerimiento de energía eléctrica (E) expresada en kilowatts. La empresa de procesos industriales que quiere instalar un sistema de cogeneración debe requerir y consumir energía eléctrica. En México la energía eléctrica se abastece a los usuarios por Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Consumo o requerimiento de energía primaria (Qs) expresado en metro cúbico, kilogramos o directamente en kilowatts térmicos. La empresa de procesos industriales que quiere instalar un sistema de cogeneración debe requerir y consumir energía eléctrica primaria para generar energía térmica útil. Normalmente esta la provee un combustible como el gas natural, combustóleo o diesel, entre otros. Estos combustibles son proporcionados a los usuarios por Petróleos Mexicanos (PEMEX) o alguno de sus distribuidores.

Consumo o requerimiento de energía térmica útil (Q=Qu) expresado generalmente en términos de kW térmicos. La empresa de procesos industriales que quiera instalar un sistema de cogeneración debe requerir y consumir energía térmica útil para la elaboración de sus productos bienes o servicios, generalmente en forma de fluido caliente, ya sea vapor o gases calientes. Esta energía térmica útil es auto generada por las empresas de procesos industriales en el seno de su empresa a través de equipos de combustión (calderas o calentadores a fuego directo).

Esta energía térmica se relaciona directamente con el combustible suministrado (Qs) con la siguiente ecuación.

$$\eta = \frac{Q_u}{Q_s} = \frac{m_v * (h_v - h_a)}{PCI * m_c}$$

Dónde:

- η= Eficiencia de generación de la caldera (%)
- Qu= Calor útil proporcionado por el vapor generado (kJ)
- Qs= Calor suministrado por el combustible quemado (kJ)
- Mv= Flujo de vapor (kg/h)
- hv= Entalpía de vapor (kJ/kg)
- ha= Entalpía de agua de alimentación (kJ/kg)
- PCI= Poder calorífico del combustible (kJ/m3)
- mc= Flujo de combustible (m3/h)

En la figura 3.1 se representan los tres requerimientos antes descritos que son requisitos para instalar un sistema de cogeneración.

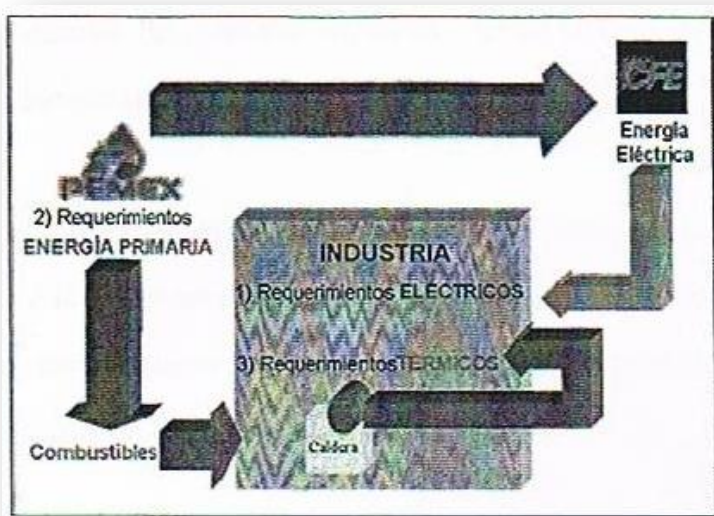


Figura 3.1 Suministro de energéticos a usuarios sin un sistema de cogeneración. Fuente: CRE – CONUEE.

3.5.1 Relación Q/E

La relación de la demanda eléctrica (E) a la térmica (Q) permite visualizar la simultaneidad con que ocurren las demandas pudiendo mostrar los siguientes dos posibles tipos de comportamiento.

- a) Uniformidad.
- b) Variaciones y valores máximos y mínimos.

Por ejemplo, si $Q/E > 0.5$, se trata de empresas o usuarios consumidores de calor como fábricas de cemento, cales, cerámicas, etc.

Cuando esta relación tenga un valor unitario o cercano a la unidad, se trata de empresas o industrias de consumo equilibrado, como fábricas de papel, industria química, petroquímica, alimentaria y textil etc.

En la tabla 3.2, se presenta el tipo de tecnología o sistema de cogeneración, la relación Q/E, y la temperatura del fluido caliente correspondiente que se puede generar por el mismo sistema. Lo cual de una primera aproximación de la tecnología que se puede aplicar en un caso específico.

Tabla 3.2 Relación Q/E para distintas tecnologías.

Sistema de cogeneración	Relación (Q/E)	Temperatura de fluido caliente
Motor de combustión interna	De 0.8 a 2	De 120 a 400°C
Turbina de vapor	De 2 a 30	De 120 a mayores de 400°C
Turbina de gas	De 1.2 a 4	De 800 a 150°C

Fuente: CRE.

En cuanto a la eficiencia del sistema de cogeneración que se puede alcanzar y la relación Q/E, se observa que estas se encuentran íntimamente relacionadas con el sistema de cogeneración utilizado, tal como se muestra en la figura 3.2.

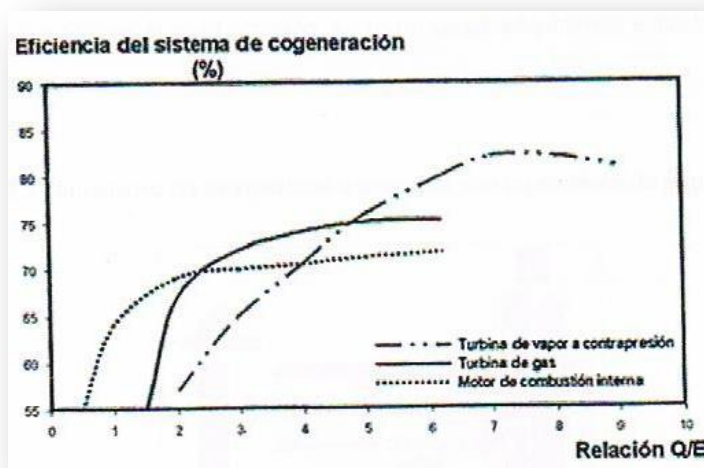


Figura 3.2 Relación Q/E para distintas tecnologías. Fuente: CRE.

Dependiendo de esto es que un sistema de cogeneración puede diseñarse para satisfacer cualquiera de las cinco condiciones siguientes:

- 1) Satisfacción al 100% de requerimientos eléctricos.
- 2) Satisfacción parcial de requerimientos eléctricos.
- 3) Satisfacción al 100% de requerimientos térmicos.
- 4) Satisfacción parcial de requerimientos térmicos.
- 5) Satisfacción al 100% de requerimientos eléctricos y térmicos.

Dependiendo del análisis realizado se determinará cuál de las alternativas es la más rentable o conveniente bajo las condiciones económicas y financieras de un proyecto específico. De la operación del sistema se denominará si se contará con excedentes eléctricos tanto en potencia como en energía. Los cuales, de acuerdo al actual marco normativo, en caso de contar con ellos se pondrán vender a la red de CFE o; en el caso contrario, se podrá seguir disponiendo del flujo eléctrico como se muestra en la figura 3.3.

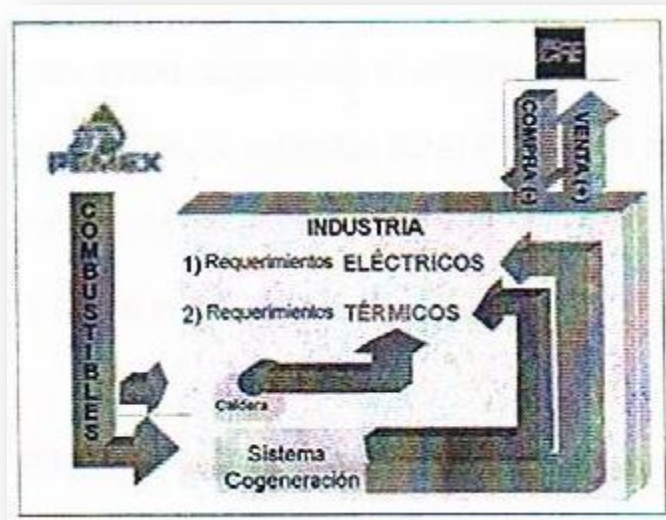


Figura 3.3 Suministro de energéticos a usuarios con un sistema de cogeneración. Fuente: CRE.

Para el caso térmico, o de proveer la energía térmica, se tendrá que evaluar si el sistema de cogeneración satisface al 100% los requerimientos o si se tendrá necesidad de los equipos de combustión de las calderas actuales de la empresa para satisfacer la demanda térmica restante.

3.5.2 Índice de calor neto

Para poder cuantificar el aprovechamiento de combustible para la generación eléctrica, se utiliza el índice conocido como ICN, o también conocido como “Consumo Térmico Unitario de Cogeneración” ó “Consumo de Combustible para Generación Eléctrica”, que se encuentra expresado en la siguiente ecuación:

$$ICN = \frac{Q_s - \frac{Q}{\eta}}{E}$$

Dónde:

Q_s = Calor suministrado, como combustible al sistema de cogeneración (kW)

Q = Calor útil proporcionado (fluido caliente) por el sistema de cogeneración (kW)

η = Eficiencia convencional de generación de energía térmica (%)

E = Generación eléctrica del sistema de cogeneración (kW)

El ICN expresa la cantidad de combustible adicionado que es necesario introducir al sistema de cogeneración con respecto al que se consumiría para producir el calor útil requerido mediante sistemas convencionales (por ejemplo una caldera de vapor) y la generación convencional de electricidad mediante unidades termoelectricas. Es de gran utilidad para comparar el comportamiento de distintos esquemas entre sí. Cabe aclarar el valor de (ICN) no sólo depende del sistema de cogeneración, sino también de la aplicación

específica a la que se destine ya que en ella se definirá cuánto calor se tendrá como útil de potencial total que presente dicho esquema.

3.6 Metodología para determinar la eficiencia de procesos de cogeneración de energía eléctrica²³

Para el cálculo de la eficiencia de un Sistema, se consideran aspectos tales como:

E La energía eléctrica neta, medida en el punto de conexión de los generadores principales, generada en un Sistema durante un año.

F El combustible fósil empleado en un Sistema a lo largo de un año, medido sobre poder calorífico inferior.

H La energía térmica neta o el calor útil generado en un Sistema y empleado en un proceso productivo durante un año.

(Nota: deberá restarse la energía térmica del agua de alimentación a la energía térmica del vapor o agua caliente producidos en el proceso).

El cálculo de la eficiencia de un Sistema será de la siguiente forma:

Re Rendimiento eléctrico medio de un Sistema, calculado como:

$$Re = \frac{E}{F}$$

Rh Rendimiento térmico medio de un Sistema, calculado como:

$$Rh = \frac{H}{F}$$

RefE Rendimiento de referencia para la generación eléctrica a partir de un combustible fósil en una central eficiente con tecnología actual, medido sobre la base del poder calorífico inferior del combustible. Se considera que la central de generación se interconecta con el SEN en alta tensión.

RefH Rendimiento de referencia para la generación térmica a partir de un combustible fósil en una central convencional eficiente de tecnología actual, medido sobre la base del poder calorífico inferior del combustible.

²³ <http://www.cre.gob.mx/documento/2299.pdf> 31/julio/2013

f_p Factor de pérdidas de energía eléctrica debidas a la transmisión y distribución desde el nivel de alta tensión hasta el nivel de tensión al que se interconecta el Sistema, calculado como:

$f_p = 1 - \% \text{ pérdidas de energía eléctrica.}$

$RefE'$ Rendimiento de referencia para la generación eléctrica a partir de un combustible fósil en una central eficiente de tecnología actual, sobre la base del poder calorífico inferior del combustible, medido a la tensión a la que se conecta el Sistema, calculado como:

$$Ref * E' = Ref * E * f_p$$

F_h Combustible utilizado en el Sistema atribuible a la producción de calor útil, calculado como:

$$F_h = \frac{H}{Ref * H}$$

F_e Combustible utilizado en el Sistema atribuible a la generación de energía eléctrica, calculado como:

$$F_e = F - F_h$$

EE Eficiencia atribuible a la generación eléctrica, calculada como:

$$EE = \frac{E}{F_e}$$

E_{conv} Energía eléctrica generada por una central convencional eficiente, interconectada con el SEN a alta tensión, utilizando la misma cantidad de combustible que es atribuible en el Sistema a la generación de energía eléctrica, calculado como:

$$E_{conv} = F_e * Ref * E$$

EP Energía primaria, obtenida del análisis por separado del comportamiento del proceso de generación de energía eléctrica y del proceso térmico del Sistema, calculado como:

$$EP = \frac{E}{RefE'} + \frac{H}{RefH}$$

AEP Ahorro de energía primaria, obtenida del análisis por separado del comportamiento del proceso de generación de energía eléctrica y del proceso térmico del Sistema, calculado como:

$$AEP = EP - F$$

APEP Ahorro Porcentual de Energía Primaria, obtenida del análisis por separado del comportamiento del proceso de generación de energía eléctrica y del proceso térmico del Sistema, calculado como:

$$APEP = \frac{EP - F}{EP}$$

Elc Energía eléctrica libre de combustible, esto es, la energía eléctrica generada en el Sistema por encima de la que se generaría en una central térmica convencional utilizando la misma cantidad de combustible que en un Sistema es atribuible a la generación de energía eléctrica.

Equivale a una energía eléctrica de carácter renovable, calculada como:

$$Elc = AEP * Ref * E$$

De lo anterior la eficiencia de un Sistema se calcula en los términos siguientes:

$$\eta = \frac{Elc}{E_{conv}} = \frac{AEP}{Fe}$$

3.7 Criterio de Eficiencia para determinar a la Cogeneración Eficiente²⁴

Derivado de la aplicación de la Metodología la Comisión considerará que el Sistema corresponde a una central con un proceso Cogeneración Eficiente si la eficiencia resulta ser:

$$\eta \geq \eta_{min}$$

Donde el valor de η_{min} está determinado por la capacidad de generación del Sistema, de acuerdo con la tabla 3.1

3.7.1 Para los Sistemas con capacidad igual o menor a 30 MW instalados a una altura superior a 1500 metros sobre el nivel del mar, generando con motores de combustión interna o con turbinas de gas, el requerimiento de eficiencia mínima será el siguiente:

Tabla 3.3 Relación de eficiencia mínima para capacidades menores a 30MW.

Capacidad del sistema.	$\eta_{min}(\%)$
0.03 < Capacidad MW < 0.5	2
0.5 ≤ Capacidad MW < 30	5

Fuente: CRE.

²⁴ Barnés de Castro Francisco, “Criterio de cogeneración eficiente y crédito de capacidad de fuentes intermitentes” Comisión Reguladora de Energía, (CRE). Secretaría de Energía, México, 2010. 31/julio/2013

3.7.2 Cálculo de la eficiencia de un Sistema se deberán considerar los siguientes valores de referencia:

Tabla 3.4 Eficiencia con respecto a valores de referencia según tecnología.

RefE	44%
RefH (con vapor o agua caliente como medio de calentamiento)	90%
RefH (con uso directo de los gases de combustión)	82%

Fuente: CRE.

3.7.3 Factor de pérdidas de energía eléctrica que deberá considerarse, de acuerdo al nivel de tensión al que se interconecta el Sistema, será el siguiente:

Tabla 3.5 Factor de pérdidas de energía eléctrica por nivel de tensión.

Nivel de tensión	< 1.0 kV	1.0-34.5 kV	69-85 kV	115-230 kV	≥400 kV
Factor de pérdidas	0.910	0.940	0.960	0.980	1.000

Fuente: CRE.

En el caso de sociedades de autoabastecimiento en las que se requiera portear energía eléctrica utilizando una red diferente a la del punto de inyección, el factor de pérdidas a ser utilizado será igual a uno.

3.7.4 Actualización de los valores de referencia

Los valores de referencia arriba mencionados serán revisados por la Comisión cada cinco años a partir de su publicación, considerando, entre otros, los avances tecnológicos de los equipos de generación de energía eléctrica.

Una vez acreditado el criterio de eficiencia por un Permisionario, se otorgará el reconocimiento de Cogeneración Eficiente por un plazo no mayor de cinco años y este dependerá de la capacidad de generación, al término del cual el Permisionario deberá refrendar ante la Comisión Reguladora de Energía la acreditación correspondiente, para lo cual se utilizarán los valores de referencia vigentes en ese momento.

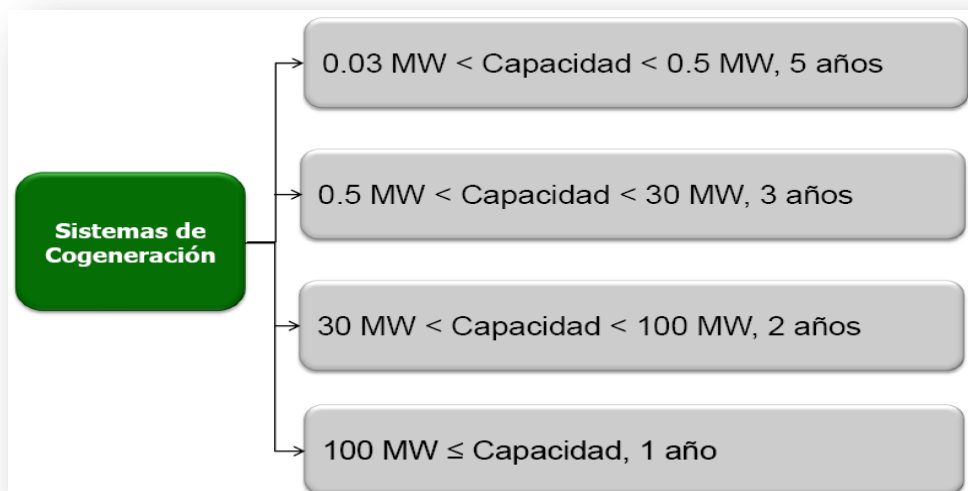


Figura 3.4 Vigencia para un sistema de cogeneración según capacidad.

Fuente: CONUEE. Barnés de Castro Francisco, "Criterio de cogeneración eficiente y crédito de capacidad de fuentes intermitentes" Comisión Reguladora de Energía, (CRE). Secretaría de Energía, México, 2010.

3.8 Mecanismo de Acreditación de Sistemas de cogeneración de Permisos como Cogeneración Eficiente

La figura 3.5 es una mecanismo de los pasos generales que se deben realizar para que los permisionarios que ya cuentan con un sistema de cogeneración instalado y registrado ante la Comisión Reguladora de Energía, y que pretenda acreditar su sistema en la modalidad de cogeneración eficiente.

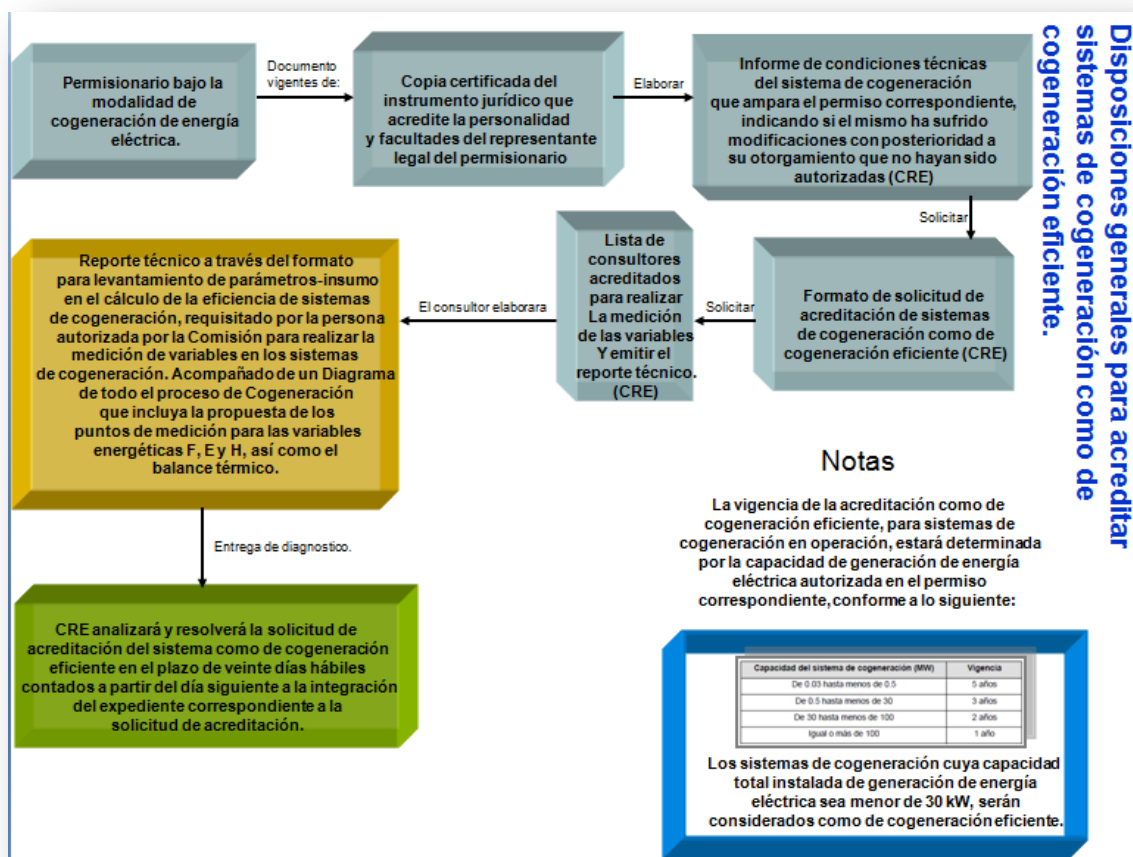


Figura 3.5 Mecanismo de acreditación de sistemas de cogeneración como cogeneración eficiente.

Fuente: Propia con datos de la guía de tramites CONUEE 2010.

3.9 Disposiciones generales para la acreditación de sistemas de cogeneración como de cogeneración eficiente²⁵

Se establecieron las reglas por las cuales los permisionarios de generación de energía eléctrica en la modalidad de cogeneración acreditarán sus sistemas como de cogeneración eficiente; las que normarán el perfil y atributos de las personas autorizadas para realizar las

²⁵ <http://www.cre.gob.mx/documento/2300.pdf> 6/agosto/2013

mediciones de las variables involucradas en dichos sistemas, y las que registrarán los procedimientos de medición de dichas variables.

3.9.1 Acreditación de sistemas de cogeneración

Los sujetos que soliciten acreditar su sistema de cogeneración como de cogeneración eficiente deberán contar con un permiso vigente de generación de energía eléctrica bajo la modalidad de cogeneración otorgado por la Comisión Reguladora de Energía.

Los permisionarios, para obtener la acreditación de su sistema de cogeneración, deberán presentar a la Comisión la información y documentación siguientes:

I. El formato de solicitud de acreditación de sistemas de cogeneración como de cogeneración eficiente, que expida la Comisión, debidamente requisitado, véase figura 3.6.

II. Original o copia certificada del instrumento jurídico que acredite la personalidad y facultades del representante legal del permisionario.

III. Escrito libre dirigido a la Comisión en el que se informe sobre las condiciones técnicas del sistema de cogeneración que ampara el permiso correspondiente, indicando si el mismo ha sufrido modificaciones con posterioridad a su otorgamiento que no hayan sido autorizadas por la Comisión;

IV. Reporte técnico a través del formato para levantamiento de parámetros-insumo en el cálculo de la eficiencia de sistemas de cogeneración, requisitado por la persona autorizada por la Comisión para realizar la medición de variables en los sistemas de cogeneración.

V. Diagrama de todo el proceso de cogeneración que incluya la propuesta de los puntos de medición para las variables energéticas F, E y H, a que se refiere la disposición vigésima cuarta del presente instrumento, así como el balance térmico.

La Comisión analizará y resolverá la solicitud de acreditación del sistema como de cogeneración eficiente en el plazo de veinte días hábiles contados a partir del día siguiente a la integración del expediente correspondiente a la solicitud de acreditación.

La vigencia de la acreditación como de cogeneración eficiente, para sistemas de cogeneración en operación, estará determinada por la capacidad de generación de energía eléctrica autorizada en el permiso correspondiente, conforme a la tabla 3.1.

Los sistemas de cogeneración cuya capacidad total instalada de generación de energía eléctrica sea menor de 30 kW, serán considerados como de cogeneración eficiente.

Los permisionarios que cuenten con sistemas de cogeneración cuyas obras estén por iniciar o en proceso de construcción, podrán solicitar la acreditación como cogeneración eficiente antes del inicio de la operación del sistema en estos casos, los permisionarios estarán en posibilidad de firmar con el suministrador el Modelo de contrato de interconexión para centrales de generación de energía eléctrica con energía renovable o cogeneración eficiente.

Los permisionarios contarán con un plazo de seis meses a partir del inicio de la operación comercial del sistema de cogeneración para presentar la información que permita verificar el cumplimiento del requisito establecido en la fracción IV de la disposición tercera de estas disposiciones y del criterio de eficiencia establecido por esta Comisión.

El incumplimiento por parte de los permisionarios de los criterios mínimos de eficiencia establecidos en la Metodología para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y los criterios para determinar la cogeneración eficiente (anexo D), será causal de rescisión del contrato de interconexión para centrales de generación de energía eléctrica con energía renovable o cogeneración eficiente que hayan suscrito con el suministrador, y tendrán la obligación de reintegrar a éste los beneficios obtenidos.

