



44
**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES

CAMPUS ARAGÓN

**SISTEMAS DE COGENERACIÓN PARA EL AHORRO
DE ENERGÍA EN LA INDUSTRIA**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO MECANICO
ELECTRICO**

P R E S E N T A :

ALEJANDRO MORA CAMPOS

**ASESOR DE TESIS :
ING. JORGE ANTONIO RODRIGUEZ LUNA**

MÉXICO

2000



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES ARAGON - UNAM

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES ARAGON - UNAM

JEFATURA DE CARRERA DE INGENIERIA MECANICA ELECTRICA

OFICIO ENAR/JAME/EXT. 188/99

ASUNTO: Aviso de fecha de Examen profesional

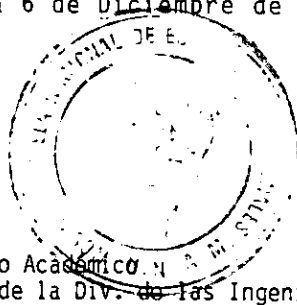
LIC. MA. TERESA LUNA SANCHEZ
JEFA DEL DEPARTAMENTO DE SERVICIOS ESCOLARES
P R E S E N T E

Por este conducto me permito solicitar a usted su valioso apoyo para poder realizar el Examen Profesional del alumno ALEJANDRO-MORA CAMPOS, registrado con la cuenta número 9011052-2m para el próximo 12 de enero del 2000 a las 11:00 horas en el Colegio Sa leciano.

Sin otro particular de momento, reciba un cordial saludo.

A T E N T A M E N T E
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Bosques de Aragón, Estado de México a 6 de Diciembre de 1999.
EL JEFE DE LA CARRERA

ING. IVAN MUÑOZ SOLIS



c.c.p. Lic. Alberto Ibarra Rosas.- Secretario Académico.
c.c.p. M. en C. Daniel Aldama Avalos.- Jefe de la Div. de las Ingenierías
c.c.p. Alumno

IMS/ala

DEDICATORIA

♣ Al Creador:

Por haberme obsequiado la oportunidad de existir y permitir instruirme en el Gran Libro de la Sabiduría; aunque solo en una ínfima porción.

♣ A la U.N.A.M.:

Por ser el crisol donde convergen Amor, Libertad y Sabiduría y de donde emergen las personalidades que han forjado el destino de mi Patria.

♣ A mis Padres:

Antonia Campos Alvarado
Maglodio Mora Zavala

Por brindarme los mejores obsequios: el Amor y la Educación, por el esfuerzo que realizaron para que concluyera esta etapa de mi vida; así como, por inculcarme a asumir con compromiso cada una de mis acciones.

♣ A mis Hermanos:

Hugo César Mora Campos
Guadalupe Mora Campos
Rafael Mora Campos

Porque al crecer a su lado, solo encontré en ellos amor fraterno y apoyo en cada una de mis decisiones.

♣ A mis Cuñados:

Patricia Balbina Cámara Pérez
Julio César Valdez Castro

Porque, dentro de sus limitaciones, han sabido hacer felices a mis hermanos.

♣ A mis Sobrinos:

Andrea Lizeth Valdez Mora
Miguel Angel Mora Cámara

Porque su felicidad renueva mis deseos de dar el mejor de mis esfuerzos.

♣ A mi Familia:

Mora Zavala y Campos Alvarado

Por todo el apoyo que me han brindado para superarme día con día.

♣ A los Profesores:

Que han tenido que ver directa o indirectamente en mi formación académica, y que no han escatimado respecto a Conocimientos, Experiencia y Consejos.

♣ A mis Amigos:

Silvio J. Villajuana, Julián Alcántara, Iván Muñoz, Alfredo Velasco, Verónica Mejía, Luis A. Canelo, Héctor Flores, y otros, en los cuales he hallado apoyo incondicional.

♣ Al Amor:

Que al personificarse en una Mujer, es eterna fuente de inspiración e ilusión de cada día ser mejor.

♣ Al Ing. Jorge A. Rodríguez Luna:

Por su apoyo y dedicación en la elaboración del presente trabajo.

♣ A los Trabajadores del 5° Turno de Vigilancia:

Porque en todos los momentos de mi vida laboral, me han apoyado de manera incondicional.

GRACIAS.

INDICE GENERAL

PAGINA

Objetivos.....	i
Introducción.....	ii

1. SISTEMAS DE COGENERACION

Introducción a los sistemas de cogeneración.....	1
1.1 Definición de cogeneración.....	1
1.2 Beneficios de la cogeneración.....	3
1.3 Clasificación de los sistemas de cogeneración.....	7
1.4 Descripción de los principales sistemas de cogeneración.....	8
1.4.1 Cogeneración con turbinas de vapor.....	8
1.4.2 Cogeneración con turbinas de gas.....	9
1.4.3 Cogeneración con ciclo combinado.....	10
1.4.4 Cogeneración con motor alternativo.....	10

2. CICLOS TERMODINAMICOS

Ciclos termodinámicos utilizados en cogeneración.....	11
2.1 Esquemas con turbina de vapor (Ciclo Rankine).....	11
2.1.1 Eficiencia ciclo de Rankine.....	13
2.2 Esquema con turbina de gas (Ciclo Brayton).....	14
2.3 Motor alternativo diesel.....	21
2.3.1 Ciclo Otto.....	22
2.3.2 Ciclo Diesel.....	25
2.4 Calderas de recuperación de calor.....	27
2.4.1 Calderas de recuperación de calor sin postcombustión...30	
2.4.2 Calderas de recuperación de calor con postcombustión..31	
2.4.3 Calderas de recuperación de calor con máxima postcombustión.....	31
2.4.4 Temperatura mínima de corrosión.....	32
2.4.5 Determinación de la producción de vapor en una caldera de recuperación de calor.....	34

2.4.5.1	Determinación del flujo de vapor generado en la caldera.....	34
2.5	Indices característicos de los sistemas de cogeneración.....	39
2.5.1	Introducción.....	39
2.5.2	Indices y eficiencias.....	40
2.5.3	Eficiencia de la caldera.....	40
2.5.4	Indice de calor (Heat Rate o IC).....	41
2.5.5	Indice (Calor útil/Potencia eléctrica o Q/E).....	41
2.5.6	Indice de calor neto o incremental (ICN).....	42
3.	ESQUEMAS DE GENERACION	
	Información requerida para la determinación de los esquemas de cogeneración.....	43
3.1	Estudio de prefactibilidad de cogeneración.....	43
3.2	Estudio de factibilidad de cogeneración.....	43
3.3	Identificación del sistema de cogeneración.....	45
3.3.1	Perfiles de consumo de energéticos.....	45
3.3.2	Determinación de la relación Q/E.....	51
4.	SELECCIÓN DEL SISTEMA DE COGENERACION	
	Selección del sistema de cogeneración.....	54
4.1	Análisis técnico.....	54
4.2	Análisis económico.....	58
4.2.1	Introducción.....	58
4.2.2	Técnicas de evaluación.....	59
4.2.2.1	Periodo de recuperación.....	59
4.2.2.2	Valor presente neto.....	60
4.2.2.3	Tasa interna de retorno (TIR).....	65
5.	APLICACIONES	
	Ejemplos de aplicación.....	68
5.1	Condiciones del sitio.....	68
5.2	Situación actual en consumos de energéticos y producción.....	68
5.3	Condiciones de operación.....	68
5.4	Eficiencia de la caldera actual.....	69

5.5 Condiciones de operación futuras.....	70
5.6 Alternativa I, análisis técnico opción 1.....	71
5.7 Alternativa II, análisis técnico para mínima inversión opción 1.....	74
5.8 Alternativa I, análisis técnico opción 2.....	78
5.9 Evaluación económica.....	81
5.9.1 Parámetros a considerar en la evaluación económica.....	81
5.9.2 Descripción económica de los sistemas de cogeneración.....	83
5.9.2.1 Sistemas de cogeneración propuestos.....	83
5.9.2.2 Costos de capital.....	84
5.9.2.3 Resultados del análisis económico.....	84
5.10 Guía para solicitar permisos de generación, exportación e importación de energía eléctrica.....	88
5.10.1 Antecedentes.....	88
5.10.2 Objeto y alcance.....	89
5.10.3 Procedimiento para solicitar permiso.....	90
5.10.3.1 Elección del tipo de permiso.....	90
5.10.3.2 Recopilación de requisitos.....	90
5.10.3.3 Trámite de una solicitud.....	91
5.10.4 Aspectos legales.....	91
5.10.4.1 Autoabastecimiento.....	93
5.10.4.2 Cogeneración.....	95
5.10.4.3 Producción independiente.....	97
5.10.4.4 Pequeña producción.....	98
5.10.4.5 Exportación.....	99
5.10.4.6 Importación.....	99
5.10.4.7 Cambios en las condiciones del permiso y cambio de destino.....	100
5.10.5 Requisitos para obtener un permiso.....	100
5.10.5.1 Requisitos generales.....	100
5.10.5.2 Requisitos particulares.....	103
5.10.5.3 Evaluación.....	106
5.10.6 Procedimiento para otorgar un permiso.....	107
5.10.6.1 Reunión previa.....	107
5.10.6.2 Entrega de la solicitud.....	107
5.10.6.3 Revisión de la solicitud.....	107
5.10.6.4 Aceptación a trámite.....	108

5.10.6.5 Opinión del suministrador.....	108
5.10.6.6 Análisis de la CRE.....	108
5.10.6.7 Modificaciones y memoria técnico- descriptiva.....	109
5.10.6.8 Resolución y otorgamiento del permiso.....	109
5.11 Lista de requisitos para obtener permisos de generación, exportación e importación de energía eléctrica.....	110
5.11.1 Requisitos generales.....	110
5.11.2 Formatos de solicitud de permiso.....	113
CONCLUSIONES.....	114
BIBLIOGRAFIA.....	115
GLOSARIO DE TERMINOS.....	116

OBJETIVOS:

Al concluir la investigación del presente trabajo, se pretende:

- Divulgar alguna información existente respecto al concepto de cogeneración.
- Conocer los beneficios que tiene consigo la implementación de un sistema de cogeneración en la industria.
- Dilucidar los ciclos termodinámicos utilizados en cogeneración.
- Establecer una metodología general para la selección del sistema de cogeneración más apropiado para cada empresa.
- Difundir la guía para solicitar permisos de generación, exportación e importación de energía eléctrica.
- Analizar algunos ejemplos reales de aplicación en la industria.
- Impulsar aún más la investigación en materia de ahorro y aprovechamiento de energía.
- Analizar los resultados (evaluación económica), de 2 propuestas de implementación de sistemas de cogeneración en una industria papelera, (Albany International S.A. de C.V.).

INTRODUCCION.

Hay una demanda de energía siempre creciente en todo el mundo, usualmente en forma de calor o electricidad. La mayor parte de esta demanda proviene de los sectores comercial, transporte, doméstico e industrial, y casi todos los procesos que tienen que ver con su conversión y uso tienen algo en común: son muy ineficientes desde su extracción primaria hasta su uso final.

En México se han generado una serie de problemas que actualmente limitan su crecimiento en un momento en que la globalización económica le exige un mayor desarrollo.

Un análisis simple del crecimiento de la demanda, comparado con la capacidad de las entidades estatales encargadas de satisfacerla, revela que de seguir esta situación podríamos llegar a un colapso energético en poco tiempo.

Para evitar esto, se han tomado una serie de medidas encaminadas a resolver los diferentes aspectos de este problema. Se han creado instituciones como el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE), que buscan la forma de hacer compatibles las ideas de crecimiento, suficiente energía y bajo impacto ambiental.

Una de las tareas más importantes de esta institución es promover entre los mexicanos el uso eficiente y racional de la energía.

IMPORTANCIA DEL AHORRO DE ENERGIA.

En México el Gobierno Federal ha impulsado intensamente durante los últimos años, el desarrollo y la aplicación de nuevas tecnologías para incrementar la eficiencia de los procesos industriales, mediante la reducción del consumo de energía, que hoy por hoy, representa una de las pocas oportunidades para reducir los costos variables de producción, con lo cual se incrementan en forma inmediata los niveles de productividad permitiendo elevar su competitividad, ante la apertura comercial que experimenta el país, convirtiéndose en un factor estratégico para la reanudación del crecimiento económico y permitir a su vez reducir los niveles de desempleo de la población en general y denotar la demanda interna, con el consecuente incremento del nivel de vida de las grandes mayorías.

El ahorro y conservación de la energía es hoy un slogan que sirve para concientizar a las sociedades modernas en la importancia que día con día cobran los energéticos.

El siglo pasado, el uso de la leña y el carbón como fuentes de energía eran las que conformaban el panorama energético internacional. Con la aparición del petróleo, cuyas características como energético superaron a las de otras fuentes, desplazó rotundamente a las demás, quedando como la principal fuente de energía en la segunda mitad del presente siglo.

Hacia la mitad de la década de los sesenta y de la década de los setenta, la abundancia y bajo precio que caracterizó al petróleo, propició el acelerado crecimiento de las economías de los países industrializados. Con el descubrimiento de grandes yacimientos de petróleo en la ex Unión Soviética, Mar del Norte, Alaska, Estados Unidos, México y Venezuela y el acelerado desarrollo de tecnología para su extracción, refinación, industrialización y comercialización, provocaron que la oferta de hidrocarburos creciera desmesuradamente y su precio, en el mercado internacional bajara notablemente.

De esta forma el panorama energético mundial evolucionó hacia una dependencia creciente del petróleo con patrones de consumo distorsionados. Fue una época de gran desperdicio y uso desmedido de hidrocarburos; normalmente no entraba en la contabilidad de las empresas y carecía de importancia la contaminación ambiental; su costo no incidía prácticamente sobre los costos de producción.

A raíz de la llamada primera crisis petrolera, provocada por el conflicto armado árabe israelí de los años 1973-1974, los precios de los hidrocarburos se elevaron considerablemente y su oferta se vio reducida. Los países industrializados se percataron de la fragilidad de sus sistemas y del importante papel que juega el petróleo en las sociedades modernas. Repentinamente bajo estas condiciones, estos países toman conciencia de su vulnerabilidad energética y de la necesidad de hacer más eficientes sus unidades usuarias de energía, sucediéndose cambios y transformaciones en los hábitos de consumo.

Los cambios más importantes se dieron del lado de la demanda, los países desarrollados impulsaron la implantación de políticas y programas de ahorro eficiente o conservación de energía. El uso de alternativas tecnológicas, alternativas energéticas y el aprovechamiento de todos los recursos locales, incluso las energías alternas y renovables, favorecieron un balance energético mundial con tendencia a la baja en un 0.3% anual global; en tanto que en los países industrializados este valor alcanzó el 3% en promedio anual.

Esa tendencia en los países desarrollados, fue provocada por una serie de nuevas tecnologías más eficientes, programas estructurados de gestión energética y sobre todo una concientización total de la población. Es un hecho comprobado que los resultados más espectaculares de disminución en las facturas energéticas fueron logradas gracias al comportamiento humano. La concientización juega un papel determinante en el éxito de cualquier programa que se emprenda.

En el periodo 1970-1980 mientras que en los países industrializados se observaban tendencias de crecimiento, en México, el consumo nacional total de energía creció 9.4% en promedio anual, mientras que el PIB se incrementaba solo en 6.7%. Las elevadas tasas de crecimiento de la demanda eléctrica hacen que, de continuar tal cuales, en el año 2000 se requiera de una capacidad instalada del doble que la actual.

En los últimos 5 años el panorama del uso eficiente de la energía ha cambiado radicalmente y tomado un ritmo vertiginoso; cada vez son más las empresas tanto privadas como públicas que empiezan a interesarse en la aplicación de medidas correctivas para usarla mejor, sus organismos empresariales cúpula han tomado la iniciativa e impelen actuar en pro del uso racional de los energéticos.

Las dependencias e instancias oficiales, así como las instituciones de investigación y educación superior, promueven continuamente el uso eficiente de los energéticos. No obstante los resultados medibles alcanzados hasta ahora no son espectaculares y se reiteran cotidianamente una serie de factores limitantes que aletargan el cabal desarrollo de una estructura de consumo de energía más eficiente.

CAPITULO

1

SISTEMAS

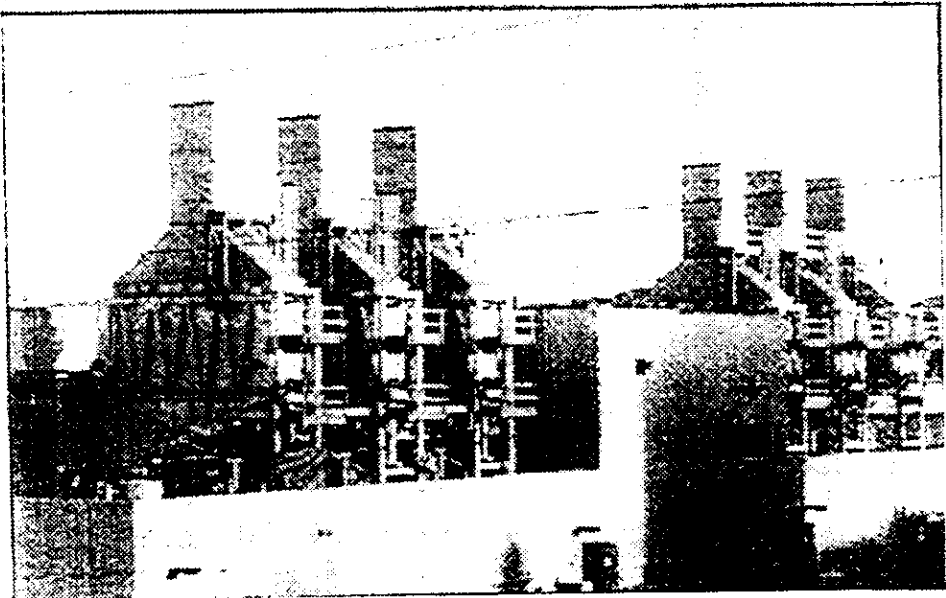
DE

COGENERACION

1. Introducción a los sistemas de cogeneración.

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

Sin embargo, existen alternativas para generar energía térmica y eléctrica en forma conjunta con una mayor eficiencia que la obtenida por los sistemas convencionales mencionados anteriormente. Estas alternativas se conocen como cogeneración y pueden ser aplicadas en aquellas empresas que requieren simultáneamente tanto de energía térmica como eléctrica.



1.1 Definición de cogeneración.

Cogeneración es el término empleado para denominar los sistemas que combinan los procesos térmicos asociados a la producción de

energía eléctrica, es decir, que a partir de una misma fuente de energía primaria es capaz de entregar, secuencialmente, energía eléctrica y calor útil para los procesos de que se trate.

La cogeneración es, en esencia, una técnica que permite mejorar la eficiencia de conversión de energía primaria a otras formas de energía como son el calor y electricidad.

La definición de cogeneración conforme al artículo 36 fracción II de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y el artículo 103 de su Reglamento es la siguiente:

De acuerdo con la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento, se entiende por cogeneración a:

La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas.

La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate, o

La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.

La Ley además establece que:

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 término del artículo 36-Bis.

1.2 Beneficios de la cogeneración.

Los beneficios de la cogeneración desde el punto de vista nacional, se reflejan en un uso más eficiente de la energía primaria, es decir, petróleo, gas natural, carbón mineral y biomasa, reduciendo por lo tanto el consumo de los combustibles en el país. El consumo de energía primaria en un sistema de cogeneración, como ya se mencionó, es menor, que el consumo de combustibles requerido para producir por separado la misma cantidad de energía térmica y eléctrica.

Se estima que para el año 2006 la capacidad instalada de sistemas de cogeneración alcanzará entre 3,500 y 6,600 MW, lo que dará como resultado ahorros anuales de entre 30 y 53 millones de barriles equivalentes de petróleo. Esto sin considerar los ahorros indirectos que se obtendrán por la disminución de otros consumos y gastos en las áreas de extracción, refinación, transporte y almacenamiento, entre otros.

NOTA: La estimación está hecha en base a los estudios hechos por parte de la Secretaría de Energía, respecto al ahorro de energía.

Otro ahorro importante se tiene en la disminución de pérdidas por transmisión y distribución de energía eléctrica, ya que los sistemas de cogeneración se ubican en los centros de consumo y no a distancia como sucede con las grandes plantas generadoras de electricidad por lo que no se requiere transportar la energía eléctrica. La disminución en este renglón, se estima del orden de 1.10 a 2.08 TWh anuales, es decir, alrededor del 0.73 al 1.38% de la oferta interna bruta de energía eléctrica de 1996.

A nivel industrial los sistemas de cogeneración reducen la facturación energética, impactando en los costos de producción y como consecuencia aumentan la competitividad de la empresa. De acuerdo con diferentes estudios realizados por CONAE, las reducciones en la facturación energética total (factura por energía eléctrica más factura por combustibles), alcanzan niveles de hasta 50%.

La industria en la que se instala un sistema de cogeneración consumirá más combustibles que los que utilizaba antes de instalarlo, el ahorro

proviene del aumento en eficiencia del uso de esta energía primaria y de la disminución en la compra de energía eléctrica y por lo tanto, la facturación energética total, será menor que la facturación que estaba pagando antes de la instalación del sistema de cogeneración.

También debemos mencionar un beneficio sobresaliente de los sistemas de cogeneración, la autosuficiencia del suministro de la energía eléctrica. Este punto es más importante en aquellas empresas en las que un corte en el suministro de energía eléctrica causa trastornos en los procesos de fabricación que no sólo repercuten en la disminución de producción, sino en los costos adicionales originados por el paro.

Un grupo de cogeneración en paralelo con la red eléctrica pública, garantiza la continuidad en el suministro de este energético, evitando con ello incurrir en los costos antes mencionados.

Además, con un sistema de cogeneración, se puede obtener alta calidad en el suministro de energía eléctrica, eliminando las variaciones de tensión y frecuencia que ocurren en la red pública.

Por lo que respecta al medio ambiente, la cogeneración reduce la emisión de contaminantes, debido principalmente a que es menor la cantidad de combustible que se consume para producir la misma cantidad de energía útil, además los sistemas de cogeneración utilizan tecnologías más avanzadas y combustibles más limpios como el gas natural.

Por lo anterior, podemos concluir que la cogeneración es una alternativa que permite satisfacer las necesidades energéticas del usuario con una mayor confiabilidad, y a un menor costo, respecto del suministro convencional de combustible y energía eléctrica y además, disminuye el impacto contaminante al ambiente.

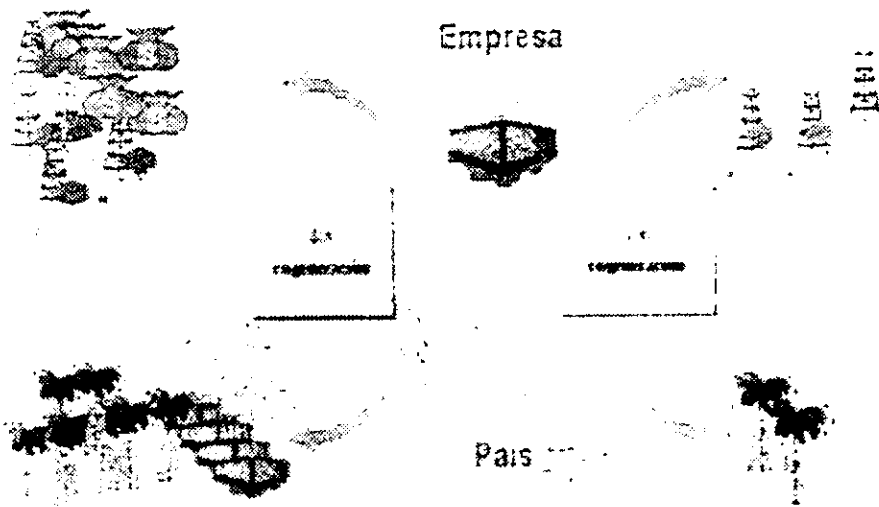


Figura 3. Beneficios de la Cogeneración

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

En los sistemas de cogeneración, se aprovecha hasta el 84% de la energía contenida en el combustible para la generación de energía eléctrica y calor a proceso (25-30% eléctrico y 59-54% térmico).

NOTA: Datos obtenidos del Manual de Sistemas de Cogeneración de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.

Ante las ventajas evidentes de los sistemas de cogeneración se pregunta por qué hasta ahora se promueve su aplicación y divulgación.

La cogeneración no es un proceso nuevo, su aplicación data de los principios de este siglo, la encontramos en los ingenios azucareros, en las plantas de papel, siderúrgicas y en otros procesos. Sin embargo, su aplicación no obedecía, como lo es ahora, a la necesidad de ahorrar energía, sino al propósito de asegurar el abasto de la energía eléctrica, que en esos años era insuficiente y no confiable.

Conforme las redes eléctricas se extendieron (subsidiando en no pocas ocasiones el precio de la electricidad) y el suministro de energía eléctrica se hizo más confiable, resultaba más barato abastecerse de este fluido de la red pública. Así, los proyectos de cogeneración poco a poco se fueron abandonando. Más tarde, debido al incremento en el costo de la energía eléctrica, la problemática ambiental y al desarrollo tecnológico de los equipos, la cogeneración vuelve a ser rentable y por ello renace, principalmente, en el ámbito industrial.

Por el lado del desarrollo tecnológico, la cogeneración recibe su impulso tecnológico más importante en los años ochenta, cuando se inicia la aplicación de las turbinas aeroderivadas en la generación de energía eléctrica, es decir, se toman las turbinas utilizadas en la aviación comercial y con pequeñas modificaciones se adaptan a tierra y se acoplan a generadores eléctricos que las transforman, por primera vez, en grupos turbogeneradores industriales.

Al mismo tiempo, se desarrollan nuevos materiales de alta resistencia mecánica para la fabricación de álabes de turbinas y se emplean materiales cerámicos de alta resistencia térmica en la construcción de cámaras de combustión. También se han logrado en la presente década rendimientos energéticos en las turbinas de gas de hasta 36%, (contra 15-20% obtenido en los años sesenta) y se han mejorado los ciclos termodinámicos tradicionales.

Es importante resaltar que el desarrollo de las calderas de recuperación con presiones múltiples, también contribuyó al desarrollo de los sistemas de cogeneración, así como el inicio de la tecnología de gasificación de combustibles, el desarrollo de la fabricación de sistemas de cogeneración tipo paquete y la introducción de la aplicación del ciclo combinado.

Es necesario recordar que las máquinas alternativas de combustión interna, conocidas como MCI también tuvieron un desarrollo paralelo al de las turbinas de gas, aplicándose cada día más en los procesos de cogeneración, sobre todo gracias a la creciente necesidad de transporte marítimo, el cual ha permitido la disponibilidad de motores altamente eficientes, alcanzando rendimientos térmico/eléctricos del orden del 41%.

1.3 Clasificación de los sistemas de cogeneración.

Los sistemas de cogeneración se clasifican de acuerdo al orden de producción de electricidad y energía térmica, o la que se basa en el motor principal empleado para generar la energía eléctrica.

NOTA: La clasificación la realiza la Agencia Internacional de Energía.

a) En base a la producción de electricidad y calor.

Bajo esta clasificación se tienen los sistemas superiores y sistemas inferiores:

- Sistemas superiores.

Los ciclos o sistemas superiores (topping cycles), son aquellos en los que la energía primaria se utiliza para producir un fluido a alta temperatura y presión, que se utiliza para generar energía mecánica o eléctrica y el calor residual del fluido se utiliza en el proceso industrial.

NOTA: Top traducido al español significa más alto.

Los sistemas superiores son ampliamente utilizados en los procesos de las industrias de pulpa y papel, petróleo, textiles, cerveza, alimentos, azúcar y otras más.

- Sistemas inferiores.

Los ciclos inferiores (bottoming cycles), son aquellos en los que la energía primaria se utiliza en el proceso industrial, y la energía calorífica no aprovechada en el mismo se emplea en la generación de energía mecánica o eléctrica.

NOTA: Bot traducido al español significa más bajo.

Los sistemas inferiores son utilizados en procesos que emplean calor de desecho a temperaturas mayores a 250 °C, tales como las industrias del cemento, acero, vidrio, químicas y otras.

b) En base al motor principal.

En esta clasificación quizás la más utilizada, se tienen los siguientes sistemas de cogeneración:

- Cogeneración con turbina de vapor.
- Cogeneración con turbina de gas.
- Cogeneración con ciclo combinado.
- Cogeneración con motor reciprocante.

1.4 Descripción de los principales sistemas de cogeneración.

1.4.1 Cogeneración con turbinas de vapor.

En esta configuración la energía mecánica es producida en una turbina, acoplada a un generador eléctrico, mediante la expansión de vapor de alta presión generado en una caldera convencional. En este sistema la eficiencia global es del orden del 85 al 90% y la eléctrica del 20 al 25%.

NOTA: Datos obtenidos del Manual de Sistemas de Cogeneración de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.

Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos: a contrapresión, a extracción y a condensación. Las últimas no son aplicables a cogeneración.

En las turbinas de contrapresión la principal característica es que el vapor, cuando sale de la turbina, se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como torres de enfriamiento.

En la turbina de extracción/condensación, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida al condensador, obteniendo así, vapor a proceso a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida al condensador.

Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 4 a 1 o mayor.

1.4.2 Cogeneración con turbinas de gas.

En este arreglo un compresor alimenta aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible, que al quemarse generará gases a alta temperatura y presión, que a su vez, se alimentan a la turbina donde se expanden generando energía mecánica que se transforma en energía eléctrica a través de un generador acoplado a la flecha de la turbina.

Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650°C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a procesos de secado, o pueden ser aprovechados para procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15%. Debido a su alta temperatura, estos gases suelen ser empleados a su vez, para producir vapor, que se utiliza en los procesos industriales e inclusive, como veremos más adelante para generar más energía eléctrica por medio de una turbina de vapor.

La cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica, o en relaciones de calor/electricidad mayores a 2.

1.4.3 Cogeneración con ciclo combinado.

Este sistema se caracteriza porque emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. En este sistema los gases producidos en la combustión de la turbina de gas, se emplean para producir vapor a alta presión mediante una caldera de recuperación, para posteriormente alimentar la turbina de vapor, sea de contrapresión o extracción/condensación y producir por segunda vez energía eléctrica, utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las extracciones para los procesos de que se trate. El ciclo combinado se aplica en procesos donde la razón electricidad/calor es mayor a 6.

1.4.4 Cogeneración con motor alternativo.

El motor alternativo genera la mayor cantidad de energía eléctrica por unidad de combustible consumido, del 34 al 41%, aunque los gases residuales son a baja temperatura, entre 200 y 250 °C. Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, la eficiencia de cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas (85%). Con los gases residuales se puede producir vapor de baja presión (de 10 a 15 kg/cm²) o agua caliente de 80 a 100°C.

CAPITULO

2

CICLOS

TERMODINAMICOS

2. Ciclos termodinámicos utilizados en cogeneración.

2.1 Esquemas con turbina de vapor (Ciclo Rankine).

El ciclo Rankine fue el primer estándar de comparación aceptado para las plantas de vapor productoras de potencia, y se sigue utilizando en la actualidad.

En la figura 2.1, se muestra el proceso en el diagrama Ts. El vapor sale de la caldera en el estado 1, se transporta hasta la turbina de vapor, en donde se expande isentrópicamente hasta el estado 2 y pasa al condensador. El fluido de enfriamiento condensa el vapor hasta un líquido saturado "punto 3", desde este estado se bombea isentrópicamente hasta la caldera en un estado de líquido subenfriado "punto B". El líquido comprimido se calienta hasta que se vuelve saturado "punto 4", después se evapora transformándose nuevamente en vapor "punto 1" y el ciclo comienza nuevamente. Si el vapor se recalienta antes de que saliera del generador de vapor, el ciclo Rankine correspondiente sería e-f-3-B-4-e.

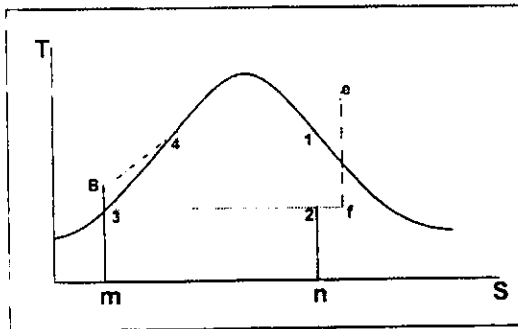


Figura 2.1 Diagrama Ts Ciclo de Rankine

El ciclo Rankine puede analizarse ya sea considerando el ciclo en su conjunto, o bien evaluando cada uno de los elementos individuales del sistema, como se indica en la figura 2.2. El ciclo que se muestra en la figura tiene el calor suministrado a presión constante B-4-1 (o flujo estacionario, $\Delta K=0$), y está representado por el área m-B-4-1-2-n en el plano Ts.

$$QA = h_1 - h_B \quad (1)$$

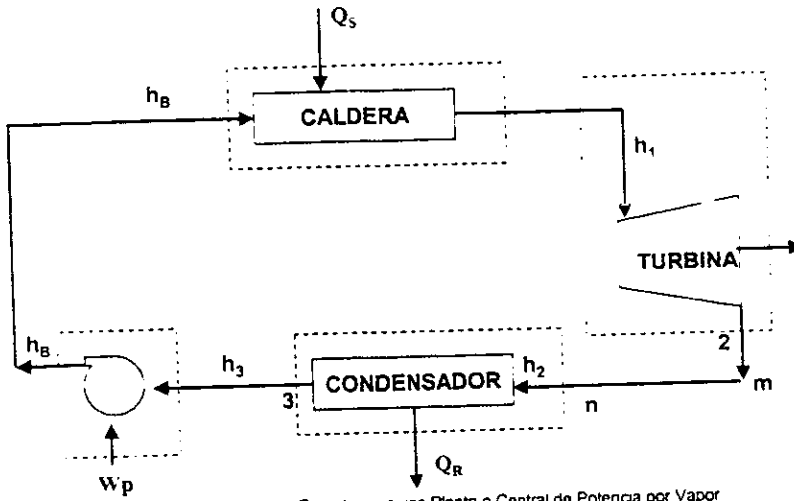


Figura 2.2. Diagrama de Energía para una Planta o Central de Potencia por Vapor

El calor rechazado, a presión constante es representado por el área n-2-3-m (figura 2.1).

$$QR = h_2 - h_3 \quad (2)$$

El trabajo neto es igual al calor suministrado menos el calor rechazado, es decir:

$$W_{neto} = h_1 - h_B - (h_2 - h_3) = h_1 - h_2 + h_3 - h_B \quad (3)$$

El cual, se representa por el área encerrada por 1-2-3-B-4, figura 2.1.

A partir del diagrama de energía de la bomba de la figura 2.2, se tiene que el trabajo ideal de la bomba se expresa como:

$$W_p = (h_B - h_3) \quad (4)$$

El trabajo real de la bomba, $W'p$ se puede calcular si se conoce el rendimiento, η_P de la bomba:

$$W'p = (h_B - h_3)s / \eta_p \quad (5)$$

El trabajo producido por la máquina Rankine, con $\Delta K = 0$, $\Delta s = 0$ es:

$$W = h_1 - h_2 \quad (6)$$

(Máquina de Rankine)

De manera que el trabajo de una máquina de Rankine (Turbina), es la entalpía inicial menos la final, y el trabajo del ciclo de Rankine es el trabajo producido por la turbina menos el trabajo de la bomba:

$$W_{\text{neto}} = W - W_p = h_1 - h_2 - W_p \quad (7)$$

(Ciclo de Rankine)

A bajas presiones, el trabajo de la bomba es pequeño y puede omitirse con frecuencia. Pero en las plantas modernas o centrales, en que las presiones son cada vez más altas, se deberá tener en cuenta,

2.1.1 Eficiencia ciclo de Rankine.

La eficiencia térmica del ciclo Rankine se determina como:

$$\eta_t = W_{\text{neto}} / Q_s = (h_1 - h_2 - W_p) / (h_1 - h_3 - W_p) \quad (8)$$

(Ciclo Rankine)

La eficiencia térmica de la turbina es:

$$\eta_t = W_{\text{real}} / W_{\text{ideal}} \quad (9)$$

(Máquina Rankine)

donde W_{ideal} , es el trabajo entregado sin pérdidas (isentrópico), y W_{real} es el trabajo real entregado por la turbina. Para la turbina de vapor, $W_{\text{real}} = h_1 - h_2$, por lo tanto, la eficiencia queda de la siguiente forma:

$$\eta_t = W_{\text{real}} / W_{\text{ideal}} = (h_1 - h_2) / (h_1 - h_2) \quad (10)$$

(Máquina de Rankine)

donde el estado 1 está en la válvula de toma de vapor, o regulador de la máquina, y el 2 sobre una isentrópica que pasa por 1.

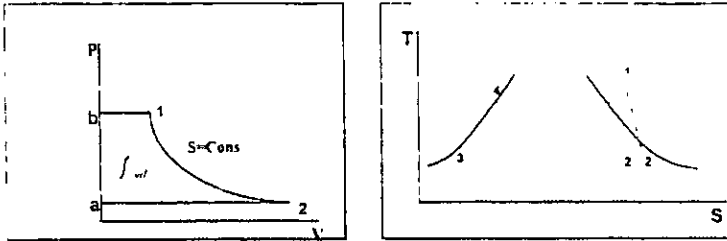


Figura 2.3 Trabajo de una turbina de vapor (máquina Rankine).
Proceso de expansión en el plano TS.

2.2 Esquema con turbina de gas (ciclo Brayton).

La turbina de gas está integrada por tres componentes principales. El primero es el compresor, el cual tiene la función de comprimir el aire, elevando la presión de este entre cuatro y treinta veces la presión atmosférica. Al final de este proceso, el aire entra al segundo elemento que es la cámara de combustión, en este se inyecta combustible y se quema a presión constante, llegando a temperaturas de 800 a 1200 °C. Los productos de la combustión salen a alta presión y temperatura y se expanden al pasar por una turbina, que es el tercer elemento, produciendo trabajo mecánico, del cual parte se utiliza para mover al compresor y al generador eléctrico o cualquier otro equipo mecánico.

En una turbina de gas una cantidad significativa de potencia producida es requerida para la operación del compresor (del orden del 40%), y el gas a la salida de la turbina está a una temperatura demasiado elevada, generalmente (420 – 530 °C).

Las turbina de gas, para la generación de potencia tienen una eficiencia generalmente alrededor del 30%, sin embargo, cuando se puede recuperar energía térmica del gas de escape, la eficiencia del ciclo mejora considerablemente.

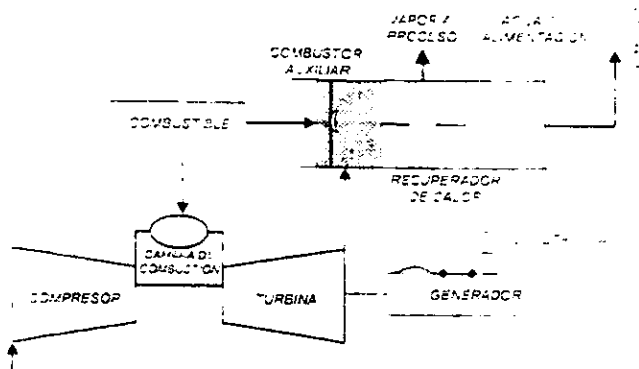


Figura 2.5 Esquema de Cogeneración Con Turbina de Gas

El gas de escape de la turbina es relativamente limpio, debido a que este tipo de equipos requieren de combustibles limpios y ligeros, es decir, libres de sustancias corrosivas y contaminantes. Por otro lado, la razón de flujo de aire es alta (de cuatro a cinco veces el aire estequiométrico).

Por lo tanto, el gas de escape puede ser usado directamente en muchos procesos de secado o para producir vapor en una caldera de recuperación de calor. La potencia de una turbina de gas no puede ser modulada como en una turbina de vapor sin disminuir seriamente su eficiencia. Así que las turbinas de gas deben operar en sistemas de carga - base, es decir, cuando funcionan a su carga nominal y constante.

Las turbinas de gas presentan también la limitante del uso de combustibles limpios, tales como gas natural o destilados ligeros del petróleo.

Las turbinas de gas operan bajo el ciclo Brayton, este se muestra en la figura 2.6.

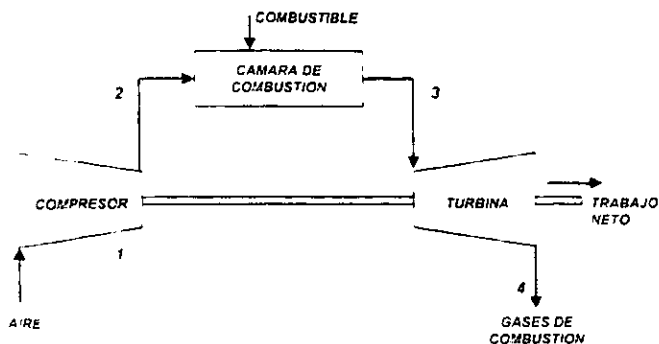


Figura 2.6. Ciclo con Turbina de Gas

En el ciclo Brayton se supone que los procesos de compresión y expansión son isentrópicos, y los de suministro y extracción de calor ocurren a presión constante, estos se representan en los planos P-V y T-S de la figura 2.7.

En el ciclo ideal, la compresión 1-2 y la expansión 3-4 son isentrópicos; el suministro de calor 2-3, y su rechazo o desecho, 4-1, son a presión constante. Suponiendo que los calores específicos sean constantes, se tiene:

$$Q_s = h_3 - h_2 = \int C_p dT = C_p \int_{T_2}^{T_3} dT = C_p (T_3 - T_2) \quad (1)$$

$$Q_R = h_1 - h_4 = \int C_p dT = C_p \int_{T_4}^{T_1} dT = C_p (T_1 - T_4) \quad (2)$$

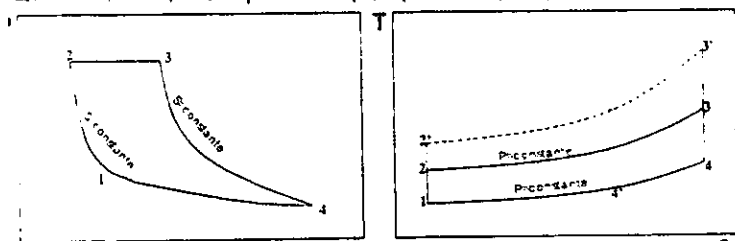


Figura 2.7. Ciclo de Brayton, conocido también como ciclo de Joule. En el ciclo ideal, las relaciones de presión, de compresión y expansión son las mismas $r_{p1,2} = r_{p3,4}$. El techo o ciclo de temperatura se determina por la resistencia al calor de los materiales disponibles.

La eficiencia térmica del ciclo de Brayton de aire normal se encuentra de la siguiente forma:

$$\eta_{\text{term.}} = (Q_S / Q_R) = 1 - [C_p (T_4 - T_1) / C_p (T_3 - T_2)]$$

$$\eta_{\text{term.}} = 1 - [T_1 \{ (T_4 / T_1) - 1 \} / T_2 \{ (T_3 / T_2) - 1 \}] \quad (3)$$

donde

QR = Calor rechazado.

QS = Calor suministrado.

T₁ = Temperatura del aire a la entrada del compresor.

T₂ = Temperatura del aire a la salida del compresor.

T₃ = Temperatura de los gases a la entrada de la turbina.

T₄ = Temperatura de los gases a la salida de la turbina.

P₁ = Presión del aire a la entrada del compresor.

P₂ = Presión del aire a la salida del compresor.

Utilizando la definición de la relación de presiones, $r_p = P_2 / P_1$, y la relación T_p para una isentrópica se tiene:

$$T_2 / T_1 = (P_2 / P_1) \wedge \{ (k - 1) / k \} \quad (4)$$

Aplicando la relación de temperaturas $T_2 / T_1 = T_3 / T_4$, para k constante, se tiene que la eficiencia queda como:

$$\eta_{\text{term.}} = 1 - [1 / r_p \wedge \{ (k - 1) / k \}] \quad (5)$$

La eficiencia del ciclo Brayton de aire es función de la relación isentrópica de presiones: la figura 2.8, muestra un diagrama de eficiencia contra la relación de presiones.

*NOTA: El símbolo \wedge se traduce "elevado a la potencia".

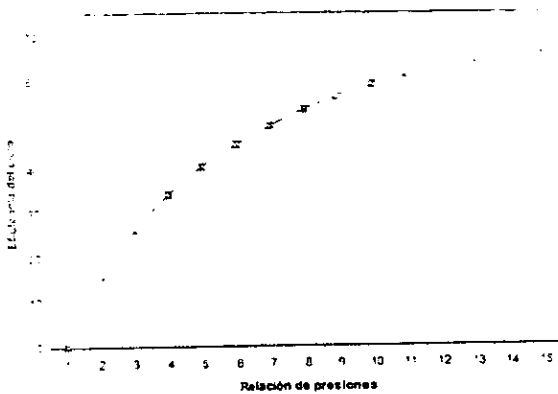


Figura 2.8. Eficiencia del Ciclo Ideal Brayton y Trabajo Neto de Salida como Función de la Relación de Presiones.

Es evidente del diagrama T-S de la figura 2.9, que la eficiencia aumenta con la relación de presiones, ya que aumentando la relación de presiones el ciclo 1-2-3-4-1 cambia a 1-2'-3'-4-1. El último ciclo tiene mayor suministro de calor y la misma cantidad de calor cedido, que el ciclo original y, por tanto, tiene mayor rendimiento; además, el último tiene una temperatura máxima (T_3') más alta que la del ciclo original (T_3). En la turbina de gas, la temperatura máxima de gases que entra a la misma, está determinada por la resistencia de los materiales. Por lo tanto, si se fija la temperatura T_3 y se aumenta la relación de presiones, el ciclo resultante es 1-2'-3''-4''-1. Este ciclo tendrá un rendimiento más alto que el original, pero también cambiará el trabajo por kilogramo de sustancia.

Adicionalmente, existe una relación entre la temperatura máxima permisible T_3 y la relación de presiones, ya que a medida de que crece la relación de presiones, disminuye la adición de combustible y aumenta el trabajo, por lo tanto, aumenta la eficiencia, pero también a presiones muy elevadas el trabajo disminuye hasta llegar a cero cuando la temperatura final de compresión T_2 se hace igual a T_3 existe entonces una condición óptima para la relación de presiones y temperaturas T_3 / T_1 .

La turbina de gas difiere principalmente del ciclo ideal a causa de las irreversibilidades en el compresor, la turbina y la cámara de combustión. Los estados de un ciclo abierto de una turbina de gas podrían ser como se muestra en la figura 2.9.

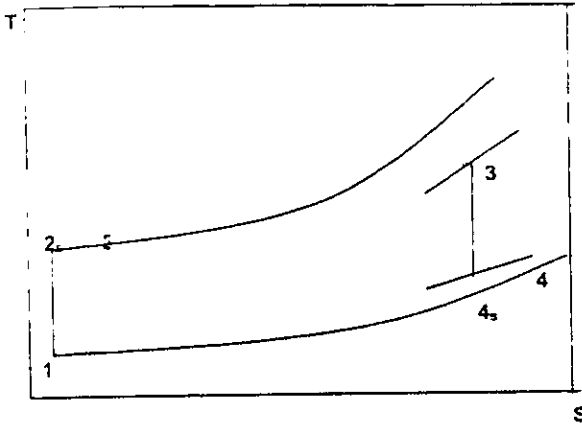


Figura 2.9 Efectos de las Irreversibilidades en las Eficiencias en el Ciclo de la Turbina de Gas.

Las eficiencias del compresor y de la turbina están definidos con relación a los procesos isentrópicos. Designando los estados como se presentan en las figuras 2.10 y 2.12, las definiciones de las eficiencias del compresor y de la turbina, son las siguientes:

$$\eta_{comp} = (h_{2s} - h_1) / (h_2 - h_1) \quad (6)$$

$$\eta_{turb} = (h_3 - h_4) / (h_3 - h_{4s}) \quad (7)$$

considerando que el calor específico es constante:

$$\eta_{comp} = (T_{2s} - T_1) / (T_2 - T_1) \quad (8)$$

$$\eta_{turb} = (T_3 - T_4) / (T_3 - T_{4s}) \quad (9)$$

donde en cada caso el menor trabajo está en el numerador.