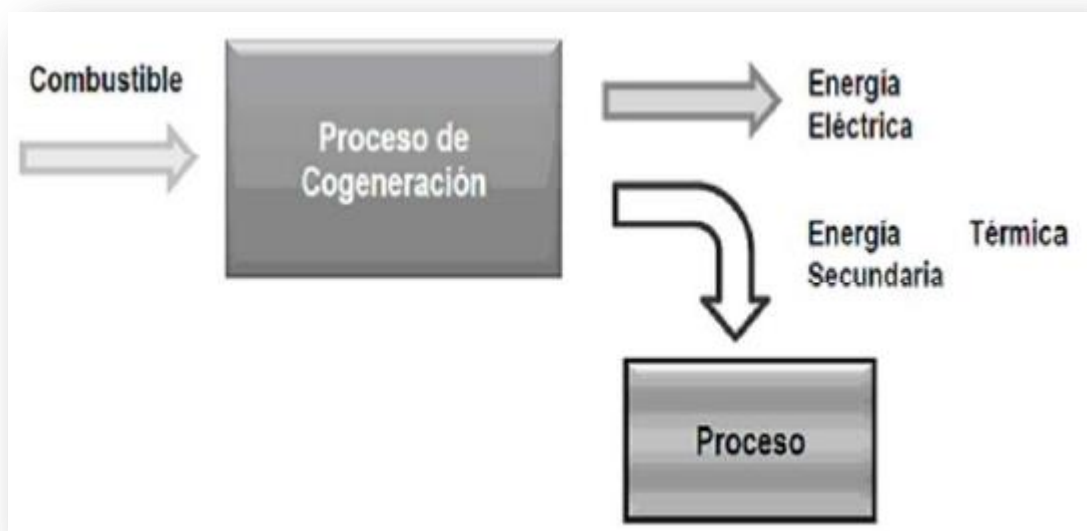


Figura 3.6 Configuración para la forma de cogeneración primera etapa. Fuente: CRE.

A que se refiere esta disposición, de manera enunciativa más no limitativa, son las siguientes:

- a) Generador de vapor – turbina de vapor – vapor a proceso;
- b) Generador de vapor – turbina de vapor – vapor a proceso y a condensación;
- c) Turbina de gas – recuperador de calor – turbina de vapor – vapor a proceso;
- d) Turbina de gas – recuperador de calor – turbina de vapor – vapor a proceso y a condensación;
- e) Turbina de gas – recuperador de calor – vapor a proceso – gases calientes para secado;
- f) Turbina de gas – recuperador de calor – vapor a proceso;
- g) Motor de combustión interna – recuperador de calor e intercambiador de calor – vapor a proceso, y
- h) Motor de combustión interna – recuperador de calor – generador de vapor – vapor a proceso.

Generación de energía eléctrica se realiza en la segunda etapa del proceso a partir de:

I. La energía térmica no aprovechada en el proceso de que se trate, como en los casos de turbinas que transforman la energía térmica del vapor no aprovechado de determinado proceso, en energía mecánica y en energía eléctrica por medio de un alternador.

II. La existencia de configuraciones que prevean que el vapor, para alimentar a la turbina, provenga de un generador de vapor por recuperación de calor que aprovecha la energía térmica de los gases calientes provenientes de un proceso industrial.

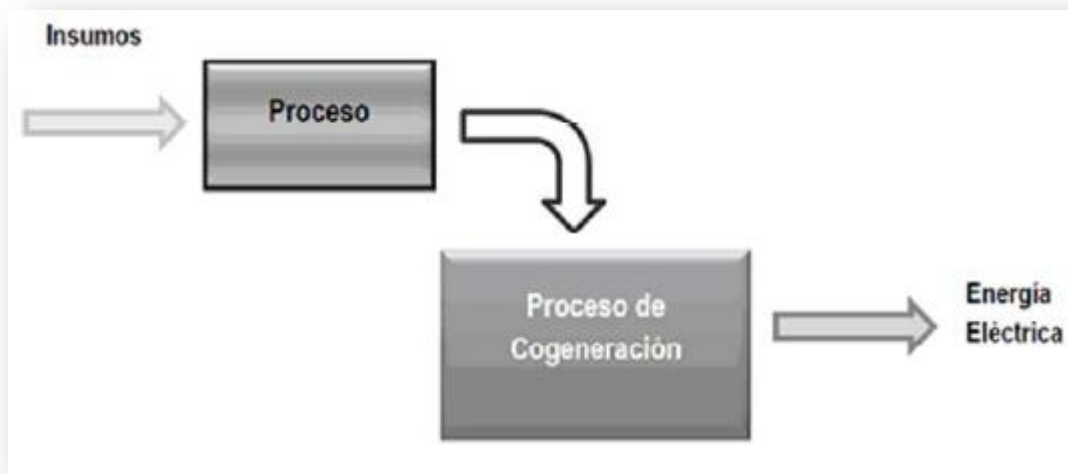


Figura 3.7 Configuración para la forma de cogeneración segunda etapa. Fuente: CRE.

Las configuraciones para la forma de cogeneración (figura 3.7) a que se refiere esta disposición son las siguientes:

- a) Turbina de vapor de contrapresión – vapor a proceso, y
- b) Generador de vapor por recuperación de calor – turbina de vapor – vapor a proceso y a condensación.

Los energéticos de entrada considerados en esta forma de cogeneración serán vapor o gases calientes procedentes de los procesos industriales de los que son un subproducto.

Aquéllos en los cuales la generación de energía eléctrica se realiza en la segunda etapa, a partir de un combustible residual (subproducto) de un proceso industrial, como se muestra en la figura 3.8.



Figura 3.8 Generación de energía eléctrica a partir de un combustible residual. Fuente: CRE.

Las tecnologías que se consideran para esta definición son turbina de vapor, turbina de gas, motor de combustión interna, y ciclo combinado con turbina de gas y turbina de vapor.

Las configuraciones más comunes, de manera enunciativa más no limitativa, para la forma de cogeneración a que se refiere esta disposición son las siguientes:

- a) Generador de vapor – turbina de vapor – vapor a proceso;
- b) Generador de vapor – turbina de vapor – vapor a proceso y a condensación;
- c) Turbina de gas – recuperador de calor – turbina de vapor – vapor a proceso;
- d) Turbina de gas – recuperador de calor – turbina de vapor – vapor a proceso y a condensación;
- e) Turbina de gas – recuperador de calor – vapor a proceso – gases calientes para secado;
- f) Turbina de gas – recuperador de calor – vapor a proceso;
- g) Motor de combustión interna – recuperador de calor e intercambiador de calor – vapor a proceso, y
- h) Motor de combustión interna – recuperador de calor – generador de vapor – vapor a proceso.

Los procesos que se ajustan a esta forma de cogeneración utilizan un combustible no necesariamente producido en los mismos, es decir, se prevé sólo un aprovechamiento de este combustible para la producción de energía eléctrica. Los energéticos considerados son de manera enunciativa mas no limitativa, los gases residuales derivados de la producción de diferentes productos industriales que pueden ser usados como combustibles, así como los combustibles que pueden ser quemados directamente en los primotores, como el biogás procedente de los rellenos sanitarios, gases o aceites sobrantes de los procesos de refinación que, de no ser utilizados, podrían ser quemados directamente a la atmósfera sin aprovechamiento alguno, emitiendo gases de efecto invernadero.

Los sistemas a que se refiere la disposición anterior serán considerados como eficientes siempre y cuando no utilicen un combustible fósil adicional para la generación de energía eléctrica, o bien se trate de procesos de la industria petrolera.

En el proceso de cogeneración se utilicen combustibles no necesariamente producidos en el mismo para la generación de energía eléctrica. Si durante la evaluación al sistema de cogeneración se observa un consumo adicional de combustibles, éste deberá consignarse en el reporte técnico correspondiente.

De acuerdo con la forma de cogeneración a la que corresponda cada uno, a efecto de identificar las corrientes del proceso y diferenciar la zona de cogeneración de la zona de consumo, la cual utiliza la producción energética de la unidad de cogeneración.

Para la primera forma de cogeneración (figura 3.9), si existen en el sitio equipos exclusivos de generación térmica o eléctrica, éstos no deben ser considerados como parte del sistema de cogeneración.

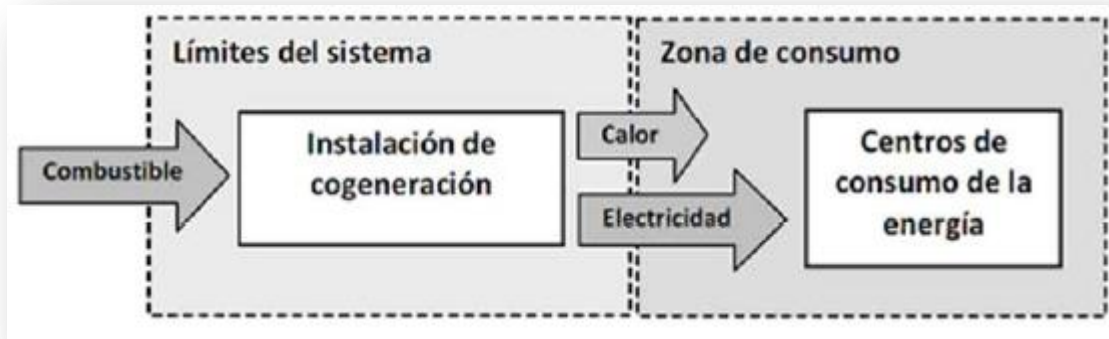


Figura 3.9 Producción de energía térmica y eléctrica simultáneamente. Fuente: CRE.

Para la segunda forma de cogeneración (figura 3.10), el límite del sistema de cogeneración se restringe al equipo secundario que integra el sistema de cogeneración. El calor aportado por el o los equipos principales se considera como un aprovechamiento de calor residual que se suministra al sistema tal como si fuera un combustible para la producción de energía eléctrica.

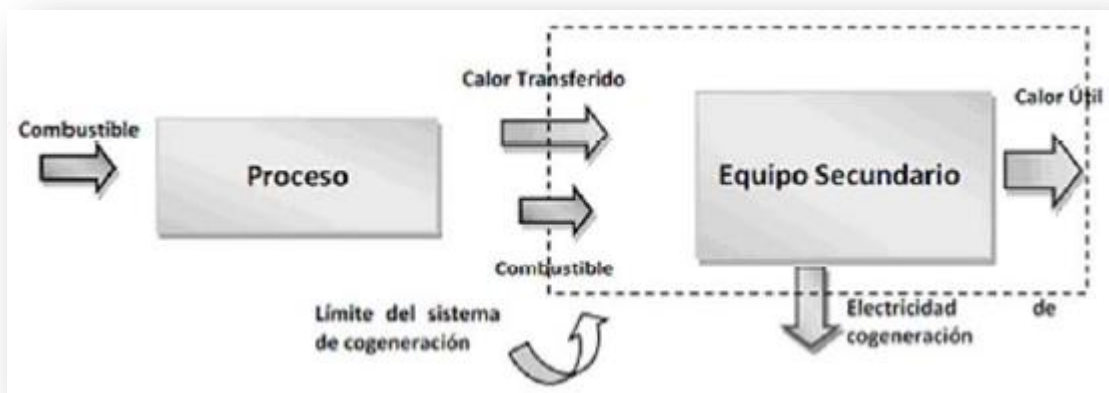


Figura 3.10 Producción de energía térmica para su uso en generación de energía eléctrica. Fuente: CRE.

Para la tercera forma de cogeneración (figura 3.11), el límite del sistema de cogeneración se restringe al equipo secundario que integra el sistema de cogeneración. El combustible residual, producto del proceso realizado en el equipo principal, se considera un aprovechamiento de energía primaria que se suministra al sistema de cogeneración.

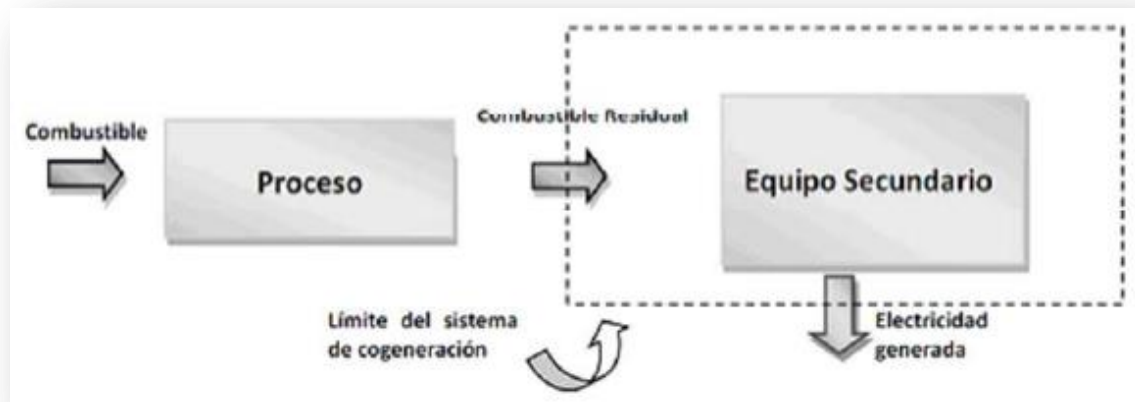


Figura 3.11 Producción de energía eléctrica a partir de la co-producción de un combustible. Fuente: CRE.

Las unidades que no operan en el proceso de cogeneración no deben ser incluidas dentro de los límites del sistema a ser evaluado, tales como calderas empleadas con fines exclusivamente térmicos, calderas de recuperación de calores residuales con combustión auxiliar o suplementaria que no estén acopladas a turbinas para exclusiva generación térmica, generadores auxiliares que buscan reducir demanda de potencia y energía eléctrica en horario punta o de respaldo ante emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

CAPÍTULO 4

Sistema Eléctrico Nacional

4.1 Antecedentes²⁶

La cogeneración ha tenido un lento desarrollo en México por lo que respecta a la pequeña y mediana industria, a excepción del sector paplero con una instalación de 166MW entre 1992 y 2007 en 10 sistemas y un promedio de 16.112MW por sistema. (Cifras tomadas de la base de datos anexo C) Las condiciones del entorno no han sido del todo favorables y es necesario un acercamiento más íntimo con las industrias para la óptima promoción de esta tecnología y sus proyectos.

4.2 Situación de la cogeneración en México (Marco regulatorio) ²⁶

4.2.1 Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

El Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece: “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 otorgarán concesiones a los particulares y la nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.”

4.2.2 Producción independiente

Para la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la Comisión o a la exportación (Art. 108 del Reglamento de la LSPEE).

4.2.3 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 (Art. 101 del Reglamento de la LSPEE).

4.2.4 Cogeneración

Para generar 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. (Art. 36 de la LSPEE; Art. 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 las eficiencias energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor que la obtenida en plantas 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

²⁶ “Balance Nacional de Energía 2011”, Secretaría de Energía (SENER), México, 2011. 17/agosto/2013

eléctrica a la disposición de la Comisión Federal de Electricidad, en los términos del Artículo 36-Bis.

4.2.5 Pequeña producción

Para la generación de energía eléctrica destinada a: I. 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 un área determinada por la Secretaría; II. 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, y III. La exportación, dentro del límite máximo de 30 MW (Art. 111 del Reglamento de la LSPEE).

4.2.6 Generación de energía eléctrica destinada a la exportación

Para la generación de energía eléctrica para destinarse a la exportación, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción (Art. 116 del Reglamento de la LSPEE).

4.2.7 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 (Art. 120 del Reglamento de la LSPEE).

4.3 Capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional²⁶

Hasta a finales del año 2007 la capacidad de cogeneración instalada en la industria según las concesiones emitidas por la CRE y sin considerar a PEMEX dentro de esta cifra fue de 1,266 MW, véase tabla 4.1

PEMEX regulariza sus permisos de cogeneración en 1998 en las instalaciones de sus complejos petroquímicos de Cangrejera, Morelos y Pajaritos, así como del complejo procesador de gas de Cactus, que ya estaban en operación antes de 1992. Y con la llegada de la modificación del Artículo 27 Constitucional (anexo B) en el año 1997 PEMEX instaló 15 proyectos con 1,064 MW adicionales.

Con lo anterior la capacidad total de cogeneración instalada en México a fines de 2007 fue de 3,304 MW, que se integró con los 459 MW instalados antes de 1993 (regularizados por la CRE) y los 2,845 MW instalados a partir del año de 1993 hasta el año 2007. De los 1,266 MW instalados por el sector industrial.

La capacidad real instalada en la pequeña y mediana industrias fue únicamente de 273 MW en 27 proyectos. En la tabla 4.1 se puede apreciar la reducida participación de la pequeña y mediana industrias, que con excepción del sector papelerero, solamente instalaron, en quince años, 166 MW en 19 sistemas, con un promedio de 8.7 MW por sistema.

Tabla: 4.1 Proyectos de cogeneración con respecto al periodo de 1993 al 2007.

Fecha	Industria		PEMEX		TOTAL	
	Anual	Acumulado	Anual	Acumulado	Anual	Acumulado
1993	-	-	-	-	-	-
1994	47	47	-	-	47	47
1995	44	90	-	-	44	90
1996	127	217	-	-	127	127
1997	-	217	-	-	-	217
1998	17	235	515	515	532	749
1999	505	740	-	515	505	1,255
2000	312	1,052	-	515	505	1,255
2001	12	1,064	-	515	12	1,579
2002	8	1,072	-	515	8	1,587
2003	28	1,100	-	515	28	1,615
2004	6	1,106	-	515	6	1,621
2005	93	1,199	-	515	93	1,714
2006	59	1,258	-	515	59	1,772
2007	9	1,266	1,064	1,072	1,072	2,845

Fuente CRE.

4.4 Agentes relevantes del sector energético mexicano²⁷

4.4.1 Secretaría de Energía (SENER)

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 Secretaría de Energía, a través de la CONUEE, expide las Normas Oficiales Mexicanas (NOM's) de eficiencia energética, las cuales son elaboradas por el Comité Consultivo Nacional de Normalización para la Preservación y Uso Racional de los Recursos Energéticos (CCNNPURRE), en colaboración y con el consenso de los sectores público, privado, social, y de investigación y desarrollo tecnológico.

4.4.2 Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE)

La Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía 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, es un órgano de carácter técnico en materia de aprovechamiento sustentable de la energía.

²⁷ “Guía Practica de trámites y Permisos para Proyectos de Cogeneración de Energía Eléctrica en México” CONUEE/GIZ, México, 2012 21/agosto/2013

4.4.3 Comisión Reguladora de Energía (CRE)

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.

4.4.3.1 Ley de la Comisión Reguladora de Energía

Esta Ley transformó a la CRE, de ser un órgano consultivo en materia de electricidad, como lo estableció su decreto de creación en 1993, a uno desconcentrado de la Secretaría de Energía, con autonomía técnica y operativa, encargado de la regulación de gas natural y energía eléctrica en México. La Ley determina las actividades del sector público y privado que se encuentran sujetas a regulación. Las actividades reguladas definidas en la Ley de la CRE son las siguientes:

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

La CRE, entre otras, tiene las siguientes atribuciones en materia eléctrica:

- Participar en la determinación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica.
- Aprobar los criterios y las bases para determinar el monto de las aportaciones de los gobiernos de las entidades federativas, ayuntamientos y beneficiarios del servicio público de energía eléctrica, para la realización de obras específicas, ampliaciones o modificaciones de las existentes, solicitadas por aquellos para el suministro de energía eléctrica.
- Verificar que en la prestación del servicio público de energía eléctrica, se adquiera aquella que resulte de menor costo para las entidades que tengan a su cargo la prestación del servicio público y ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad para el sistema eléctrico nacional.
- Aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público.
- Aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica.

- Otorgar y revocar los permisos y autorizaciones que, conforme a las disposiciones legales aplicables, se requieran para la realización de actividades reguladas.
- Aprobar y expedir modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de las actividades reguladas.
- Ordenar visitas de verificación, requerir la presentación de información y citar a comparecer a las personas que realicen actividades reguladas, a fin de supervisar y vigilar, en el ámbito de su competencia, el cumplimiento de las disposiciones jurídicas aplicables a las actividades reguladas.
- Cabe mencionar que el 28 de noviembre de 2008 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF), la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), donde se le confieren a la CRE atribuciones con la finalidad de regular la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable, así como de sistemas de cogeneración. De igual forma, en el Reglamento de la LAERFTE (publicado el 2 de septiembre de 2009 en el DOF) se menciona que la cogeneración eficiente es la generación de energía eléctrica, conforme a lo establecido en la fracción II del artículo 36 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, siempre que el proceso tenga una eficiencia superior a la mínima que establezca la CRE.

4.4.4 Comisión Federal de Electricidad (CFE)

La Comisión Federal de Electricidad es una empresa del gobierno mexicano que genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica para cerca de 27.1 millones de clientes, lo que representa a casi 80 millones de habitantes, e incorpora anualmente más de un millón de clientes nuevos.

En una primera etapa se dio a la tarea de construir plantas generadoras para satisfacer la demanda, sobre todo con alumbrado público y para casas habitación.

La CFE tiene como misión:

- Asegurar, dentro de un marco de competencia y actualizado tecnológicamente, el servicio de energía eléctrica, en condiciones de cantidad, calidad y precio, con la adecuada diversificación de fuentes de energía.
- Optimizar la utilización de su infraestructura física, comercial y de recursos humanos.
- Proporcionar una atención de excelencia a sus clientes.
- Proteger el medio ambiente, promover el desarrollo social y respetar los valores de las poblaciones donde se ubican las obras de electrificación.

Al finalizar diciembre del año 2007, la CFE contaba con una capacidad instalada para servicio público de 49,855 MW; una red de transmisión en alta tensión de 48,566 Km.; 184,362 MVA en transformación y una red de distribución de 664,224 Km.

4.4.5 Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)

El objetivo del IIE es ser un instituto de referencia en innovación en el ámbito nacional, conformado por científicos y tecnólogos de reconocido prestigio, cuyos resultados impulsen el desarrollo sustentable del país.

4.5 Política energética mexicana²⁸

El objetivo principal de la política nacional mexicana es el desarrollo humano sostenible, el cual asume que “el propósito del desarrollo consiste en crear una atmósfera en que todos puedan aumentar su capacidad y las oportunidades puedan ampliarse para las generaciones presentes y futuras”.

Con la finalidad de conseguir el desarrollo integral del país, en materia de energía se establece el objetivo de asegurar un suministro confiable, de calidad y a precios competitivos de los insumos energéticos que demandan los consumidores. Para ello, se propone impulsar el uso eficiente de la energía, así como la utilización de tecnologías que permitan disminuir el impacto ambiental generado por los combustibles fósiles tradicionales. De esta forma, se pretende conciliar las necesidades de consumo de energía de la sociedad con el cuidado de los recursos naturales.

Como medida en pro del combate de las amenazas del cambio climático y la seguridad energética el gobierno mexicano apuesta por la transición energética de la matriz energética.

La transición energética consiste en un cambio de enfoque en el sector energético, un proceso a través del cual se genere 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, los cuales representa actualmente la principal fuente de energía a nivel internacional.

Estas ideas son las directrices generales que se rigen en el Plan Nacional de Desarrollo (PND), y que junto al Programa Sectorial de Energía establecen los objetivos básicos del área de las políticas de eficiencia energética y energía renovable. A continuación se mencionan los aspectos más relevantes.

El Plan Nacional de Desarrollo está basado en la Ley de Planeación y en la Visión México 2030 y establece los objetivos nacionales, las estrategias y las prioridades que durante la presente Administración deberán regir la acción del gobierno. Para ello el Plan se estructura en cinco ejes rectores, cada uno con sus objetivos y estrategias, asume como premisa básica la búsqueda del desarrollo humano sustentable. Los cuatro ejes sobre los que se articula el PND comprenden los ámbitos económico, social, político y ambiental.

²⁸ “Estrategia Nacional de Energía 2012 – 2026” Secretaría de Energía (SENER), México, 2012. 24/agosto/2013

Las estrategias a seguir relacionadas con las energías renovables incluidas en el PND 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 tradicionales; aprovechando el gran potencial que tiene México en energías renovables.

Estas estrategias son:

- 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.
- Fomentar el aprovechamiento de fuentes renovables de energía y biocombustibles, generando un marco jurídico que establezca las facultades del Estado para orientar sus vertientes y promoviendo inversiones que impulsen el potencial que tiene el país en la materia.
- Intensificar los programas de ahorro de energía, incluyendo el aprovechamiento de capacidades de cogeneración.
- Aprovechar las actividades de investigación del sector energético, fortaleciendo a los institutos de investigación del sector, orientando sus programas, entre otros, hacia el desarrollo de las fuentes renovables y eficiencia energética.
- Fortalecer las atribuciones de instituciones de regulación del sector.
- Impulsar la eficiencia y tecnologías limpias (incluyendo la energía renovable) para la generación de energía.

Por otro lado, el Programa Sectorial de Energía 2007-2012, elaborado con base en el PND, descansa fundamentalmente en tres puntos: asegurar el abasto de energéticos que requiere la economía; fortalecer a las empresas públicas del sector para mejorar la oportunidad y calidad en el suministro de los insumos; y, promover intensamente la eficiencia energética y las energías renovables, a fin de disminuir el impacto ambiental que se deriva por la utilización de combustibles fósiles.

Además, México cuenta con programas y estrategias específicos para el sector de las energías renovables y la transición energética.