La potencia neta del ciclo Brayton está dada por la diferencia de trabajos (el entregado por la turbina y el requerido por el compresor), se expresa para calor específico constante como:

$$W_{\text{neto}} = mC_p [(T_3 - T_4) - (T_2 - T_1)] \quad (10)$$

$$W_{\text{neto}} = mC_p [(T_3 - T_{4s}) \eta_{\text{turb}} - (T_2 - T_1) / \eta_{\text{comp}}] \quad (11)$$

Esta ecuación puede escribirse en función de la temperatura inicial T_1 , la temperatura máxima permisible de los materiales y las eficiencias de la turbina y compresor, quedando como sigue:

$$W_{\text{neto}} = mC_p T_1 \left\{ \eta_{\text{turb}} (T_3 / T_1) - \left\{ (P_2 / P_1)^{\wedge(k-1)/k} \right\} / \eta_{\text{comp}} \left[1 - 1 / (P_2 / P_1)^{\wedge(k-1)/k} \right] \right\} \quad (12)$$

Si se analiza la ecuación se puede observar que el segundo término es la eficiencia del ciclo ideal.

El calor suministrado al ciclo está dado por:

$$Q_s = mC_p (T_3 - T_2)$$

$$Q_s = m C_p [(T_3 - T_1) - T_1 \left\{ (P_2 / P_1)^{\wedge(k-1)/k} \right\} / \eta_{\text{comp}}] \quad (13)$$

La eficiencia del ciclo real se obtiene al dividir, las dos ecuaciones anteriores, es decir:

$$\eta_{\text{térmica}} = W_{\text{neto}} / Q_s \quad (14)$$

Un aspecto importante del ciclo Brayton, es el gran aumento de trabajo de compresión (llamado trabajo de retroceso), si se compara con el trabajo de la turbina, el compresor requiere del 40 al 80 % del trabajo desarrollado por la turbina.

Debido a que la turbina de gas es una máquina volumétrica, su funcionamiento es directamente proporcional a los cambios del flujo másico que entra a ésta, es decir, un incremento de altitud sobre el nivel del mar provoca una disminución de la densidad del aire, esto reduce el flujo másico de aire y repercute en la potencia de salida de la turbina, siendo aproximadamente de 1.2% por cada 100 m de incremento de la altura.

Un factor de corrección por elevación, es la relación de presión ambiente y la presión con respecto al nivel del mar, es decir:

$$\delta = \text{Presión Ambiente en Sitio} / \text{Presión al nivel del mar} \quad (15)$$

Por otro lado, la eficiencia de la turbina se ve reducida con el aumento en la temperatura del aire a la entrada del compresor, siendo por cada 10°C de incremento una pérdida de potencia de aproximadamente un 9%.

2.3 Motor alternativo diesel.

Los sistemas de cogeneración con máquina diesel han sido desarrollados en los últimos años para reducir costos, incrementar la flexibilidad de combustible y disminuir los niveles de contaminación y ruido.

Los sistemas de cogeneración con máquina diesel varían significativamente con respecto a la velocidad; se encuentran disponibles en velocidades alta, media y baja.

Los motores diesel de alta velocidad son máquinas turbocargadas de cuatro tiempos que generalmente operan entre 900 y 1800 rpm y producen desde 75 kW a 2.5 MW de potencia eléctrica. Los motores diesel de mediana velocidad operan en un rango de velocidad de 600 a 1200 rpm y con una capacidad de 0.5 a 10 MW. Los motores de baja velocidad generalmente son dispositivos de dos ciclos que operan aproximadamente en 120 y 180 rpm, y con una capacidad alrededor de 2 a 30 MW.

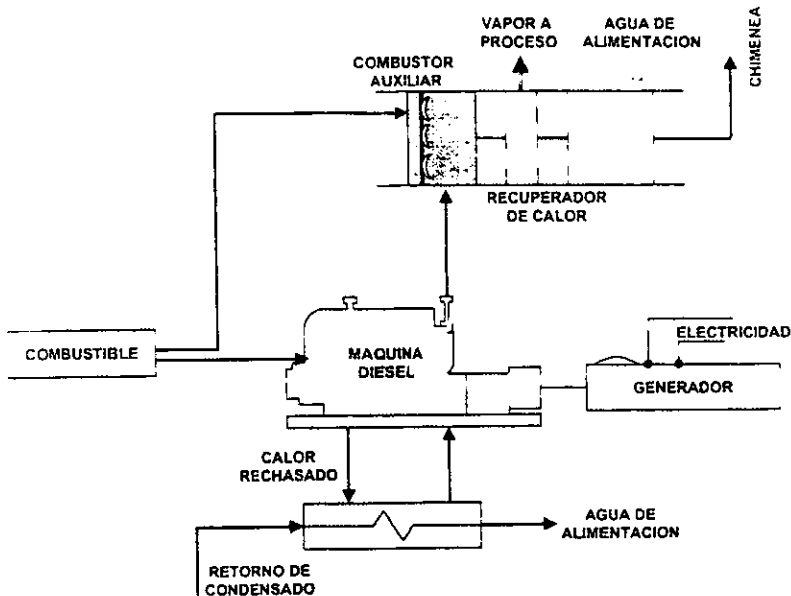


Figura 2 10 Sistema de Cogeneración con Motor Diesel

Los motores de combustión interna se pueden clasificar de acuerdo a varios criterios. En primera instancia se clasifican de acuerdo al ciclo termodinámico; ciclo Otto y ciclo Diesel. En segundo lugar por su velocidad, en tercer lugar de acuerdo al tipo de aspiración; que puede ser natural o supercargada (turbocargada). Finalmente por el número de tiempos de carrera de pistón; pueden ser de dos o cuatro tiempos.

2.3.1 Ciclo Otto.

En el ciclo termodinámico de Otto, una mezcla de aire y combustible se comprime en el cilindro del motor, esta mezcla se hace explotar mediante una bujía que desprende una chispa eléctrica. Los productos de la combustión incrementan la presión y entregan trabajo al pistón gracias a la expansión de los gases. En el ciclo Otto de cuatro tiempos se asume que no hay caída de presión. En la figura 2.11, se muestra un diagrama PV del ciclo.

La sucesión de eventos comprende la carrera de aspiración a-b, la carrera de compresión b-c, la carrera de expansión o potencia c-d y al final la expulsión d-a. Las carreras de aspiración y expulsión básicamente ocurren a presión atmosférica. El punto de ignición ocurre en la carrera, antes de la posición del punto muerto superior, la propagación de la llama en la cámara de combustión demora un tiempo finito.

P

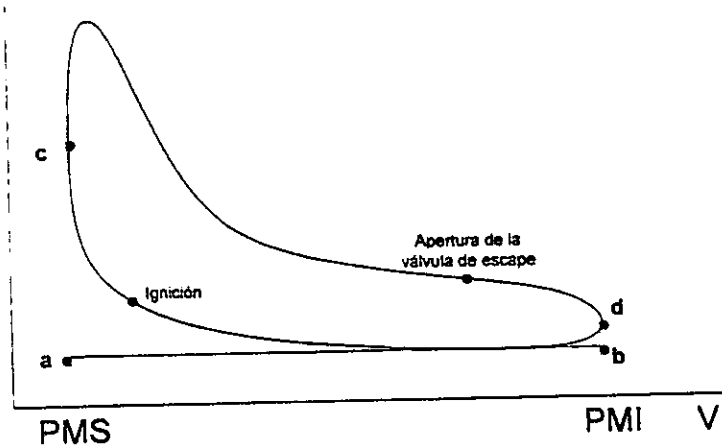


Figura 2.11 Diagrama PV de una Máquina de Cuatro Tiempos con Ignición por Chispa

El ciclo teórico de Otto está conformado por cuatro procesos internamente reversibles, una carrera de alimentación y una de **expulsión compresión**. En la figura 2.12, se muestran los diagramas PV y Ts del ciclo ideal. Se considera un cilindro con un pistón que contiene aire y con el émbolo en el punto muerto inferior; punto 1. A medida que el pistón se mueve hacia el punto muerto superior, la compresión del aire tiene lugar adiabáticamente e isentrópicamente, terminando en 2. De manera instantánea se añade calor al aire de tal manera que la presión y la temperatura alcanzan niveles altos durante el proceso a volumen constante 2-3. Al desplazarse el émbolo hacia el punto muerto inferior, la expansión tiene lugar en forma adiabática e isentrópica, hasta el punto 4, después se efectúa la expulsión de calor a volumen constante hasta llegar al estado inicial.

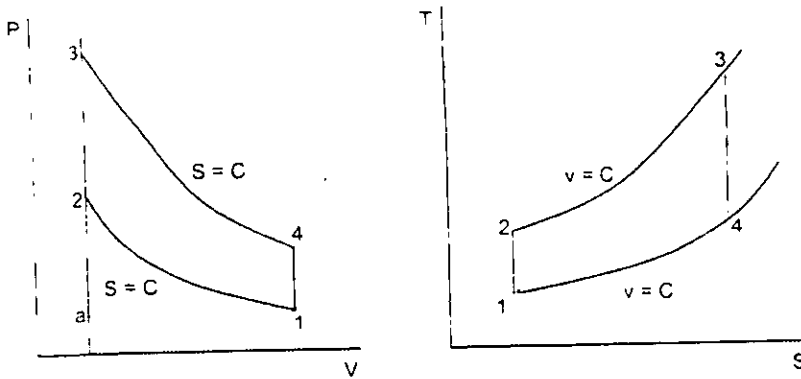


Figura 2.12 Diagramas PV y Ts, para un Ciclo Otto de Aire Estándar

Figura 2.12 Diagramas PV y Ts, para un Ciclo Otto de Aire Estándar

Debido a que los gases contienen productos de combustión es necesaria una carrera de expulsión. En virtud de que el aire actúa como un sistema cerrado y para los procesos adiabáticos de compresión y expansión se tiene que:

$$Q = 0 \quad (16)$$

$$W = \Delta u \quad (17)$$

para los procesos de adición y eliminación de calor a volumen constante, se tiene que $W = 0$, de tal forma que

$$Q = \Delta u \quad (18)$$

empleando el ciclo de aire estándar, se tiene que

$$QS = u_3 - u_2 = cv (T_3 - T_2) \quad (19)$$

$$QR = u_4 - u_1 = cv (T_4 - T_1) \quad (20)$$

entonces, el trabajo neto es la diferencia entre el QS y QR y la eficiencia térmica está dada por

$$\eta_{term} = W_{neto}/Q_s = [cv(T_3 - T_2) - cv(T_4 - T_1)] / cv (T_3 - T_2) \quad (21)$$

$$\eta_{\text{term}} = 1 - \{(T_4 - T_1) / (T_3 - T_2)\}$$

$$\eta_{\text{term}} = 1 - [(T_1/T_2)\{(T_4/T_1)-1\} / \{T_3/(T_2-1)\}] \quad (22)$$

del diagrama PV se observa que $V_2 = V_3$ y $V_1 = V_4$, y de las relaciones isentrópicas se puede demostrar que la eficiencia térmica del ciclo de Otto es

$$\eta_{\text{term}} = 1 - (T_1/T_2) = 1 - (V_2/V_1)^{(k-1)}$$

$$\eta_{\text{term}} = 1 - \{1/r^{(k-1)}\} \quad (23)$$

siendo "r" la relación de compresión para el motor

$$r = V_1/V_2 \quad (24)$$

De la ecuación que describe a la eficiencia es claro que los parámetros que influyen, son la relación de compresión y el coeficiente k, la eficiencia se incrementa con el aumento en la relación de compresión.

2.3.2 Ciclo Diesel.

En los motores Diesel la ignición del combustible tiene lugar gracias al elevado aumento de presión que se da en la cámara de combustión, lo que produce que se eleve la temperatura del aire confinado en el cilindro, por arriba de la temperatura de inflamabilidad del combustible. Debido a la baja volatilidad de los combustibles normalmente empleados en estos motores, el combustible no ingresa a la cámara de combustión mezclado con aire, más bien se inyecta a alta presión inflamándose por la elevada temperatura del aire comprimido. En algunos motores se incorporan bujías incandescentes para favorecer la ignición principalmente en el arranque. La bomba de combustible es accionada por el motor y alcanza la presión adecuada para efectuar la inyección a los cilindros en el orden que se requiera.

Las relaciones de compresión (hasta de 22:1), se traducen en un incremento en el rendimiento ya que se transforma una mayor parte de energía térmica en potencia mecánica y por ende, las pérdidas térmicas disminuyen.

En el motor Diesel de cuatro tiempos se tiene inicialmente la aspiración de aire, la cual se comprime sin inyección de combustible, la inyección se verifica al final de la carrera de compresión manteniéndose de tal forma que la combustión permanece durante un período a presión constante. El suministro de calor a presión constante se logra gracias al efecto del desplazamiento del pistón debido a la expansión de los gases.

Los procesos que tienen lugar en el ciclo son:

0-1 Aspiración

1-2 Compresión isentrópica

2-3 Combustión a presión constante

3-4 Expansión isentrópica

4-1 Rechazo o expulsión de calor

1 -0 Descarga de gases

El calor suministrado y el rechazado en el ciclo están dados mediante:

$$Q_s = C_p (T_3 - T_2) \text{ y } Q_R = C_v (T_4 - T_1) \quad (25)$$

entonces el trabajo neto del ciclo es:

$$W_{neto} = C_p (T_3 - T_2) - C_v (T_4 - T_1) \quad (26)$$

y en consecuencia, la eficiencia térmica del ciclo está dada por:

$$\eta_{term} = \{C_p(T_3 - T_2) - C_v (T_4 - T_1)\} / C_p (T_3 - T_2)$$

$$\eta_{term} = 1 - \{(T_4 - T_1) / k (T_3 - T_2)\} \quad (27)$$

Si se define el grado de admisión como:

$$rC = V_3 / V_2 \quad (28)$$

y efectuando desarrollos algebraicos con las relaciones isentrópicas, se puede demostrar que la eficiencia térmica del ciclo Diesel, queda expresada por:

$$\eta_{\text{term}} = 1 - \left\{ \frac{1}{r^{k-1}} \right\} \left[\frac{(rc)^k - 1}{k(rc-1)} \right] \quad (29)$$

La expresión anterior, indica que el ciclo Diesel es función de la relación de compresión "r", del grado de admisión rc, y del exponente k. El término entre corchetes siempre es mayor o igual a la unidad.

2.4 Calderas de recuperación de calor.

Las calderas de recuperación de calor son utilizadas en varias aplicaciones tales como sistemas de incineración, plantas químicas, refinerías, en plantas de ciclo combinado y en sistemas de cogeneración acopladas a turbinas de gas y/o motores reciprocantes.

Los gases de escape de la turbina de gas son usualmente limpios y con alto exceso de aire. La energía en estos gases puede utilizarse para diversas aplicaciones tales como calentamiento de agua, aire o fluidos como terminol o glycol y generalmente la generación de vapor para proceso o potencia.

Las calderas de recuperación de calor pueden ser de convección forzada o natural.

En las unidades de convección natural, los tubos de la caldera son verticales y la diferencia de temperaturas entre el agua y la mezcla agua-vapor es la que produce la circulación en la caldera. En las de convección forzada los tubos son horizontales y las calderas verticales, la circulación de la mezcla agua-vapor a través de los tubos del evaporador y el domo se realiza mediante bombas.

Las ventajas de convección forzada son principalmente:

- Se requiere de un espacio mínimo debido a que su diseño es vertical.
- Arranque rápido y fácil.

- Diseños con bajo punto pinch.

(Punto pinch se define como la diferencia de temperaturas entre los gases de combustión a la salida del evaporador y la temperatura de saturación correspondiente a la presión del vapor generado en esa sección).

La principal ventaja de la caldera de circulación natural es que no se requiere el sistema de bombeo y en consecuencia, se tiene un ahorro por fallas, mantenimiento y energía.

Una caldera de recuperación de calor diseñada de manera óptima, debe cumplir con las siguientes condiciones:

1. Se debe obtener la mayor eficiencia en el aprovechamiento del calor de los gases de combustión.
2. Las pérdidas de presión en el banco de tubos deberá ser mínima para no afectar la potencia de salida de la turbina de gas.
3. Se debe evitar disminuir la temperatura de los gases a la salida del recuperador, por debajo de la temperatura de rocío.

Es difícil satisfacer las dos primeras condiciones al mismo tiempo, debido a que cuando la temperatura es baja, la transferencia de calor se lleva a cabo casi completamente por convección, la transferencia de calor por radiación es insignificante, y la diferencia de temperatura entre los gases de escape y el agua o vapor es pequeña, como para obtener una máxima utilización de calor, lo que provoca que la superficie requerida en el intercambiador de calor sea grande. Esto trae consigo una mayor caída de presión, afectando la potencia de la turbina.

Sin embargo, este problema puede ser resuelto utilizando tubos aletados de menor diámetro, por lo tanto, se tiene una pequeña cantidad de agua en el evaporador. Esto significa que la capacidad térmica puede ser baja y favorecer así cambios rápidos de carga.

Las calderas de recuperación de calor que son construidas en la actualidad, tienen muy bajo punto pinch y pequeñas caídas de presión sobre la parte de los ductos de gas. Valores de punto pinch de (8 a 10) °C y pérdidas de presión de (25 a 30) mbar.

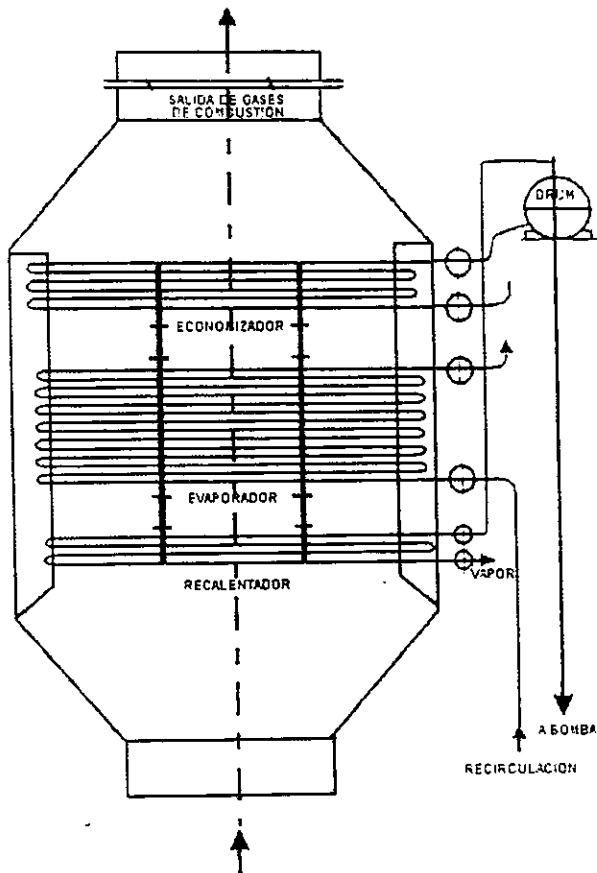


Figura 2.14 Caldera de Recuperación de Calor Convección Forzada

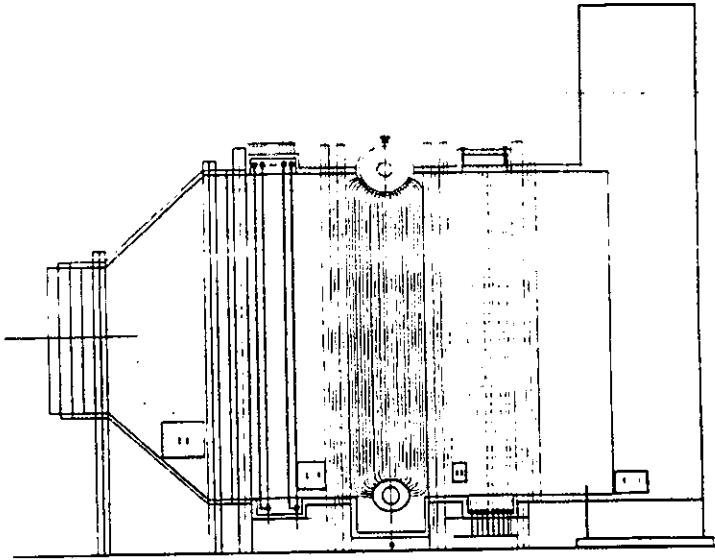


Figura 2.15 Caldera de Recuperación de Calor
Convección Natural

Las calderas de recuperación de calor pueden ser clasificadas en tres categorías:

- Calderas de recuperación de calor sin postcombustión.
- Calderas de recuperación de calor con postcombustión.
- Calderas de recuperación de calor con máxima postcombustión.

2.4.1 Calderas de recuperación de calor sin postcombustión.

Cuando los requerimientos de vapor en la planta son tales que la energía de los gases de escape de la turbina es suficiente, es decir, no se requiere agregar energía adicional a la caldera. El diseño de estas calderas, es prácticamente el de un intercambiador de calor convectivo, en el cual se genera vapor aprovechando la energía de los gases de combustión de las turbinas. Las temperaturas de los gases dependen del tipo de turbina utilizada y están entre (430 - 570) °C.

2.4.2 Calderas de recuperación de calor con postcombustión.

Los gases de combustión de la turbina contienen una cantidad de oxígeno considerable, del orden de (14 a 16% en volumen) de oxígeno, por tanto, se puede generar mayor cantidad de vapor en la caldera mediante la adición de combustible.

El principio de operación de una caldera de recuperación de calor con postcombustión es la misma que la de una caldera sin postcombustión, pero en este sistema se puede controlar la producción de vapor mediante la variación del flujo de combustible en los quemadores, sin depender de la turbina de gas.

Hay varios diseños disponibles para este tipo de unidades, y manejan una temperatura máxima de los gases de 930°C, sin requerir enfriamiento en las paredes de la cámara de combustión.

2.4.3 Calderas de recuperación de calor con máxima postcombustión.

Con este tipo de generador de vapor, los gases de escape de la turbina de gas son usados principalmente como transporte de oxígeno. La energía contenida en los gases de escape es pequeño en relación a la que presentan los gases a la salida de la postcombustión.

El diseño de un generador de este tipo es prácticamente idéntico al de una caldera convencional. Con un exceso de aire del 10%, se puede producir de 6 a 7 veces el vapor que se genera en una caldera de recuperación sin postcombustión. Además ya que el aire utilizado está precalentado por la turbina, el consumo de combustible en estas calderas de recuperación puede ser de 7 a 8% menor al requerido en una caldera convencional.

Este tipo de recuperadores generan una cantidad muy grande de vapor, por tanto, en aplicaciones industriales no son muy utilizadas, ya que superan las relaciones Q/E de los procesos típicos.

2.4.4 Temperatura mínima de corrosión.

Cuando se está diseñando una caldera de recuperación de calor, debe tenerse en cuenta no alcanzar la temperatura mínima de corrosión. Esto es, garantizar que todas las superficies en contacto con los gases deben estar a una temperatura superior al punto de rocío del ácido sulfúrico. Cuando se utiliza combustible libre de azufre, el límite se determina por el punto de rocío del agua.

Sin embargo, debido a que la transferencia de calor del lado de los gases es menor que la transferencia del lado del agua, aproximadamente en un factor de 100, es práctica común asumir que la temperatura del metal de los tubos es la misma temperatura que la del agua o vapor.

El ataque de la corrosión no es tan rápido si la temperatura disminuye ligeramente por debajo del punto de rocío del ácido sulfúrico y la temperatura de la superficie de los tubos es realmente siempre unos cuantos grados superior que la temperatura del agua, la temperatura del agua de alimentación cuando se utilizan combustibles con azufre puede estar de 5 a 10 °C por debajo del punto de rocío teórico. Sin embargo, introducir agua de alimentación lo más caliente posible siempre trae consigo ahorros energéticos en la operación del recuperador.

La temperatura del punto de rocío del ácido sulfúrico depende de las siguientes condiciones:

- La cantidad de azufre contenido en el combustible.
- El exceso de aire en la combustión.
- La razón de conversión de "x" cantidad de SO_2 en SO_3
- La cantidad de agua contenida en los gases de escape.

Siempre con combustibles libres de azufre, la temperatura del agua alimentada no debe estar por debajo en ninguna circunstancia del

punto de rocío del agua, debido al rápido incremento en la velocidad de corrosión.

Teóricamente, las precauciones más adecuadas (por ejemplo, la selección de materiales y aditivos), pueden hacer posible la operación de los intercambiadores de calor por debajo de la del punto de rocío del ácido. Sin embargo, el efecto económico de tales medidas es cuestionable porque el calor adicional obtenido es bajo en valor debido a su baja energía.

La tabla 2.1 ofrece una guía para la selección de la temperatura del agua de alimentación.

Tabla 2.1 Selección de las temperaturas del agua de alimentación a la caldera de recuperación.

Tipo de combustible	Temperatura de alimentación
Combustóleo con más de 2% de azufre	140 – 145 °C
Combustóleo con menos de 2% de azufre	110 – 130 °C
Gas natural sin azufre	50 -- 60 °C

Diseño óptimo de una caldera de recuperación de calor.

Cuando se diseña una caldera de recuperación de calor, se procura obtener el óptimo compromiso entre el costo y beneficio. El costo depende principalmente de la superficie del intercambiador de calor. El indicador generalmente usado es el punto pinch del evaporador. El área del evaporador se incrementa exponencialmente conforme la diferencia de temperaturas decrece (entre los gases de combustión y la temperatura del vapor), mientras el incremento en la generación de vapor es tan solo lineal. Por esta razón, el punto pinch seleccionado es un factor crítico para determinar la superficie de calentamiento.

La superficie del intercambiador de calor constituye del 40 al 50% del costo total de la caldera, mientras que el 50 o 60% restante prácticamente no se afecta por las dimensiones de la superficie. También si se tiene una superficie del intercambiador de calor

demasiado grande, se producen caídas de presión en los ductos del gas y como resultado se reduce la potencia de salida de la turbina de gas. Una caída de presión de 10 mbar reduce la potencia de salida y la eficiencia aproximadamente en 0.8%.

2.4.5 Determinación de la producción de vapor en una caldera de recuperación de calor.

La generación de vapor mediante la caldera de recuperación de calor, depende de la energía de descarga de la turbina o motor recíprocante, de las condiciones del vapor requeridas (presión, temperatura y humedad), y del diseño del recuperador. Por tanto, para determinar la producción de vapor mediante una caldera de recuperación de calor, se deben conocer los siguientes parámetros:

- Temperatura de los gases de descarga de la turbina (°C).
- Flujo de gases de la turbina (kg/hr).
- Condiciones del vapor requeridas (presión, temperatura, entalpía).
- Condiciones del agua de alimentación a la caldera (temperatura, presión, entalpía).
- Establecer el punto pinch del recuperador (valores típicos entre 10 y 20 °C). (Punto pinch se define como la diferencia de temperaturas entre los gases de combustión a la salida del evaporador y la temperatura de saturación correspondiente a la presión del vapor generado en esa sección).
- Establecer el punto de acercamiento, definido como la diferencia de temperaturas entre la de saturación del vapor y la temperatura del agua entregada por el economizador (10 - 30 °C).

2.4.5.1 Determinación del flujo de vapor generado en la caldera.

El flujo de vapor se determina al realizar el balance de energía entre el calor cedido por los gases y el absorbido por el vapor, es decir:

$$F_v = [C_p (\text{Flujo de gases}) (T_4 - T_6) / (h_{11} - h_9)] \quad (1)$$

donde

C_p = Calor específico de los gases.

T_4 = Temperatura de los gases a la entrada del recuperador de calor.

T_6 = Temperatura de los gases a la salida del evaporador (lado gases).

h_{11} = Entalpía del vapor a la salida del recuperador.

h_9 = Entalpía del agua a la entrada del evaporador (lado agua - vapor).

Sobrecalentador.

Las entalpías del vapor en esta sección quedan establecidas de acuerdo a los requerimientos del mismo, es decir, en el punto 10 la entalpía corresponde al vapor saturado en el evaporador y el punto 11 se determinará dependiendo de la temperatura de sobrecalentamiento requerida.

h_{10} es la entalpía del vapor saturado a las condiciones ($P_{10} = P_9$ y $T_{10} = T_9$).

h_{11} es la entalpía del vapor sobrecalentado a las siguientes condiciones (T_{11} y $P_{11} = P_9$), en caso de no requerir sobrecalentamiento $h_{11} = h_{10}$.

Con respecto a los gases de combustión, las condiciones del punto 4 corresponden a la entrada de los gases a la caldera de recuperación o la salida de la turbina de gas.

Para el punto 5, en la sección del evaporador se determina la temperatura mediante la expresión:

$$T_5 = T_4 - (\text{Flujo de vapor}) (h_{11} - h_{10}) / C_p (\text{Flujo de gases}) \quad (2)$$

Evaporador.

En esta sección quedan determinadas las entalpías por las condiciones requeridas por el vapor a proceso, es decir:

h_9 es la entalpía del líquido saturado a las siguientes condiciones (P_9 y T_9) y

h_{10} es la entalpía del vapor saturado a las mismas condiciones (P_9 y T_9).

Con respecto a los gases, la temperatura T_6 se determina a partir de la temperatura de saturación del vapor (T_9) y del punto pinch establecido, es decir:

$$T_6 = T_9 - \Delta T_p (\text{punto pinch}) \quad (3)$$

Economizador

El punto 8, es la entrada al economizador, y las condiciones están determinadas por las del agua de alimentación (P_8 , T_8 y h_8).

El punto 9, es el final del economizador, y las condiciones se determinan a partir de la temperatura de saturación del vapor T_9 y el punto de acercamiento establecido, es decir:

$$P_9 = P_8$$

$$T_9 = T_9 - \Delta T_a (\text{punto de acercamiento}) \quad (4)$$

y

h_9 se obtiene a las condiciones (P_9 y T_9).

Por otra parte, las condiciones de los gases de combustión en el economizador se obtienen a partir del punto 7 (salida de los gases del recuperador), mediante el siguiente balance de energía:

$$T_7 = T_6 - [(\text{Flujo de vapor}) \times (h_9 - h_8)] / C_p (\text{Flujo de gases}) \quad (5)$$

Nota: La temperatura de salida de los gases del recuperador debe ser mayor que la temperatura del agua de alimentación a la caldera, es decir, $T_7 > T_8$.

Cálculo de combustible adicional por postcombustión.

Cuando se requiere mayor cantidad de flujo de vapor, que el generado por la caldera de recuperación, es necesario suministrar combustible adicional a la caldera para incrementar la temperatura de los gases de combustión, y producir mayor cantidad de vapor.

Para determinar la cantidad de combustible requerido, es necesario primero calcular la diferencia entre el vapor requerido en el proceso o empresa y lo que puede producir la caldera de recuperación sin postcombustión:

$$\Delta F_{\text{vapor}} = F_{\text{vap}} \text{ requerido} - F_{\text{vap}} \text{ Producido} \quad (6)$$

Posteriormente, se determina la cantidad de energía adicional para generar esta diferencia en vapor.

$$\Delta Q_{\text{vapor}} = \Delta F_{\text{vapor}} \times (\text{entalpía del vapor} - \text{entalpía del agua de alimentación}) \quad (7)$$

La energía adicional a suministrar en la caldera de recuperación es:

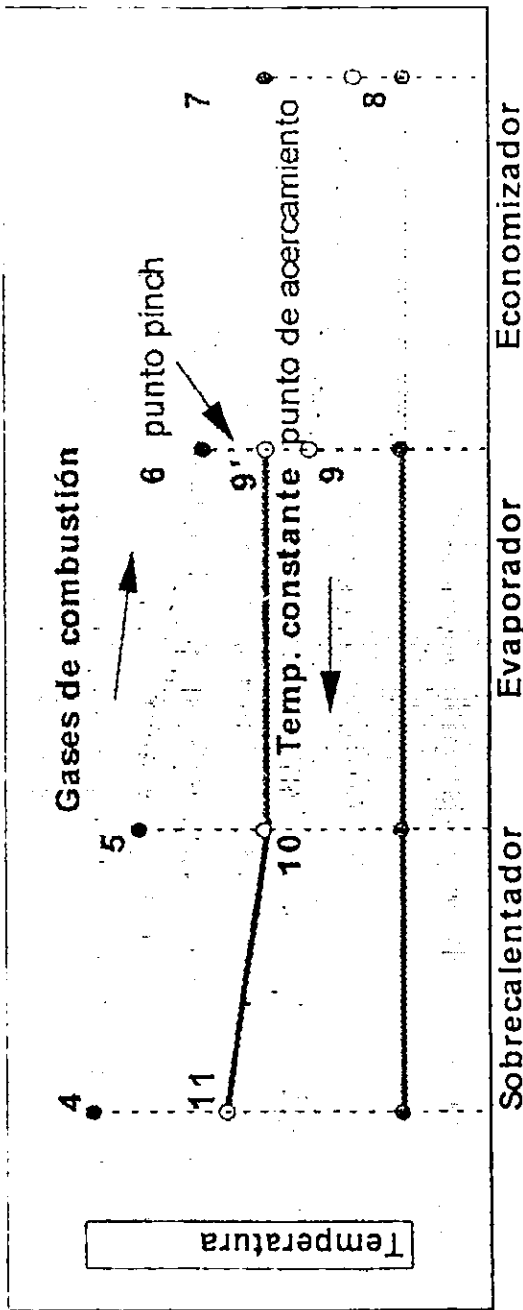
$$Q_s \text{ adicional} = \Delta Q_{\text{vapor}} / \eta \text{ combustión} \quad (8)$$

El flujo de combustible se determina al dividir el calor adicional a suministrar y el poder calorífico del combustible.

$$F_{\text{combustible}} = Q_s \text{ adicional} / PC \quad (9)$$

Por tanto, el calor total suministrado a la caldera será el proporcionado por los gases de la turbina, y el liberado por la combustión del combustible adicional.

$$Q \text{ total suministrado} = Q_s \text{ adicional} + Q_s \text{ turbina} \quad (10)$$



Enfriamiento de los gases de combustión contra calentamiento del vapor de agua.

2.5 Índices característicos de los sistemas de cogeneración.

2.5.1 Introducción.

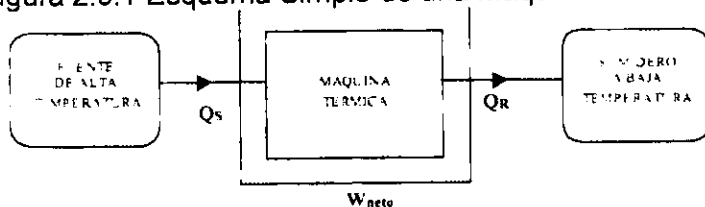
En esta sección se plantean los índices y eficiencias de evaluación energética de los sistemas de cogeneración.

Si se parte de las condiciones de operación de las plantas o centrales eléctricas convencionales, se ha determinado que éstas trabajan con eficiencias térmicas globales del orden del 33%, en el mejor de los casos. En este tipo de instalaciones, solo alrededor de una tercera parte de la energía inicial del combustible, se transforma en potencia eléctrica y las dos terceras partes restantes, se descargan en fluidos que liberan el calor no utilizado, ya sea a través de torres de enfriamiento, condensadores a la atmósfera, ríos, etc.

Como resultado de la aplicación de los sistemas de cogeneración se obtienen ahorros de energía primaria substanciales, además representan una oportunidad de beneficiarse con atractivos ahorros económicos y una forma de disminuir los impactos ambientales.

En general, el propósito de la generación de potencia mecánica es maximizar el trabajo entregado por el equipo primotor y minimizar el calor rechazado, Q_R . Sin embargo, existen limitantes termodinámicas; entre ellas, la segunda ley de la termodinámica que impone las condiciones para la operación de las máquinas térmicas; éstas deben trabajar entre dos fuentes de energía a diferentes temperaturas dándose de esta forma un flujo de calor del cual parte es transformado en trabajo mecánico y el resto se descarga a la fuente de calor de baja temperatura (caso ideal).

Figura 2.5.1 Esquema Simple de una Máquina Térmica



Por lo tanto, no es posible que el dispositivo emplee toda la energía suministrada para transformarla completamente en energía mecánica (máquina de Carnot).

Hoy en día los procesos térmicos deben integrarse, de manera que permita un uso más eficaz de los energéticos, permitiendo su preservación y disminución del impacto ambiental ocasionado por la combustión deficiente. Con esta idea en mente se pretende aprovechar la mayor parte del calor rechazado por un equipo o proceso.

Mejorar la eficiencia energética de las empresas, constituye una oportunidad de evitar erogaciones innecesarias por el uso inadecuado de los recursos energéticos comprados o generados dentro de las empresas.

Para caracterizar las instalaciones generadoras de potencia convencionales y en particular las de cogeneración, se presentan en las siguientes secciones, diferentes relaciones de evaluación energética.

2.5.2 Índices y eficiencias.

Eficiencia térmica de la planta convencional:

$$\eta_T = P / Q_S \quad (1)$$

donde P es la potencia entregada por la máquina y QS es la energía suministrada.

2.5.3 Eficiencia de la caldera.

La eficiencia global de la caldera se puede definir como la energía aprovechada por el vapor entre la energía suministrada por el combustible.

$$\eta_{\text{caldera}} = [m_{\text{vapor}} (h_{\text{sal}} - h_{\text{ent}}) / m_{\text{comb}} (\text{PC})_{\text{comb}}] \quad (2)$$

Siendo m_{comb} el flujo del combustible, $(\text{PC})_{\text{comb}}$ es el poder calorífico del combustible. Por otra parte, m_{vapor} es el flujo de vapor, h_{ent} es la

entalpía del agua de alimentación y h_{sal} es la entalpía de salida del vapor de la caldera.

NOTA: Fórmula obtenida del Código ASME (Diseño de Calderas).

2.5.4 Índice de calor (Heat Rate o IC).

Indica la relación entre la energía suministrada (por el combustible) y la potencia eléctrica generada. Si el valor de este índice es bajo, implica que se ha empleado eficientemente el combustible en la generación de potencia. Este índice es el recíproco del rendimiento térmico de una planta de potencia convencional.

$$IC = Q_s / P \quad (3)$$

La eficiencia térmica de una planta convencional se define como:

$$\eta_T = 1 / IC \quad (4)$$

2.5.5 Índice (Calor útil / Potencia eléctrica o Q / E).

Relación que indistintamente se puede emplear a la inversa. Describe el cociente entre las demandas de energía térmica y eléctrica requeridas en planta, se expresa mediante la relación:

$$Q / E = Q_u / P \quad (5)$$

donde Q_u es el calor útil y P es la potencia demandada por la empresa o instalación.

Este índice es de importancia fundamental, es el primer indicador empleado para considerar la tecnología más apropiada de cogeneración. Básicamente se tienen tres categorías en las que pueden entrar cierto tipo de instalación, éstas son:

Si $Q/E < 2$, se trata de centros preferentemente consumidores de energía eléctrica, tales como grandes talleres electromecánicos, centros del sector comercial y de servicios (hoteles, hospitales, universidades etc.).

Si $2 < Q/E < 10$, corresponde a centros de consumo equilibrado, como fábricas de papel, industria química, petroquímica, alimentaria y textil, así como algunos centros del sector servicios (grandes hospitales, lavanderías, etc.).

Si $Q/E > 10$, son instalaciones básicamente consumidoras de calor de proceso como fábricas de cemento, de cales, de cerámicos, etc.

2.5.6 Índice de calor neto o incremental (ICN)

Este índice es similar al Heat Rate, ya que también relaciona el combustible utilizado para la generación de energía eléctrica en sistemas de cogeneración. Está definido como el consumo de combustible requerido exclusivamente para la producción de electricidad.

$$ICN = [Q_s - (Q_u/\eta_c)] / P \quad (6)$$

donde η_c es la eficiencia de la caldera o calentador de agua o fluido térmico.

Este índice también es conocido como (Incremental Heat Rate).

La eficiencia de generación de potencia en un sistema de cogeneración se define como el inverso del ICN, es decir:

$$\eta_{\text{generación}} = 1/ICN \quad (7)$$

CAPITULO

3

ESQUEMAS

DE

GENERACION

3. Información requerida para la determinación de los esquemas de cogeneración.

La industria goza de gran diversidad de procesos, y cada uno de ellos van ligados a diferentes necesidades de energía (eléctrica y térmica). Los sistemas de cogeneración se deben integrar a las necesidades de cada proceso en particular, por tanto, el análisis de cada proyecto de cogeneración tiene características propias.

3.1 Estudio de prefactibilidad de cogeneración.

Un estudio de prefactibilidad permite identificar si existe potencial de cogeneración, y este se puede integrar convenientemente al proceso, es decir, satisfacer las necesidades de energía (eléctrica y térmica) de la empresa. Mediante este tipo de estudio, se identifican los esquemas de cogeneración más apropiados y se establecen los criterios para definir si es necesario continuar con un estudio de mayor detalle o dejarlo únicamente a este nivel.

Para un estudio de prefactibilidad es necesario conocer los siguientes conceptos:

- Identificación del tipo de empresa y/o proceso (textil, químico, hospital, comercial, etc.).
- Condiciones geográficas y climáticas donde se ubica la empresa (altitud y temperatura ambiente promedio).
- Patrones históricos y actuales del consumo de energéticos (vapor, electricidad, combustibles, otro fluido térmico) (mínimo los últimos 12 meses).
- Costos de los energéticos (energía eléctrica (tarifa eléctrica), combustibles, agua).

3.2 Estudio de factibilidad de cogeneración.

Este tipo de análisis se realiza con mayor profundidad, el objetivo es más ambicioso ya que no sólo se pretende definir el esquema de

cogeneración que satisfaga las necesidades energéticas de la empresa, sino que también proporcione el máximo ahorro de energía y la mayor rentabilidad.

Para realizar este tipo de análisis es necesario identificar y determinar la siguiente información:

- Tipo de empresa o actividad productiva (química, del papel, servicios, etc.).
- Descripción de los procesos productivos y productos.
- Ubicación y condiciones ambientales de la empresa (presión atmosférica y temperaturas del sitio "extremas y promedio").
- Turnos de trabajo y tiempo de operación al año.
- Periodos de mantenimiento y paros programados.
- Combustibles disponibles (gas natural, diesel, etc.).
- Combustibles subproducto de procesos (bagazo, aceites, madera, etc.).
- Disponibilidad de agua.
- Tipo de tarifa eléctrica.
- Arreglo general de las instalaciones de la empresa (Layout).
- Planes y perspectivas de crecimiento de la empresa.
- Espacio disponible para la instalación del sistema de cogeneración.
- Número de cortes en la red al año y estimación de pérdidas económicas ocasionadas por los cortes.

Con respecto a los patrones de consumo de energéticos, es importante contar con la siguiente información (como mínimo últimos 12 meses):

·Producción mensual por tipo de productos.

·Consumo de energía eléctrica mensual, demanda máxima de potencia tanto en horario base, intermedia y punta, esto en caso de contar con tarifa horaria. Si la empresa cuenta con un sistema de generación de electricidad, se requiere también la potencia y energía eléctrica generada.

·Costos del consumo de energía y demanda comprada y generada.

·Consumo mensual de combustibles, incluyendo costos.

·Producción mensual de vapor o fluidos térmicos.

Con la finalidad de conocer las condiciones actuales de operación de la planta y de los equipos que la integran es necesario la siguiente información:

•Diagrama unifilar de la instalación eléctrica de la empresa.

•Diagrama de las líneas de vapor, agua caliente, fluidos térmicos, etc.

•Condiciones de operación de equipos y sistemas (presión, temperatura y flujos).

•Condiciones nominales de operación de los equipos principales de conversión y generación de energía (turbogeneradores, calderas, hornos, motores, etc.).

•Censo de cargas (térmicas y eléctricas).

3.3 Identificación del sistema de cogeneración.

3.3.1 Perfiles de consumo de energéticos.

Una vez recopilada la información de la empresa en estudio, el paso siguiente es determinar los perfiles de consumo de energéticos de los siguientes parámetros:

- Demanda máxima de potencia.
- Consumo de energía eléctrica.
- Consumos de vapor y otros fluidos térmicos.
- Consumo de combustibles.

Estos perfiles se pueden realizar de manera mensual, día a día y horaria, es decir, lo más importante es contar con la información necesaria para cubrir las condiciones de operación típicas de la instalación y los consumos externos de la empresa (máximos y mínimos).

Por ejemplo, a continuación se presentan los perfiles de consumo (potencia, energía eléctrica, combustibles y vapor) de una fábrica de papel, (Albany International, S.A. de C.V.).

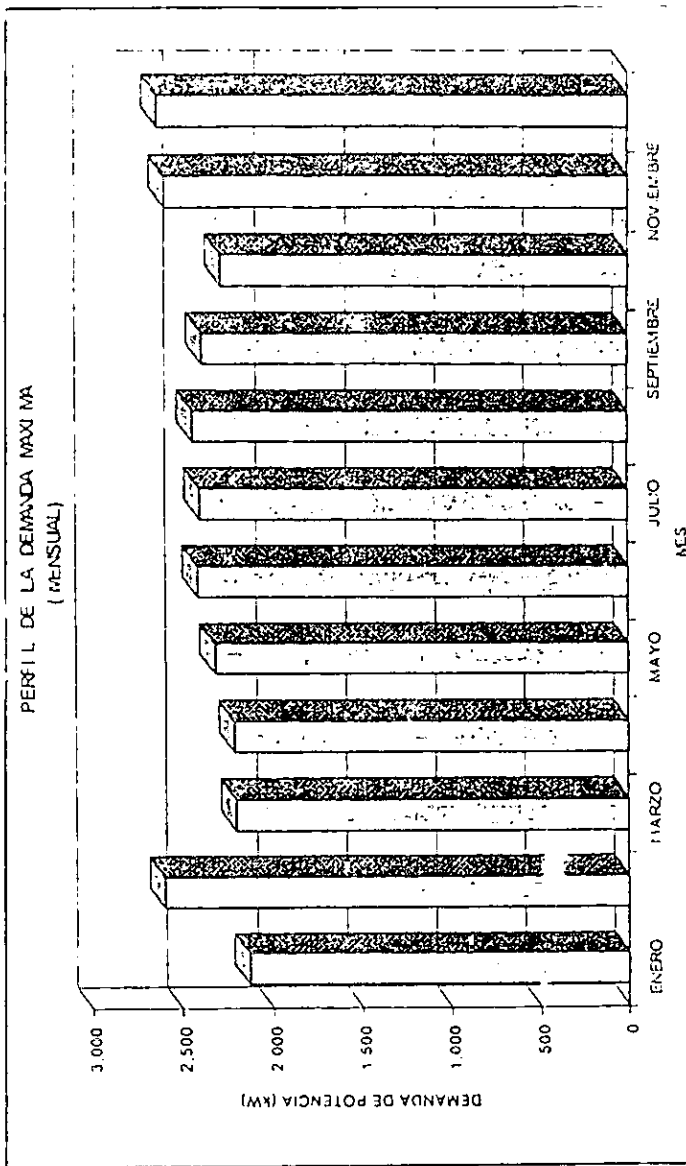


Figura 1 Demanda de potencia mensual (kW).