4.5.1 Programa Sectorial de Energía 2007 – 2012

Este establece los compromisos, estrategias y líneas de acción del Gobierno Federal en materia energética. El Programa busca, en todo momento, promover el desarrollo integral y sustentable del país, manteniendo el horizonte de largo plazo que se encuentra plasmado en la Visión 2030. El sector enfrentará retos importantes en los próximos años, por lo que deberá hacerse un esfuerzo de gran magnitud para cumplir las metas trazadas y dar acceso a mejores oportunidades para las generaciones actuales y futuras de mexicanos.

La política a seguir busca asegurar el suministro de los energéticos necesarios para el desarrollo del país a precios competitivos, mitigando el impacto ambiental y operando con estándares internacionales de calidad; promoviendo además el uso racional de la energía y la diversificación de las fuentes primarias.

4.5.1.1 Visión 2030

La visión para el año 2030 es un sector energético que opera con políticas públicas y un marco fiscal, laboral y regulatorio, que permite contar con una oferta diversificada, suficiente, continua, de alta calidad y a precios competitivos; maximiza la renta energética; asegura, al mismo tiempo, un desarrollo sostenible en términos económicos, sociales y ambientales; y logra que el sector aproveche las tecnologías disponibles y desarrolle sus propios recursos tecnológicos y humanos. Asimismo, promueve el desarrollo eficiente de mercados nacionales y la participación en mercados internacionales, donde las empresas del Estado son competitivas, eficientes financiera y operativamente, con capacidad de autogestión y sujetas a rendición de cuentas.

4.6 Marco Regulatorio y Legislativo en el Tema de Cogeneración²⁹

4.6.1 Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

El Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece: 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 otorgarán concesiones a los particulares y la nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.”

El actual marco legislativo mexicano es un buen reflejo de los cambios que se están produciendo en el sector de las energías renovables y de la eficiencia energética.

4.6.2 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)

El 23 de diciembre de 1992 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el decreto que reforma, (y con una última actualización el día 9 de abril del año 2012) adiciona y deroga varias disposiciones de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Entre los principales aspectos de la Ley en relación con lo que no se considera servicio público para la generación de energía eléctrica, se mencionan los siguientes:

- La producción independiente.
- El autoabastecimiento.

La cogeneración:

- La pequeña producción.
- La generación de energía eléctrica destinada a la exportación.
- La utilización de energía eléctrica de importación.

²⁹ http://www.tech4cdm.com/uploads/documentos/documentos_La_Cogeneracion_en_Mexico_9ec0d1fe.pdf
28/agosto/2013

La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, considerando los criterios y lineamientos de la Política Energética Nacional y oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, otorgará con las condiciones indicadas en la LSPEE y su reglamento permisos de:

- Producción independiente, para la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la Comisión o a la exportación (Art. 108 del Reglamento de la LSPEE).
- 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 (Art. 101 del Reglamento de la LSPEE).

Cogeneración, para generar 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. (Art. 36 de la LSPEE; Art. 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 las eficiencias energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor que la obtenida en plantas 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 Comisión Federal de Electricidad, en los términos del Artículo 36-Bis.

- Pequeña producción, para la generación de energía eléctrica destinada a: I. 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 un área determinada por la Secretaría; II. 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, y III. La exportación, dentro del límite máximo de 30 MW (Art. 111 del Reglamento de la LSPEE).
- 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).
- Generación de energía eléctrica destinada a la exportación, para la generación de energía eléctrica para destinarse a la exportación, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción (Art. 116 del Reglamento de la LSPEE).
- 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 (Art. 120 del Reglamento de la LSPEE).

4.6.2.1 Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)

El 31 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, es importante mencionar los siguientes:

- Se define la cogeneración con mayor detalle (Arts. 103 y 106) y se establecen requisitos especiales adicionales a las de los auto abastecedores (Arts.104 y 105).
- Se definen, entre otros conceptos, la despachabilidad, el despacho de carga y el costo total de corto plazo.
- Se establece la posibilidad de transmisión en la red del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de los permisionarios (Arts. 73 y 154 al 158).
- Se establece la posibilidad de venta de energía eléctrica al SEN (Art. 72) y se prohíbe vender o revender energía eléctrica a terceros (Art. 90).
- Se indica que la entrega de energía eléctrica al SEN, con un máximo de 20 MW, se sujetará a las reglas de despacho (Arts. 135 y 147 al 152).
- Se establece que CFE proporcionará capacidad de respaldo.

4.6.3 Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE)

El objetivo de la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética y su Reglamento (LAERFTE), publicada el 28 de noviembre de 2008, es 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.

Con el fin de fortalecer las instituciones de regulación del sector, siendo esta una de las estrategias consideradas dentro del PND, la Ley amplía y complementa las atribuciones otorgadas a la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía.

Otras disposiciones de la Ley son la elaboración del Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables que establece los objetivos y metas específicas a alcanzar en materia de energía renovable en el 2012; el establecimiento de la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, ambos mencionados en el punto anterior; la realización y actualización, por parte de la Secretaría de Energía, del Inventario Nacional de las Energías Renovables, así como la creación de un Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, entre otros.

4.6.4 Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE)

Tanto la Ley como el Reglamento tienen como objeto propiciar un aprovechamiento sostenible de la energía mediante el uso óptimo de la misma en todos sus procesos y actividades, desde su explotación hasta su consumo. Los aspectos más relevantes de la Ley son los siguientes:

- La elaboración del Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE).
- La creación la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía.
- La creación del Consejo Consultivo para el Aprovechamiento sustentable de la Energía el cual tiene por objeto evaluar el cumplimiento de los objetivos, estrategias, acciones y metas establecidos en el PRONASE.
- Implementación y actualización del Subsistema Nacional de Información para el Aprovechamiento de la Energía cuyo objeto, entre otros, es registrar, organizar, actualizar y difundir la información sobre consumo de energía, los usos finales y los factores que impulsan esos usos finales, así como los indicadores de eficiencia energética en los diferentes sectores y subsectores.
- Desarrollo de un Programa para la certificación de procesos, productos y servicios respecto al grado de incorporación de la eficiencia energética, del cumplimiento de la normatividad aplicable y de los parámetros y estándares internacionales.
- Registro de los Fondos y Fideicomisos que tengan por objeto apoyar el aprovechamiento sostenible de la energía y que hayan sido constituidos por el Gobierno Federal, reciban recursos federales o en los cuales el Gobierno Federal constituya garantías.
- Definición de los criterios para determinar a los usuarios con un patrón de alto consumo de energía.
- Elaboración y publicación de un catálogo de los equipos y aparatos que requieran energía para su funcionamiento con la información técnica sobre sus consumos.
- Desarrollo de las metodologías para cuantificar emisiones de gases de efecto invernadero por la explotación, producción, transformación, distribución y consumo de energía; así como para cuantificar el uso de energéticos, determinar el valor económico del consumo y el de los procesos evitados derivados del aprovechamiento sostenible de la energía.
- Inclusión de leyendas que promuevan el uso eficiente de la energía en los recibos y facturas de las empresas y organismos del Sector Energía.

4.7 Aspectos legales³⁰

En 1992 se abrió la actividad eléctrica a la inversión privada, principalmente a la tecnología de cogeneración enfocada al autoabastecimiento, pequeña producción, producción independiente y exportación e importación, una gran limitante en el avance de acuerdos

³⁰ “Estudio sobre cogeneración en el sector industrial en México”, Comisión para el Uso Eficiente de la Energía, (CONUEE), CRE, GTZ. Secretaría de Energía, México, 2009. 6/septiembre/2013

satisfactorios para los interesados en el uso de esta tecnología es que no se cita explícitamente la generación distribuida en la Constitución Política Mexicana ni en sus leyes o reglamentos.

Sin embargo en el 2009 y 2010 se encuentran los instrumentos propios de regulación para las fuentes renovables y de generación de energía eléctrica aplicables a la modalidad de generación distribuida entre los cuales destacan: contrato de interconexión, contrato de servicio de respaldo, convenio de compra venta de excedentes, convenio de servicios de transmisión, convenio de servicios asociados y contrato de porteo de energía eléctrica.

4.7.1 Instrumentos regulatorios para fuentes firmes de generación de energía eléctrica.

- Metodología para la Determinación de los Cargos por Servicio de Transmisión: 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.
- Contrato de Interconexión: 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.
- 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 eléctrica en caso de falla, mantenimiento, o ambos, para que los consumidores de la energía eléctrica no se vean afectados por falta de suministro.
- Metodología para la Determinación de los Cargos por Servicios Conexos: La conexión a la red por parte de los permisionarios implica que éstos 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.
- 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 contienen anexos con la finalidad de establecer los procedimientos y parámetros de cálculo para determinar los pagos que deberá realizar el permisionario al suministrador.
- Metodología para la Determinación del Costo Total de Corto Plazo (CTCP): Esta metodología debe utilizarse para el pago por la energía excedente que los permisionarios entregan a los suministradores. El CTCP se constituye por la suma de los costos variables de generación y los costos variables de transmisión.

4.8 Barreras del desarrollo de la cogeneración³⁰

A continuación se mencionan los factores que han sido responsables del lento proceso del desarrollo de la cogeneración en México.

4.8.1 Barreras políticas y estratégicas

A diferencia de lo que ocurre con los demás países miembros de la OCDE, México no muestra una clara inserción de la cogeneración dentro de su modelo de estrategia energética nacional ni de sus programas relacionados con la reducción de los gases efecto invernadero. Asimismo se identifica una reducida efectividad de las distintas estrategias de políticas públicas enfocadas a la proliferación de la cogeneración.

Como se mencionara anteriormente, la elaboración del presente estudio y la descripción del contexto político que en él se presenta, coincidió con la publicación de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética LAERFTE, por lo que las puntualizaciones que aquí se presentan no toman en cuenta los impactos de la mencionada Ley. A continuación se presentan las barreras identificadas en materia de políticas y estrategias:

- Escasa vinculación del fomento de proyectos de cogeneración con la meta nacional relacionada con reducción de emisiones de gases efecto invernadero y menor dependencia de combustibles fósiles. Esta barrera, ha sido abordada en la reciente publicación del reglamento de la LAERFTE, y es de esperarse que se revierta mediante la implementación del Capítulo III, Artículo 20.
- Dificultad para identificar las agencias de energía que cuenten con la encomienda para fomentar los proyectos de la cogeneración en México. Parecería que se trata de una estrategia pasiva y no proactiva de fomento.
- Dificultad para identificar una estrategia sistemática de fomento a las acciones de cogeneración que permita insertarla dentro del portafolio nacional de generación eléctrica. Esta barrera podría llegar a removerse mediante la publicación del reglamento de la LAERFTE en el Título Segundo, en el Capítulo II, Artículo 19 e Incisos “II” y “IV”.
- Reducida evidencia del empleo del proceso de cogeneración como una estrategia de la industria y sector servicio para incrementar la competitividad mediante la reducción de sus costos operativos o bien como una cobertura –Hedge- sobre los precios futuros de electricidad.
- Dificultad para identificar una metodología orientada a cuantificar, de manera clara y objetiva, los beneficios reales que podrían generarse de implementarse proyectos de cogeneración. Esto impide interiorizar la lógica diferencia en costos de generación accediendo a la remuneración justa de los kWh generados mediante cogeneración. Como ejemplo de los beneficios se pueden mencionar, entre otros, la reducción de pérdidas por transformación, transporte y distribución y la contribución de la generación distribuida a disminuir la saturación regional del sistema eléctrico –grid-. Esta barrera podría llegar a removerse mediante la

publicación del reglamento LAERFTE en el Título Segundo, Capítulo I, Artículos 15 y 16.

- Existe evidencia que vincula la definición de las tarifas eléctricas tanto con ciclos políticos como también con objetivos recaudatorios. Esto puede generar distorsiones en las mismas con una desvinculación de los ciclos de precios de los energéticos primarios. Este escenario contribuye a crear un clima de ausencia de predictibilidad en el largo plazo. Está claro que una disminución artificial de las tarifas eléctricas afecta negativamente la rentabilidad de estos proyectos.
- Reducida vinculación del proceso de cogeneración con la Prospectiva del Sector Eléctrico en México.
- No se identifican proyectos de cogeneración –bajo la modalidad de Productor Independiente de Energía- en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE). Esta barrera podría llegar a removerse mediante la publicación del reglamento de la LAERFTE en el Título Cuarto Capítulo I, Artículos 29, 30, 31,32 e Incisos “II” y “IV” y del Capítulo II los Artículo 36, 37,38 y 39.
- Ausencia de programas pilotos que permitan servir como instrumentos de demostrabilidad sobre los beneficios vinculados con el proceso de cogeneración.

4.8.2 Barreras tecnológicas

Las tecnologías de cogeneración, son tecnologías maduras y conocidas desde hace años, especialmente en los países más desarrollados donde el mercado ha alcanzado una cierta madurez. Pero en el caso de México, éste es un mercado incipiente en el que se han detectado barreras de carácter tecnológico que impiden su crecimiento.

- Falta de proyectistas, instaladores y mantenedores capacitados: El mercado de la cogeneración en México es un mercado poco maduro, lo que hace que la demanda existente de los diferentes servicios asociados a estas plantas, como son servicios de ingeniería, instalación y mantenimiento, sea baja. Además de la escasez de servicios, también se ha detectado la escasez de proyectistas, instaladores y mantenedores calificados.

Esto genera problemas técnicos en las plantas, que finalmente repercuten en la confianza que el usuario tiene en estas tecnologías. Algunos de estos problemas técnicos son: la falta de conocimiento tecnológico o proyectos mal definidos. Un problema típico asociado a un proyecto mal definido es que a la hora de integrar la planta de cogeneración en las instalaciones ya existentes, no se prevé la preparación de las infraestructuras que permiten la conexión a la red eléctrica o las que suministran el gas natural a la planta; ya que estas infraestructuras no siempre están adecuadas a los requerimientos de la nueva planta de cogeneración.

4.8.3 Barreras regulatorias

Los marcos legal, normativo y regulatorio tienen una alta vinculación con la estrategia nacional de la cogeneración, ya que estos componentes del andamiaje regulatorio son el instrumento mediante el cual el gobierno moldea los objetivos y las estrategias de fomento

en el sector de cogeneración. A continuación se presentan las barreras identificadas sobre aspectos legales, v regulatorios y normativos:

- Falta de reconocimiento de la capacidad de los proyectos de cogeneración.
- Los proyectos de cogeneración requieren de un contrato adicional de respaldo para falla y/o mantenimiento lo cual no sucede con los mismos contratos que requiere firmar los proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes variables de energía. Esto encarece los costos operativos de este tipo de proyectos.
- Complejidad en la definición de reglas tanto para la determinación del costo como también la factibilidad del servicio de interconexión para nuevos proyectos de cogeneración. Esta barrera podría llegar a removerse mediante la publicación del reglamento de la LAERFTE en el Título Cuarto Capítulo I, Artículo 31 Incisos “III” y “IV”.
- Requerimientos de diseño de contratos de interconexión apegados a la realidad y requerimientos específicos para los proyectos de cogeneración. Por ejemplo, suele ocurrir que la generación eléctrica de los proyectos de cogeneración esté vinculada a un proceso productivo-industrial y le cueste cumplir con los requerimientos de CFE. Esta barrera podría llegar a removerse mediante la publicación del reglamento LAERFTE en el Título Cuarto Capítulo I, Artículo 31 e Inciso “IV”.
- El proceso de porteo por el uso del sistema nacional de transmisión aumenta los costos operativos de los proyectos de cogeneración, principalmente para la evacuación en media y baja tensión. Este proceso de valuación en ocasiones incluye el costo de activos ya depreciados.
- Ausencia de contratos de Productor Independiente de Energía (PIE), aplicables a cogeneración la mediana escala. Esta barrera podría llegar a removerse mediante la publicación del reglamento LAERFTE en el Título Cuarto Capítulo II Artículo 36 y Capítulo III “De los proyectos de Generación Renovable y de Cogeneración Eficiente fuera de convocatoria”.
- Ausencia de una contraprestación que incentive los proyectos de cogeneración, la cual registre un monto mayor al Costo Total de Corto Plazo –CTCP-. La contraprestación puede justificarse a través de: El resultado de la internalización de los diversos beneficios obtenidos por el proceso de cogeneración, como disminución de pérdidas en transmisión, liberalización de la saturación de la red, reducción de consumo de energía primaria, disminución en costos operativos al no incluir el costo del energético, así como la inclusión de los costos ambientales evitados; y/o la implementación de un Impuesto verde cobrado a los agentes económicos que registren los mayores niveles de emisiones contaminantes. Esta barrera podría llegar a removerse mediante la publicación del reglamento de la LAERFTE en el Título Cuarto Capítulos II y III.
- Limitadas acciones de las agencias gubernamentales para reducir los costos transaccionales y acompañamiento de proyectos en el proceso de inscripción de los proyectos de cogeneración ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).
- La oferta de tecnologías carece de una normatividad y etiquetado de la calidad y desempeño, lo cual contribuye a crear asimetrías de información con respecto a las tecnologías entre demandantes y ofertantes de tecnología. Esta barrera supondría que debiese eliminarse mediante la aplicación del Capítulo II, Artículo 7 en los

incisos VI, VII y VIII de la Ley de Aprovechamiento Sustentable de Energía (LASE) y a la definición de cogeneración eficiente a que hace referencia la LAERFTE y que generará nuevas precisiones regulatorias en el corto plazo.

- Ausencia de un proceso simplificado para cumplir con los requerimientos regulatorios necesarios para iniciar un proyecto de cogeneración. Para instalar un proyecto de cogeneración superior a 0.5 MW en México se requieren 31 permisos en los tres niveles de gobierno, lo cual implica un mínimo de 180 días hábiles previos al inicio de la construcción de un proyecto de cogeneración.
- El proceso de incorporación de nuevos socios a las sociedades de autoabastecimiento ante la Comisión Reguladora de Energía (CRE), supone un trámite complejo y tardado.
- En materia ambiental, se pueden mencionar las siguientes barreras: Los trámites ante la SEMARNAT para que los proyectos de cogeneración obtengan un permiso ambiental, en términos generales, presentan una metodología muy tortuosa y lenta; ausencia de una ventanilla única que concentre trámites relacionados tanto con PROFEPA como con SEMARNAT, por lo tanto, dichos trámites se realizan actualmente por duplicado; y la normatividad no necesariamente está diseñada para los procesos de cogeneración, por ejemplo la NOM 085.

4.8.4 Barreras económicas

Al igual que el resto de los proyectos del sector de energía, los proyectos de cogeneración, tanto por los montos requeridos como por los plazos de financiamiento, dependen significativamente del proceso de financiamiento. Se pretende identificar las variables por las cuales el capital privado y el público no se han movilizad masivamente hacia el desarrollo de este tipo de proyectos en México.

- El mercado adolece de instrumentos de crédito especialmente diseñados para facilitar la inversión en proyectos de cogeneración.
- Reducidos antecedentes en México -Performance record- de financiamiento privado, tanto deuda como capital, en proyectos de cogeneración.
- El desconocimiento del concepto de cogeneración por parte de los distintos actores de proceso del financiamiento, incrementa la percepción del riesgo y esto inhibe la movilización de capital privado hacia este sector.
- Ausencia de una metodología reconocida para que tanto bancos como inversionistas evalúen la factibilidad técnica y financiera de los proyectos de cogeneración.
- Una escasa cultura del concepto de Project Finance por parte de la banca e inversionistas en México. La mayoría de los proyectos de gran escala de cogeneración que se han logrado desarrollar son aquéllos anclados al balance financiero de CFE o bien de PEMEX.
- En términos generales, el mercado crediticio se fundamenta en garantías crediticias y no necesariamente en el análisis de flujos y mecanismos de mitigaciones de riesgos. Bajo este contexto, a la banca le resulta indiferente un proyecto de energía o bien un proyecto de cualquier otro sector económico mientras que cuente con las garantías adecuadas.

- El marco regulatorio en el cual la Comisión Nacional Bancaria y de Valores – CNBV penaliza en un 100% de reservas sobre todos aquellos créditos que no cuenten con garantías de respaldo.
- Ante este panorama, son los propios desarrolladores de proyectos de cogeneración, quienes deben aportar las garantías requeridas para impulsar sus proyectos. Esto lleva a que el mercado de cogeneración esté restringido por la capacidad de obtener garantías reales y no necesariamente por el potencial de mercado.
- Las empresas con potencial de cogeneración no necesariamente están dispuestas a distraer garantías o líneas crediticias de sus actividades industriales o servicios principales (Core Business), para destinarlas a proyectos periféricos como supondría la cogeneración.
- Los montos requeridos para el proceso de cogeneración resultan significativamente altos para empresas cuya actividad principal no es la generación eléctrica; estas empresas pertenecen en su mayoría al sector de la industria o los servicios y no se reconocen como empresas de generación eléctrica.
- Ante la inexistencia de un mercado secundario de electricidad en México –mercado spot la rentabilidad de los proyectos de cogeneración puede no alcanzar su máximo potencial, ya que los excedentes eléctricos se deben exportar a la red a un 90% del Costo Total de Corto Plazo y un 85% para los excedentes no programados. Esta barrera podría llegar a removerse mediante la publicación del reglamento LAERFTE en el Título Cuarto Capítulo III.
- La diferencia entre tasas activas y pasivas es relativamente alta en México, en comparación con otros países similares, lo cual reduce tanto la rentabilidad como también la factibilidad financiera de los proyectos. A pesar de registrar reducción significativa en la tasa de referencia, las tasas crediticias no necesariamente reaccionan a la baja con la misma rapidez. Este fenómeno es generalizado para la totalidad del mercado crediticio y no es exclusivo para el caso de los proyectos de cogeneración.
- El costo financiero de los proyectos de cogeneración se incrementa, ya que los bancos, ante el desconocimiento técnico de los proyectos, incrementan su percepción al riesgo, lo cual resulta en un aumento mayor de las tasas.
- Reducidos antecedentes en México del esquema de financiamiento basado en la participación de terceros en sociedades para la cogeneración (Third Party). Este sería el caso en que una tercera empresa desee invertir en un proyecto de cogeneración en el establecimiento industrial de otra empresa.
- Asimetría de información entre los desarrolladores y las empresas con potencial de cogeneración sobre la fortaleza de los balances financieros para garantizar una operación comercial. El nivel de cogeneración está vinculado con el nivel de producción y evidentemente por la permanencia de la industria en el mercado.
- La reducida proliferación de empresas de servicios energéticos –ESCOs-, las cuales podrían contribuir a movilizar capital privado y capacidad técnica hacia aquellas industrias con potencial de cogeneración, pero que no cuenten con los recursos financieros o bien con la capacidad técnica para su desarrollo.
- En el caso de los 13 ingenios nacionalizados bajo administración gubernamental, a pesar de contar con un significativo potencial de cogeneración, la situación de indefinición sobre el futuro de la propiedad de dichos ingenios inhibe cualquier

posibilidad de inversión de capitales privados y/o públicos en el proceso de cogeneración.

- Las características de las tarifa 5 y 5A municipal son sumamente compatibles y rentables para los proyectos de cogeneración. Los municipios pueden convertirse en socios para el consumo de la electricidad producida por los proyectos de cogeneración, pero el proceso de cierre de contratos a largo plazo resulta bastante complejo y difícil de comprender por parte de este nivel de gobierno.
- Los requerimientos de contratación de respaldo y mantenimiento en caso de las salidas programadas o no programadas de los proyectos de cogeneración tienen una incidencia significativa sobre la rentabilidad de los proyectos.

4.8.5 Barreras informativas

Este tipo de barreras se vinculan con el grado de desconocimiento con que cuentan los actores respecto a las ventajas, potencial y aplicabilidad de la cogeneración en su propio contexto.

- Las industrias con potencial de establecer proyectos de cogeneración generalmente desconocen los requerimientos térmicos de sus ciclos industriales y/o servicios.
- Los actores potenciales involucrados en el proceso de cogeneración, así como grupos de líderes de opinión desconocen los beneficios económicos, ambientales y competitividad de este esquema energético.
- Percepción, por parte de ciertas industrias con capacidad de cogenerar, de que el proceso para implementar proyectos de cogeneración conlleva alta complejidad tecnológica y alto riesgo para la obtención de resultados positivos.
- La cultura de aprovechamiento de los subproductos energéticos en México es relativamente escasa. Los casos de aprovechamiento de sinergias energéticas resulta una práctica poco utilizada en cualquier ámbito desde la gran industria, PYMES o bien consumo doméstico.
- Los históricos precios bajos de energéticos –electricidad, gas natural, gas LP-, así como una relativamente eficiente red de distribución eléctrica, inhibieron una cultura industrial orientada a la cogeneración.
- Reducidos esfuerzos por parte de las agencias de energía, federales y estatales, para identificar y coadyuvar en el desarrollo de proyectos de cogeneración.
- Ausencia de un proceso sistematizado de recopilación de casos de éxito –Estudios de caso- en materia de cogeneración que permitan transmitir las experiencias de buenas prácticas de cogeneración a industrias con características similares o bien en sectores similares.
- La opinión pública y líderes de opinión aparentemente no vinculan el proceso de cogeneración como una estrategia eficiente que permita ahorros significativos de energía primaria y la mitigación de la emisión de gases efecto invernadero.