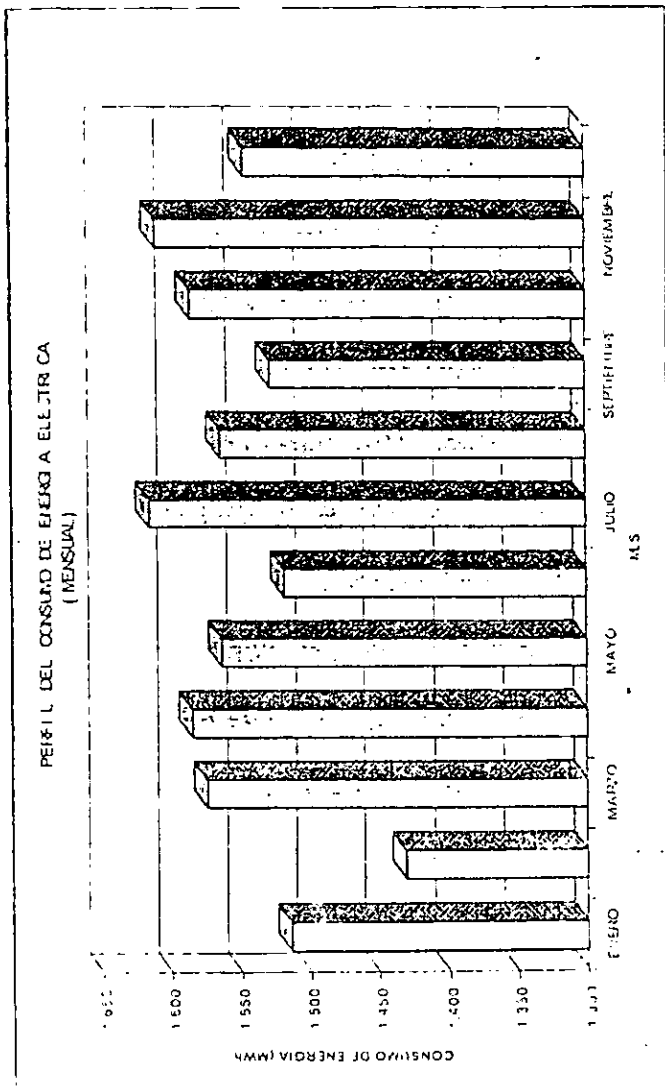


Figura 2 Consumo de energía mensual (MWh).

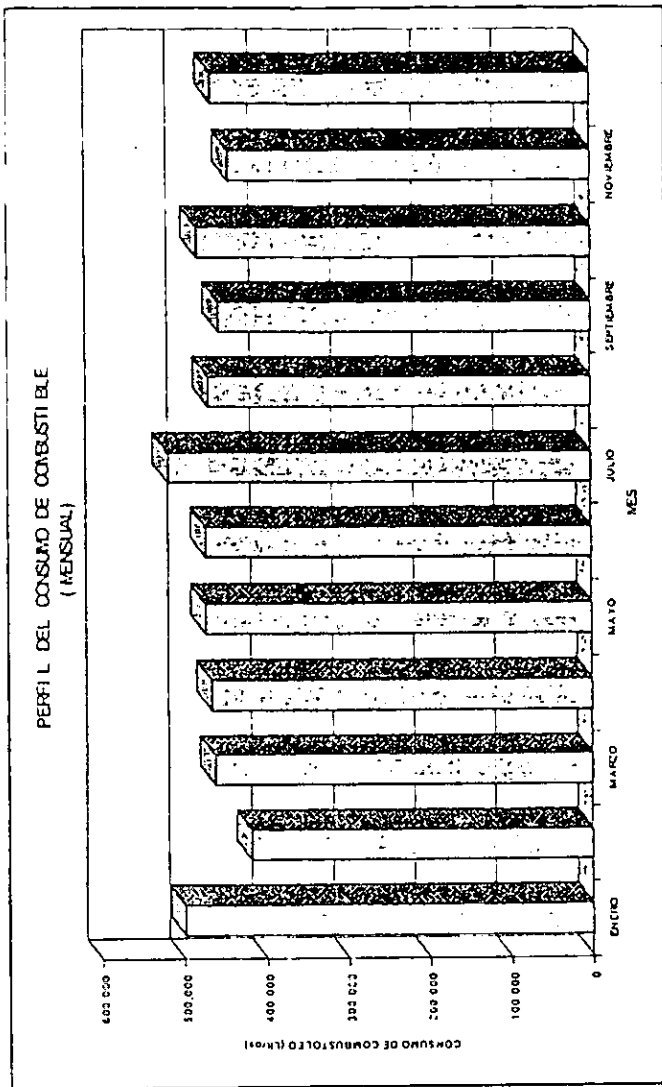


Figura 3 Consumo de combustible mensual (litros).

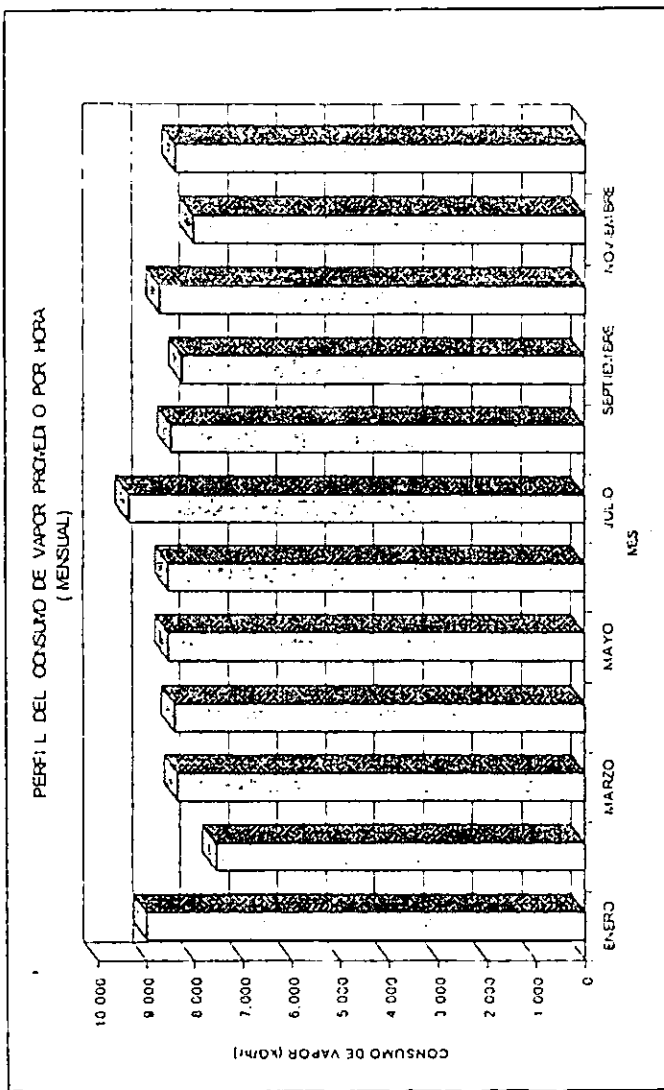


Figura 4 Consumo de vapor mensual (kg/hr).

Es importante determinar los valores máximos, mínimos y promedio de los consumos de energía (térmica y eléctrica), tal como se resumen en la siguiente tabla.

3.1 Resumen de consumos de energía en un periodo de doce meses.

CONCEPTO	PROMEDIO	MAXIMO	MINIMO
Demanda máxima	2,383	2,627 (Diciembre)	2,133 (Enero)
Consumo de energía eléctrica (MWh/Mes)	1,553	1,616 (Julio)	1,431 (Febrero)
Consumo de combustible (Litros/Mes)	469,408	518,800 (Julio)	418,500 (Febrero)
Consumo de vapor promedio (kg/hr)	8,457	9,436 (Julio)	7,539 (Febrero)

3.3.2 Determinación de la relación Q/E.

La aplicación correcta de cada sistema de cogeneración dependerá principalmente de la relación de energía térmica/eléctrica (Q/E).

Es recomendable que los sistemas de cogeneración se diseñen para satisfacer la totalidad de la demanda térmica, ya que con este esquema se obtiene la mayor eficiencia.

Los sistemas de cogeneración se pueden diseñar teóricamente a la medida de cada empresa, es decir, cubrir con los requerimientos de energía térmica y eléctrica de la instalación, sin embargo los equipos existentes en el mercado (turbinas, motores y generadores), normalmente no corresponden con dichas necesidades, por lo tanto, se tiene una generación mayor o menor de uno de estos energéticos.

Antes de seleccionar el esquema de cogeneración, es necesario establecer los requerimientos energéticos que se desean satisfacer con el mismo, para lo cual se presentan cuatro alternativas:

- a. Cumplir con la energía eléctrica y requerir postcombustión para alcanzar el requerimiento de energía térmica.
- b. Cumplir con la energía térmica y tener que condensar o vender excedentes térmicos.
- c. Cumplir con la energía térmica y tener excedentes de energía eléctrica.
- d. Cumplir con la energía térmica y tener que comprar faltantes de energía eléctrica.

El diseño más eficiente desde el punto de vista energético, corresponde a aquel que satisface ciento por ciento los requerimientos térmicos de las instalaciones de que se trate, pudiendo vender los excedentes eléctricos a la red o comprando de esta los faltantes si fuera el caso. En México estas alternativas están contempladas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

El esquema de cogeneración deberá ser capaz de satisfacer tanto como sea posible las diferentes condiciones de operación con la flexibilidad suficiente para minimizar las pérdidas o rechazo de energía al medio ambiente.

La selección del esquema de cogeneración también depende de las condiciones de presión y temperatura de los fluidos energéticos que están involucrados en el proceso, ya que en algunos casos se pueden presentar relaciones Q/E iguales, sin embargo, las condiciones a las que se requiere suministrar la energía térmica son diferentes (presión y temperatura), por lo tanto, los esquemas de cogeneración que pueden aplicarse difieren.

Los requerimientos del proceso usualmente determinan el tamaño óptimo del sistema a implantar, sin embargo, existen otros factores tales como: disponibilidad del combustible de desperdicio, necesidades eléctricas del proceso y factores económicos.

Ejemplo: A partir de la información presentada en la tabla 3.1, determinar la relación Q/E de la empresa para las condiciones promedio.

$$Q/E = (\text{Carga térmica promedio} / \text{Carga eléctrica promedio})$$

$$\text{Carga térmica promedio} = m_{\text{vapor}} \text{ promedio} \times (h_1 - h_2)$$

$$h_1 = 2,783 \text{ kJ/kg}$$

$$h_2 = 361 \text{ kJ/kg}$$

$$m_{\text{vapor}} = 8,457 \text{ kg/hr}$$

$$\begin{aligned} \text{Carga térmica promedio} &= 8,457 (2783 - 361) = 20,482,854 \text{ kJ/hr} \\ &= 20,482,854 / 3600 = 5,690 \text{ kW térmicos} \end{aligned}$$

$$\text{Carga eléctrica promedio} = 2,383 \text{ kW eléctricos}$$

Por tanto,

$$Q/E = 5,690 / 2,383 = 2.39$$

CAPITULO

4

SELECCION DEL
SISTEMA DE
COGENERACION

4. Selección del sistema de cogeneración.

Es difícil establecer una metodología en general para la selección y análisis de los esquemas de cogeneración, ya que cada proyecto tiene características muy particulares. Sin embargo, en base a las relaciones Q/e que se desean satisfacer con el sistema de cogeneración y considerando las características de cada esquema, se puede identificar el sistema de cogeneración más apropiado para cada empresa.

En la tabla 4.1, se muestran algunas de las relaciones Q/E de diferentes tipos de empresas y de los esquemas típicos de cogeneración.

Tabla 4.1 Relaciones de Q/E de diferentes tipos de empresas y de esquemas de cogeneración

SISTEMA	RANGO DE Q/E	APLICACION
Motor de combustión ($0.8 < Q/E < 2$)	$Q/E < 2$	Centros comerciales, hoteles, hospitales, clubes, grandes talleres electromecánicos, universidades, etc.
Turbina de gas con caldera de recuperación de calor	$2 < Q/E < 10$	Fábricas de papel, químicas, alimentaria, textil, petroquímica.
Turbina de vapor ($10 < Q/E < 30$)	$10 < Q/E$	Fábrica de cemento, cerámicos, etc.

4.1 Análisis técnico.

En esta etapa, se evalúa teóricamente el sistema de cogeneración seleccionado y se determinan los siguientes parámetros:

1.- De acuerdo a las condiciones de operación de la planta (Q/E), las condiciones ambientales del sitio (temperatura ambiente, presión

atmosférica), el diseño y tipo de equipo seleccionado (turbina de gas, motor, turbina de vapor) se determina:

- La potencia generada Pot. generada (kW eléctricos). (1)
- La producción de energía térmica por el sistema de cogeneración (generación de vapor de la caldera, a las condiciones de presión y temperatura requeridas por el proceso). En caso de turbina de gas o motor de combustión se determina el flujo de vapor generado por los gases de combustión a través del recuperador de calor.
- Consumo de combustible con el sistema de cogeneración.

2.- Posteriormente se calcula la energía eléctrica generada anualmente por el sistema de cogeneración.

$$E_{\text{anual}} (\text{kWh/año}) = P_{\text{generada}} (\text{kW}) \times \text{Operación} (\text{horas/año}) \times \text{Factor de disponibilidad} \quad (2)$$

3.- El siguiente punto, es determinar la variación en el consumo de combustible, entre los requerimientos actuales y con el sistema de cogeneración.

$$\text{Variación combustible } \{(\text{kg/hr}) / \text{año}\} = \text{Consumo actual} - \text{Consumo con cogeneración} \quad (3)$$

4.- Determinar el ahorro económico anual.

En esta sección se comparan los costos de energía (térmica y eléctrica), para el caso actual y con el sistema de cogeneración.

Energía eléctrica.

El ahorro económico se determina considerando los siguientes parámetros y expresiones:

- La tarifa aplicada en la empresa.
- Costo por demanda (\$/kW).

· Costo por consumo (\$/kWh).

Potencia generada (kW).

· Energía generada (kWh/año).

(Los costos de la energía eléctrica pueden consultarse en la página electrónica <http://www.cfe.gob.mx>).

El ahorro económico por demanda y energía se determinan mediante las siguientes expresiones:

$$\text{Ahorro económico por demanda} = \text{Pot. generada (kW)} \times (\$/\text{kW}) \quad (4)$$

$$\text{Ahorro económico por consumo} = \frac{\text{Energía generada (kWh anuales)}}{(\$/\text{kWh})} \quad (5)$$

Para tarifas horarias debe considerarse el costo para cada periodo de consumo: horas base, horas intermedia y horas punta.

El ahorro económico por energía eléctrica es la suma del ahorro por demanda y el obtenido por consumo, tal como se indica a continuación:

$$\text{Ahorro Económico Energía Eléctrica} = \text{Ahorro por demanda} + \text{Ahorro por consumo} \quad (6)$$

Energía térmica.

Con respecto al consumo de combustible no siempre se tienen ahorros, ya que en la mayoría de los casos se consume mayor cantidad de combustible con el sistema de cogeneración.

El ahorro neto se determina con la suma de las dos expresiones:

$$\text{Ahorro Económico por Combustible} = \frac{\text{Variación de Combustible (kg anuales)}}{(\$/\text{kg})} \quad (7)$$

En caso de que la expresión anterior fuera negativa, significa un costo adicional de combustible por el sistema de cogeneración.

El ahorro neto se determina con la suma de las dos expresiones:

$$\text{Ahorro Económico Total} = \text{Ahorro Económico por Energía Eléctrica} + \text{Ahorro Económico por combustible (8)}$$

5.- Eficiencia energética de cogeneración.

La eficiencia de cogeneración es un factor importante para la comparación entre estos sistemas, este se define como el consumo específico de combustible por unidad de generación eléctrica, también conocido como Incremental Heat Rate:

$$\text{ICN} = \{[Q_s - Q_{\text{útil}}] / \eta_c\} / \text{Pot. generada} = (\text{kWtérmicos/kWeléctricos}) \quad (9)$$

donde

Q_s , es el calor suministrado por el combustible y se determina como:

$$Q_s = m_{\text{combustible}} \times \text{PCI}_{\text{combustible}} \quad (10)$$

Q_u , es el calor útil a proceso y se determina como:

$$Q_u = m_{\text{vapor}} \times \Delta h_{\text{vapor}} \quad (11)$$

η_c , es la eficiencia de la caldera o calentador donde se genera o generaría el calor útil a proceso.

El inverso de este índice, es la eficiencia de cogeneración, es decir.

$$\eta_{\text{cogeneración}} (\%) = (1 / \text{ICN}) \times 100 \quad (12)$$

Los valores del ICN y la eficiencia de los sistemas de cogeneración evaluados se comparan y se eligen las opciones o esquemas más eficientes. para continuar con una siguiente etapa de análisis que es la evaluación económica.

4.2 Análisis económico.

4.2.1 Introducción.

A menudo los proyectos de ahorro de energía tienen que competir contra otros, que en apariencia, suelen presentarse como de menor inversión inicial, vale la pena preguntarse ¿en realidad son más baratos?.

El análisis detallado, de todas las implicaciones que tiene un proyecto de inversión, demuestra que en la mayoría de los casos decidir por la "menor inversión" a mediano y largo plazo resulta ser mucho más costoso.

El criterio de adjudicar una obra o compra de equipo a la menor oferta económica ha llevado a un gran número de empresas e instituciones a la adquisición de equipos y materiales de baja calidad, poca durabilidad, mala eficiencia, alto consumo de energía y finalmente mayores costos de operación.

En términos del ahorro de energía, existen criterios fundamentales que deben cuidarse y asegurarse antes de la toma de decisiones, los más importantes son:

- El ahorro de energía no debe afectar negativamente a la productividad y a la forma de operación de una empresa.
- Las medidas de ahorro no deben afectar el confort ni las condiciones de trabajo de las personas involucradas en donde se pretende ahorrar energía.
- El valor presente neto debe ser mayor a 0.
- La tasa interna de retorno debe ser mayor a la tasa de rentabilidad propuesta.
- El periodo de recuperación debe estar dentro de las políticas de la empresa.

Si la medida de ahorro cumple con las condiciones anteriores, entonces se considera rentable y se puede recomendar su aplicación.

4.2.2 Técnicas de evaluación.

En esta sección se presentan tres técnicas de evaluación económica: determinación del periodo de recuperación (conocida también como tiempo de recuperación o *payback*), análisis del valor presente neto y método de la tasa interna de recuperación.

Los detalles de un análisis económico naturalmente son particulares para cada compañía. Sin embargo, los procedimientos generales y los tipos de requerimiento de datos, son esencialmente uniformes para la mayoría de las empresas que deseen realizar una inversión; por ejemplo, la aplicación de un esquema de cogeneración.

Generalmente, la motivación que tienen las empresas para invertir en proyectos de ahorro de energía, es que los beneficios resultantes sean superiores a los costos de inversión. Los factores que hacen atractivas estas inversiones son los constantes incrementos en los costos de combustible y electricidad.

Algunos de los beneficios que pueden resultar del uso de procedimientos para ahorro y conservación de la energía son:

- Ahorro económico.
- Reducción en costos de mantenimiento.
- Mejor calidad de producto.
- Confiabilidad en la operación de los equipos.

4.2.2.1. Periodo de recuperación.

Este método consiste en determinar el tiempo (meses, años, etc.), que tarda un inversionista en recuperar el capital invertido, mediante los ingresos que produce el proyecto, o por los beneficios resultantes

(ahorros de energía eléctrica: ahorros en la facturación); el número de meses o años recibe el nombre de periodo de recuperación.

Se consideran todos los costos en términos nominales y no se considera el valor del dinero en el tiempo. El criterio de aceptación del proyecto lo establece el inversionista definiendo el periodo máximo en que debe recuperarse la inversión.

$$\text{Periodo de Recuperación} = [\text{Inversión} / (\text{Beneficios anuales} - \text{Costos anuales})] \quad (1)$$

El periodo de recuperación es simple, debido a que no se considera el valor del dinero en el tiempo.

Ejemplo 1:

Se requiere una inversión de \$15,000,000, para aplicar un sistema de cogeneración en una planta textil, este esquema traerá como beneficios un ahorro económico de \$7,200,000 anuales (en moneda constante) durante 10 años.

El periodo de recuperación es $(15,000 \$ / 7,200 \$/\text{año}) = 2.1$ años

4.2.2.2 Valor presente neto (VPN).

Consiste en transformar a valor presente, vía una tasa de interés, todos los componentes del flujo de efectivo durante el periodo de análisis del proyecto; la tasa de actualización debe ser superior al costo de capital, a fin de satisfacer el interés del inversionista.

El VPN representa, en valor presente, la magnitud absoluta en que los ingresos equivalentes de un flujo de efectivo superan a, o son superados por, los egresos equivalentes de dicho flujo. Es decir, si el valor presente neto del flujo efectivo es positivo, significa que los ingresos son mayores que los costos y que el rendimiento que se espera obtener del proyecto de inversión sea mayor que el rendimiento mínimo establecido por la empresa. En este caso el proyecto debe emprenderse o es factible de llevarse a cabo.

Para usar esta técnica de evaluación, los ingresos o beneficios deben definirse como flujos positivos de dinero, y con valor negativo, los egresos o desembolsos.

$$VPN = \sum_{i=0}^n \text{Valores} / (1 + \text{tasa}) \quad (2)$$

$$VPN = VP \text{ beneficios} - VP \text{ egresos} \quad (3)$$

donde

n : es el número de intervalos de tiempo sobre los cuales se analiza la inversión, su valor puede estar definido por el tiempo de vida del equipo (vida útil).

Valores : representan los flujos de efectivo.

Tasa: es la tasa de actualización establecida por el inversionista.

El flujo de efectivo en un proyecto dado, puede incluir: ahorros en costos de energía, inversión, costos de mantenimiento y reparación, valor de rescate de la inversión, etc.

En este y otros métodos que toman en cuenta el valor del dinero en el tiempo, cabe destacar que la tasa de descuento o actualización " i ", apropiada, debe determinarse externamente al proyecto, tomando como referencia el uso alternativo que se le puede dar, y el riesgo de realizar la inversión. Es común utilizar como tasa de descuento la tasa de interés que se paga por la deuda, en lugar de un valor mayor que considere el costo de oportunidad para el inversionista, y que se denomina, tasa de rendimiento mínima atractiva (TREMA).

El valor presente neto tiene ciertas características que lo hacen adecuado como base de comparación: considera el valor del dinero en el tiempo de acuerdo al valor de tasa de descuento " i ", escogido para los cálculos; sitúa el valor equivalente de cualquier flujo de efectivo en un punto particular en el tiempo ($t=0$) y en un solo índice; cualquiera que sea la sucesión de ingresos y egresos del flujo, el

valor presente neto será único para un valor dado de la tasa de descuento "i".

Para proyectos típicos, caracterizados porque demandan desembolsos en su etapa inicial y generan ingresos en lo sucesivo, el valor presente para diferentes valores de "i" se comporta como se muestra en la siguiente figura, aunque para otro tipo de flujos cabe la posibilidad de tener comportamientos diferentes.

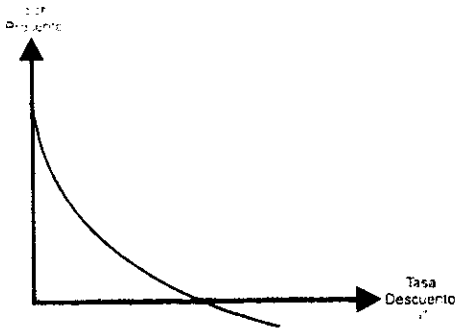


Figura 4.1 Comportamiento del valor presente neto para diferentes tasas de descuento "i"

En la figura 4.1, se puede observar que el valor presente neto de un proyecto decrece conforme se utilizan tasas de descuento cada vez mayores, y por tanto, la probabilidad de aceptarlo es cada vez menor. Esto es debido a que con tasas altas una cantidad futura representa un monto pequeño en el presente.

Los criterios para aprobar un proyecto, evaluándolo con la técnica de valor presente son:

- a) Sólo serán aceptadas aquellas inversiones que tengan beneficios netos positivos.
- b) Al seleccionar la técnica de valor presente neto para comparar las inversiones alternativas, es importante evaluar los costos y los beneficios de cada una de éstas, a lo largo de un número igual de años. Esto se puede hacer de las siguientes maneras:

1. Los costos y los beneficios se pueden medir para un periodo que sea un múltiplo económico común de las vidas propuestas. Por ejemplo, para comparar un motor rebobinado (A), que tiene una vida de cinco años contra un motor nuevo de alta eficiencia (B), cuya vida útil mínima es de diez años, se puede evaluar la alternativa A, sobre la base de una sustitución y la alternativa B, sin sustitución, de manera que los beneficios y los costos de ambos sistemas se calculen para diez años.

2. La otra forma opcional es que los costos y los beneficios de cada alternativa puedan ser calculados en términos de costos anuales. Beneficios y costos anuales para con esto, calcular el valor presente para un número de años deseados de servicio.

Ejemplo 2:

A continuación, se presenta el flujo de efectivo a 15 años del proyecto de aplicación de cogeneración en una planta de tratamiento de aguas. El tiempo de operación es de 8,760 horas al año, la tarifa aplicada es HM, región central y el mes de análisis es agosto de 1998, la inversión requerida es US\$ 7,574,000.

AÑO	INVERSION	AHORRO	FLUJO
0	\$7,574	\$0.00	-\$7,574
1	\$0.00	\$2,886	\$2,886
2	\$0.00	\$2,886	\$2,886
3	\$0.00	\$2,886	\$2,886
4	\$0.00	\$2,886	\$2,886
5	\$0.00	\$2,886	\$2,886
6	\$0.00	\$2,886	\$2,886
7	\$0.00	\$2,886	\$2,886
8	\$0.00	\$2,886	\$2,886
9	\$0.00	\$2,886	\$2,886
10	\$0.00	\$2,886	\$2,886
11	\$0.00	\$2,886	\$2,886
12	\$0.00	\$2,886	\$2,886
13	\$0.00	\$2,886	\$2,886
14	\$0.00	\$2,886	\$2,886
15	\$0.00	\$2,886	\$2,886

NOTA: A los valores presentados en la tabla se les debe multiplicar por un factor de 1000.

Para el cálculo del valor presente neto del flujo de efectivo, se considera una tasa de descuento anual de 35% y un periodo de 15 años.

$n = 15$, $i = 35\%$, VPN flujo de efectivo = ?

$$\begin{aligned} VPN = & -7,574/(1 + 0.35)^0 + 2,886/(1 + 0.35)^1 + 2,886/(1 + 0.35)^2 + 2,886/(1 + 0.35)^3 + \\ & 2,886/(1 + 0.35)^4 + 2,886/(1 + 0.35)^5 + 2,886/(1 + 0.35)^6 + 2,886/(1 + 0.35)^7 + \\ & 2,886/(1 + 0.35)^8 + 2,886/(1 + 0.35)^9 + 2,886/(1 + 0.35)^{10} + 2,886/(1 + 0.35)^{11} + \\ & 2,886/(1 + 0.35)^{12} + 2,886/(1 + 0.35)^{13} + 2,886/(1 + 0.35)^{14} + 2,886/(1 + 0.35)^{15} \end{aligned}$$

$$VPN = \$580$$

En este caso, el valor presente neto del flujo efectivo es positivo (\$580), significa que los beneficios del proyecto son superiores a los costos, y el rendimiento que se espera obtener del proyecto de inversión es mayor que el rendimiento mínimo establecido por la empresa (35%), por tanto, la instalación del esquema de cogeneración es rentable.

Una de las desventajas que presenta esta técnica, es que al concentrarse solamente en beneficios netos, no distingue entre un proyecto que involucra beneficios y costos relativamente elevados, y otro, beneficios y costos mucho más pequeños; en tanto, ambos proyectos resultan en beneficios netos iguales.

Sin embargo, la técnica de valor presente neto tiene la ventaja de medir el efecto (neto) de una inversión a lo largo de su vida, tomando en cuenta el costo de oportunidad de capital; esto es, particularmente útil para determinar la escala o tamaño eficiente de un proyecto de inversión.

4.2.2.3. Tasa interna de retorno (TIR).

La tasa interna de retorno (TIR) es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado. Se define como la tasa de interés "i" que reduce a cero el valor presente del flujo de efectivo de una inversión. Se entiende como flujo de efectivo a la diferencia entre los ingresos y egresos de un proyecto de inversión, para un determinado número de periodos (normalmente es la vida útil del proyecto).

Calcular la tasa de retorno proyectada sobre una inversión, se realiza por un método de tanteos o aproximaciones. Se suponen dos o tres tasas de interés, se calculan los valores presentes o flujos de efectivo anuales uniformes equivalentes, y se encuentra la tasa de rendimiento por interpolación, tal como se indica en los siguientes puntos.

1. La tasa de retorno se determina de manera iterativa, se propone una tasa de interés y se determina el VPN del flujo de efectivo del proyecto, si el resultado del valor presente es positivo, $VPN(Tasa_1) > 0$, entonces se proponen otras tasas de interés hasta obtener un VPN negativo, es decir, $VPN(Tasa_2) < 0$.
2. En caso de que el resultado del VPN sea negativo con la primera tasa de interés propuesta ($VPN(Tasa_1) < 0$), entonces se trabaja de manera inversa.
3. Finalmente, la TIR se determina interpolando entre los VPN resultantes para cada tasa de interés propuesta para un $VPN = 0$.

$$TIR = Tasa_1 - [VPN_1 / (VPN_1 - VPN_2) \times (Tasa_1 - Tasa_2)] \quad (4)$$

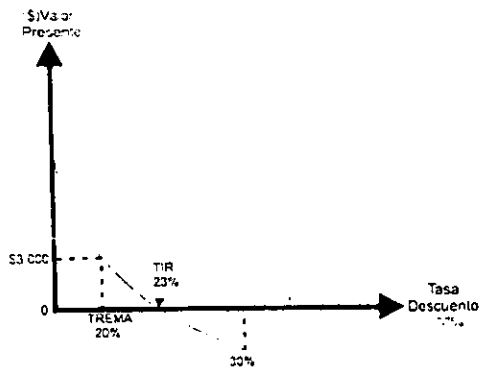


Figura 6.2 Determinación de la Tasa Interna de Retorno

Para que la inversión sea rentable se debe tener una tasa de rendimiento o tasa interna de retorno (TIR) mayor que la tasa de descuento propuesta por el inversionista (TREMA).

Ejemplo 3:

Continuando con el ejemplo 2, ¿cuál sería la TIR de ese proyecto?.

Inicialmente se determina el VPN con una tasa de interés propuesta de 40%.

$$\begin{aligned}
 VPN = & -7,574 / (1 + 0.4)^0 + 2,886 / (1 + 0.4)^1 + 2,886 / (1 + 0.4)^2 + 2,886 / (1 + 0.4)^3 + \\
 & 2,886 / (1 + 0.4)^4 + 2,886 / (1 + 0.4)^5 + 2,886 / (1 + 0.4)^6 + 2,886 / (1 + 0.4)^7 + \\
 & 2,886 / (1 + 0.4)^8 + 2,886 / (1 + 0.4)^9 + 2,886 / (1 + 0.4)^{10} + 2,886 / (1 + 0.4)^{11} + \\
 & 2,886 / (1 + 0.4)^{12} + 2,886 / (1 + 0.4)^{13} + 2,886 / (1 + 0.4)^{14} + 2,886 / (1 + 0.4)^{15}
 \end{aligned}$$

$$VPN = -\$405$$

El resultado es de un VPN (40%) < 0. Ahora se propone otra tasa de interés hasta obtener un VPN positivo, por ejemplo, 30%.

$$\begin{aligned}
 VPN_{Neto} = & -7,574 / (1 + 0.3)^0 + 2,886 / (1 + 0.3)^1 + 2,886 / (1 + 0.3)^2 + 2,886 / (1 + 0.3)^3 + \\
 & 2,886 / (1 + 0.3)^4 + 2,886 / (1 + 0.3)^5 + 2,886 / (1 + 0.3)^6 + 2,886 / (1 + 0.3)^7 + 2,886 / (1 + 0.3)^8 + \\
 & 2,886 / (1 + 0.3)^9 + 2,886 / (1 + 0.3)^{10} + 2,886 / (1 + 0.3)^{11} + 2,886 / (1 + 0.3)^{12} + 2,886 / (1 + 0.3)^{13} + \\
 & 2,886 / (1 + 0.3)^{14} + 2,886 / (1 + 0.3)^{15}
 \end{aligned}$$

$$VPN_{Neto} = \$1858$$

La TIR se determina interpolando entre los VPN resultantes para cada tasa de interés propuesta para un VPN = 0 (ecuación 4).

$$TIR = 40\% - [-289 / (-289 - (1858))] \times (40\% - 30\%)$$

$$TIR = 38\%.$$

CAPITULO

5

APLICACIONES

5. Ejemplos de aplicación.

5.1 Condiciones del sitio.

Una planta de papel se encuentra a 1,877 metros sobre el nivel del mar. La temperatura ambiente promedio es de 28 °C.

5.2 Situación actual en consumos de energéticos y producción.

Actualmente la planta compra la energía eléctrica a la red pública.

La demanda de potencia promedio es de 2,610 kW_{eléc.}

La generación de vapor se realiza mediante una caldera convencional, la cual consume combustóleo. Este vapor es producido en su totalidad a una presión de 10.5 kg/cm² y una temperatura de 187 °C.

La planta trabaja 8,736 horas al año, teniendo un consumo de energía eléctrica y térmica prácticamente sin variaciones en todos los meses del año.

5.3 Condiciones de operación.

A. Tiempo de operación

3 turnos de 8 horas

Tiempo de operación: 8,736 h/año

B. Producción nominal (1993)

1,326 ton /mes promedio

15,907 toneladas de papel al año

C. Producción máxima de vapor en calderas

Cantidad de combustible suministrado

Combustóleo: 644.79 lt/hr

722 m³/hr

Flujo de vapor: 8,457 kg/h = 2.35 kg/seg
Presión: 10.5 kg/cm²
Temperatura: 187 °C

D. Electricidad comprada

La energía eléctrica comprada en un año alcanzó los 22,800 MWh teniendo una demanda promedio de 2,610 kW.

E. Relación (Q/E) de energía térmica útil/ eléctrica.

Calor útil:

$$Q_u = m v \times (h_1 - h_2)$$

donde

Q_u , es la energía útil a proceso.

h_2 y h_1 las entalpías de entrada y salida del vapor en la caldera.

$$h_2 = 361 \text{ kJ/kg y } h_1 = 2,783 \text{ kJ/kg}$$

$$Q_u = 2.35 \times (2,783 - 361) = 5,691.7 \text{ kW}$$

La relación de consumo de energía térmica / eléctrica es:

$$Q_u/E = (5,691.7) / (2,610) = 2.18$$

5.4 Eficiencia de la caldera actual.

La eficiencia global de la caldera definiéndola como la energía aprovechada por el agua caliente entre la energía suministrada por el combustible.

$$\eta_c = [m v \times (h_1 - h_2)] / (m_{comb} \times PC_{comb})$$

donde

mv es el gasto másico de vapor = 8,457 kg/hr

h_2 y h_1 , las entalpías de entrada y salida de la caldera = 361kJ/kg y 2,783 kJ/kg

mcomb, el gasto másico de combustible suministrado a la caldera = 644.79 lt/hr

PCI el poder calorífico inferior del combustible (combustóleo) = 39,594.57 kJ/lt

$$\eta_c = [(8,457\text{kg/hr}) (2,783-361)\text{kJ/kg}] / (644.79\text{lt/hr} \times 39,594.57\text{kJ/lt})$$

$$\eta_c = 80\%.$$

5.5 Condiciones de operación futuras.

La planta sufrirá un incremento en la producción, y existen dos esquemas posibles de expansión, cada uno de estos con diferentes consumos de energía. Además la planta contempla realizar cambio de combustible, actualmente consumen combustóleo, se desea cambiar a gas natural. Por tanto, las opciones de cogeneración a analizar contemplan el uso de gas natural y en el caso de consumo de combustible actual se presenta el equivalente en gas natural.

Opción 1:

Potencia requerida: 3,200 kW eléctricos.

Cantidad de combustible suministrado: gas natural: 1,153 m³/hr.

Flujo de vapor: 13,500 kg/hr.

Presión: 10.5 kg/cm².

Temperatura: 187 °C.

Calor útil: 9,080 kW térmicos, relación Qu/E: 2.84

Opción 2:

Potencia requerida: 4,700 kW_e

Cantidad de combustible suministrado: Gas Natural: 1,880 m³/hr

Flujo de vapor: 22,000 kg/h

Presión : 10.5 kg/cm²

Temperatura : 187 °C

Calor útil: 14,796 kW_t

Relación Qu/E: 3.15

5.6 Alternativa I, análisis técnico opción 1.

Esta alternativa tiene por objeto producir la energía eléctrica de manera de satisfacer las necesidades de energía térmica.

La generación eléctrica será mediante una turbina de gas que en el sitio generará 3,500 kW eléctricos. Los gases de escape de la turbina de gas se alimentarán a una caldera de recuperación de calor con postcombustión, la cual producirá 13,500 kg/hr de vapor para proceso.

Las condiciones normales de operación (ISO, 15°C y al nivel del mar) de la turbina de gas son 4,540 kW.

La energía eléctrica anual generada será:

$$E_{\text{anual}} = P_{\text{gen}} \times T_t \times F_c$$

donde

E_{anual} , es la energía anualizada.

P_{gen} , la potencia generada = 3.5 MW

Tt. las horas trabajadas por año = 8,736

Fc. el factor de disponibilidad del equipo = 0.91

Eannual = (3,500 x 8,736 x 0.91) = 27,824 MWh/año

Variación en el consumo de combustible

Consumo de combustible de la alternativa I:

Turbina de gas: 1,216 m³/h

HIRSG Postcombustión: 413 m³/h

Total gas natural: 1,629 m³/h

Consumo de combustible actual:

Gas natural: 1,153 m³/h

Variación en consumo de combustible:

Gas natural: 476 m³/h

Ahorros anuales

Energía eléctrica:

Apgen = Pdem x Costo demanda = 3,200 x 53.19 = \$170,208 / Mes

= 170,208 x 12 = \$2,042,496 / Año

AE = (Pgen x horas operación x Costo ponderado en consumo x Fc)

= (3,500 x 8,736 x 0.37 x 0.91)

= \$10,294,939 /año

ATotal = 2,042,496 + 10,294,939 = \$12,337,435 /Año

Combustible:

$$Ac = -476 \text{ m}^3/\text{h} \times 8,736 \text{ h/año} \times \$0.6 / \text{m}^3 = -\$2,495,001 / \text{año}$$

*Nota: no existen ahorros por combustible.

$$AN_{\text{Anual}} = A_{\text{Total}} + Ac = 12,337,435 - 2,495,001$$

$$AN_{\text{Anual}} = \$9,842,434 \text{ Ahorro neto anual}$$

Eficiencia energética de la generación para la alternativa 1

La eficiencia de generación es un factor importante, caracterizado por el consumo específico de calor por unidad de generación eléctrica (incremental Heat Rate), y definido como:

$$ICN = [(Q_s - Q_{\text{útil}}/\eta_c) / \text{Potencia generada}] = \frac{\text{kW}_{\text{térmicos}}}{\text{kW}_{\text{eléctricos}}}$$

Eficiencia de generación

$$\eta_{\text{gen}} = 1 / ICN$$

Suministro de energía por gas natural:

$$Q_s (\text{gn}) = m_{\text{gn}} \times PC_{\text{Ign}}$$

$$Q_s (\text{gn}) = 0.45 \text{ Nm}^3/\text{seg} \times 35,424.5 \text{ kJ/Nm}^3$$

$$Q_s (\text{gn}) = 16,034 \text{ kWt}$$

Calor útil del vapor generado:

$$Q_{\text{útil}} = \sum m_{\text{vi}} \times \Delta h_{\text{i}}$$

$$Q_{\text{útil}} = 9,080 \text{ kWt}$$

Con esta opción se generarían 3,500 kW_e de potencia eléctrica, en el sitio esto conduce a:

$$ICN = (16,034 - 9,080 / 0.8) / 13,500 = 1.34 \text{ Wt} / \text{kW}_e$$

y la eficiencia de generación:

$$\eta_{gen} = 1 / 1.34 = 74\%$$

Para título informativo en esta alternativa se utilizaron los datos de la turbina de gas marca SOLAR modelo TAURUS T-7001. Sin embargo existen otras marcas que pueden funcionar con características similares.

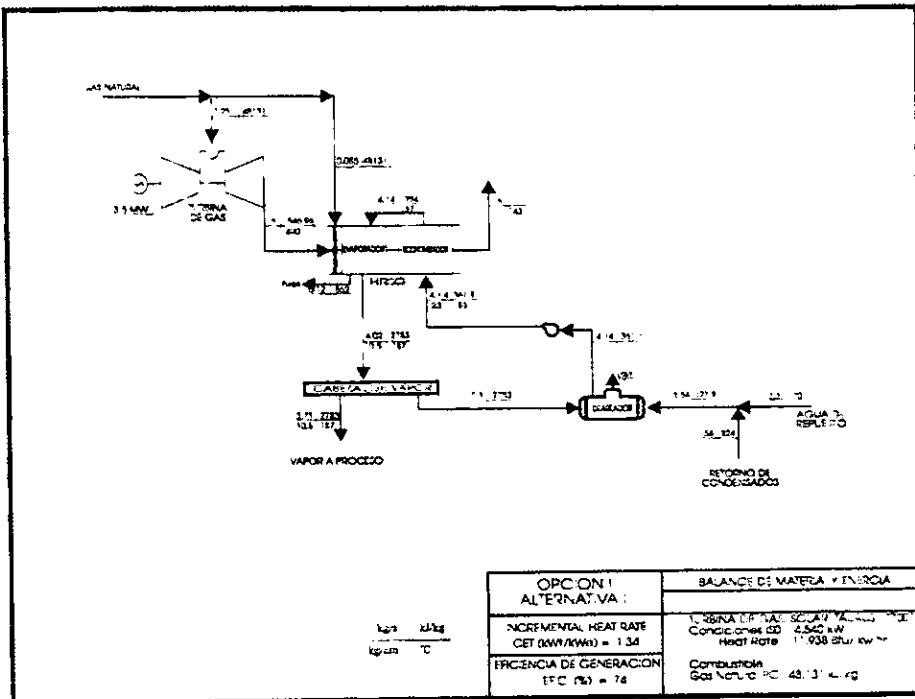


Figura 7.1 Balance de Materia y Energía de la Alternativa I (Opción 1)

5.7 Alternativa II, análisis técnico para mínima inversión opción 1

Esta alternativa contempla la instalación de un motor reciprocante que consume gas natural y generará 3,219 kW. El vapor requerido por el proceso se generará con una caldera de recuperación de calor, y con ayuda de la caldera que se tiene actualmente en la empresa, total se generarán 13,500 kg/h.

La energía eléctrica anual generada será:

$$E_{\text{anual}} = (3,219 \times 8,736 \times 0.97) = 27,277 \text{ MWh/año}$$

E_{anual} , es la energía anualizada

P_{gen} , la potencia generada = 3.2 MW

T_t , las horas trabajadas por año = 8,736

F , el factor de disponibilidad del equipo = 0.97

Variación en consumo de combustible.

Consumo de combustible de la alternativa II:

Motor reciprocante: 828 m³/h

HRSG postcombustión: 0.0 m³/h

Calderas actuales: 936 m³/h

Total gas natural: 1,764 m³/h

Consumo de combustible actual:

Gas natural: 1,153 m³/h

Variación en consumo de combustible:

Gas natural: 611 m³/h

Ahorros anuales (Energía eléctrica):

$$A_{\text{pdem}} = P_{\text{dem}} \times \text{Costo demanda} = 3,200 \times 53.19 = \$170,208/\text{Mes}$$

$$A_{\text{pdem}} = 170,208 \times 12 = \$2,042,496/\text{Año}$$

$$AE = (P_{gen} \times \text{horas operación} \times \text{costo ponderado en consumo} \times F_c)$$

$$AE = (3,219 \times 8,736 \times 0.37 \times 0.97)$$

$$AE = \$10,092,692/\text{Año}$$

$$A_{total} = 2,042,496 + 10,092,692 = \$12,135,188/\text{Año}$$

Combustible:

$$Ac = -611 \text{ m}^3/\text{h} \times 8,736 \text{ h/año} \times \$0.6/\text{m}^3 = \$3,202,617/\text{Año}$$

*NOTA: No existen ahorros por combustible.

$$A_{anual} = A_{total} + Ac = 12,135,188 - 3,202,617 = \$8,932,571$$

Eficiencia energética de la generación para la alternativa II.

Suministro de energía por gas natural:

$$Q_s (\text{gn}) = m_{gn} \times PC_{Ign}$$

$$Q_s (\text{gn}) = 0.49 \text{ Nm}^3/\text{seg} \times 35,424 \text{ kJ/Nm}^3$$

$$Q_s (\text{gn}) = 17,357 \text{ kW térmicos}$$

Calor útil del vapor generado:

$$Q_{\text{útil}} = \sum m_{vi} \times \Delta h_i$$

$$Q_{\text{útil}} = 9,079 \text{ kW térmicos}$$

Con esta opción se generarían 3,219 kW de potencia eléctrica, en el sitio con una eficiencia de:

$$ICN = (17,357 - 9,079 / 0.8) / 3,219 = 1.87 \text{ kWt/kWe}$$

y la eficiencia de generación:

$$\eta_{gen} = 1 / \text{ICN} = 53\%$$

Para título informativo en esta alternativa se utilizaron los datos del motor recíprocante marca FARBANKS MORSE modelo 38ETDD8 turbocargado. Sin embargo, existen otras marcas que pueden funcionar con características similares.

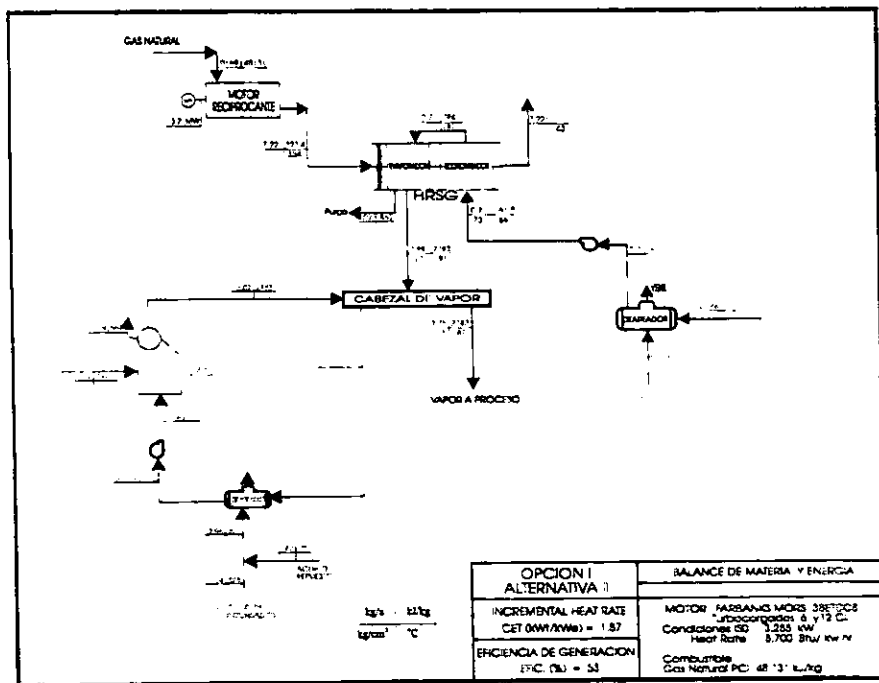


Figura 7.2 Balance de Materia y Energía de la Alternativa II (Opción 1)

5.8 Alternativa I, análisis técnico opción 2.

Esta alternativa tiene por objeto producir energía eléctrica con máxima eficiencia.

La generación eléctrica se realizará mediante una turbina de gas que en sitio generará 6,197 kW eléctricos. Los gases de escape de la turbina de gas alimentarán a una caldera de recuperación de calor con postcombustión, que producirá 22,000 kg/hr de vapor a proceso.

Las condiciones normales de operación (ISO) de la turbina de gas son 8,840 kW con un Heat Rate de 10,993 Btu/kWh (31%).

Para título informativo en esta alternativa se utilizaron los datos de la turbina de gas marca SOLAR modelo MARS T-12000. Sin embargo, existen otras marcas que pueden funcionar con características similares.

La energía eléctrica anual generada será:

$$E_{\text{anual}} = (6,197 \times 8,736 \times 0.95) = 51,430.14 \text{ MWh/Año}$$

Donde

E_{anual} , es la energía anualizada.