4.8.6 Barreras de desarrollo humano

Este apartado agrupa al conjunto de barreras que inhiben el desarrollo de las actividades de cogeneración como resultado de una distorsión del mercado de oferta de recursos humanos técnicos y calificados para diagnosticar, diseñar, construir y operar este tipo de proyectos:

- Reducida oferta de programas de capacitación en materia de cogeneración – incluyendo diseño, construcción, operación- tanto de las agencias de energía gubernamentales, organizaciones no gubernamentales (ONG's), universidades o entes privados.
- El débil desarrollo de un mercado de cogeneración consolidado ha contribuido a distorsionar el fortalecimiento de una oferta laboral, lo cual resulta una variable esencial para el desarrollo potencial de esta actividad en México. Como consecuencia de esto, la oferta de personal técnico capacitado para la implementación y la operación de los proyectos de cogeneración resulta escasa.
- Dificultad para identificar una oferta de entes público/ privados dedicados a brindar servicios en materia de medición de potencial de proyectos de cogeneración.
- Reducido nivel de recursos técnicos para atender una demanda creciente de las distintas etapas de los proyectos de cogeneración, dentro de las que destacan investigación, medición de capacidad, instalación, construcción, control, operación y mantenimiento. Las universidades, tanto públicas como privadas, no necesariamente han fortalecido el vínculo con el proceso de cogeneración en México, tanto en la parte del desarrollo de cuadros técnicos como en los procesos de investigación.
- Dificultad para identificar empresas especializadas sobre los aspectos ambientales vinculados a los proyectos de cogeneración, principalmente en la realización adecuada de estudios de impacto y riesgo ambiental de SEMARNAT y PROFEPA.

CAPÍTULO 5

Proyecto Nuevo Pemex Cogeneración

5.1 Introducción

La planeación energética de un país consiste en estimar a corto, mediano y largo plazos la demanda de energía y establecer cómo se va a satisfacer. La demanda de energía se debe a factores demográficos, económicos, sociales, ambientales y políticos, mientras que su satisfacción se lleva a cabo con la generada por las diversas fuentes de energía, renovables de preferencia o no renovables. También, es necesario considerar ahorrar y hacer un uso eficiente de la energía.

Según la División de la población del departamento de Asuntos Económicos y Sociales de la Secretaría de las Naciones Unidas en un estudio realizado en el año 2010, el crecimiento de la población de 46% entre 2000 y 2050 tiene un efecto directo en el tamaño y composición de la demanda energética (véase figura 5.1), en un contexto mundial de crisis económica que relega la urgencia de atacar las causas del cambio climático, siendo éste el reto más importante que enfrenta la humanidad, junto con la pérdida de la biodiversidad.

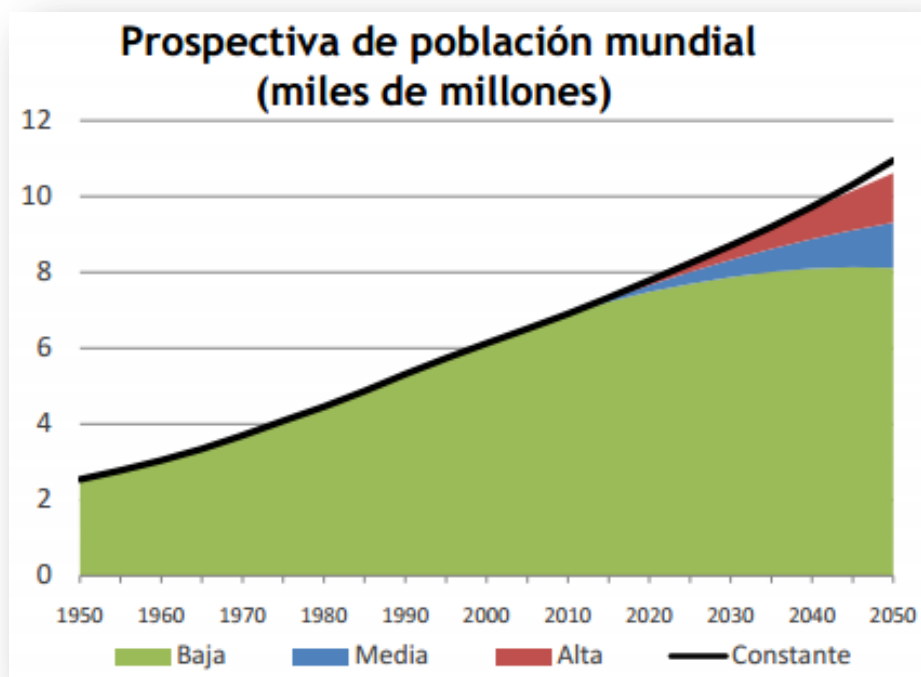


Figura 5.1 Prospección de crecimiento poblacional con respecto al tiempo. Fuente: División de población del departamento de Asuntos Económicos y Sociales de la Secretaría de las Naciones Unidas (2010).

Por otro lado, los combustibles fósiles seguirán siendo el principal tipo de combustible de la demanda de energía, correspondiendo 50% al petróleo y gas, véase figura 5.2.

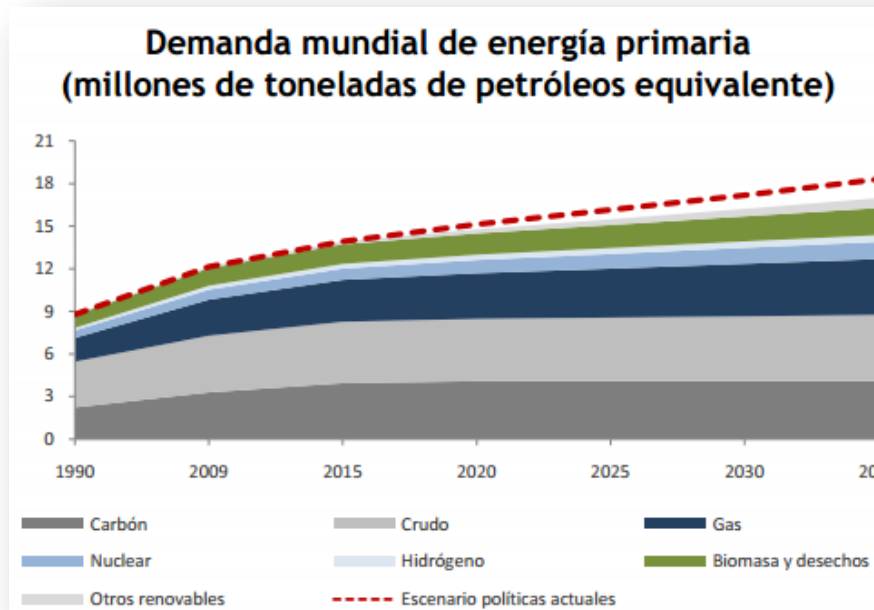


Figura 5.2 Demanda mundial de energía con respecto al tiempo. Fuente: Agencia Internacional de Energía (IEA).

La tendencia de las emisiones al 2035 es de 37 billones de toneladas de CO₂ equivalente, véase figura 5.3.

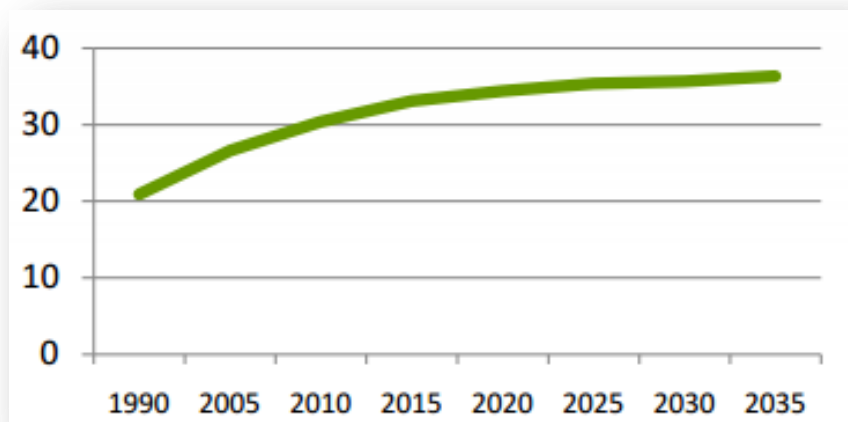


Figura 5.3 Emisiones de CO₂ con respecto al tiempo. Fuente: Agencia Internacional de Energía (IEA).

5.1.2 Balance Nacional de Energía

En México, la SENER publica anualmente un Balance Nacional de Energía (BNE), que presenta la información relativa a la oferta y demanda de energía, y se basa en un conjunto de relaciones de equilibrio que contabilizan la energía que se produce, la que se intercambia con el exterior, la que se transforma, la de consumo propio, la no aprovechada y la que se destina a los distintos sectores y agentes económicos. La elaboración del BNE utiliza una metodología aprobada internacionalmente que ofrezca datos consistentes con unidades homogéneas de energía, para comparar e integrar las distintas fuentes de energía para su análisis, tanto nacional como internacional. A pesar que el BNE se publica con más de nueve meses de retraso, siempre hacen revisiones a las cifras de años anteriores, lo que dificulta el análisis temporal.

Una estructura general del BNE (véase figura 5.4) presenta las fuentes primarias y secundarias de energía, y los procesos que conforman la oferta, la transformación y el consumo final de energía. De manera general, la oferta interna bruta resulta de sumar la producción de hidrocarburos y de otras fuentes, la importación y la variación de inventarios, menos la exportación, la energía no aprovechada y las operaciones de maquila-intercambio neta. Por su parte, la demanda es la suma del consumo del sector energético, las recirculaciones, la diferencia estadística y el consumo final total.

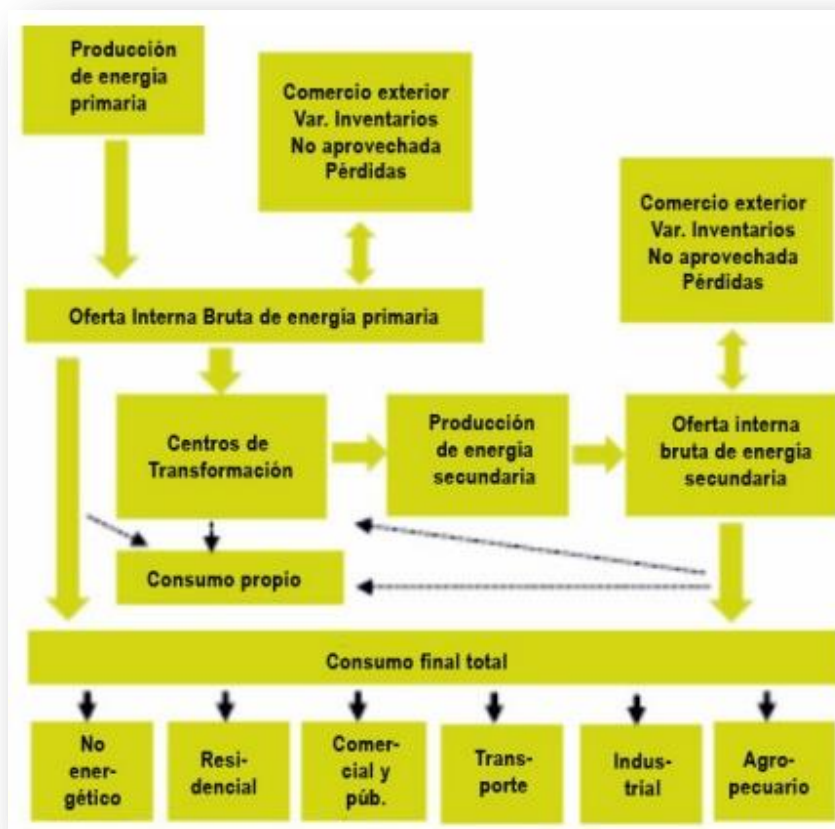


Figura 5.4 BNE, estructura general y principales flujos energéticos. Fuente: SENER.

Como explica detalladamente la SENER, las fuentes de energía son aquellas que producen energía útil directamente o por medio de una transformación. Bajo el concepto de energía secundaria se agrupan a los derivados de las fuentes primarias, los cuales se obtienen en los centros de transformación, con características específicas para su consumo final. Estos derivados son el coque de carbón, el coque de petróleo, el gas licuado de petróleo, las gasolinas y naftas, los querosenos, el diesel, el combustóleo, los productos no energéticos, el gas seco y la electricidad.

Con lo anterior podemos generar una estimación de efectos hacia el ecosistema mundial los cuales afectarían significativamente el bienestar de la vida en el planeta, como a continuación se describe en la tabla 5.1.

Tabla 5.1 Impacto ambiental por crecimiento global de temperatura.

Aumento °C	Agua	Ecosistemas	Alimentos
+2	Deshielo de glaciares	Daños en el 80% de los arrecifes de coral	Reducción de las cosechas en las latitudes altas del norte
+3	Disminución de la disponibilidad de 30% en zonas vulnerables	Mayor riesgo para especies en extinción	Disminución de la población de cereales en latitudes medias
+4	Aumento de sequías e inundaciones	Grave deforestación del Amazonas	Producción agrícola reducida en África y Australia (35% - 50%) en sectores débiles
+5	Aumento del nivel del mar con amenaza a poblaciones costeras.	Afectación en 40% de los ecosistemas	Aumento de acides en los océanos y reducción en la pesca

Fuente: Propia con datos de la presentación: “Energías Renovables” Pro México, México, 2012.

Con lo anterior demostrado Pemex toma la iniciativa de generar un programa de soluciones para un desarrollo amigable con el ambiente y económicamente sostenible proponiendo líneas de acción sectoriales tales como:

- Mitigación directa: Este consta de planes de eficiencia energética con aplicación del mejoramiento del desempeño operativo en las 6 refinerías del sistema.
- Adaptación: Detección de vulnerabilidades operacionales para la conservación de servicios ambientales.
- Temas transversales: Investigación y desarrollo tecnológico para el mejor desarrollo de capacidades.

5.2 Nuevo Pemex³¹

Para el mejor aprovechamiento de los yacimientos petrolíferos en los campos marinos de la Sonda de Campeche, así como de los campos terrestres del Mesozoico Chiapas-Tabasco, a finales de 1976, Petróleos Mexicanos autorizó como proyecto prioritario, la construcción

³¹ <http://www.gas.pemex.mx/NR/rdonlyres/1A293D5E-25E9-487E-B3D8-0F45D722B146/0/PROCESOSINDUSTRIALESjunio2008.pdf> 2/marzo/2013

del Complejo Procesador de Gas (CPG) Nuevo Pemex, el cual ocupa una superficie de 464 hectáreas y se localiza en el estado de Tabasco a 35 km. de la ciudad de Villahermosa. El complejo abastece y distribuye oportunamente los hidrocarburos que el país demanda, consolidándose de esta manera la industria para el aprovechamiento del gas.

Las actividades principales de este complejo son las de tratar el gas natural para eliminar los contaminantes y separar sus componentes, mediante cinco procesos industriales. (tabla 5.2) El complejo cuenta con los servicios auxiliares necesarios para los procesos señalados, así como también con sistemas de seguridad e infraestructura necesaria.

Tabla 5.2 Capacidad instalada plantas de proceso CPG Nuevo Pemex.

Proceso	Cantidad	Capacidad total
Endulzamiento de gas	2	880 MMpcd
Recuperación de azufre	2	800 td
Criogénico	3	1550 MMpcd
Fraccionamiento	2	208 Mbd
Endulzamiento de líquidos	4	96 Mbd

Fuente: PEMEX.

Con fines ilustrativos en la figura 5.5 se puede observar una parte del complejo criogénico y recuperación de licuables de la instalación del complejo procesador de gas Nuevo Pemex.



Figura 5.5 Instalación del complejo procesador de gas. Fuente: PGPB.

En la figura 5.6 se puede ver un diagrama de proceso en el cual muestra las operaciones involucradas en la instalación de Nuevo Pemex las cuales se irán profundizando individualmente.

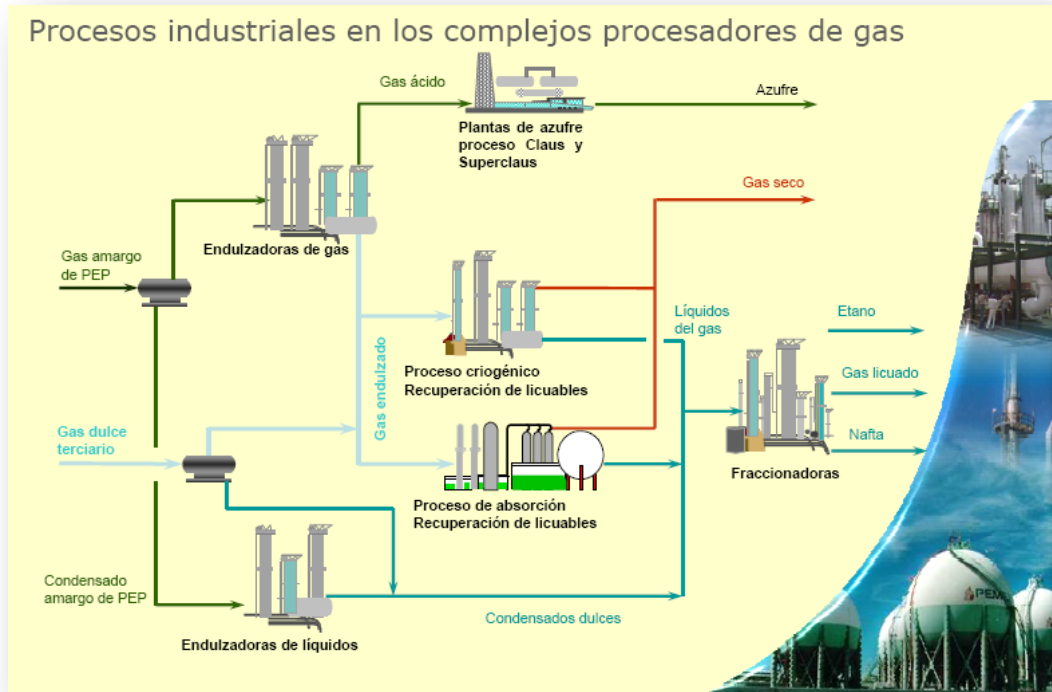


Figura 5.6 Principal actividad del complejo procesador de gas. Fuente: PGPB.

5.2.1 Endulzamiento de gas

El proceso de endulzamiento de gas consiste en remover los contaminantes, H₂S (ácido sulfhídrico) y CO₂ (bióxido de carbono), del gas húmedo amargo recibido de los pozos productores. Este proceso consiste en la absorción selectiva de los contaminantes, mediante una solución acuosa, a base de una formulación de amina, la cual circula en un circuito cerrado donde es regenerada para su continua utilización, véase figura 5.7.

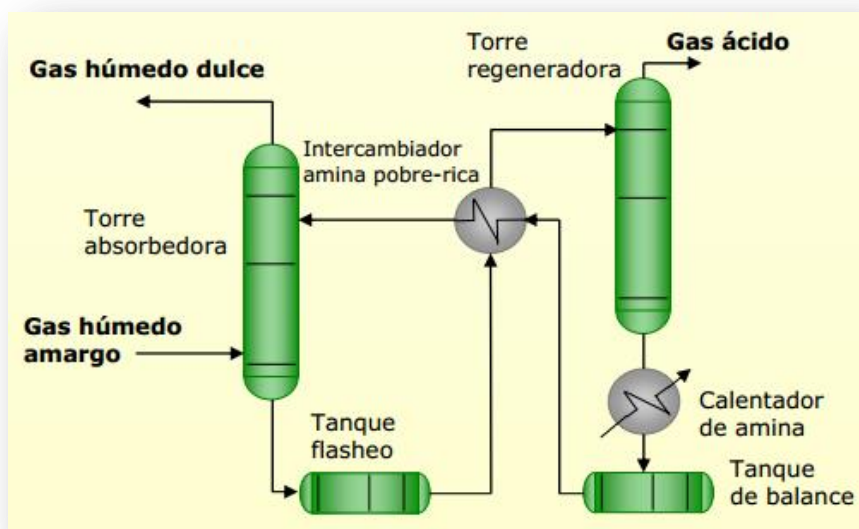


Figura 5.7 Proceso de endulzamiento de gas. Fuente: PGPB.

5.2.2 Endulzamiento de líquidos

El proceso de endulzamiento de condensado amargo consiste en remover los contaminantes, H₂S (ácido sulfhídrico) y CO₂ (bióxido de carbono), de una corriente líquida de condensado amargo recibido de los pozos productores. Este proceso consiste en la absorción selectiva de los contaminantes, mediante una solución acuosa a base de una formulación de amina, la cual circula en un circuito cerrado donde es regenerada para su continua utilización. El condensado sin contaminantes se denomina condensado dulce, el cual es el producto principal que sirve para la carga de las fraccionadoras. Adicionalmente se obtiene una corriente compuesta por el H₂S (ácido sulfhídrico) y CO₂ (bióxido de carbono), la cual se llama gas ácido, subproducto que sirve para la carga en el proceso para la recuperación de azufre, véase figura 5.8.

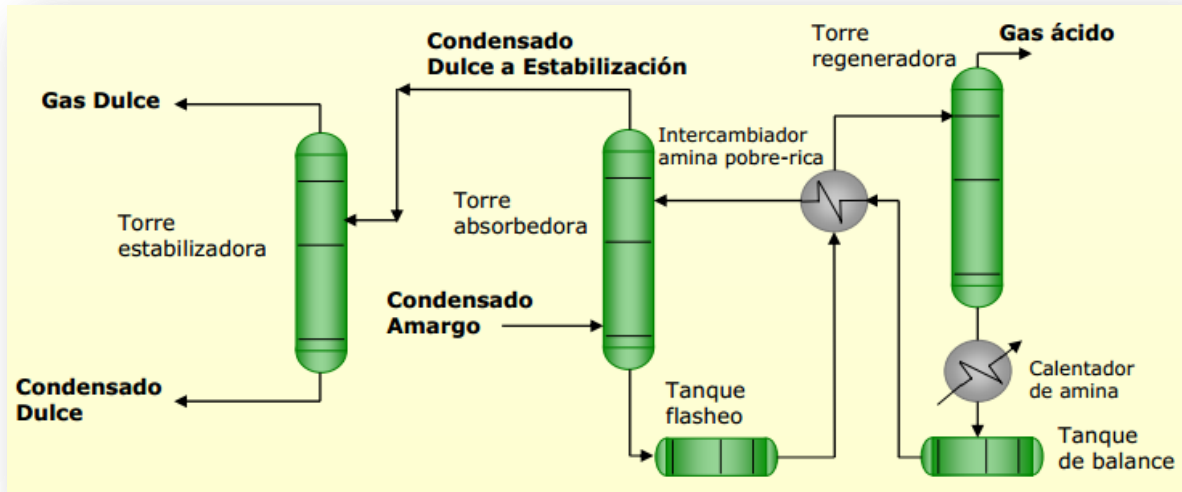


Figura 5.8 Proceso de endulzamiento de líquidos. Fuente: PGPB.

5.2.3 Recuperación de azufre

El gas ácido (H_2S ácido sulfhídrico + CO_2 bióxido de carbono), proveniente del proceso de endulzamiento, pasa por un reactor térmico (cámara de combustión) y posteriormente pasa a dos reactores catalíticos, donde finalmente se logra la conversión del H_2S (ácido sulfhídrico) en azufre elemental. El azufre elemental se almacena, transporta y entrega en estado líquido, véase figura 5.9.

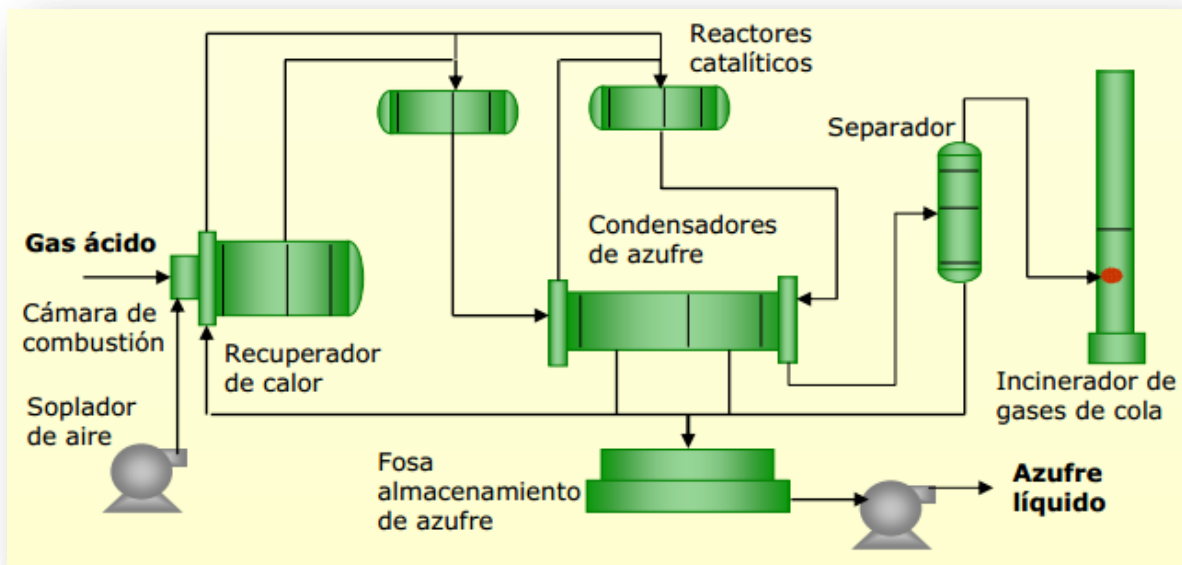


Figura 5.9 Proceso de recuperación de azufre. Fuente: PGPB.

5.2.4 Criogénico

El proceso criogénico recibe gas dulce húmedo de las plantas endulzadoras de gas y en algunos casos directamente de los campos productores, el cual entra a una sección de deshidratado, donde se remueve el agua casi en su totalidad, posteriormente es enfriado por corrientes frías del proceso y por un sistema de refrigeración mecánica externo.