P_{gen} , la potencia generada = 6,197 MW

T_t , las horas trabajadas por año = 8,736

F_c el factor de disponibilidad del equipo = 0.95

Variación en consumo de combustible.

Consumo de combustible de la alternativa I:

Turbina de gas: 2,124 m³/h

HIRSG postcombustión: 576 m³/h

Total gas natural: 2,700 m³/h

Consumo de combustible actual:

Gas natural: 1,879 m³/h

Variación en consumo de combustible:

Gas natural: 821 m³/h

Ahorros anuales.

Energía eléctrica:

$$Apdem = Pdem \times \text{costo demanda} = 4,700 \times \$53.19 = \$249,993/\text{Mes}$$

$$Apdem = \$249,993 \times 12 = \$2,999,916/\text{Año}$$

$$AE = (Pgen \times \text{horas operación} \times \text{costo ponderado en consumo} \times Fc)$$

$$AE = (6,197 \times 8,736 \times 0.37 \times 0.95)$$

$$AE = \$19,029,152/\text{Año}$$

$$Atotal = \$2,999,916 + \$19,029,152 = \$22,029,068/\text{año}$$

Combustible:

$$Ac = -821 \text{ m}^3 \times 8,736 \text{ h/Año} \times \$0.6/\text{m}^3 = -\$4,303,353/\text{Año}$$

*NOTA: no existen ahorros por combustible.

$$ANannual = Atotal + Ac = \$22,029,068 - \$4,303,353$$

$$ANannual = \$17,725,715$$

Eficiencia energética de la generación para la alternativa propuesta:
suministro de energía por gas natural.

$$Qs(gn) = mgn \times PCIgn$$

ESTO DEBE
SER LA
SALUD DE LA
INDUSTRIA

$$Q_s \text{ (gn)} = 26,568 \text{ kWt}$$

Calor útil del vapor generado:

$$Q_{\text{útil}} = \sum m_{vi} \times \Delta h_i$$

$$Q_{\text{útil}} = 14,796.22 \text{ kW}$$

Con esta opción se generarían 6,197 kWe de potencia eléctrica, en el sitio esto conduce a:

$$\text{ICN} = (26,568 - 14,796/0.8) / 6,197 = 1.3 \text{ kWt/kWe}$$

y la eficiencia de generación:

$$\eta = 77\%$$

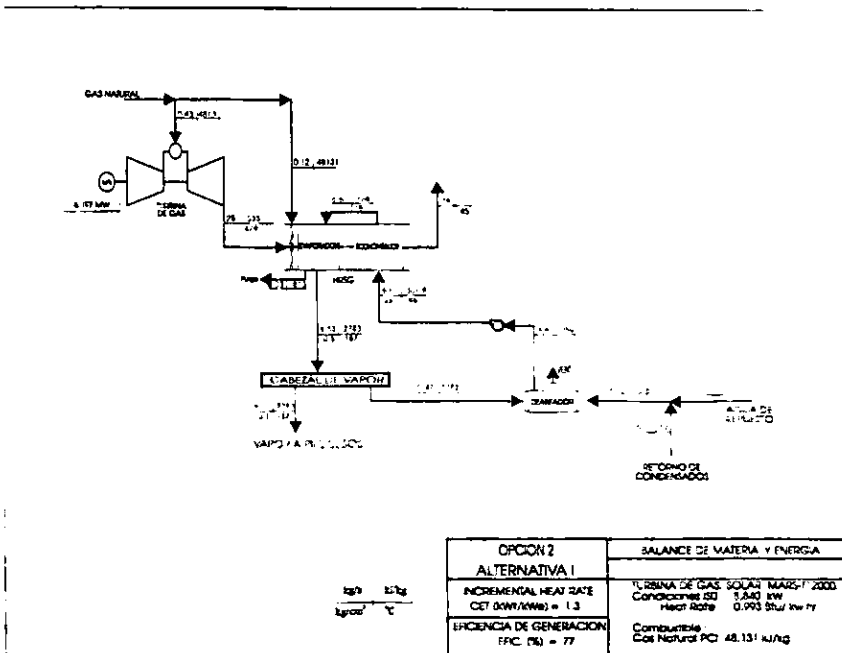


Figura 7.3 Balance de Materia y Energía de la Alternativa I (Opción 2)

5.9 Evaluación económica.

5.9.1 Parámetros a considerar en la evaluación económica.

Costo de la energía eléctrica comprada a la red.

La empresa se encuentra en la tarifa HM, región Centro. El costo total de la energía eléctrica comprada a CFE por parte de la planta, en 1998 fue \$10,002,355 con un costo promedio de \$0.45/kWh.

NOTA: Estas tarifas pueden consultarse en la página electrónica <http://www.cfe.gob.mx>).

Se tiene una demanda promedio de 2,610 kW y 8,736 horas de operación al año con una producción anual de 15,907 toneladas de papel.

Costo del combustible.

El combustible que se consume en la empresa es combustóleo, con un poder calorífico inferior de 9,847 kcal/lt.

El consumo de combustible calculado para la generación de vapor fue de 5,632,900 litros de combustóleo (1998). Este consumo de combustible fue calculado tomando en cuenta la generación de vapor y una eficiencia del 80% en calderas.

El costo por combustóleo fue de \$2,534,805, con un valor promedio de \$0.45/litro. Para las alternativas de cogeneración se considera el consumo de gas natural con un costo de \$0.60/m³.

Costos totales.

Tomando los costos por electricidad, combustible y otros factores, anualmente la planta tiene en promedio un gasto por energía de \$12,537,160.

La empresa incrementará su producción en 1999, por lo que sus demandas de energía aumentarán. En la tabla 5.1, se muestra más detalladamente los costos anuales, así como la estimación en el

Tabla 5.1 Capacidad y costos de operación anual de las alternativas de cogeneración

	Instalación Actual (1998)	Opción 1 (1999)	Alternativa I	Alternativa II	Opción 2 (1999)	Alternativa I
Costo de gas natural (\$)	2,534,805**	6,043,565	8,538,566	9,246,182	9,854,208	14,152,320
Costos de ener- gía eléctrica comprada (\$)	10,002,355	12,300,288	12,242,630+	12,002,121+	18,066,400	19,849,280
Potencia requerida (kW)	2,610	3,200	3,200	3,200	4,700	4,700
Capacidad instalada (kW)			4,540	3,285		8,800
Potencia dis- ponible (kW)			3,500	3,219		6,197
Generación de energía MWh/año			27,824	27,278		54,137
Compra de ener- gía MWh/año	(22,800)	(27,995)	(0.131)	(0.677)	(41,060)	45,112
Producción total de vapor (Ton/año)	101,804	117,936	117,936	117,936	192,192	192,192
Energía dispo- nible para venta (MWh/año)						13,366

* Los valores entre paréntesis indican la energía que tiene que ser comprada por la empresa

** Combustóleo

+ Ahorro económico por energía eléctrica

aumento de energía y sus costos, comparándolos con los costos de los sistemas de cogeneración propuestos y la evaluación realizada en este capítulo.

El análisis financiero se realiza con base a las proyecciones en las demandas futuras de la empresa. Estas se presentan en dos opciones, las cuales, representan los posibles aumentos que puede tener la empresa en un futuro (1999). También se toma en cuenta que la planta podrá consumir gas natural como combustible.

5.9.2 Descripción económica de los sistemas de cogeneración propuestos.

5.9.2.1. Sistemas de cogeneración propuestos.

A continuación, se describen brevemente cada una de las alternativas de cogeneración propuestas.

Requerimientos de la opción 1:

Demanda de potencia de 3,200 kW.

Flujo de vapor de 13.5 toneladas/hora.

Alternativa I.

Esta alternativa que tiene por objeto maximizar la eficiencia del sistema de cogeneración, contempla el aprovechamiento de los gases de escape de una turbina de gas en una caldera de recuperación de calor con postcombustión. La turbina generará 3,500 kW de potencia eléctrica.

Alternativa II.

La alternativa propuesta consiste de un motor reciprocante acoplado a una caldera de recuperación de calor (HRSG), en la cual se utilizarán los gases de salida del motor para generar una parte del vapor que requiere la planta (13.5 ton/h). La potencia eléctrica generada será de 3,219 kW.

Requerimientos de la opción 2:

Demanda de potencia de 4,700 kW.

Flujo de vapor de 22 toneladas/hora.

La alternativa propuesta consiste de una turbina de gas acoplada a una caldera de recuperación de calor con postcombustión. La turbina generará 6,197 kW de potencia eléctrica con lo cual se tendrán 13,366 MWh/año de excedentes para su venta a la red. La caldera genera todo el vapor que es requerido por el proceso (22,000 kg/hr).

5.9.2.2. Costos de capital.

Como parte del estudio se deben determinar las cotizaciones de los principales equipos que son utilizados en los sistemas de cogeneración propuestos. En la tabla 5.2, se muestra una comparación entre los costos de capital.

Los costos de instalación, mano de obra y materiales se estiman en un 30% del costo de los equipos principales. Adicionalmente, se estima que los costos de embarque son el 4% del costo total de los equipos. También es incluido un costo de ingeniería del 8% sobre el total de los costos de capital.

5.9.2.3. Resultados del análisis económico.

A continuación se presentan los resultados de la evaluación económica de los sistemas de cogeneración, para el desarrollo de la misma se considera una vida útil del proyecto de 20 años, una tasa de descuento del 30%, un escalador en los precios de energía eléctrica del 5% anual, y en combustibles del 3% anual. Los beneficios del proyecto corresponden a lo que se deja de pagar por electricidad y los costos se integran por la inversión y el combustible adicional por el sistema de cogeneración. En la evaluación se consideran los costos de capital y de energía en dólares, la paridad utilizada fue de \$10/US\$.

El análisis económico se realizó considerando dos esquemas de crecimiento de la empresa.

Tabla 5.2 Costos de capital para las alternativas de cogeneración (US\$)

	Opción 1		Opción 2
	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa I
Turbina de gas	1,900,000		4,300,000
Motor recíprocante		1,360,000	
Caldera de recuperación de calor (HRSG)	400,000	350,000	800,000
Costos totales de equipo principal	2,300,000	1,710,000	5,100,000
Mano de obra y materiales	690,000	513,000	1,530,000
Flete	92,000	68,400	204,000
Ingeniería	184,000	136,800	408,000
Costos totales de instalación (US\$)	3,266,000	2,428,200	7,242,000

Los ahorros generados por energía eléctrica consideran también la venta de excedentes, únicamente en consumo de energía (kWh), es decir, la venta de demanda (kW) no se considera. La compañía suministradora comprará los kWh al mismo precio que los vende (tarifa HM, región Central).

Los principales equipos en los esquemas de cogeneración (turbinas y/o motores), son importados y se cotizan en dólares, por tanto, la paridad del peso contra el dólar es otro factor importante para la rentabilidad del proyecto.

En la opción 1, las alternativas propuestas son rentables, ya que las tasas de interés son superiores al valor mínimo deseado 830%, y el periodo de recuperación de las inversiones son menores a 5 años

Ahorros de energía eléctrica, costo adicional de combustible e inversión de los esquema de cogeneración

Concepto	Opción 1		Opción 2
	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa I
Inversión (US\$)	3,266,000	2,428,200	7,242,000
Costo por combustible adicional por cogeneración (US\$)	249,500	320,261	429,811
Ahorro económico por energía eléctrica (US\$)	1,224,263	1,200,212	1,984,928
Ahorro neto (energía eléctrica/combustible) (US\$)	974,763	879,951	1,577,117
Tiempo de recuperación (Años)	3.35	2.76	4.66

Resultados de los análisis económicos

Concepto	Opción 1		Opción 2
	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa I
Tasa interna de retorno TIR (%)	35	42	26
Valor presente del flujo de costos (US\$)	4,181,292	3,603,079	8,818,764
Tiempo de recuperación (Años)	3.4	2.8	4.7
Relación beneficio – costo	1.15	1.31	0.89

(valor típico de un sistema de cogeneración), la relación beneficio - costo también es favorable.

En la opción 2, las demandas energéticas se incrementan aún más que en la opción 1. Los resultados obtenidos para esta alternativa están fuera del límite esperado, ya que la TIR resultante es menor a la mínima establecida por el inversionista. Además los costos del proyecto y los ahorros obtenidos están desequilibrados, resultando en una relación beneficio – costo menor a la unidad.

5.10. Guía para solicitar permisos de generación, exportación e importación de energía eléctrica.

5.10.1. Antecedentes.

En 1992 se reformó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (la Ley) con el objetivo de ampliar y definir la participación de los particulares en actividades de generación, exportación e importación de energía eléctrica. La Ley, en su artículo 30, define cinco actividades que no se consideran servicio público.

1. Generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción.

2. Generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la CFE.

3. Generación de energía eléctrica para su exportación derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción.

4. Importación de energía eléctrica para el abastecimiento de usos propios.

5. Generación de energía eléctrica destinada al uso de emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público.

Para realizar estas actividades los particulares requieren de un permiso, salvo en los casos siguientes (Art. 39 de la Ley):

- La generación destinada al uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público.

- El autoabastecimiento cuya capacidad no exceda de 0.5 MW y que no se destine a pequeñas comunidades rurales.

En 1993 se publicó el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (el Reglamento) que, entre otros temas, desarrolla los criterios que rigen las actividades de generación, exportación e importación de energía eléctrica de los particulares.

La Ley y el Reglamento definen seis tipos de permisos para las actividades que no se consideran servicio público: autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, importación y exportación, y establecen las condiciones bajo las cuales serán otorgados cada uno de los permisos (Art. 36 de la Ley).

En 1995 la Ley de la Comisión Reguladora de Energía le confirió a esta Comisión, entre otras, las siguientes facultades:

- Otorgar y revocar los permisos y autorizaciones de cada una de las actividades o para ejercer varias.
- Autorizar la transferencia de los derechos derivados de los permisos.
- Establecer las condiciones pertinentes en los permisos de acuerdo con lo previsto en la Ley y su Reglamento.

La CRE otorgará los permisos considerando los criterios y lineamientos de la política energética nacional, oyendo la opinión del suministrador (CFE o LyFC), cuidando el interés general, así como la seguridad, eficiencia y estabilidad del servicio público (Art. 36 de la Ley).

5.10.2 Objeto y alcance.

Esta guía persigue dos objetivos principales:

- Explicarles a los interesados las características de los diferentes tipos de permisos, con el propósito de que estos soliciten aquel que mejor se ajuste a sus necesidades y proyectos.
- Describir los requisitos, establecidos en la Ley y el Reglamento, que deben contener las solicitudes de permisos, con el propósito de agilizar el trámite de las mismas.

El presente documento consta de cuatro secciones:

1. Sinopsis del procedimiento para solicitar, y en su caso, obtener un permiso de generación, exportación e importación de energía eléctrica.

2. Aspectos legales de las figuras de autoabastecimiento, cogeneración, productor independiente, pequeña producción, exportación e importación de energía eléctrica.
3. Requisitos que establecen la Ley y el Reglamento para las solicitudes de permiso.
4. Trámite de una solicitud de permiso.

5.10.3 Procedimiento para solicitar permiso.

El procedimiento para solicitar un permiso se resume en tres grandes etapas:

5.10.3.1. Elección del tipo de permiso.

El solicitante debe reconocer los tipos de permiso que la CRE puede otorgar y los requisitos que la Ley y el Reglamento exigen al interesado y, en su caso, a las personas que aprovecharán la energía eléctrica.

El interesado deberá decidir qué tipo de permiso desea solicitar con base en sus requerimientos y proyectos específicos, en las características de generación de su proyecto y de acuerdo con la(s) persona(s) que aprovechará(n) la energía.

En la sección Aspectos Legales se presenta una descripción de estos para cada tipo de permiso.

5.10.3.2. Recopilación de requisitos.

Una vez establecido el tipo de permiso que se requiere, el solicitante debe reunir los requisitos legales y técnicos necesarios, de acuerdo con el permiso que solicita.

Una vez reunidos los requisitos, estos deben ser presentados, junto con la solicitud, ante la CRE para que esta inicie el proceso, análisis y evaluación de la solicitud y, en su caso, otorgue el permiso correspondiente.

Los requisitos necesarios para cada tipo de permiso se describen en la sección Requisitos para obtener un permiso.

5.10.3.3. Trámite de una solicitud.

La CRE verifica que los documentos presentados cumplan con los requisitos establecidos para el permiso. En caso de encontrar omisiones o deficiencias, lo notifica al solicitante para que esie haga las correcciones pertinentes.

Una vez subsanadas las posibles deficiencias, la CRE evalúa la solicitud del interesado, considerando la opinión del suministrador y, de no encontrar impedimento, otorga el permiso.

El trámite que sigue una solicitud de permiso se describe en la sección Procedimiento para otorgar un permiso. Características de los permisos de generación, exportación e importación de energía eléctrica.

5.10.4. Aspectos legales.

Esta sección describe los aspectos legales de los permisos para generación, exportación e importación de energía eléctrica y los requisitos que establecen la Ley y el Reglamento a los solicitantes y, en su caso, a los usuarios de la energía eléctrica generada.

Para que la CRE pueda expedir un permiso de generación es necesario que, tanto el solicitante como las personas que pretenden aprovechar la energía, cumplan con los requisitos exigidos.

Si el solicitante cumple con los requisitos establecidos para más de un tipo de permiso, puede solicitar aquel que más convenga a sus intereses.

Los permisos tienen una duración indefinida, salvo los de producción independiente que se otorgan hasta por un plazo de treinta años, pudiendo ser renovado (Arts. 78 y 91 del Reglamento).

Los proyectos de generación, exportación o importación pueden ser financiados a través de deuda bancaria o esquemas de

arrendamiento, ya que la Ley y el Reglamento no imponen restricciones a los gravámenes que puedan existir sobre la planta generadora.

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

- El ejercicio autorizado de las actividades de generación, exportación o importación puede incluir la conducción, la transformación y la entrega de la energía eléctrica según las particularidades de cada caso.

- El uso temporal de la red del sistema eléctrico nacional por parte de los permisionarios, solamente puede efectuarse previo convenio celebrado con el suministrador, cuando ello no ponga en riesgo la prestación del servicio público ni se afecten los derechos de terceros. En dichos convenios deberá estipularse la contraprestación a favor del suministrador y a cargo de los permisionarios.

- Los titulares de los permisos no pueden vender, revender o por cualquier acto jurídico enajenar capacidad o energía eléctrica, salvo en los casos previstos expresamente por la Ley.

- Cuando la propiedad de una planta generadora corresponda a varias personas, el permiso se otorga a todos los interesados, quienes deberán designar un representante común ante la CRE con facultades suficientes, siendo responsables del cumplimiento de la Ley, del Reglamento y de las condiciones que se establezcan en los permisos respectivos.

Los titulares de los permisos están obligados a:

- Proporcionar, en la medida de sus posibilidades, la energía eléctrica disponible para el servicio público, cuando por causa de fuerza mayor o caso fortuito el servicio público se interrumpa o restrinja, y únicamente por el lapso que comprenda la interrupción o restricción. Para estos casos existirá una contraprestación a favor del titular del permiso (Art. 37 inciso a) de la Ley).

- Cumplir con las Normas Oficiales Mexicanas que resulten aplicables (Art. 37 inciso b) de la Ley).

- Informar trimestralmente a la CRE, con fines estadísticos, el tipo y volumen del combustible consumido y la cantidad de energía eléctrica generada, especificando la parte utilizada para la satisfacción de necesidades propias del permisionario, la entregada al suministrador, la destinada a la exportación o las importaciones de energía eléctrica realizadas (Art. 90, fr. VI del Reglamento).

5.10.4.1. Autoabastecimiento.

El autoabastecimiento es la utilización de la energía eléctrica para la satisfacción de las necesidades propias del permisionario o del conjunto de copropietarios o socios (Art. 101 del Reglamento).

Pueden solicitar permisos de autoabastecimiento (Art. 36, fr. I de la Ley):

- Una persona física o moral.
- Sociedades de autoabastecimiento.
- Copropietarios de la planta generadora.

Aprovechamiento de la energía eléctrica en autoabastecimiento

Solicitante/Permisionario	Aprovechamiento de la energía eléctrica
Persona física o moral	El titular del permiso
Sociedades de autoabastecimiento	Los socios de la sociedad al momento de solicitar el permiso
Copropietarios de una planta generadora	Los copropietarios de la planta

Los interesados en obtener un permiso de autoabastecimiento deberán constituir una sociedad que tenga por objeto la generación de

energía eléctrica para la satisfacción del conjunto de las necesidades de sus socios.

Las sociedades de autoabastecimiento interesadas en obtener un permiso pueden presentar, junto con su solicitud, los planes de expansión de su proyecto, en donde deben mencionar el nombre de las personas que se incorporarán como socios futuros de la sociedad. De no presentar esta información será necesario obtener un nuevo permiso si se desea incluir un nuevo socio.

Después de otorgado el permiso, la inclusión de nuevas personas al aprovechamiento de la energía eléctrica generada por la sociedad de autoabastecimiento, requiere autorización previa de la CRE (Art. 102 del Reglamento), la cual será otorgada siempre y cuando los planes de expansión originales prevean la inclusión de estas personas.

En el caso de copropiedad, la inclusión de nuevas personas al aprovechamiento de la energía eléctrica está condicionada a que la CRE autorice a los nuevos copropietarios (Art. 97 del Reglamento).

La ley y el Reglamento no requieren que se guarde una proporcionalidad entre la participación en el capital de la sociedad de autoabastecimiento, o en los derechos de copropiedad, y el aprovechamiento de la energía eléctrica por parte de los socios o copropietarios.

Los proyectos de autoabastecimiento pueden definirse con una capacidad de generación de energía eléctrica por encima de las necesidades de las personas que aprovecharán la energía eléctrica. El solicitante debe comprometerse expresamente a poner a disposición del suministrador los excedentes de producción de energía eléctrica hasta por 20 MW que, en su caso, llegue a generar (Art. 36, fr. I, inciso b), de la Ley).

La entrega de excedentes de producción al suministrador se sujetará a las reglas de despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional que establezca la CFE (Art. 37, inciso c), de la Ley).

5.10.4.2. Cogeneración.

Los interesados en obtener un permiso de cogeneración deben presentar un proyecto de generación que cumpla con alguna de las tres definiciones que establecen la Ley y el Reglamento.

- La generación de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, a partir de una fuente energética primaria común, siempre que el vapor o la energía térmica secundaria se destine al proceso que da lugar a la cogeneración y la energía eléctrica se destine a los establecimientos asociados a la cogeneración.

- La generación de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en el proceso que da lugar a la cogeneración, siempre que la energía eléctrica se destine a establecimientos asociados a la cogeneración.

- La generación de energía eléctrica mediante el uso de combustible producido en el proceso que da lugar a la cogeneración, siempre que la energía eléctrica se destine a los establecimientos asociados a la cogeneración.

El permiso de cogeneración puede ser solicitado por:

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

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

El permiso de cogeneración define dos figuras principales: el operador del proceso y los establecimientos asociados.

Operador del proceso es aquel que lleva a cabo los procesos que dan lugar a la cogeneración de acuerdo con lo siguiente:

En el caso 1, aprovecha la energía térmica producida en el proceso.

En el caso 2, entrega la energía térmica no aprovechada en su proceso para que con ella se genere la energía eléctrica.

En el caso 3, produce en su proceso el combustible que se utilizará para generar la energía eléctrica.

Establecimientos asociados a la cogeneración son las instalaciones de las personas físicas o morales que cumplan con alguno de los supuestos siguientes (Art. 104, fr. I del Reglamento):

- Sean el operador del proceso.
- Sean socios de la sociedad de cogeneración.
- Sean copropietarios de la planta de cogeneración.

Las personas solo podrán aprovechar la energía eléctrica cuando:

- El permisionario sea el operador del proceso. La energía eléctrica puede ser aprovechada por él mismo, ya sea en el proceso original o en cualquiera de sus instalaciones.
- El permisionario haya celebrado un convenio con el operador del proceso. La energía eléctrica puede ser aprovechada por él mismo y por el operador del proceso, ya sea en el proceso original o en cualquiera de sus instalaciones.
- El permisionario sea una sociedad de cogeneración. La energía eléctrica puede ser aprovechada por el operador del proceso y por los socios de la sociedad de cogeneración en cualquiera de sus instalaciones.