Mediante el enfriamiento y la alta presión del gas es posible la condensación de los hidrocarburos pesados (etano, propano, butano, etc.), los cuales son separados y enviados a rectificación en la torre desmetanizadora. El gas obtenido en la separación pasa a un turbo expansor, donde se provoca una diferencial de presión (expansión) súbita, enfriando aún más esta corriente, la cual se alimenta en la parte superior de la torre desmetanizadora.

El producto principal de esta planta es el gas residual (gas natural, básicamente metano, listo para su comercialización), el cual es inyectado al Sistema Nacional de Ductos para su distribución y, en algunos lugares, se usa como bombeo neumático. No menos importante es el producto denominado líquidos del gas natural, el cual es una corriente en estado líquido constituida por hidrocarburos licuables, esta corriente constituye la carga de las plantas fraccionadoras, véase figura 5.10.

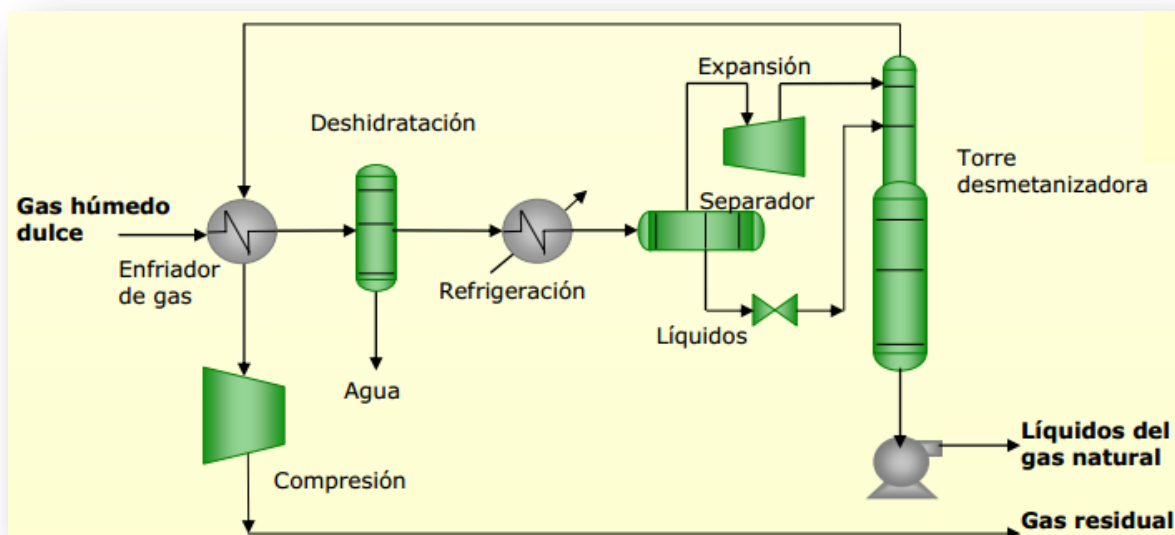


Figura 5.10 Proceso criogénico. Fuente: PGPB.

5.2.5 Absorción

La absorción de licuables se realiza en trenes absorbedores, utilizando un aceite absorbente de elevado peso molecular, el cual después de la sección de absorción donde se obtiene el gas natural, pasa a un reabsorbedor donde se produce gas combustible por la parte superior y el aceite con los líquidos absorbidos por la parte inferior, posteriormente pasan a una sección de vaporización y finalmente a la sección de destilación donde se separan los hidrocarburos ligeros obteniéndose al final una corriente líquida de etano más pesados, similar a las de las plantas criogénicas, la cual pasa a la sección de fraccionamiento. Por el fondo de la torre de destilación se obtiene el aceite absorbente pobre, que pasa a un proceso de deshidratación para retornar nuevamente a las torre absorbedora y reabsorbedora para continuar con el proceso de absorción.

Uno de los productos principales de esta planta es Gas natural seco (Gas natural, básicamente metano, listo para su comercialización) el cual es inyectado al Sistema Nacional de Ductos para su distribución. No menos importante es el producto denominado Líquidos del gas natural, el cual es una corriente en estado líquido constituida por hidrocarburos licuables (Etano más pesados) esta corriente constituye la carga a las plantas fraccionadoras, véase figura 5.11.

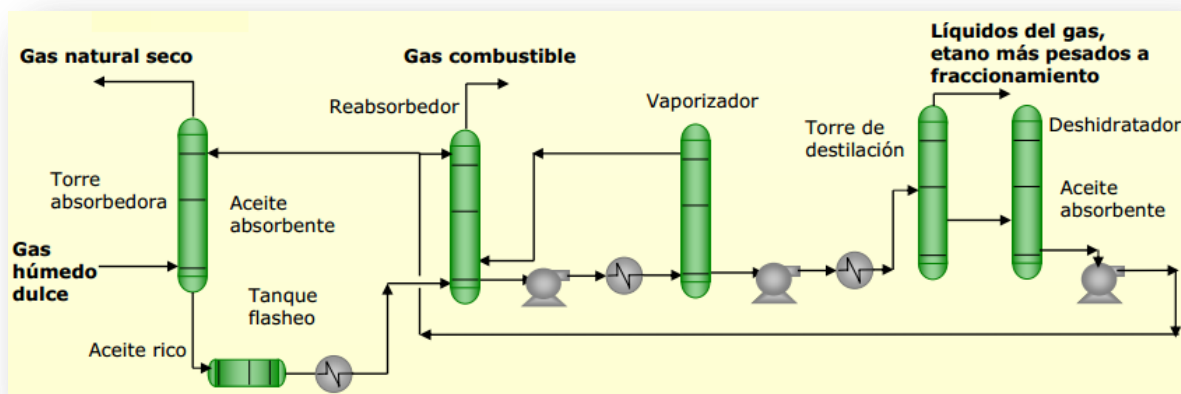


Figura 5.11 Proceso de absorción. Fuente: PGPB.

5.2.6 Fraccionamiento

El proceso de fraccionamiento recibe líquidos del gas del proceso criogénico y condensados dulces, que pueden provenir de las plantas endulzadoras de líquidos o directamente de los campos productores.

Consiste en varias etapas de separación que se logran a través de la destilación. Con lo anterior se logra la separación de cada uno de los productos, como se muestra en el diagrama.

En la primera columna se separa el etano, en la segunda el gas licuado (propano y butano), y en caso necesario, en la columna despropanizadora se puede separar también el propano y butano y finalmente la nafta (pentanos, hexanos más pesados). El etano se comercializa con Pemex Petroquímica como carga de las plantas de etileno, el gas licuado se almacena y distribuye para su consumo nacional y la nafta se comercializa con Pemex Refinación, además de su exportación, véase figura 5.12.

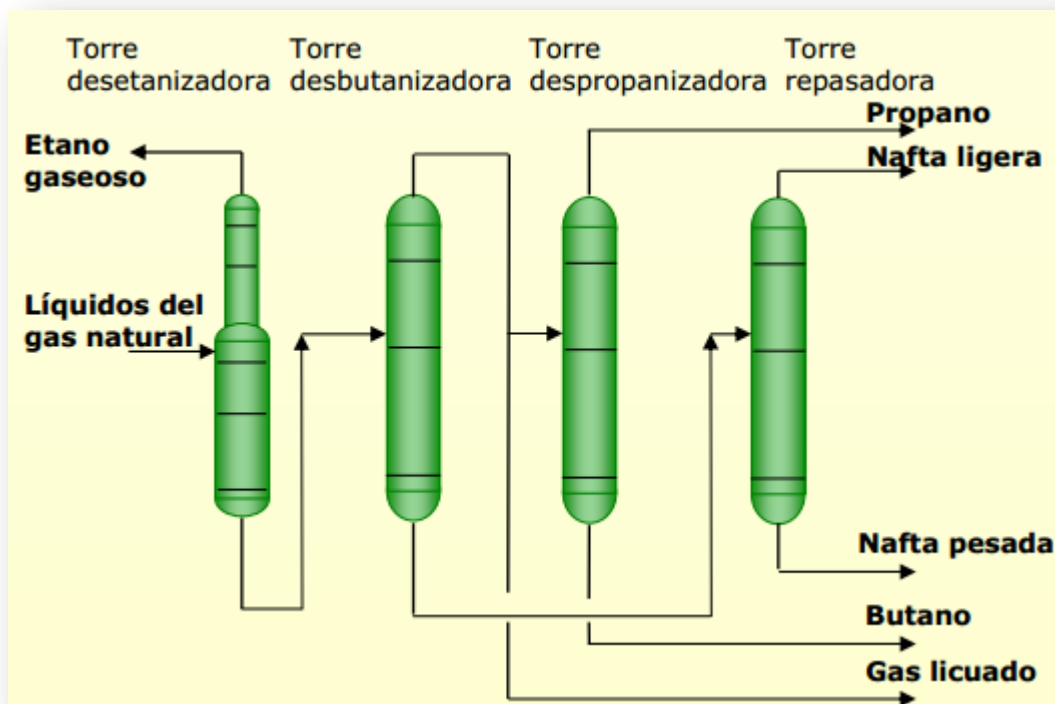


Figura 5.12 Proceso de fraccionamiento. Fuente: PGPB.

Desde el inicio de su operación Pemex ha sido uno de los principales consumidores de energía eléctrica del país. A partir de la publicación de la Reforma de Cogeneración en enero de 2006, se presentan nuevas oportunidades para Pemex de desarrollar proyectos de cogeneración para la propia empresa en colaboración con la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

El Proyecto denominado Pemex-Cogeneración, el primero en su tipo para Petróleos Mexicanos, se encuentra en el municipio de Centro, en Villa Hermosa, Tabasco, a un costado del Complejo Procesador de Gas (CPG), la nueva Planta de Cogeneración, entró en operación a principios de 2013 suponiendo una producción de energía y vapor a gran escala con alta eficiencia y confiabilidad.

Es un proyecto realizado en conjunto con CFE y la iniciativa privada, en el cual bajo el esquema de prestación de servicios por un tercero (el cual utilizará sus propios recursos), a través de un contrato a veinte años para la transformación de agua en vapor, para su entrega

al Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex, y de gas natural en energía eléctrica, para su entrega a dicho complejo y porteo a otros centros de trabajo de Pemex.

5.3 Potencial y Tecnología³²

La planta tiene la capacidad de producir 300 MW, equivalentes al 11.2% del total de la electricidad generada vía cogeneración en el país y al 14% de la capacidad total instalada de generación de electricidad en Pemex. Para tener una idea clara de la capacidad de la planta, su producción equivaldrá al 77% de la demanda eléctrica de la zona conurbada de la ciudad de Villahermosa, Tabasco.

El objetivo es generar energía eléctrica bajo la modalidad de autoabastecimiento hasta por una capacidad de 92 MW para satisfacer las necesidades del permisionario en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex.

De acuerdo al permiso otorgado por la CRE en el año 2007 el proyecto comprende la utilización de una central eléctrica integrada por tres turbogeneradores a vapor con capacidad dos de ellos de 36 MW, cada uno, y el restante de 20 MW. La capacidad total de la planta es de 92 MW, con una producción estimada anual de energía de 420 GWh, y un consumo de 167 millones de metros cúbicos/año de gas natural.

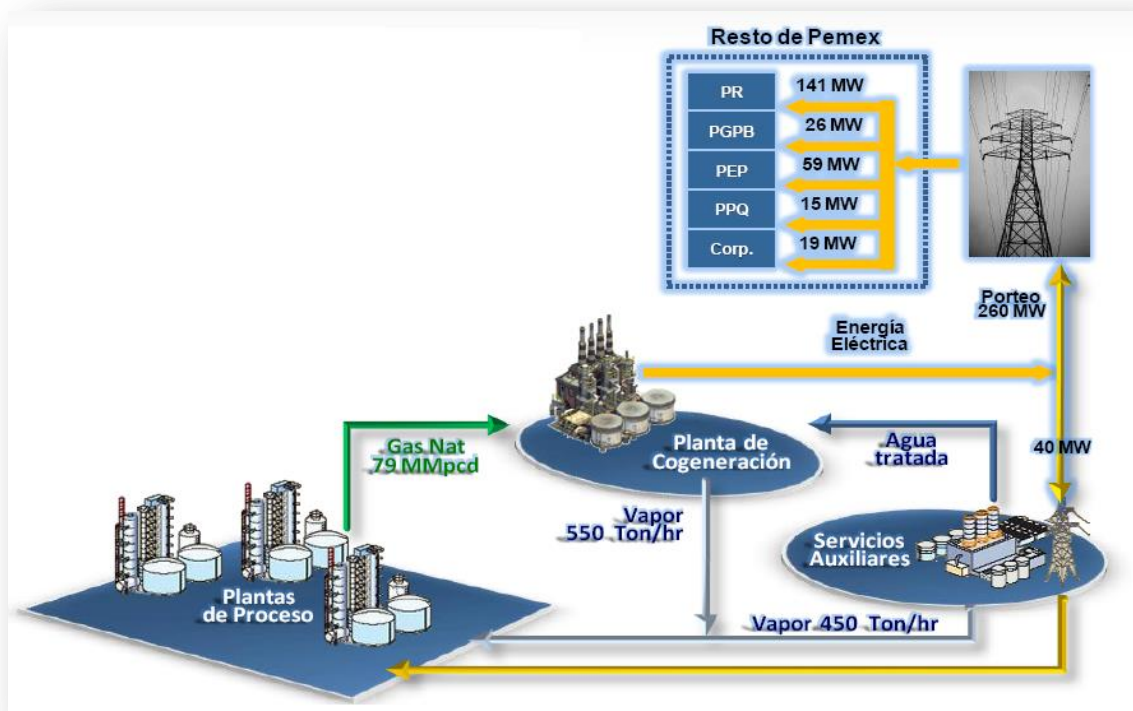


Figura 5.13 Diagrama de potencial y distribución de servicios. Fuente: Foro de regulación de energías renovables. Fuente: PGPB.

³² “Proyecto de Cogeneración Nuevo Pemex” Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), México, 20112 14/mayo/2013

Sin embargo la planta de cogeneración consta de dos trenes de potencia con turbinas de gas y dos recuperadores de calor así mismo desarrollan (Véase figura 5.13), el sistema de transmisión (subestaciones eléctricas y líneas de transmisión) necesario para la integración de la planta con el Sistema Eléctrico Nacional. Con una generación de 277 MW como capacidad neta garantizada de electricidad y 800 Ton/h de vapor el cual será consumido en su totalidad por el Complejo Procesador de Gas.

En la figura 5.14 se puede identificar el arreglo de equipos y componentes principales para cada tren de la planta de cogeneración del CPG Nuevo Pemex.

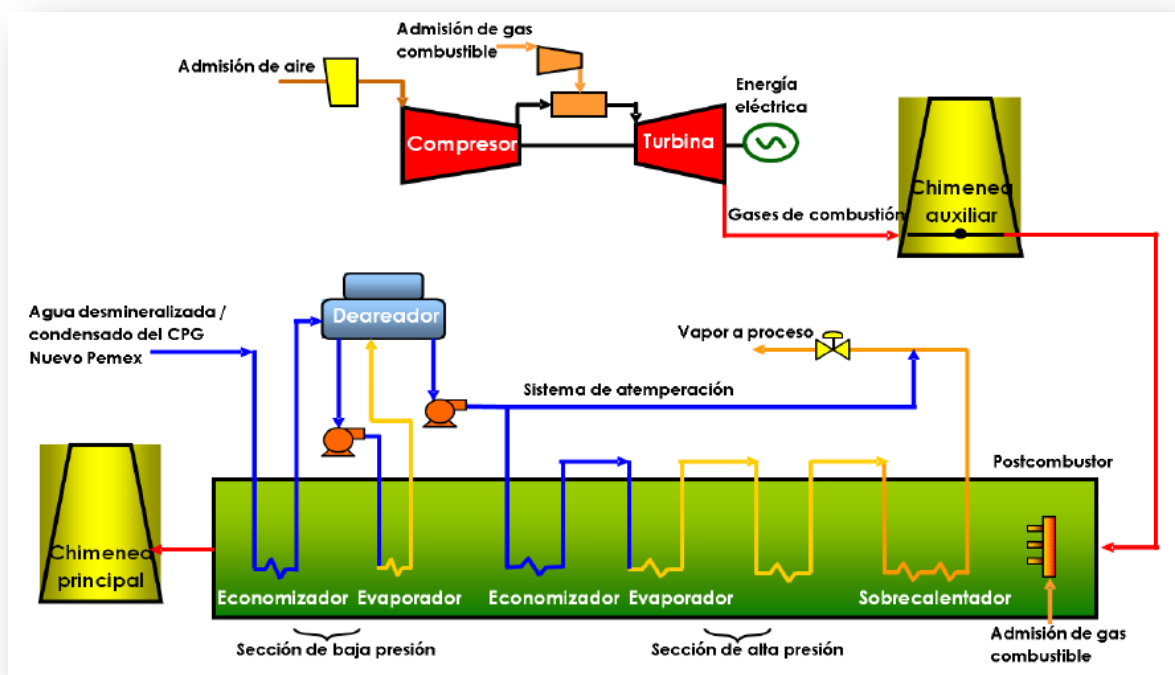


Figura 5.14 Diagrama esquemático de la planta de cogeneración Fuente: Foro de regulación de energías renovables. Fuente: PGPB.

5.4 Estrategia de acuerdo al Programa Sectorial de Energía (PSE) 2007-2012³²

Pemex estableció su estrategia de cogeneración orientada a lograr el autoabastecimiento, aumentar la eficiencia y confiabilidad del suministro, así como disminuir los costos y emisiones de gases de efecto invernadero. Esta estrategia se concibe en dos etapas:

- En el corto plazo, a través de la distribución generalizada de energía originada internamente para disminuir las compras a CFE, y mediante la confiabilidad del suministro proveniente de las redes de CFE.
- En el mediano y largo plazos, con proyectos de cogeneración de gran escala para sustituir la operación de equipos ineficientes o aquellos que se encuentren al final de su vida útil, o para venta de excedentes eléctricos a la CFE.

El alcance del proyecto Pemex Cogeneración también se manifiesta en el desarrollo de la infraestructura de líneas de transmisión que este ha desarrollado para la ciudad de Villa Hermosa como se puede observar en la figura 5.15.

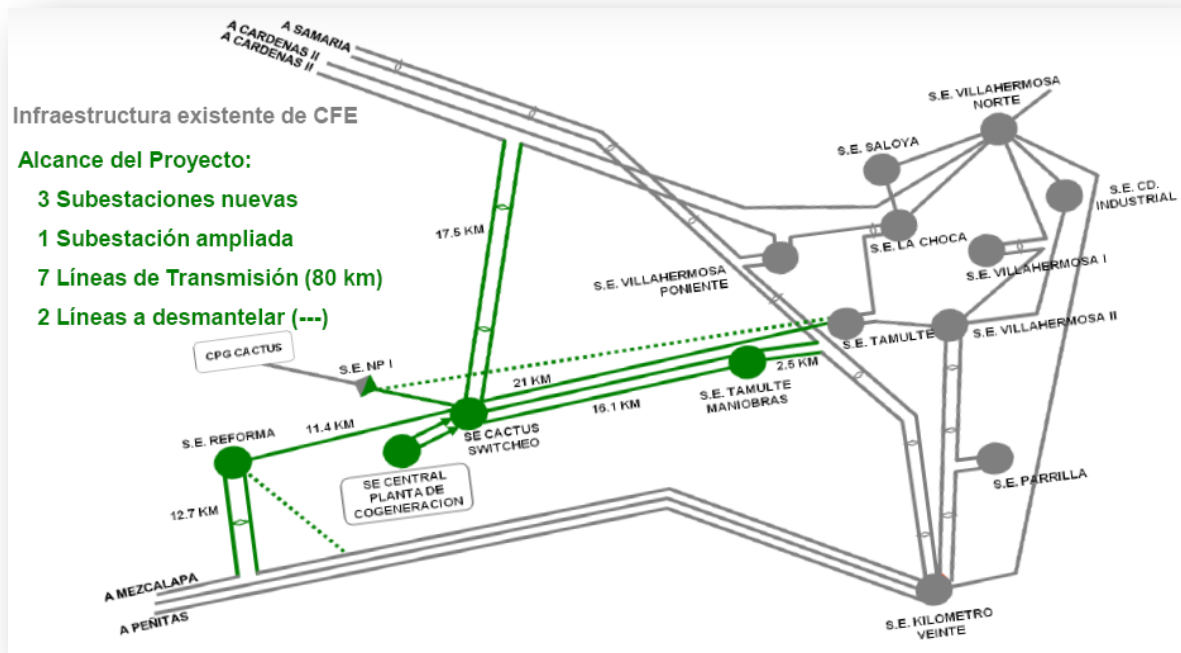


Figura 5.15 Alcance eléctrico del proyecto Nuevo Pemex en la ciudad de Villa Hermosa. Fuente: PGPB.

Entre las iniciativas de cogeneración con fines de autoabastecimiento, destaca el desarrollo de este proyecto de cogeneración de gran escala en el CPG Nuevo Pemex.

5.5 Aspectos legales³²

Tipo de Contrato:

- De prestación de servicios (bajo la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público).

Procedimiento:

- Licitación pública internacional, de conformidad con las disposiciones establecidas en los Tratados de Libre Comercio suscritos por México.

Modalidad:

- Contrato sujeto a ajuste de precios.

Vigencia y Plazo de Prestación de los Servicios:

- Vigente a partir de su firma con la obligación de prestar los servicios durante 20 años a partir de la Fecha de Inicio de Prestación de los Servicios (36 meses más 20 años).

Pago de los Servicios:

- Mensual, 30 días naturales tras la presentación de la factura.

5.5.1 Principales Obligaciones

Tabla 5.3 Principales obligaciones de Pemex y el Proveedor.

Pemex	Proveedor
Suministrar agua desmineralizada	Entregará entre 550 y 800 ton/h de vapor
Suministrar gas combustible	Entregará 300 MW de energía eléctrica
Obtiene los derechos de vía necesarios para el sistema de transmisión	Reembolsara a PEMEX el costo erogado por la regularización de los DDV
Es titular del Permiso de Cogeneración ante la CRE	Donará el sistema de transmisión a CFE, en virtud de lo previsto por la LSPEE y el RLSPEEMA
Venderá el terreno donde se construirá la planta	Diseñará, construirá, operará, mantendrá y será propietario de toda la infraestructura requerida por la prestación del servicio
Pagará el porte a CFE	Recibirá el pago del servicio mediante una tarifa, que considere el retorno de capital sobre la inversión, costos fijos y variables de O&M
Pagará los servicios efectivamente prestados por la transformación de agua en vapor y de gas natural en energía eléctrica	

Fuente: Foro de regulación de energías renovables.

5.5.2 Derechos de vía

Debido a que los tiempos requeridos para lograr la liberación de los derechos de vía son largos, Pemex, a través de la Comisión Federal de Electricidad, comenzó estos trámites con los propietarios de los predios afectados por los trazos de las líneas de transmisión del Proyecto desde 2007.

Para lo anterior, Pemex suscribió un convenio con la CFE para que a cuenta y nombre de PGPB, negociara con los propietarios tanto los pagos por indemnización por servidumbre de paso, como por los bienes distintos a la tierra.

PGPB cubre los montos de las indemnizaciones a través del esquema de gastos a reembolsar, obtiene los derechos de servidumbre de paso y, llegado el momento, los transfiere a CFE.

Responsabilidad de su obtención:

- Pemex será responsable de obtener la totalidad de los derechos de vía para el sistema de transmisión.

Reembolso:

- El proveedor deberá cubrir a Pemex los gastos a reembolsar (todos aquellos en que incurra para la obtención de los derechos de vía; tales como indemnización a los

propietarios, gastos de gestoría y apoyo técnico de CFE para el proyecto), en dos momentos:

A los quince días siguientes a la firma del contrato.

Después de la firma del contrato, mensualmente, conforme a los comprobantes de los gastos incurridos.

5.6 Beneficios³²

5.6.1 Beneficios Económicos

- Disminución del consumo de gas combustible en la generación eléctrica lo cual proporcionará ahorros sustantivos a Pemex.
- Dar de baja equipos con baja eficiencia o que estando ya al final de su vida útil, requieren de altos costos de mantenimiento.

5.6.2 Beneficios Ambientales

- Reducción en 940 mil toneladas anuales de CO₂ las emisiones 940 mil toneladas de gases de efecto invernadero a la atmósfera gracias a la mayor eficiencia de los equipos que permiten un menor consumo de gas combustible para generar la misma cantidad de electricidad y de vapor.
- Reducción de la huella de carbono en la zona del complejo.

5.6.3 Beneficios Sociales

- Generación de 1300 empleos en la etapa de desarrollo.
- Mayor confiabilidad en el suministro de energía eléctrica a la zona sureste del país.
- Aumentar la disponibilidad de energía eléctrica y contar con nueva infraestructura de generación.

Conclusiones

En base al análisis realizado en el “anexo C” se puede concluir que la cogeneración es una tecnología con grandes beneficios para la reducción en el uso de recursos de generación de energía eléctrica y por lo tanto un menor impacto ambiental. Sin embargo, es necesaria la promoción de estas tecnologías así como dar las oportunidades necesarias para la consideración en inversión de esta.

Esta tecnología además de ofrecer un gran aumento de la eficiencia energética también ofrece una importante reducción de emisiones de gases de efecto invernadero producidos por los gases de combustión del actual sistema de generación eléctrica centralizada, el cual asciende al 75% de energía perdida de forma térmica.

El costo por generación de kW se reduce significativamente en casi un 50 % (1.50 pesos por kW/h a 0.76kW/h) por el uso de un sistema de cogeneración, (30% eléctrico, 45% térmico). Este puede variar en ambas direcciones dependiendo la demanda de servicio.

La infraestructura energética nacional ha llegado al límite de su capacidad energética generando escases de energía así como, una obligada y repentina inversión de nuevas plantas termoeléctricas y líneas de transmisión sin llegar a satisfacer completamente la demanda energética aunando una completa ausencia de medios para el control de eficiencia en instalaciones de gran consumo energético.

Lo anterior son la respuesta al porque estas tecnologías tienen un gran atraso en el desarrollo e implementación como alternativa de generación de servicios en México.

Así que el desarrollo de proyectos de cogeneración como el de Nuevo Pemex otorga una mayor visibilidad a mediano y largo plazo a la industria, y fomentaría el desarrollo de empresas cogeneradoras en el país.

No se logró llevar el seguimiento satisfactorio del proyecto de cogeneración de Nuevo Pemex a falta de acceso a la información la cual es esencial para dar a conocer cifras certeras del potencial que estos proyectos de gran magnitud ofrecen.

Por otro lado la falta de información es una gran barrera para la generación de energía eléctrica por un método no convencional lo cual resulta en un paradigma de desarrollo, la implementación de tecnologías que aun demostrando su gran potencial socio-económico y ambiental aún no existe una cultura de aprovechamiento de subproductos energéticos.

El financiamiento de estos proyectos en México aún no es fácilmente adquirible ya que existe un total desconocimiento metodológico para evaluar la factibilidad de esta clase de proyectos por parte del financiador así como, una falta de información histórica que demuestre el buen desempeño de estos sistemas aunando la exigencia de garantías crediticias para los potenciales desarrolladores de proyectos.

Bibliografía

- 1 Ing. Enrique Guzmán Lara, “Regulación para Fuentes de Energía Renovable” Comisión Reguladora de Energía, (CRE). Dirección General de Electricidad, México 2010.
- 2 “Valoración de los beneficios asociados al desarrollo de la cogeneración en España” The Boston Consulting Group, España 2010.
- 3 Ing. Manuel Chávez Guerra, “Foro de Regulación de Energías Renovables” Petróleos Mexicanos, (PEMEX). Líder de Proyecto de Cogeneración Nuevo Pemex.
- 4 Ing. Javier García, “La cogeneración en PEMEX y el impacto de necesidad de potencial reactiva en los centros de consumo” Arteche. México 2011.
- 5 Barnés de Castro Francisco, “Criterio de cogeneración eficiente y crédito de capacidad de fuentes intermitentes” Comisión Reguladora de Energía, (CRE). Secretaría de Energía, México, 2010.
- 6 Barnés de Castro Francisco, “Cogeneración eficiente” Comisión Reguladora de Energía, (CRE). Secretaría de Energía, México, 2010.
- 7 “Disposiciones generales para acreditar sistemas de cogeneración como de cogeneración eficiente” Comisión Reguladora de Energía, (CRE). Secretaría de Energía, México, 2012.
- 8 Barnés de Castro Francisco, “Los desafíos y el potencial para las energías renovables y la cogeneración eficiente” Comisión Reguladora de Energía, (CRE). Secretaría de Energía, México, 2010.
- 9 “Diseño de incentivos para promover la cogeneración en México”, Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, (CONUEE), GIZ. Secretaría de Energía, México, 2012.
- 10 “Esquemas de Cogeneración”, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), Secretaría de Energía, México, 1995.
- 11 “Estudio sobre cogeneración en el sector industrial en México”, Comisión para el Uso Eficiente de la Energía, (CONUEE), CRE, GTZ. Secretaría de Energía, México, 2009.
- 12 “Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones generales para acreditar sistemas de cogeneración como de cogeneración eficiente”, Comisión Reguladora de Energía, (CRE), México 2012.
- 13 “Balance Nacional de Energía 2011”, Secretaría de Energía (SENER), México, 2011.
- 14 “Cogeneración: Alta eficiencia y calidad energética”, GUASCOR, España, 2008.

- 15 “La cogeneración en México y Experiencias Internacionales”, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), Secretaría de Energía, México, 1995.
- 16 Ing. Federico Hungler Salceda, “Acciones de la Conae para la Promoción de la Cogeneración en México” Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, (CONAE), México 2006.
- 17 “Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional”, Comisión Federal de Electricidad, (CFE), México, 2011.
- 18 Granados Rojas Francisco, “Marco Regulatorio de la Cogeneración de Energía Eléctrica” Comisión Reguladora de Energía, (CRE). Secretaría de Energía, México, 2012.
- 19 “Metodología para el análisis de pre-viabilidad en los sistemas de cogeneración”, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), Secretaría de Energía, México, 1999.
- 20 “Metodología para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y los criterios para determinar la cogeneración eficiente” Comisión Reguladora de Energía, (CRE). Secretaría de Energía, México, 2011.
- 21 “Oportunidades de cogeneración eficiente”, Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, (CONUEE). Secretaría de Energía, México, 2011.
- 22 Iniciativa para el Desarrollo de las Energías Renovables en México” Secretaría de Energía (SENER), México, 2012.
- 23 “Estrategia Nacional de Energía 2012 – 2026” Secretaría de Energía (SENER), México, 2012.
- 24 “Energías Renovables” Pro México, México, 2012.
- 25 “La cogeneración... la clave para el ahorro de energía” Spirax Sarco, España, 2011.
- 26 “Programa Sectorial de Energía 2007 – 2012”, Gobierno Federal, México, 2007.
- 27 “Proyecto de Cogeneración Nuevo Pemex” Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), México, 20112
- 28 “Guía Practica de trámites y Permisos para Proyectos de Cogeneración de Energía Eléctrica en México” CONUEE/GIZ, México, 2012

Fuentes electrónicas

1. www.conuee.gob.mx – La cogeneración en México.
2. www.cre.gob.mx – Tramites y permisos de la cogeneración en México.
3. www.sener.gob.mx – Disposiciones oficiales para el campo de la Cogeneración.
4. www.cfe.gob.mx – Contratos de interconexión y porteo de tecnologías de generación eléctrica.
5. <http://sie.energia.gob.mx/> - Generalidades de tecnologías de generación eléctrica.
6. www.cogeneramexico.org.mx – Asociación para el desarrollo de la cogeneración.
7. <http://www.profesorenlinea.cl> – Marco teórico de propiedades termodinámicas.
8. <http://www.ecoticias.com/> - Desarrollo de tecnologías limpias en el mundo.
9. <http://www.giz.de/> - Estudios técnicos de potencial de generación eléctrica de diferentes tecnologías.
10. http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/generacion_distribuida_1?page=1
11. <http://www.madrid.org/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobheadervalue1=filename%3DGUIA+BASICA+DE+LA+GENERACION.pdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1181215450713&ssbinary=true>
12. http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/generacion_distribuida_1?page=1
13. <http://termoaplicadaunefm.files.wordpress.com/2009/02/tema-1-ciclo-de-vapor.pdf>
14. http://laplace.us.es/wiki/index.php/Ciclo_Diesel
15. <http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Tecnologias/cogeneracion.pdf>
16. <http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Tecnologias/cogeneracion.pdf>
17. <https://www.ashrae.org/>
18. <http://www.aeecenter.org/i4a/pages/index.cfm?pageid=3296>
19. http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/generacion_distribuida_1?page=1

20. http://conuee.gob.mx/wb/CONAE/que_es_la_cogeneracion_1
21. <http://www.conuee.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/7174/4/EstudioCogeneracion.pdf>
22. <http://tesis.uson.mx/digital/tesis/docs/9332/Capitulo2.pdf>
23. <http://syc-electrica.com/data/documents/presentacion-COGENERACION.pdf>
24. <http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Tecnologias/cogeneracion.pdf>
25. <http://www.conuee.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/7174/4/EstudioCogeneracion.pdf>
26. <http://www.cre.gob.mx/documento/2299.pdf>
27. <http://www.cre.gob.mx/documento/2300.pdf>
28. http://www.tech4cdm.com/uploads/documentos/documentos_La_Cogeneracion_en_Mexico_9ec0d1fe.pdf
29. <http://www.gas.pemex.mx/NR/rdonlyres/1A293D5E-25E9-487E-B3D8-0F45D722B146/0/PROCESOSINDUSTRIALESjunio2008.pdf>

Anexo A

**Ley del Servicio Público de Energía
Eléctrica (LSPEE)
Artículo 36**

ARTÍCULO 36.- La Secretaría de Energía considerando los criterios y lineamientos de la política energética nacional y oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, otorgará permisos de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción o de importación o exportación de energía eléctrica, según se trate, en las condiciones señaladas para cada caso:

Párrafo reformado DOF 09-04-2012

I. De autoabastecimiento de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales, siempre que no resulte inconveniente para el país a juicio de la Secretaría de Energía. Para el otorgamiento del permiso se estará a lo siguiente:

Párrafo reformado DOF 09-04-2012

a) Cuando sean varios los solicitantes para fines de autoabastecimiento a partir de una central eléctrica, tendrán el carácter de copropietarios de la misma o constituirán al efecto una sociedad cuyo objeto sea la generación de energía eléctrica para satisfacción del conjunto de las necesidades de autoabastecimiento de sus socios. La sociedad permisionaria no podrá entregar energía eléctrica a terceras personas físicas o morales que no fueren socios de la misma al aprobarse el proyecto original que incluya planes de expansión, excepto cuando se autorice la cesión de derechos o la modificación de dichos planes; y

b) Que el solicitante ponga a disposición de la Comisión Federal de Electricidad sus excedentes de producción de energía eléctrica, en los términos del artículo 36-Bis.

II.- De Cogeneración, para generar 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, en cualesquiera de los casos:

a) La electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, siempre que se incrementen las eficiencias energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor que la obtenida en plantas de generación convencionales. El permisionario puede no ser el operador de los procesos que den lugar a la cogeneración.

b) El solicitante se obligue a poner sus excedentes de producción de energía eléctrica a la disposición de la Comisión Federal de Electricidad, en los términos del artículo 36-Bis.

III.- De Producción Independiente para generar energía eléctrica destinada a su venta a la Comisión Federal de Electricidad, quedando ésta legalmente obligada a adquirirla en los términos y condiciones económicas que se convengan. Estos permisos podrán ser otorgados cuando se satisfagan los siguientes requisitos:

a) Que los solicitantes sean personas físicas o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional, y que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación aplicable;

b) Que los proyectos motivo de la solicitud estén incluidos en la planeación y programas respectivos de la Comisión Federal de Electricidad o sean equivalentes. La Secretaría de Energía conforme a lo previsto en la fracción III del artículo 3o., podrá otorgar permiso respecto de proyectos no incluidos en dicha planeación y programas, cuando la producción de energía eléctrica de tales proyectos haya sido comprometida para su exportación, e Inciso reformado DOF 09-04-2012

c) Que los solicitantes se obliguen a vender su producción de energía eléctrica exclusivamente a la Comisión Federal de Electricidad, mediante convenios a largo plazo, en los términos del artículo 36-Bis o, previo permiso de la Secretaría en los términos de esta Ley, a exportar total o parcialmente dicha producción.

IV.- De pequeña producción de energía eléctrica, siempre que se satisfagan los siguientes requisitos:

a) Que los solicitantes sean personas físicas de nacionalidad mexicana o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional, y que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación aplicable;

b) Que los solicitantes destinen la totalidad de la energía para su venta a la Comisión Federal de Electricidad. En este caso, la capacidad total del proyecto, en un área determinada por la Secretaría, no podrá exceder de 30 MW; y

c) Alternativamente a lo indicado en el inciso b) y como una modalidad del autoabastecimiento a que se refiere la fracción I, que los solicitantes destinen el total de la producción de energía eléctrica a pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan de la misma y que la utilicen para su autoconsumo, siempre que los interesados constituyan cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones o sociedades civiles, o celebren convenios de cooperación solidaria para dicho propósito y que los proyectos, en tales casos, no excedan de 1 MW;

V.- De importación o exportación de energía eléctrica, conforme a lo dispuesto en las fracciones III y IV del artículo 3o., de esta Ley.

En el otorgamiento de los permisos a que se refiere este artículo, deberá observarse lo siguiente:

1) El ejercicio autorizado de las actividades a que se refiere este artículo podrá incluir la conducción, la transformación y la entrega de la energía eléctrica de que se trate, según las particularidades de cada caso;

2) El uso temporal de la red del sistema eléctrico nacional por parte de los permisionarios, solamente podrá efectuarse previo convenio celebrado con la Comisión Federal de Electricidad, cuando ello no ponga en riesgo la prestación del servicio público ni se afecten derechos de terceros. En dichos convenios deberá estipularse la contraprestación en favor de dicha entidad y a cargo de los permisionarios;

3) La Secretaría de Energía oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, podrá otorgar permiso para cada una de las actividades o para ejercer varias, autorizar la transferencia de los permisos e imponer las condiciones pertinentes de acuerdo con lo previsto en esta Ley, su reglamento y las Normas Oficiales Mexicanas, cuidando en todo caso el interés general y la seguridad, eficiencia y estabilidad del servicio público;

Inciso reformado DOF 09-04-2012

4) Los titulares de los permisos no podrán vender, revender o por cualquier acto jurídico enajenar capacidad o energía eléctrica, salvo en los casos previstos expresamente por esta Ley; y

5) Serán causales de revocación de los permisos correspondientes, a juicio de la Secretaría de Energía, el incumplimiento de las disposiciones de esta Ley, o de los términos y condiciones establecidos en los permisos respectivos.

Inciso reformado DOF 09-04-2012

Artículo reformado DOF 27-12-1983, 23-12-1992

Anexo B

Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia de Petróleo

**LEY REGLAMENTARIA DEL ARTÍCULO 27 CONSTITUCIONAL EN
MATERIA DE PETROLEO.**

PROMULGADA 30 DE DIC DE 1939
PUBLICADA 09 DE NOV DE 1940

Lázaro Cárdenas del Río, Presidente Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos.

ARTÍCULO 1.- Corresponde a la Nación el dominio directo de toda mezcla natural de carburos de hidrógeno que se encuentran en su yacimiento, cualquiera que sea su estado físico. Esta ley comprende con la palabra “petróleo” a todas las mezclas naturales de hidrocarburos que lo componen, lo acompañen o se deriven de él.

ARTÍCULO 2.- El dominio directo de la Nación a que se refiere el artículo anterior, es inalienable e imprescriptible y solo con autorización expresa del Ejecutivo Federal, conocida en los términos de la presente Ley y sus reglamentos, podrán llevarse a cabo los trabajos que requieren la industria petrolera.

ARTÍCULO 3.- La industria petrolera comprende: el descubrimiento, la captación, la conducción por oleoducto y la refinación del petróleo.

ARTÍCULO 4.- La industria petrolea es de utilidad pública; por lo tanto, gozará de preferencia a cualquier aprovechamiento de la superficie del terreno y procederá la expropiación y la ocupación de la superficie para todos los casos que reclamen las necesidades de esta industria.

El superficiario está indemnizado por la ocupación o expropiación en su caso, que sean requeridas para los trabajos relacionados con la industria petrolea. El reglamento determinará el procedimiento que deberá seguirse para señalar la zona ocupada o expropiada, el monto de la indemnización y la forma de pago.

Ningún otro derecho diverso del de recibir la indemnización que este artículo concede, corresponderá al superficiario por la explotación petrolera del subsuelo.

ARTÍCULO 5.- Es de la exclusiva jurisdicción federal todo lo relativo a la industria petrolera.

ARTÍCULO 6.- El petróleo a que se refiere el artículo 1º será explorado y explotado por la Nación como sigue:

- I.- Mediante trabajos realizados en forma directa y
- II.- Por conducto de las instituciones que al efecto cree la Ley.

ARTÍCULO 7.- En el caso previsto por la fracción I del artículo anterior, podrá celebrarse contratos con los particulares, a fin de que estos lleven a cabo por cuenta del gobierno federal, los trabajos de exploración y explotación, ya sea mediante compensaciones en efectivo o equivalentes a un porcentaje de los productos que obtengan.

ARTÍCULO 8.- El reglamento de la presente ley determinara:

I.- La extensión máxima de terreno que podrá ser objeto de contrato con una sola persona, ya sea en un solo acto o actos separados.

II.- La duración máxima de los contratos

III.- La forma de determinar la compensación y los límites dentro de los cuales deberá fijarse el porcentaje de qué habla la parte final del art. 7º, en la inteligencia de que deberá tomarse siempre como base para otorgar esa compensación la que los contratistas recuperen las inversiones que efectúen y obtengan una utilidad razonable.

IV.- La forma de comprobar la capacidad técnica y financiera del contratista.

V.- Las facultades que corresponden a las autoridades administrativas en cuanto al régimen del contrato.

ARTÍCULO 9.- Los contratos de que hablan los artículos anteriores, solo podrán celebrarse con nacionales o con sociedades constituidas íntegramente por mexicanos. No podrán concertarse en ningún caso con sociedades anónimas que emitan acciones al portador.

ARTÍCULO 10.- El ejecutivo Federal dictará las disposiciones relacionadas con la política de los trabajos petroleros y las normas técnicas a que deberá estar sujeta la explotación.

ARTÍCULO 11.- El ejecutivo federal practicará las investigaciones y estudios encaminados a determinar la potencialidad productora de los yacimientos petrolíferos existentes en el país y fijará las zonas que deberán mantenerse como reservas petroleras. La incorporación de terrenos a las zonas de reservas y su desincorporación será efectuada mediante decreto presidencial, y previos los dictámenes técnicos respectivos.

ARTÍCULO 12.- La secretaria de la Economía Nacional, podrá otorgar concesiones para la construcción de refinerías y de oleoductos y para la distribución del gas, de conformidad con las siguientes bases y con las disposiciones adicionales que contenga el reglamento:

I.- Solo podrán expedirse a las personas de que habla el artículo 9 y los derechos derivados de ellas no podrán transferirse sino con autorización del gobierno federal y en todo caso, a persona que satisfaga los mismos requisitos.

II.- El incumplimiento de las obligaciones que con fundamento de esta ley o en sus disposiciones reglamentarias se impongan en el título de la concesión, motivará la declaratoria administrativa de caducidad previa audiencia del interesado.

ARTÍCULO 13.- Todo el que tenga un oleoducto estará obligado a transportar el petróleo del gobierno federal o de las entidades creadas por este, o de sus contratistas, a hasta en un 20% de la capacidad del oleoducto.

ARTÍCULO 14.- Las concesiones para el establecimiento de oleoductos y para la distribución de gas, se otorgaran por un plazo que no exceda de 50 años, al término del cual las obras e instalaciones pasaran a ser propiedad del gobierno federal sin compensación alguna.

ARTÍCULO 15.- La secretaria de la economía nacional expedirá periódicamente las tarifas para el transporte del por oleoducto y para la transportación del gas oyendo previamente a los interesados. Esas tarifas se fijaran de tal manera que además de los gastos de explotación, permitan a los concesionarios la amortización de sus inversiones durante el término de la concesión y la obtención durante ese mismo lazo de una utilidad razonable.

TRANSITORIOS

Artículo 1.- Las concesiones expedidas de conformidad con la ley del petróleo de diciembre de 1925 quedarán sujetas a las normas legales conforme a las cuales fueron otorgadas.

ARTÍCULO 2.- Las regalías que actualmente se están cubriendo a los superficiarios continuarán en vigor solo entre tanto que se siguen en los procedimientos a que se refieren el artículo 4o de esta ley.

Anexo C

Permisos de generación de energía eléctrica bajo la modalidad de cogeneración

Núm.	PERMISARIO	MODALIDAD	FECHA DE OTORGAMIENTO	NUMERO DE PERMISO	CAP. AUTORIZADA (MW)	ENERGIA AUTORIZADA (GWh/AÑO)	INVERSION (MILES DE DOLARES)	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ENERGETICO PRIMARIO	ACTIVIDAD ECONOMICA	TIPO DE PLANTA (TECNOLOGIA)	ESTADO ACTUAL	UBICACION DE LA PLANTA
1	FÁBRICA LA ESTRELLA, S. A. DE C. V.	COG.	06/09/94	06/COG/94	8.381	55.50	\$ 8,467.50	01/12/94	GAS NATURAL	TEXTIL	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	COAHUILA
2	PRODUCTORA DE PAPEL, S. A. DE C. V.	COG.	20/07/94	07/COG/94	18.000	88.35	\$ 18,000.00	15/10/94	GAS NATURAL	PAPELERO	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	NUEVO LEON
3	FERSINSA GB, S. A. DE C. V.	COG.	20/07/94	08/COG/94	6.000	42.40	\$ 5,400.00	30/11/94	GAS NATURAL	ALIMENTOS	TURBINA DE GAS	EN OPERACION	COAHUILA
5	ALMIDONES MEXICANO S, S. A. DE C. V.	COG.	05/10/94	12/COG/94	12.000	17.50	\$ 10,800.00	30/04/96	GAS NATURAL	ALIMENTOS	TURBINA DE GAS	EN OPERACION	JALISCO
7	INNOFOS FOSFATADOS DE MÉXICO, S. DE R. L. DE C. V.	COG.	01/03/95	22/COG/95	6.250	44.00	\$ 7,500.00	30/03/95	GAS NATURAL	PETROQUIMICO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	VERACRUZ
10	ENERTEK, S. A. DE C. V.	COG.	24/05/96	E/36/COG/96	168.000	1335.63	\$ 163,200.00	01/02/98	GAS NATURAL	PETROQUIMICO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION	TAMAULIPAS
18	ENERGÍA BIDARENA, S. DE R. L. DE C. V.	COG.	21/06/96	E/46/COG/96	6.150	22.20	\$ 5,535.00	16/03/98	GAS NATURAL	PAPELERO	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION	ESTADO DE MEXICO
27	PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA, COMPLEJO PROCESADOR DE GAS CACTUS	COG.	23/01/98	E/73/COG/98	120.700	315.16	\$ 108,630.00	ANTES DE 92	GAS NATURAL	PETROQUIMICO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION	CHIAPAS
28	PEMEX-PETROQUÍMICA,	COG.	13/02/98	E/74/COG/98	172.000	490.56	\$ 198,000.00	ANTES DE 92	GAS NATURAL	PETROQUIMICO	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	VERACRUZ

	COMPLEJO PETROQUÍMICO MORELOS												
29	PEMEX-PETROQUÍMICA, COMPLEJO PETROQUÍMICO CANGREJERA	COG.	13/02/98	E/75/COG/98	163.500	762.00	\$ 190,350.00	ANTES DE 92	GAS NATURAL	PETROQUIMICO	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	VERACRUZ
30	PEMEX-PETROQUÍMICA, COMPLEJO PETROQUÍMICO PAJARITOS	COG.	13/02/98	E/76/COG/98	58.500	202.00	\$ 52,650.00	ANTES DE 92	GAS NATURAL	PETROQUIMICO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION	VERACRUZ
44	STYROLUTION MEXICANA, S. A. DE C. V.	COG.	26/06/98	E/96/COG/98	10.600	88.93	\$ 9,540.00	01/03/99	GAS NATURAL	QUIMICO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION	TAMAULIPAS
55	PAPELERA INDUSTRIAL POTOSINA, S. A. DE C. V.	COG.	09/10/98	E/113/COG/98	6.530	35.37	\$ 6,036.00	12/02/99	GAS NATURAL	PAPELERO	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	SAN LUIS POTOSI
77	ZACAPU POWER, S. DE R. L. DE C. V.	COG.	09/08/99	E/143/COG/99	10.000	31.54	\$ 12,000.00	ANTES DE 92	COMBUSTIBLE	TEXTIL	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	MICHOACAN
78	GRUPO CELANESE, S. A. DE C. V., COMPLEJO OCOTLÁN	COG.	09/08/99	E/144/COG/99	13.300	56.94	\$ 15,960.00	ANTES DE 92	COMBUSTIBLE	TEXTIL	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	JALISCO
81	COMPANÍA DE NITRÓGENO DE CANTARELL, S. A. DE C. V.	COG.	03/09/99	E/148/COG/99	362.600	2,452.80	\$ 326,340.00	31/05/00	GAS NATURAL Y DIESEL	PETROLERO	TURBINA DE GAS Y COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION	CAMPECHE
84	ENERGÍA ELÉCTRICA DE QUINTANA	COG.	27/09/99	E/151/COG/99	114.500	848.84	\$ 116,080.10	INACTIVO	GAS NATURAL	TURISMO	CICLO COMBINADO	INACTIVO	QUINTANA ROO

	ROO, S. A. DE C. V.												
86	CELULOSA DE FIBRAS MEXICANA S, S. A. DE C. V.	COG.	05/11/99	E/154/CO G/99	6.641	37.27	\$ 6,169.20	15/12/99	GAS NATURAL	PAPELERO	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	TLAXCALA
88	MEXICHEM RESINAS VINÍLICAS, S. A. DE C. V.	COG.	07/01/00	E/157/CO G/2000	16.359	140.83	\$ 16,584.75	28/02/00	GAS NATURAL	QUIMICO	CICLO COMBINADO	EN OPERACION	TAMAULIPAS
96	TRACTEBEL ENERGÍA DE MONTERREY, S. DE R. L. DE C. V.	COG.	02/06/00	E/167/CO G/2000	284.016	2,265.00	\$ 287,935.42	28/03/03	GAS NATURAL	INDUSTRIAS DIVERSAS	CICLO COMBINADO	EN OPERACION	NUEVO LEON
101	AGROENERGÍA, S. A. DE C. V.	COG.	14/08/00	E/175/CO G/2000	12.000	63.83	\$ 14,400.00	ANTES DE 92	REACCION QUIMICA EXOTERMICA	QUIMICO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	QUERETARO
110	BECTON DICKINSON DE MÉXICO, S. A. DE C. V.	COG.	09/02/01	E/184/CO G/2001	6.540	40.87	\$ 5,886.00	30/06/01	GAS NATURAL	FARMACEUTICA	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION	ESTADO DE MEXICO
112	INDUSTRIAS QUÍMICAS FALCON DE MÉXICO S.A DE C.V.	COG.	12/03/01	E/187/CO G/2001	5.000	31.50	\$ 4,500.00	23/11/01	DIESEL	QUIMICO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION	MORELOS
133	BIOENERGÍA DE NUEVO LEÓN, S. A. DE C. V.	COG.	24/10/02	E/217/CO G/2002	16.960	100.29	\$ 15,264.00	07/04/03	BIOGAS	MUNICIPAL	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION	NUEVO LEON
159	TRACTEBEL ENERGÍA DE PÁNUCO, S. A. DE C. V.	COG.	11/09/03	E/267/CO G/2003	27.530	212.25	\$ 24,777.00	09/05/05	GAS NATURAL	QUIMICO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION	TAMAULIPAS
175	PRUP, S. A. DE C. V.	COG.	18/03/04	E/293/CO G/2004	5.216	35.31	\$ 4,694.40	31/03/04	GAS NATURAL	INDUSTRIAS DIVERSAS	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION	HIDALGO
177	CONSERVLA COSTEÑA, S. A. DE C. V. Y JUGOMEX,	COG.	03/06/04	E/297/CO G/2004	0.971	8.11	\$ 873.90	12/07/04	BIOGAS Y GAS NATURAL	ALIMENTOS	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION	ESTADO DE MEXICO

	S. A. DE C. V.												
197	CARTONES PONDEROS A, S. A. DE C. V.	COG.	19/05/05	E/325/CO G/2005	19.992	161.12	\$ 17,992.80	06/07/05	COMBUSTOLE O Y DIESEL	PAPELERO	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION	QUERETARO
199	GENERADORA PETROCEL, S. A. DE C. V.	COG.	09/06/05	E/327/CO G/2005	16.380	137.59	\$ 19,656.00	23/06/05	VAPOR	QUIMICO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	TAMAULIPAS
203	PRODUCTORA NACIONAL DE PAPEL, S. A. DE C. V.	COG.	09/06/05	E/331/CO G/2005	13.088	105.47	\$ 11,779.20	23/06/05	COMBUSTOLE O Y DIESEL	PAPELERO	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION	SAN LUIS POTOSI
206	PIASA COGENERACION, S. A. DE C. V.	COG.	04/08/05	E/338/CO G/2005	40.000	145.08	\$ 48,000.00	18/05/11	BAGAZO DE CAÑA	INDUSTRIAS DIVERSAS	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	VERACRUZ
207	COBIELEC, S. A. DE C. V.	COG.	04/08/05	E/339/CO G/2005	2.800	20.10	\$ 2,520.00	16/08/05	GAS NATURAL	INDUSTRIAS DIVERSAS	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION	PUEBLA
308	EL PALACIO DE HIERRO, S. A. DE C. V., SUCURSAL MONTERREY	COG.	30/12/05	E/483/CO G/2005	1.200	4.70	\$ 1,080.00	13/01/06	GAS NATURAL	COMERCIO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION	NUEVO LEON
330	PRODUCTOS ROCHE, S. A. DE C. V., PLANTA TOLUCA	COG.	30/03/06	E/512/CO G/2006	2.055	8.57	\$ 1,849.50	31/03/06	GAS NATURAL	QUIMICO	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION	ESTADO DE MEXICO
355	PROCTER & GAMBLE MANUFACTURA, S. DE R. L. DE C. V.	COG.	31/08/06	E/543/CO G/2006	59.800	399.73	\$ 57,210.00	01/03/09	GAS NATURAL	MANUFACTURERO	CICLO COMBINADO	EN OPERACION	TLAXCALA
367	PROCTER & GAMBLE MANUFACTURA, S. DE R. L. DE C. V., PLANTA TALISMÁN	COG.	30/11/06	E/566/CO G/2006	6.500	37.60	\$ 5,850.00	01/03/09	GAS NATURAL	INDUSTRIAS DIVERSAS	TURBINA DE GAS	EN OPERACION	DISTRITO FEDERAL

378	PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA, COMPLEJO PROCESADOR DE GAS CD. PEMEX	COG.	22/02/07	E/587/COG/2007	59.000	495.60	\$ 53,100.00	08/03/07	GAS NATURAL	PETROQUIMICO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION	TABASCO
380	INDUSTRIAS DERIVADAS DEL ETILENO, S. A. DE C. V.	COG.	08/03/07	E/602/COG/2007	1.500	11.52	\$ 1,800.00	23/01/08	GAS NATURAL	QUIMICO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	VERACRUZ
381	PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA, COMPLEJO PROCESADOR LA VENTA	COG.	08/03/07	E/603/COG/2007	22.245	194.86	\$ 20,020.50	23/03/07	GAS NATURAL	PETROQUIMICO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION	TABASCO
383	PEMEX-PETROQUÍMICA, COMPLEJO PETROQUÍMICO INDEPENDENCIA	COG.	26/03/07	E/605/COG/2007	54.000	404.42	\$ 64,800.00	11/04/07	GAS NATURAL Y COMBUSTIBLE	PETROLERO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	PUEBLA
384	PEMEX-PETROQUÍMICA, COMPLEJO PETROQUÍMICO COSOLECAQUE	COG.	26/03/07	E/606/COG/2007	59.600	454.00	\$ 53,640.00	11/04/07	GAS NATURAL Y GAS RESIDUAL	PETROLERO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION	VERACRUZ
385	PEMEX-REFINACIÓN, REFINERÍA GENERAL LÁZARO CÁRDENAS	COG.	26/04/07	E/608/COG/2007	64.000	297.84	\$ 76,800.00	15/05/07	GAS NATURAL Y COMBUSTIBLE	PETROLERO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	VERACRUZ
386	PEMEX-REFINACIÓN, ING. ANTONIO	COG.	26/04/07	E/609/COG/2007	142.750	524.00	\$ 171,300.00	15/05/07	GAS NATURAL Y COMBUSTIBLE	PETROLERO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	GUANAJUATO

	M. AMOR												
388	PEMEX-REFINACIÓN, REFINERÍA FRANCISCO I. MADERO	COG.	26/04/07	E/611/COG/2007	129.000	667.00	\$ 154,800.00	11/05/07	GAS NATURAL Y COMBUSTIBLE	PETROLERO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	TAMAULIPAS
389	PEMEX-REFINACIÓN, REFINERÍA ING. HECTOR LARA SOSA	COG.	26/04/07	E/612/COG/2007	79.000	368.84	\$ 91,800.00	11/05/07	GAS NATURAL Y COMBUSTIBLE	PETROLERO	TURBINA DE VAPOR Y TURBOEXPANSOR	EN OPERACION	NUEVO LEON
404	PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, PLANTA ELÉCTRICA CÁRDENAS	COG.	14/06/07	E/638/COG/2007	42.000	338.68	\$ 37,800.00	28/06/07	GAS RESIDUAL	PETROLERO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION	TABASCO
405	PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, TERMINAL MARÍTIMA DOS BOCAS	COG.	14/06/07	E/639/COG/2007	96.420	438.12	\$ 86,778.00	28/06/07	GAS RESIDUAL	PETROLERO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION	TABASCO
406	PEMEX-REFINACIÓN, REFINERÍA GENERAL LÁZARO CÁRDENAS, PROYECTO RECONFIGURACIÓN	COG.	14/06/07	E/640/COG/2007	40.000	315.36	\$ 48,000.00	28/06/07	GAS NATURAL Y COMBUSTIBLE	PETROLERO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	VERACRUZ
407	PEMEX-REFINACIÓN, REFINERÍA ING. ANTONIO DOVALÍ JAIME	COG.	14/06/07	E/641/COG/2007	115.200	581.90	\$ 138,240.00	28/06/07	GAS NATURAL Y COMBUSTIBLE	PETROLERO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	OAXACA
416	PEMEX-REFINACIÓN	COG.	19/07/07	E/662/COG/2007	133.700	670.40	\$ 160,440.00	09/08/07	GAS NATURAL Y	PETROLERO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	HIDALGO

	N, REFINERÍA MIGUEL HIDALGO								COMBUSTOLE O			ON	
42 4	MET-MEX PEÑALES, S. A. DE C. V.	COG.	13/09/07	E/681/CO G/2007	7.000	47.52	\$ 8,400.00	28/11/08	VAPOR	MINERO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACI ON	COAHUI LA
48 1	PEMEX- GAS Y PETROQUÍ MICA BÁSICA, COMPLEJO PROCESAD OR DE GAS NUEVO PEMEX	COG.	23/04/09	E/811/CO G/2009	367.400	2628.00	\$ 330,660.00	15/05/09	GAS NATURAL	PETROLERO	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	EN OPERACI ON	TABASC O
49 2	BIOELÉCTR ICA DE OCCIDENTE , S. A. DE C. V.	COG.	04/06/09	E/822/CO G/2009	35.360	117.34	\$ 42,432.00	30/01/13	BAGAZO DE CAÑA	AZUCARERO	TURBINA DE VAPOR	EN CONSTR UCCION	NAYARI T
49 9	ENERGÍA SAN PEDRO, S. C. DE R. L. DE C. V	COG.	27/08/09	E/830/CO G/2009	2.000	16.64	\$ 1,800.00	15/04/12	GAS NATURAL	SERVICIOS	TURBINA DE GAS	EN CONSTR UCCION	NUEVO LEON
50 6	DESTILADO RA DEL PAPALOAP AN, S. A. DE C. V.	COG.	21/01/10	E/839/CO G/2010	8.000	27.20	\$ 9,600.00	05/02/10	BAGAZO DE CAÑA	QUIMICO	TURBINA DE VAPOR	EN CONSTR UCCION	OAXAC A
52 1	ATLATEC, S. A. DE C. V.	COG.	03/06/10	E/854/CO G/2010	1.049	7.35	\$ 944.10	25/11/10	BIOGAS	SERVICIOS	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACI ON	QUERET ARO
52 2	COMPANÍA CERVECER A DE COAHUILA, S. A. DE C. V.	COG.	03/06/10	E/855/CO G/2010	16.000	126.14	\$ 19,200.00	17/06/10	COMBUSTOLE O	ALIMENTOS	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACI ON	COAHUI LA
53 6	TALA ELECTRIC, S. A. DE C. V.	COG.	28/10/10	E/871/CO G/2010	25.000	99.70	\$ 30,000.00	01/04/12	BAGAZO DE CAÑA	AZUCARERO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACI ON	JALISC O
54 0	POLIOLES, S. A. DE C. V.	COG.	16/12/10	E/875/CO G/2010	2.500	16.75	\$ 3,000.00	31/01/11	GAS NATURAL	PETROQUIMICO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACI ON	ESTADO DE MEXICO
54 7	BIO PAPPEL, S.	COG.	03/03/11	E/882/CO G/2011	22.860	133.29	\$ 20,574.00	08/06/12	GAS NATURAL	PAPELERO	TURBINA DE GAS	EN OPERACI	DURAN GO

	A. B. DE C. V.											ON	
550	ATLATEC, S. A. DE C. V., PLANTA EL AHOGADO	COG.	14/04/11	E/885/COG/2011	2.852	21.20	\$ 2,566.80	05/05/12	BIOGAS	SERVICIOS	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION	JALISCO
560	SIGMA ALIMENTOS CENTRO, S. A. DE C. V., PLANTA ATTALAQUIA	COG.	24/08/11	E/896/COG/2011	3.183	19.72	\$ 2,864.70	19/09/11	GAS NATURAL	ALIMENTOS	COMBUSTION INTERNA	EN OPERACION	HIDALGO
564	BIO PAPPPEL, S. A. B. DE C. V., PLANTA ATENQUIQUE	COG.	08/09/11	E/900/COG/2011	15.500	42.02	\$ 18,600.00	27/10/11	LICOR NEGRO Y COMBUSTIBLE	PAPELERO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	JALISCO
565	PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA, COMPLEJO PROCESADOR DE GAS BURGOS	COG.	14/09/11	E/901/COG/2011	19.500	135.90	\$ 17,550.00	28/09/11	GAS RESIDUAL	PETROLERO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION	TAMAULIPAS
574	MINERA Y METALÚRGICA DEL BOLEO, S. A. DE C. V.	COG.	08/12/11	E/910/COG/2011	46.000	378.00	\$ 55,200.00	31/10/12	VAPOR	MINERO	TURBINA DE VAPOR	EN CONSTRUCCION	BAJA CALIFORNIA SUR
577	DESTILERÍA DEL GOLFO, S. A. DE C. V.	COG.	12/01/12	E/913/COG/2012	8.000	34.56	\$ 9,600.00	30/11/12	BAGAZO DE CAÑA	QUIMICO	TURBINA DE VAPOR	EN CONSTRUCCION	VERACRUZ
578	TLALNEPANTLA COGENERACIÓN, S. A. P. I. DE C. V.	COG.	12/01/12	E/914/COG/2012	28.000	233.02	\$ 25,200.00	01/08/12	GAS NATURAL	INDUSTRIAS DIVERSAS	TURBINA DE GAS	EN OPERACION	ESTADO DE MEXICO
582	HUIXTLA ENERGÍA, S. A DE C. V.	COG.	26/01/12	E/918/COG/2012	12.000	34.91	\$ 14,400.00	26/01/12	BAGAZO DE CAÑA	INDUSTRIAS DIVERSAS	TURBINA DE VAPOR	EN CONSTRUCCION	CHIAPAS
588	GRUPO CELANESE, S. DE R. L. DE C. V.,	COG.	24/04/12	E/924/COG/2012	14.990	99.19	\$ 13,491.00	22/08/13	GAS NATURAL	QUIMICO	TURBINA DE GAS	EN CONSTRUCCION	VERACRUZ

	COMPLEJO CANGREJE RA												
589	ASOCIACIÓN DE COLONOS DEL FRACCIONAMIENTO VALLE REAL, A. C.	COG.	26/04/12	E/925/COG/2012	0.200	1.30	\$ 180.00	11/05/12	GAS NATURAL	INDUSTRIAS DIVERSAS	TURBINA DE GAS	EN CONSTRUCCION	JALISCO
590	ENERGÍA MK KF, S. A. DE C. V.	COG.	10/05/12	E/926/COG/2012	35.930	270.28	\$ 32,337.00	30/08/13	GAS NATURAL	TEXTIL	TURBINA DE GAS	EN CONSTRUCCION	TAMAULIPAS
604	PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA, COMPLEJO PROCESADOR DE GAS POZA RICA	COG.	27/07/12	E/940/COG/2012	16.000	56.40	\$ 19,200.00	10/08/12	GAS NATURAL	PETROLERO	TURBINA DE VAPOR	EN OPERACION	VERACRUZ
615	CE G. SANBORNS, S. A. DE C. V.	COG.	27/09/12	E/951/COG/2012	1.154	8.71	\$ 1,038.60	23/04/13	GAS NATURAL	COMERCIO	COMBUSTION INTERNA	EN CONSTRUCCION	DISTRITO FEDERAL
623	ENERGÍA RENOVABLE DE CUAUTLA, S. A. DE C. V.	COG.	01/11/12	E/959/COG/2012	1.065	6.50	\$ 958.50	30/06/13	BIOGAS	INDUSTRIAS DIVERSAS	COMBUSTION INTERNA	POR INICIAR OBRAS	MORELOS
628	LÁMINAS ACANALADAS INFINITA, S. A. DE C. V.	COG.	22/11/12	E/964/COG/2012	6.000	33.95	\$ 5,400.00	08/12/13	GAS NATURAL	MANUFACTURERO	TURBINA DE GAS	EN OPERACION	ESTADO DE MEXICO
638	BIO PAPPAL PRINTING, S. A. DE C. V.	COG.	10/01/13	E/974/COG/2013	40.375	343.07	\$ 36,337.50	17/01/13	GAS NATURAL	PAPELERO	TURBINA DE GAS	EN CONSTRUCCION	VERACRUZ
650	EMPAQUES MODERNOS SAN PABLO, S. A. DE C. V.	COG.	21/03/13	E/986/COG/2013	6.000	35.50	\$ 5,400.00	19/08/13	GAS NATURAL	PAPELERO	TURBINA DE GAS	EN CONSTRUCCION	ESTADO DE MEXICO
651	SKY EPS SUPPLY, S. A. DE C. V.	COG.	21/03/13	E/987/COG/2013	10.200	85.78	\$ 9,180.00	31/07/13	GAS NATURAL	INDUSTRIAS DIVERSAS	TURBINA DE GAS	EN CONSTRUCCION	PUEBLA

	MW	GWh	MILES DE DÓLARES
TOTAL GENERACION	27,535	169,698	33,761,390
TOTAL IMPORTACION	256	1,266	17,680
TOTAL EXPORTACION	2,937	20,253	3,428,199
TOTAL AUTORIZADA	30,727	191,216	37,207,269

Anexo D

**Guía Práctica de Trámites y Permisos
para Proyectos de Cogeneración de
Energía Eléctrica en México**

Trámites y permisos aplicables a los proyectos de cogeneración.

Esta Guía Práctica presenta de manera breve los requisitos que deben cumplirse para iniciar proyectos de cogeneración, por lo cual resulta pertinente mencionar que la LSPEE prevé, que para el autoabastecimiento de energía eléctrica que exceda los 500 kW¹⁶ o para centrales eléctricas que requieran hacer uso temporal del SEN para transportar energía a sus puntos de carga, se requerirá del otorgamiento de un permiso de generación de energía eléctrica por la CRE¹⁷. Asimismo, la LSPEE establece para la cogeneración de energía eléctrica que el solicitante de un permiso, se obligue a poner a disposición de la CFE sus excedentes de producción de energía eléctrica¹⁸, entendiéndose que para fuentes firmes, se entiende por excedente de energía eléctrica del permisionario, es la energía final que resulta después de abastecer sus cargas locales y remotas. En este caso, si el permisionario lo considera conveniente, puede celebrar un convenio de compraventa de excedentes de energía eléctrica (energía económica) con la CFE¹⁹. En congruencia con lo anterior, para fuente de energía renovable se tienen excedentes de energía cuando la potencia entregada por la fuente de energía en el punto de interconexión es mayor que la potencia de compromiso del permisionario y la energía no compensada se convierte en excedente²⁰. Por otro lado, como se mencionó previamente, los permisos de cogeneración de energía eléctrica otorgados de acuerdo con las definiciones establecidas en el Artículo 36, Fracción II, de la LSPEE, siempre y cuando cumplan con el criterio de eficiencia²¹ que establezca la CRE²², serán partícipes de los beneficios establecidos para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables mencionados en el apartado 6 anterior, entendiéndose por tanto que se trata de un sistema de cogeneración eficiente. Los permisionarios que no acrediten sus sistemas de cogeneración como de cogeneración Eficiente de conformidad con los criterios establecidos por la CRE, deberán firmar con CFE un contrato de interconexión como fuente de energía convencional.

16 LSPEE, Artículo 39.

17 LSPEE, Artículo 36, Inciso 2.

18 LSPEE, Artículo 36, Fracción II, Inciso b.

19 Convenio de compraventa de excedentes de energía eléctrica (energía económica).

<http://www.cre.gob.mx/documento/1319.pdf>.

20 Contrato de interconexión para centrales de generación de energía eléctrica con energía renovable o Cogeneración Eficiente, Cláusula segunda, <http://www.cre.gob.mx/documento/1328.pdf>.

21 RES-003-2011, Metodología para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de Cogeneración de energía eléctrica y criterio de eficiencia para determinar a la “Cogeneración Eficiente”

22 LAERFTE, Artículo 20.

Resumen de trámites.

MODALIDAD	CAPACIDAD kW	PERMISO CRE	INTERCONEXIÓN CFE
GENERADORES	$10 > kW \leq 30$ (pequeña escala)	No requiere permiso de cogeneración	Requiere contrato de interconexión
	$30 > kW \leq 500$ (mediana escala)	No requiere permiso de cogeneración	Requiere contrato de interconexión
PERMISIONARIOS	$> 500 \text{ kW}$	Requiere permiso de cogeneración	Requiere contrato de interconexión, convenio de instalaciones y cesión; y convenio de servicios de transmisión ¹
	Cogeneración eficiente De acuerdo al cumplimiento con criterios mínimos de eficiencia determinados por la CRE	Requiere permiso de cogeneración y acreditación de cogeneración eficiente	Requiere contrato de interconexión, convenio de instalaciones y cesión; y convenio de servicios de transmisión ¹

Elaborado por CONUEE. Fuente: CRE.

Generadores.

Los proyectos con capacidad instalada menor de 500 kW y que no consideran hacer uso del SEN para transportar energía eléctrica a sus centros de consumo, no requieren de un permiso de generación de energía eléctrica otorgado por la CRE. Asimismo, si estos proyectos cuentan con un contrato vigente de servicio público de energía eléctrica con la CFE, son considerados de mediana o pequeña escala, dependiendo del tipo de servicio y capacidad de generación. Como se menciona en el glosario de términos, se considera a un generador como la persona física o moral que cuente con un equipo de generación eléctrica con fuente de energía renovable o aquellas personas físicas o morales que cuenten con un sistema de cogeneración en pequeña²³ o mediana escala²⁴ En congruencia con lo antes mencionado, incluso cuando los generadores de pequeña y mediana escala no requieren del otorgamiento de un permiso de generación de energía eléctrica por la CRE, sí necesitan celebrar un Contrato de Interconexión al SEN con la CFE. Por otro lado, los generadores que quieran acreditar sus sistemas de cogeneración como de cogeneración eficiente, deberán solicitar el otorgamiento de un permiso de generación de energía eléctrica con la CRE.

Generadores con sistemas de cogeneración en pequeña escala.

Se considera pequeña escala al proyecto cuya potencia máxima a instalar dependerá del tipo de servicio, y no podrá ser mayor a lo siguiente:

- Para usuarios con servicio de uso residencial, hasta 10 kW.
- Para usuarios con servicio de uso general en baja tensión, hasta 30 kW.

La interconexión a la red eléctrica del suministrador, de las fuentes de energía renovable y Generadores con sistemas de pequeña escala se hará en tensiones menores o iguales a 1 kV.

Generadores con sistemas de cogeneración en mediana escala.

Se considera mediana escala al proyecto cuya potencia máxima a instalar dependerá del tipo de servicio, y no podrá ser mayor a la carga contratada con la CFE y estará limitada hasta 500 kW. La interconexión a la red eléctrica del suministrador, de las fuentes de energía renovable y Generadores con sistemas de cogeneración en mediana escala se hará en tensiones mayores a 1 kV y menores a 69 kV.

Procedimiento de interconexión para generadores con sistemas de cogeneración en pequeña y mediana escala.

Los trámites necesarios para generadores tanto de pequeña como de mediana escala, son similares, sólo con algunas diferencias que se indican a continuación.

- a) Unidad Administrativa ante la que se presenta y resuelve el Contrato de Interconexión

La Solicitud de Contrato de Interconexión se presenta en la oficina de la Zona de Distribución de la CFE que corresponda.

23 Contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de Cogeneración en pequeña escala.
<http://www.cre.gob.mx/documento/1770.pdf>.

24 Contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de Cogeneración en mediana escala.
<http://www.cre.gob.mx/documento/1333.pdf>.

- b) Pasos para la interconexión con el SEN25.
 - Presentar ante la CFE una solicitud para interconexión al sistema (Trámite: CFE-00-003-A). El proceso desde que se presenta la solicitud hasta la firma del Contrato toma 90 días naturales.
 - Con base en la solicitud, la CFE realizará un estudio de factibilidad del proyecto de interconexión y entregará una notificación con los resultados del estudio por escrito, indicando los requerimientos técnicos para la interconexión.
 - Presentar ante CFE para su aprobación, la Ingeniería Básica del proyecto.
 - CFE otorga la Autorización de Ingeniería básica en un plazo de 20 días hábiles.
 - Firmar el Contrato de Interconexión para sistemas de cogeneración en pequeña²⁶ o mediana escala²⁷ según sea el caso.
 - CFE instala los medidores y equipos de medición para medir la energía entregada por el Generador a CFE y la que entregue CFE al Generador.

- c) Condiciones del Contrato de Interconexión.

El contrato de interconexión entre la CFE y los Generadores de pequeña y mediana escala se suscribe bajo las siguientes condiciones:

- Las inversiones necesarias para la construcción de las instalaciones o equipos que técnicamente sean necesarios serán a cargo del Generador.
- El Generador pagará la diferencia entre el costo del equipo necesario para realizar la medición neta y el costo del equipo convencional que instalaría la CFE para la entrega de energía eléctrica que corresponda.

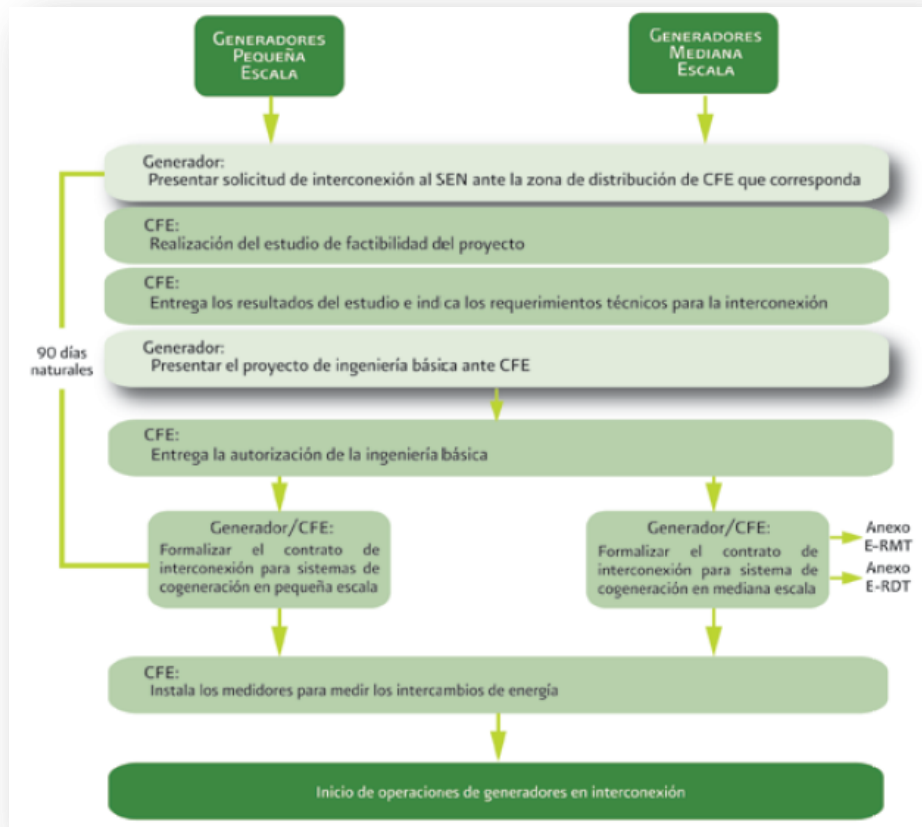
- El Generador se obliga a mantener vigente un contrato de suministro de energía eléctrica en la tarifa aplicable durante todo el tiempo que dure la interconexión con la red de la CFE.
- Para fines de facturación, el consumo de kWh del Generador, se determinará como la diferencia entre la energía eléctrica entregada por la CFE y la energía entregada por el Generador a la CFE. La compensación se realizará de acuerdo al precio de la energía en la tarifa que se generó contra el precio cuando se consumió, y podrá compensarse entre los mismos o diferentes periodos horarios. Cuando la diferencia sea negativa, se considerará como un crédito a favor del Generador que podrá ser compensado dentro del período de 12 meses siguientes; de no efectuarse en ese periodo, el crédito será cancelado y el Generador renuncia a cualquier pago por este concepto.

25 Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para Generadores o Permissionarios con fuentes de energías renovables o Cogeneración Eficiente (22 de Mayo, 2012). <http://www.cre.gob.mx/documento/2195.pdf>.

26 Modelo de contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de Cogeneración en pequeña escala. <http://www.cre.gob.mx/documento/1770.pdf>

27 Modelo de contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de Cogeneración en mediana escala. <http://www.cre.gob.mx/documento/1333.pdf>

- d) Tiempo de respuesta oficial del Contrato de Interconexión.
- El proceso desde que se presenta la solicitud de contrato de interconexión ante CFE hasta la firma del Contrato toma 90 días naturales.
- e) Vigencia del Contrato de Interconexión.
- La vigencia del contrato de interconexión es indefinida.



Elaborado por CONUEE. Fuente: CRE.

Permissionarios.

Como se definió en el glosario de términos, un permissionario es una persona física o moral que solicitó y obtuvo de la CRE el permiso necesario para generar energía eléctrica bajo alguna de las modalidades establecidas en la LSPEE28 que no corresponden a servicio público. En este sentido, como se mencionó en el Apartado 7 y para sistemas de cogeneración con capacidad mayor de 500 kW, que se interconecten en tensiones mayores a 1 kV y hasta 400 kV, que requieran hacer uso del SEN para portear energía a sus puntos de carga y que decidan acreditarse como cogeneración eficiente, deberán solicitar el otorgamiento del permiso de cogeneración de energía eléctrica con la CRE antes de solicitar un contrato de interconexión con la CFE.

Procedimiento de interconexión para sistemas de cogeneración que requieren permiso de la CRE.

A continuación se explican los trámites necesarios para cumplir con el marco legal vigente antes de iniciar la operación de un sistema de cogeneración:

- a) Presentación de solicitudes para iniciar trámites de permiso de generación de energía eléctrica y contrato de interconexión:
 - Solicitud de permiso de cogeneración
 - Unidad administrativa que resuelve: Dirección General de Electricidad y Energías Renovables. La documentación necesaria se presenta en la Ventanilla de Oficialía de Partes de la CRE, con dirección:

Horacio #1750, Col. Los Morales Polanco, C.P. 11510, México, D.F. Horario de atención: lunes a jueves de 9:00 a 18:45 horas. Viernes de 9:00 a 14:00 horas.

- Solicitud de contrato de interconexión.
 - Unidad Administrativa responsable: Subdirección de Programación.
Responsable para consultas o quejas: Subgerente de Evaluación de Proyectos de la CFE.
Dirección: Paseo de la Reforma #164, Piso 10, Col. Juárez, C.P. 06600. Del. Cuauhtémoc, México, D.F.
Horario de atención: lunes a viernes de 9:00 a 14:00 horas y de 16:30 a 18:00 horas.
- b) Pasos para la interconexión con el SEN.
 - Previo a la solicitud formal de contrato de interconexión con la CFE, se recomienda gestionar ante la Subdirección de Programación de la CFE, un estudio de pre-factibilidad.
 - La CFE entrega el Reporte del estudio de pre-factibilidad en un plazo de hasta 60 días hábiles, dependiendo del tamaño del proyecto.
 - En caso de que el sistema de cogeneración no corresponda a fuente de energía renovable y requiera hacer uso del SEN para portear energía a sus puntos de carga, es necesario presentar ante la CFE la solicitud para el correspondiente estudio de porteo²⁹ para determinar el costo de transmisión de la energía eléctrica entre la fuente y los puntos de carga. La CFE entrega el resultado del estudio de porteo en un plazo de 45 días hábiles.

28 LSPEE, Artículo 3.

29 Procedimiento para solicitar el estudio para la determinación de los cargos por los servicios de transmisión a voltajes mayores y menores a 69 kV que presta Comisión Federal de Electricidad (CFE).

<http://www.cre.gob.mx/documento/1325.pdf>

- Presentar ante la CFE una Solicitud de Servicios de Transmisión para iniciar las gestiones hacia la firma del contrato de interconexión y convenios asociados.
- Con base en la Solicitud de Servicios de transmisión, la CFE realiza un estudio de factibilidad con un tiempo de respuesta de hasta 60 días hábiles, dependiendo del tamaño del proyecto, y entrega el resultado del Estudio de Factibilidad.
- Solicitar el permiso generación de energía eléctrica bajo la modalidad de Cogeneración de energía eléctrica ante la CRE. Para estos efectos, el solicitante deberá entregar el formato correspondiente debidamente requisitado, así como la documentación que en el mismo se solicita³⁰.
- Si la solicitud de permiso se entrega debidamente requisitada y se cumple con la presentación de la documentación solicitada completa, la CRE otorga el Título del Permiso de Cogeneración de energía eléctrica en un plazo de 50 días hábiles después de admitir a trámite la solicitud de permiso (integración del expediente de solicitud).
- Dado el caso que el permisionario quiera solicitar la acreditación de cogeneración Eficiente a la CRE, necesitará cumplir con los requisitos que se mencionan en el Apartado 8 de esta Guía.
- Presentar ante la CFE para su aprobación, la Ingeniería Básica del proyecto.
- La CFE otorga la Autorización de Ingeniería básica en un plazo de 20 días hábiles.
- Presentar ante la Subdirección de Programación de la CFE la solicitud de Contrato de Interconexión al SEN (Trámite CFE-00-003-A). El proceso toma 90 días naturales.
- Firma del Contrato de Interconexión y sus convenios asociados, correspondientes, esto es en función de si se trata de una fuente renovable³¹ o no renovable³².
- Los sistemas de cogeneración que sean acreditados como de cogeneración eficiente por la CRE, pueden firmar el contrato de interconexión para fuentes renovables³³ con la CFE, incluyendo

los Anexos correspondientes, el Convenio de Instalaciones y Cesión³⁴ (se solicita directamente con la CFE) y, en su caso, el correspondiente Convenio de Servicios de Transmisión³⁵.

30 Formato CRE-DGE-002. Solicitud de permiso de Cogeneración de energía eléctrica.

<http://www.cre.gob.mx/documento/1292.pdf>

31 Contrato de interconexión para centrales de generación de energía eléctrica con energía renovable o Cogeneración Eficiente. <http://www.cre.gob.mx/documento/1328.pdf>.

32 Contrato de Interconexión. <http://www.cre.gob.mx/documento/1316.pdf>

33 Contrato de interconexión para centrales de generación de energía eléctrica con energía renovable o Cogeneración Eficiente. <http://www.cre.gob.mx/documento/1328.pdf>

34 El Convenio de Instalaciones y Cesión se suscribe para la regulación específica de las obras que se requieran realizar para la interconexión. Trata el presupuesto para las mismas, el programa de construcción y el programa de cesión de instalaciones por parte del Permisionario a favor de CFE. Dicho convenio forma parte del Contrato de Interconexión como Anexo G-RC.

35 Convenio para el Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica para Fuente de Energía.

<http://www.cre.gob.mx/documento/1329.pdf>.

- El permisionario puede llevar a cabo por su cuenta o a través de terceros las obras necesarias para la interconexión con la supervisión de CFE, para lo cual es necesario tramitar un Convenio de Supervisión de Construcción. Dado el caso que el Generador decida contratar a CFE para llevar a cabo las obras, será necesario tramitar un Contrato de Construcción.
- Tanto para el Convenio de Supervisión de Construcción como para el Contrato de Construcción, la CFE entregará un presupuesto estimado en un plazo de 20 días hábiles.
- Ejecutar las obras y requerir autorización de la CFE para realizar pruebas de interconexión.
- Comunicar por escrito a la CFE la fecha de inicio de operaciones para su aprobación.
- Con autorización de la CFE, el permisionario puede iniciar operaciones normales.

c) Condiciones del Contrato de Interconexión.

El contrato de interconexión entre la CFE y el permisionario que cuente con un sistema de Cogeneración que esté acreditado como de cogeneración eficiente o no, se suscribe bajo las siguientes condiciones:

- Las inversiones necesarias para la construcción o adecuación de líneas de transmisión, subestaciones y otras instalaciones o equipos que técnicamente sean necesarios para lograr la interconexión objeto de este contrato, correrán a cargo del permisionario, quien además será responsable del diseño y construcción de las instalaciones requeridas, conforme a lo dispuesto en el Convenio de Instalaciones y Cesión.
- El permisionario deberá coordinarse con el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) para cualquier cuestión operativa, en particular, para conectarse con el SEN, participar en la regulación primaria y de voltaje del SEN, de acuerdo con las capacidades del sistema de cogeneración y las condiciones del SEN.
- Los proyectos de interconexión deberán operar dentro de los rangos permisibles de perturbación de frecuencia, tensión y corriente para no afectar la calidad del suministro de la energía eléctrica de la CFE³⁶.
- Para sistemas que requieren hacer uso del SEN para portear energía a sus puntos de carga, el personal operativo de la central de cogeneración del permisionario deberá obtener la constancia de acreditación de la aplicación de las REDOSEN.
- En caso de emergencia en el SEN, la energía que la CFE solicite y reciba del sistema de cogeneración, en adición a la que tuviera derecho por cualquiera de los convenios, será objeto

de una contraprestación a favor del permisionario a valor de mercado, el cual se determinará como 1.5 veces el precio medio de venta en el mes, de la tarifa aplicable a la tensión en que se presta el servicio, de la región correspondiente.

- La CFE entregará al permisionario, dentro de los 10 días hábiles posteriores al cierre de cada periodo mensual, un estado de cuenta que muestre todos los datos necesarios para la determinación de los pagos, en el cual incluirá los pagos a efectuar por cada una de las partes.
 - El monto de los pagos que aparecerán en las facturas que emitan tanto la CFE como el permisionario, relacionadas con los diferentes aspectos del Contrato de Interconexión correspondiente, se definirán en los respectivos convenios que para tales efectos celebren.
 - La determinación de los cargos correspondientes a los servicios de transmisión que preste la CFE a los permisionarios, se hará conforme a la metodología correspondiente, esto es, para fuente renovable³⁷ o fuente no renovable³⁸, considerando para esta última el estudio de porteo elaborado por la CFE previamente.
 - El permisionario, en un plazo de 5 días hábiles contados a partir de la recepción del estado de cuenta, entregará a la CFE la factura correspondiente a las distintas entregas de energía. En el mismo plazo la CFE entregará al permisionario la factura que corresponda a los servicios prestados.
 - Dado el caso que el permisionario requiera transferir los derechos del permiso de Cogeneración de energía eléctrica a un tercero, debe solicitar este trámite a la CRE mediante formato debidamente requisitado y entrega de la documentación solicitada en el mismo³⁹.
- d) Documentos anexos solicitados en el formato CRE-DGE-00240 para solicitar el otorgamiento del permiso de cogeneración de energía eléctrica con la CRE.
- Documentación que acredite la existencia legal del solicitante o, en su caso, de los copropietarios de las instalaciones.
 - Testimonio del poder notarial del representante legal, en su caso.
 - Descripción en términos generales del proyecto, incluyendo las características de la planta y de las instalaciones accesorias.
 - Información relativa al uso de aguas nacionales, en su caso.
 - Información concerniente al cumplimiento de normas en materia ecológica.
 - Información sobre el uso del suelo.
 - Documentación que acredite la propiedad, posesión o autorización para el aprovechamiento de la superficie que ocuparán las instalaciones o, en su defecto, informe acerca de los actos jurídicos previstos para tal efecto.
 - Programa de obra, incluyendo las fechas de inicio y terminación de las obras respectivas, como también la fecha de puesta en servicio y considerando, en su caso, las etapas sucesivas.
 - Sistemas de seguridad de las instalaciones y consideraciones de protección civil.
 - Carta dirigida a la CRE, en la que la solicitante se obligue a poner a disposición de la CFE, los excedentes de energía eléctrica que, en su caso, lleguen a generar.
 - Descripción general del proceso.
 - Diagrama del proceso y balance térmico.
 - Croquis de las líneas de transmisión que se requieren, en su caso.
 - Convenio celebrado para llevar a cabo el proyecto o el instrumento en que conste la sociedad constituida para tal efecto.

- Comprobante del pago de derechos, para el caso de sistemas de cogeneración que no utilicen fuentes de energía renovable⁴¹.

37 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. <http://www.cre.gob.mx/documento/1327.pdf>.

38 Metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica. <http://www.cre.gob.mx/documento/1324.pdf>.

39 Solicitud de autorización para la transferencia de los derechos derivados del permiso. <http://www.cre.gob.mx/documento/1301.pdf>.

40 <http://www.cre.gob.mx/documento/1292.pdf>

- e) Documentos para solicitar el Contrato de Interconexión con la CFE, ya sea para fuente renovable⁴² o no renovable⁴³.
 - Copia del título de Permiso otorgado por la CRE.
 - Descripción de la ubicación y las características técnicas de las instalaciones que conforman el punto de interconexión.
 - Descripción de la ubicación y las características eléctricas de las instalaciones donde se encuentran cada uno de los puntos de carga del permisionario.
 - Características de los equipos de medición y comunicación.
 - Convenio de Instalaciones y Cesión, aprobado por la CRE.
- f) Tiempo de respuesta oficial.

El proceso desde que se presenta la solicitud de Contrato de Interconexión ante CFE hasta la firma del Contrato toma 90 días naturales. Por su parte, la CRE analizará y resolverá la solicitud de permiso dentro de un plazo de 50 días hábiles contados a partir del día siguiente a la integración del expediente correspondiente.

- g) Vigencia del permiso de Cogeneración de energía eléctrica y del contrato de interconexión.

La vigencia del permiso de cogeneración de energía eléctrica es indefinida, en este sentido, la vigencia del contrato de interconexión dependerá de la vigencia del permiso de cogeneración otorgado por la CRE.

Para el caso de aquellos sistemas de cogeneración que hayan sido acreditados como de cogeneración eficiente, la vigencia del contrato de interconexión⁴⁴, dependerá de la vigencia de la acreditación en función de la capacidad instalada del sistema de cogeneración, considerando que esta acreditación puede ser renovada⁴⁵.

41 Ley Federal de Derechos, Artículo 56. <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/107.pdf>.

42 Contrato de interconexión para centrales de generación de energía eléctrica con energía renovable o Cogeneración Eficiente. <http://www.cre.gob.mx/documento/1328.pdf>

43 Contrato de Interconexión. <http://www.cre.gob.mx/documento/1316.pdf>

44 <http://www.cre.gob.mx/documento/1328.pdf>

45 Disposiciones generales para acreditar sistemas de Cogeneración como de Cogeneración Eficiente. <http://www.cre.gob.mx/documento/2300.pdf>

Interconexión de sistemas de cogeneración que requieren el uso del SEN para portear energía a sus puntos de carga.



Acreditación de cogeneración eficiente.

Como ya se ha mencionado previamente en esta Guía, los permisos de generación de energía eléctrica otorgados de acuerdo con las definiciones establecidas en el Artículo 36, Fracción II, de la LSPEE, siempre y cuando cumplan con el criterio de eficiencia que establezca la Comisión, serán partícipes de los beneficios establecidos para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, (ver Apartado 6), entendiéndose por tanto que se trata de un Sistema de cogeneración eficiente. En este sentido, una vez que el permisionario cuente con el permiso de cogeneración de energía eléctrica, puede solicitar a la CRE la acreditación de su sistema de cogeneración como de cogeneración eficiente, tal como lo establecen las Disposiciones Generales para acreditar sistemas de cogeneración como de cogeneración eficiente 46. Asimismo, las Disposiciones Generales prevén la figura de personas autorizadas por la CRE que evalúen los sistemas de cogeneración de los permisionarios interesados en obtener la acreditación de cogeneración eficiente. De lo anterior, las personas interesadas que cuenten

con formación profesional adecuada y capacitación en el uso de los equipos de medición correspondientes, podrán solicitar ante la CRE la autorización para realizar la medición de las variables en los sistemas de cogeneración. Los requisitos y el procedimiento de autorización para estas personas se encuentran en las Disposiciones Generales. Con respecto a los sistemas de cogeneración, las Disposiciones Generales establecen que tanto los sistemas que producen energía eléctrica directa o indirecta, a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos, como aquellos que producen energía eléctrica directa o indirecta, utilizando combustibles producidos en los propios procesos, son considerados como eficientes siempre y cuando no utilicen un combustible fósil adicional para la generación de energía eléctrica, o bien se trate de procesos de la industria petrolera, los cuales deberán ser evaluados mediante los criterios establecidos en las mismas Disposiciones Generales. Las personas autorizadas deberán realizar la evaluación del sistema de cogeneración con el objeto de constatar, entre otros, que en el proceso de cogeneración se aproveche energía térmica para la generación de energía eléctrica o que se utilicen combustibles no necesariamente producidos en el mismo proceso para la generación de energía eléctrica.

- a) Pasos para la acreditación de un sistema de cogeneración como de Cogeneración Eficiente.
 - El permisionario debe contratar a una persona autorizada por la CRE para realizar la medición de las variables energéticas F, E y H, previstas en las Disposiciones Generales.
 - Una vez realizadas las mediciones, la persona autorizada entrega al permisionario el reporte técnico mediante el formato expedido por la CRE.
 - El permisionario solicita ante la CRE la acreditación del sistema de cogeneración como de Cogeneración Eficiente entregando el reporte técnico emitido por la persona autorizada, el formato de solicitud expedido por la CRE debidamente requisitado y los documentos anexos requeridos en la misma solicitud.
 - La CRE evaluará la solicitud en un plazo de 20 días hábiles y, en caso de que el sistema cumpla con los criterios mínimos de eficiencia⁴⁷, otorgará la acreditación de Cogeneración Eficiente.

⁴⁶ Disposiciones generales para acreditar sistemas de Cogeneración como de “Cogeneración Eficiente”.

<http://www.cre.gob.mx/documento/2300.pdf>

⁴⁷ Metodología para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de Cogeneración de energía eléctrica y los criterios para determinar la Cogeneración Eficiente. <http://www.cre.gob.mx/documento/2299.pdf>

- b) Documentos para solicitar la acreditación de un sistema de cogeneración de energía eléctrica como de Cogeneración Eficiente.

Los permisionarios deberán presentar a la CRE la información y documentación siguientes:

- El formato de solicitud de acreditación de Cogeneración Eficiente expedido por la CRE, debidamente requisitado.
- Original o copia certificada del instrumento jurídico que acredite la personalidad y facultades del representante legal del permisionario.
- Escrito libre a la CRE en el que se informe sobre las condiciones técnicas del sistema de cogeneración que ampara el permiso correspondiente, indicando si ha sufrido modificaciones con posterioridad a su otorgamiento que no hayan sido autorizadas por la CRE.
- Reporte técnico a través del formato técnico para levantamiento de parámetros-insumo en el cálculo de la eficiencia de sistemas de cogeneración, requisitado por la persona autorizada por la CRE para realizar la medición de variables en los sistemas de cogeneración.

- Diagrama de todo el proceso de Cogeneración que incluya la propuesta de los puntos de medición para las variables energéticas F, E y H señaladas en las Disposiciones Generales, así como el balance térmico.
- c) Consideraciones para sistemas de cogeneración, cuyas obras estén por iniciar o en proceso de construcción, para la acreditación como de Cogeneración Eficiente.
- Contar con un permiso vigente de generación de energía eléctrica bajo la modalidad de cogeneración otorgado por la CRE o, en su caso, por la SENER, bajo alguna de las tres formas distintas para cogenerar definidas por la LSPEE.
 - Los permisionarios que cuenten con sistemas de cogeneración cuyas obras estén por iniciar o en proceso de construcción, podrán solicitar la acreditación ante la CRE como Cogeneración Eficiente antes del inicio de la operación del sistema, por lo que estarán en posibilidad de firmar el contrato de interconexión con la CFE contando con la acreditación de Cogeneración Eficiente. En este caso, los permisionarios contarán con un plazo de 6 meses a partir del inicio de la operación comercial del sistema de cogeneración, durante el cual deberán presentar la información que permita verificar el cumplimiento del criterio de eficiencia establecido por la CRE y lo establecido en el reporte técnico por la persona autorizada (ver punto 4 del inciso anterior).
 - El incumplimiento por parte del permisionario de los criterios mínimos de eficiencia, establecidos en la Metodología para el cálculo de la eficiencia de los Sistemas de Cogeneración de energía eléctrica y los criterios para determinar la Cogeneración Eficiente, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 22 de febrero de 2012, será causal de revocación del Modelo de contrato de interconexión para centrales de generación de energía eléctrica con Cogeneración Eficiente y tendrá la obligación de reintegrar a la CFE los beneficios económicos obtenidos en cuanto a los costos reducidos de transmisión y reducción de la facturación eléctrica de las cargas del proyecto en cargos por demanda facturable al servicio público.
- d) Tiempo de respuesta oficial.

La CRE analizará y resolverá la solicitud de acreditación del sistema como de Cogeneración Eficiente en el plazo de 20 días hábiles contados a partir del día siguiente a la integración del expediente correspondiente a la solicitud de acreditación.

- e) Vigencia.

La vigencia de la acreditación como de Cogeneración Eficiente, para sistemas de cogeneración en operación, estará determinada por la capacidad de generación de energía eléctrica autorizada en el permiso correspondiente expedido por la CRE, conforme a lo siguiente:

CAPACIDAD DEL SISTEMA (MW)	VIGENCIA (AÑOS)
Capacidad > 0.03 - < 0.5 MW	5
Capacidad > 0.5 - < 30 MW	3
Capacidad ≥ 30 - < 100 MW	2
Capacidad ≥ 100 MW	1

Trámites adicionales.

Existen otros trámites y requisitos adicionales a los explicados en la presente Guía Práctica que son necesarios para llevar a cabo proyectos de cogeneración; estas gestiones están relacionadas con el uso de combustible, impacto ambiental y uso de agua, entre otros. Para información detallada sobre estos aspectos, la Conuee ha preparado también la Guía de Gestiones para Implementar una Planta de Cogeneración en México, la cual incluye de manera desglosada los procedimientos y trámites necesarios que a continuación se mencionan:

- Constitución como sociedad.
- Obtención de licencias de uso de suelo y construcción.
- Cambio de uso de agua y descarga de aguas residuales (Conagua).
- Manifestación de impacto ambiental (Semarnat).
- Aseguramiento de suministro de combustibles (gas natural, Pemex).
- Reportes de actividades durante la operación que se presentan ante diversas instituciones por motivos estadísticos (INEGI, Semarnat, CRE).

La Guía de Gestiones para Implementar una Planta de Cogeneración en México se puede consultar en el sitio web de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de Energía, disponible en www.conuee.gob.mx.