El solicitante debe comprobar el incremento de las eficiencias energética y económica del proceso completo (Art. 36, fr. II, inciso a), de la Ley).

Los proyectos de cogeneración pueden definirse con una capacidad de generación de energía eléctrica por encima de las necesidades de las personas que aprovecharán la energía eléctrica.

El solicitante debe obligarse expresamente a poner a disposición del suministrador los excedentes de producción de energía eléctrica hasta por 20 MW que, en su caso, llegue a generar (Art. 36, fr. II, inciso b), de la Ley y 104, fr. II, del Reglamento).

La entrega de excedentes de producción al suministrador se sujetará a las reglas de despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional que establezca la CFE (Art. 37, inciso c), de la Ley).

5.10.4.3. Producción independiente.

Producción independiente es la generación de energía eléctrica en plantas con capacidad mayor de 30 MW, siempre que la energía eléctrica se destine para su venta al suministrador o a la exportación (Art. 36, fr. III, inciso e), de la Ley).

Un mismo proyecto puede ser definido para destinar parte de la energía eléctrica generada para su venta al suministrador y el resto a la exportación (Art. 36, fr. III, inciso c), de la Ley).

Los permisos de producción independiente solo pueden ser solicitados por personas físicas o morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en territorio nacional (Art. 36, fr. III, inciso a), de la Ley).

En el caso de la energía destinada al suministrador, el proyecto respectivo debe estar incluido previamente en la planeación y en el programa correspondiente del mismo o ser equivalente a alguno de los proyectos incluidos en dicho programa.

Cuando la energía generada vaya a ser dedicada a la exportación, el solicitante debe, junto con su solicitud, el documento donde conste el convenio de compra de la energía eléctrica o la carta de intención en dicho sentido.

5.10.4.4. Pequeña producción.

Pequeña producción es la generación de energía eléctrica en:

- Plantas con capacidad menor o igual a 30 MW, y que la energía eléctrica se destine para su venta al suministrador o a la exportación.
- Plantas con capacidad menor o igual a 1 MW, y que la energía eléctrica se destine al autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica.

Los permisos de pequeña producción solo pueden ser solicitados por personas físicas de nacionalidad mexicana o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional (Art. 36, fr. IV, inciso a) de la Ley).

El otorgamiento de un permiso de pequeña producción no garantiza la compra de la energía por parte del suministrador.

Una sola persona no puede ser titular de permisos cuya suma de capacidad de producción exceda de los 30 MW dentro de una misma área de pequeña producción (Art. 36, fr IV, inciso b) de la Ley). La CRE delimita las áreas de pequeña producción tomando en cuenta los energéticos que se utilizan para generar la electricidad, las características de la zona y la infraestructura del suministrador en la misma (Art. 112 del Reglamento).

Cuando un permiso es para pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas los solicitantes deben (Art. 113 del Reglamento):

- Constituir cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones civiles, o celebrar convenios de cooperación solidaria para propósitos de autoabastecimiento.
- Mencionar las personas a quienes se hará entrega de la energía eléctrica y las condiciones en que se efectuará la entrega a los consumidores finales, de acuerdo con las bases que se establezcan en los convenios respectivos.

5.10.4.5. Exportación.

Es la generación de energía eléctrica en territorio nacional para su aprovechamiento en otro país.

La CRE podrá otorgar permisos de generación de energía eléctrica para destinarse a la exportación, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente o pequeña producción.

La solicitud de permiso de exportación debe incluir el documento donde conste el compromiso de adquirir la energía eléctrica por parte de las personas que la aprovecharán en el extranjero (Art. 117 del Reglamento).

Para la exportación de energía eléctrica los permisionarios pueden construir las líneas de transmisión necesarias o convenir con la CFE el uso de sus líneas de transmisión.

5.10.4.6. Importación.

Es la adquisición de energía eléctrica proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero para su aprovechamiento en territorio nacional.

Cualquier persona física o moral puede solicitar permisos de importación. La energía eléctrica importada solo puede ser aprovechada por el titular del permiso y está sujeta al pago de los aranceles de importación aplicables (Art. 122 del Reglamento).

Para la importación de energía eléctrica, el permisionario puede construir las líneas de transmisión necesarias o interconectarse a la red nacional de energía eléctrica (Art. 123 del Reglamento).

Cuando el permisionario decida construir sus propias líneas de transmisión, debe obligarse a operar sus instalaciones en el país con medios propios y personal contratado a su servicio (Art. 123 del Reglamento). Estas instalaciones no pueden ser utilizadas por otros permisionarios. Los permisos de importación de energía eléctrica deben establecer las condiciones y los plazos en los que el

permisionario solicitará al suministrador el servicio, en caso de dar por terminada la importación (Art. 121 del Reglamento).

5.10.4.7. Cambios en las condiciones del permiso y cambio de destino.

Para generar energía eléctrica en condiciones distintas a las del permiso deberá solicitarse previamente autorización de la CRE. El cambio de destino de la energía eléctrica generada requerirá del otorgamiento de un nuevo permiso por parte de la CRE (Art. 78 del Reglamento).

En términos generales, se considera como:

Cambio de destino: cualquier cambio en las personas físicas o morales que aprovechan la energía eléctrica, salvo aquellos casos en que la CRE tiene facultad para autorizar la inclusión de nuevas personas al aprovechamiento de energía o la transferencia de los derechos derivados del permiso.

Cambio en las condiciones del permiso: cualquier otro cambio en las condiciones establecidas en el permiso.

5.10.5. Requisitos para obtener un permiso.

Esta sección presenta los requisitos que establecen la Ley y el Reglamento, la forma en que el solicitante puede cumplir con cada uno de estos y la evaluación que la CRE hace de la información y documentación presentada por el solicitante.

5.10.5.1. Requisitos generales.

El interesado en obtener un permiso de generación, exportación o importación de energía eléctrica debe presentar la documentación siguiente:

A.1. Formato debidamente requisitado con la información siguiente:

- Nombre, denominación o razón social y domicilio del solicitante.
- Objeto del permiso y, en su caso, plazo propuesto por el solicitante.

- Ubicación de la planta, capacidad de instalación, lugares donde se utilizará la energía y las personas que aprovecharán la misma.

- Programa de abastecimiento de energéticos, incluyendo datos sobre fuente, tipo, sustitutos y costos.

- Información relativa al uso de aguas nacionales, en su caso.

- Disponibilidad y firmeza de excedentes de capacidad.

- Requerimientos de capacidad y energía de respaldo y de servicios de transmisión.

A.2. Documentación que acredite la existencia legal del solicitante. En caso de personas morales este requisito se cumple presentando una copia certificada o testimonio del acta constitutiva que acredite la personalidad y existencia legal del solicitante.

A.3. Documentación que acredite la personalidad del representante legal, tales como copia certificada o testimonio del poder notarial para actos de administración, en el que se otorguen facultades para realizar el trámite del permiso.

A.4. Copia simple del acta o documento que acredite la propiedad, posesión o autorización para el aprovechamiento de la superficie que ocuparán las instalaciones.

A.5. Documento con la descripción general del proyecto que incluya cada uno de los elementos siguientes, con la especificación necesaria para que la CRE pueda verificar la factibilidad técnica del proyecto:

- Las características de la planta y de las instalaciones accesorias.

- La distribución de carga.

- El punto de interconexión y puntos de carga.

- El factor de planta.

- La demanda típica mensual.

- Los datos estimados de la generación anual y consumo de combustibles.

A.6. Información relativa al uso de aguas. El solicitante puede presentar documentos tales como:

- Copia simple del título de concesión respectivo.
- Copia simple del documento donde se acredite el inicio del trámite ante las autoridades competentes.

A.7. Información relativa al cumplimiento de las normas en materia ecológica. El solicitante puede presentar documentos tales como:

- Copia simple de las autorizaciones en materia ecológica para la instalación de la planta de generación de energía eléctrica.
- Copia simple del documento donde se acredite el inicio de los trámites para la obtención de la autorización en materia ecológica ante las autoridades federales.

A.8. Información relativa al uso de suelo. El solicitante puede presentar documentos tales como:

- Copia simple de las autorizaciones de uso de suelo para la instalación de la planta de generación de energía eléctrica.
- Copia simple del documento donde se acredite el inicio de los trámites en materia de uso de suelo ante las autoridades locales.

A.9. La memoria técnico – descriptiva del proyecto en donde se detallan los elementos mencionados en el requisito A.5.

A.10. El interesado puede presentar esta memoria técnico – descriptiva junto con su solicitud.

5.10.5.2. Requisitos particulares.

Dependiendo del tipo de permiso que se solicite, los interesados deben cumplir con los requisitos particulares establecidos en la Ley y el Reglamento, los cuales se mencionan en los puntos siguientes:

A. Autoabastecimiento.

Los interesados en obtener un permiso de autoabastecimiento deben presentar, junto con su solicitud, los documentos adicionales siguientes:

A.1. En su caso, planes de expansión del proyecto, incluyendo, el nombre de las personas que se prevé se podrán incorporar como socios o copropietarios futuros de la sociedad.

A.2. Carta del solicitante donde asume la obligación de poner a disposición del suministrador los excedentes de producción que se pudieran llegar a generar.

A.3. Cuando sean varios los interesados para abastecerse a partir de una central eléctrica deben demostrar mediante documentación original o copia certificada que (Art. 36 de la Ley):

- Tienen el carácter de copropietarios de la central eléctrica.

- Constituyeron una sociedad, cuyo objeto sea "la generación de energía eléctrica para la satisfacción del conjunto de las necesidades de autoabastecimiento de sus socios en los términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento".

B. Cogeneración.

Los solicitantes de permisos de cogeneración deben presentar los documentos adicionales siguientes:

B.1. Si el solicitante se constituyó expresamente para obtener el permiso, el objeto social de la sociedad debe ser "la generación de energía eléctrica bajo la modalidad de cogeneración en los términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento".

B.2. En su caso, copia certificada, ante fedatario público del convenio de cogeneración celebrado entre el solicitante y el operador del proceso.

B.3. Documento que describa, en términos generales, el proceso de cogeneración donde se especifiquen los procesos que requieren del aprovechamiento conjunto y la forma en que cada uno de ellos aprovechará la energía generada.

B.4. Memoria de cálculo de eficiencia del proceso global, incluyendo los diagramas de proceso, los balances térmicos y la información que demuestre que el proceso de cogeneración mejora la eficiencia económica y energética de los procesos.

B.5. Documento que describa, en términos generales, la disponibilidad de excedentes de potencia y energía eléctrica esperada, por día típico, formulada en forma mensual y anual.

B.6. Carta del solicitante donde asume la obligación de poner a disposición del suministrador los excedentes de producción que se pudieran llegar a generar.

B.7. Relación de los establecimientos asociados a la cogeneración y de las personas físicas o morales que dan lugar al proceso (Art. 104, fr. 1, del Reglamento). La relación de establecimientos asociados a la cogeneración debe incluir solamente personas físicas o morales que se encuentran dentro de los supuestos mencionados en la Ley y el Reglamento.

B.8. Distribución de cargas y ubicación de cada uno de los establecimientos asociados que consumirán la energía eléctrica generada.

C. Producción independiente.

Los interesados en obtener un permiso de producción independiente deben presentar, junto con su solicitud, los documentos siguientes:

C.1. En caso de exportar la energía eléctrica, copia de certificado del convenio entre el comprador en el extranjero y el solicitante del permiso.

C.2. En caso de que la energía eléctrica se destine al suministrador, copia simple del documento donde este confirma que las instalaciones proyectadas se encuentran incluidas o son equivalentes a las incluidas en su planeación y programas.

D. Pequeña producción.

Las solicitudes de pequeña producción en plantas menores a 30 MW para su venta al suministrador o a la exportación no requieren de documentación o información adicional.

Los solicitantes que pretendan dedicar la energía eléctrica para pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que no cuenten con el servicio, deben anexar a su solicitud los documentos siguientes:

D.1. Copia certificada o testimonio del instrumento legal en que conste la constitución de la cooperativa de consumo, la copropiedad, la asociación o sociedad civil, o el convenio de cooperación solidaria celebrado para el propósito de autoabastecimiento.

D.2. Copia certificada, ante fedatario público, de los convenios celebrados con las personas a quienes se hará entrega de energía eléctrica y las condiciones en las que se hará entrega de la misma.

E. Exportación.

Los interesados en obtener un permiso de exportación deben de cumplir con los requisitos adicionales siguientes:

E.1. Copia certificada del convenio o carta de intención entre el comprador y el solicitante del permiso (Art. 117 del Reglamento).

F. Importación.

Los interesados en obtener un permiso de importación deben cumplir con los requisitos adicionales siguientes:

F.1. Croquis de las líneas de transmisión que construirá el solicitante indicando los medios para operarlas o croquis del punto de interconexión con el Sistema Eléctrico Nacional (Art. 123 del Reglamento).

F.2. Copia certificada del convenio o carta de intención entre el solicitante y el proveedor de la energía eléctrica en el extranjero (Art. 120 del Reglamento).

F.3. Documento que indique las condiciones y plazos en que el permisionario solicitará al suministrador el servicio, en caso de dar por terminada la importación.

5.10.5.3. Evaluación.

La CRE revisa que el formato se encuentre debidamente llenado y que se adjunte la documentación requerida, y verifica si se cumplen los requisitos particulares para cada tipo de permiso.

Respecto a la documentación presentada, la CRE revisa la validez de los instrumentos presentados y evalúa la idoneidad de los mismos con respecto a los requisitos establecidos en la Ley y el Reglamento.

La Ley establece que los permisos se deben otorgar siempre que no resulte inconveniente para el país. Para esto, la CRE considera la opinión del suministrador y evalúa la congruencia del proyecto con los objetivos de la Política Energética Nacional establecidos por la Secretaría de Energía (Art. 36 fr. I de la Ley).

En caso de que la documentación presentada no cumpla con los requisitos establecidos por la Ley y el Reglamento, la CRE requerirá las modificaciones necesarias al solicitante.

En caso de que este último no presente las modificaciones requeridas, la CRE resolverá no otorgar el permiso.

5.10.6 Procedimiento para otorgar un permiso.

Esta sección describe el procedimiento que sigue la CRE para el otorgamiento de los permisos de acuerdo con lo establecido en la Ley y el Reglamento.

Cada uno de los pasos del procedimiento se explican a continuación.

5.10.6.1. Reunión previa.

Antes de la entrega de la documentación el solicitante puede sostener reuniones con funcionarios de la CRE para resolver dudas acerca del llenado del formato de solicitud o de los documentos adicionales que se requieren.

La reunión previa es considerada de suma importancia por la CRE, ya que es una forma de agilizar el proceso de análisis y evaluación de la solicitud.

5.10.6.2. Entrega de la solicitud.

El solicitante interesado en obtener un permiso de generación, exportación o importación de energía eléctrica debe entregar una solicitud, en el formato autorizado, en original y dos copias, en la Oficialía de Partes de la CRE.

5.10.6.3. Revisión de la solicitud.

Después de la entrega de la solicitud, la CRE revisa que esta contenga la información y los documentos requeridos por la Ley y el Reglamento. La revisión se realiza en 10 días hábiles.

En caso de que exista alguna omisión en la solicitud, la CRE lo comunica al solicitante para que este recabe la información necesaria y presente la documentación en forma completa.

5.10.6.4. Aceptación a trámite.

La CRE, en un plazo de 10 días hábiles a partir de que la solicitud se presenta completa, comunica al interesado, mediante oficio, que la solicitud ha sido aceptada a trámite.

5.10.6.5. Opinión del suministrador.

Una vez aceptada a trámite, la CRE envía una copia de la solicitud y del expediente respectivo al suministrador para que este emita su opinión.

El suministrador, debe entregar a la CRE, en un plazo de 30 días hábiles, su opinión acerca de la solicitud, salvo en los casos relativos a solicitudes de pequeña producción en los que el suministrador debe entregar su opinión en un plazo de 10 días hábiles.

La opinión del suministrador se funda en elementos objetivos sobre la disponibilidad y firmeza de los excedentes de capacidad y energía del proyecto, los requerimientos de capacidad y energía de respaldo y los servicios de transmisión previstos en la solicitud del permiso.

La opinión del suministrador no es obligatoria para la CRE. En caso de que esta implique modificaciones o restricciones al proyecto, la CRE le dará aviso al solicitante para que este exprese su opinión al respecto.

5.10.6.6. Análisis de la CRE.

Paralelamente a la opinión del suministrador, la CRE realiza la evaluación de la solicitud.

La CRE revisa la validez de los instrumentos presentados y evalúa la idoneidad de los mismos con respecto a los requisitos establecidos en la Ley y el Reglamento. Para esto, la CRE considera la opinión del suministrador y evalúa la congruencia del proyecto con los objetivos de la Política Energética Nacional establecidos por la Secretaría de Energía (Art. 36 fr. I de la Ley).

5.10.6.7. Modificaciones y memoria técnico – descriptiva.

En caso de que la información y documentación presentadas no cumplan con todos los elementos requeridos por la Ley y el Reglamento, se requiere al interesado que amplíe la información o modifique la solicitud de forma que esta cumpla con los requisitos establecidos.

Cuando la información proporcionada en la solicitud no incluya en detalle los elementos necesarios para la evaluación del proyecto, la CRE requerirá la memoria técnico – descriptiva y justificativa del mismo.

El solicitante debe realizar las modificaciones indicadas por la CRE dentro de los 10 días hábiles siguientes a que la CRE requirió las modificaciones.

De no presentar estas modificaciones la CRE resolverá no otorgar el permiso al solicitante.

5.10.6.8. Resolución y otorgamiento del permiso.

La CRE, en un periodo no mayor a 30 días hábiles a partir de que el solicitante presentó las modificaciones requeridas y, en su caso, la memoria técnico – descriptiva justificativa, dictaminará sobre la procedencia de la solicitud y de aprobarse la misma expedirá un permiso.

5.11 Lista de requisitos para obtener permisos de generación, exportación e importación de energía eléctrica.

5.11.1 Requisitos generales.

A.1.Formato de solicitud.

Nombre y domicilio.

Objeto y plazo propuesto.

Ubicación de la planta, capacidad de instalación, lugares donde se utilizará la energía y las personas que aprovecharán la misma.

Programa de abastecimiento de energéticos.

Información sobre uso de aguas nacionales, en su caso.

Disponibilidad y firmeza de excedentes de capacidad.

Requerimientos de capacidad y energía de respaldo y de servicios de transmisión.

A.2.Acta constitutiva (copia certificada).

A.3.Poder del representante legal (copia certificada).

A.4.Documento que acredite propiedad o autorización para el aprovechamiento de la superficie que ocuparán las instalaciones.

A.5.Descripción del proyecto que incluya:

- Características de la planta y de las instalaciones accesorias.
- La distribución de cargas.
- El punto de interconexión y puntos de carga, en su caso.
- El factor de planta.

- La demanda típica mensual.
- Datos estimados de generación anual.

A.6. Información relativa al uso de aguas.

A.7. Información relativa al cumplimiento de las normas en materia de ecología.

A.8. Información relativa al uso de suelo.

A.9. En su caso, memoria técnico - descriptiva y justificativa del proyecto.

Requisitos adicionales para autoabastecimiento.

B.1. En su caso, planes de expansión.

B.2. Carta donde se asume la obligación de poner a disposición del suministrador los excedentes de producción que se pudieran llegar a generar.

B.3. Documentación que acredite que los interesados:

- Tienen el carácter de copropietarios de la central eléctrica.
- Constituyeron una sociedad para el efecto.

Requisitos adicionales para cogeneración.

C.1. Objeto de la sociedad, en su caso.

C.2. En su caso, convenio de cogeneración.

C.3. Descripción general del proceso de cogeneración.

C.4. Memoria de cálculo de eficiencia energética y económica.

C.5. En su caso, disponibilidad de excedentes de potencia y energía eléctrica esperada, por día típico, formulada en forma mensual y anual.

C.6. Carta donde asume la obligación de poner a disposición del suministrador los excedentes de producción que se pudieran llegar a generar.

C.7. Relación de los establecimientos asociados a la cogeneración.

C.8. Distribución de cargas y ubicación de cada uno de los establecimientos asociados que consumirán la energía eléctrica generada.

Requisitos adicionales para producción independiente.

D.1. En caso de que la energía eléctrica se destine al suministrador, documento donde este confirma que las instalaciones proyectadas se encuentran incluidas, o son equivalentes a las incluidas, en su planeación y programas.

Requisitos adicionales para pequeña producción.

E.1. Constitución de la cooperativa de consumo, la copropiedad, la asociación o sociedad civil, o el convenio de cooperación solidaria celebrado para el propósito de autoabastecimiento.

E.2. Convenios celebrados con las personas a quienes se hará entrega de energía eléctrica y las condiciones en las que se llevará a cabo.

Requisito adicional para exportación.

F.1. Convenio o carta de intención entre el comprador y el solicitante del permiso.

Requisitos adicionales para importación.

- G.1. Establecer si cuenta con líneas propias de transmisión para importación y los medios para operarlas o se interconectará a la red nacional.
- G.2. Convenio o carta de intención entre el solicitante y el proveedor de la energía eléctrica en el extranjero.
- G.3. Documento que indique las condiciones y plazos en que el permisionario solicitará al suministrador el servicio, en caso de dar por terminada la importación.

5.11.2. Formatos de solicitud de permiso.

Se deben utilizar impresiones de los formatos publicados como parte del Manual de Servicios al Público en Materia de Energía Eléctrica en el Diario Oficial de la Federación el 29 de junio de 1993 y que se encuentran a disposición del solicitante en las oficinas de la Comisión Reguladora de Energía.

Los formatos son los siguientes:

- Solicitud de permiso para autoabastecimiento.
- Solicitud de permiso para cogeneración.
- Solicitud de permiso para producción independiente de energía eléctrica.
- Solicitud de permiso para pequeña producción.
- Solicitud de permiso para importación de energía eléctrica.
- Solicitud de permiso para exportación de energía eléctrica.
- Informe estadístico de operación eléctrica (que el permisionario deberá entregar a la CRE en forma trimestral).

CONCLUSIONES

- Durante los últimos años, las empresas han visto como la energía ha pasado de representar un factor marginal en su estructura de costos a ser un rubro importante en la misma.
- Debido al incremento en su precio, las empresas han tenido que enfrentar el reto de disminuir la participación de los energéticos o por lo menos mantener su mismo nivel de costos.
- Es necesario conocer el tipo y la cantidad de energía que se utiliza en cada uno de los procesos de la planta y determinar las acciones para abatir los costos de producción por concepto de energía sin afectar la calidad ni la producción.
- Con el incremento de la eficiencia energética se obtienen beneficios económicos adicionales al costo de los energéticos ahorrados, junto con la posibilidad de incrementar la producción y la reducción de emisiones contaminantes.
- Hoy en día existen alternativas para generar energía térmica y eléctrica en forma conjunta con una mayor eficiencia que la obtenida por los sistemas convencionales.
- Analizando los resultados del estudio económico de cada una de las alternativas presentadas a la industria papelera (Albany International S.A. de C. V.), respecto de la implementación de un sistema de cogeneración se concluye que:

Es más rentable la opción 1 (2 alternativas), ya que el periodo de recuperación de las inversiones son menores a 4 años y la relación beneficio - costo es mayor a la unidad. La opción 2 es menos rentable, ya que el tiempo de recuperación es mayor a 4 años y la relación beneficio - costo es menor a la unidad.
- Se logró cumplir con todos y cada uno de los objetivos presentados al inicio del presente trabajo de investigación.

BIBLIOGRAFIA:

- Anàlisi Energètica i Mediambiental
F. Fernández
J. C. Bruno
F. Castells
E. Marimon
- Central de Cogeneración con Aprovechamiento Directo de Gases S.A.
Reverte, Rencat, AIE
- Central de Cogeneración con Ciclo Combinado
S. Torras Domenech
- La Cogeneración con Calderas
Angela González
Juan José Saenz
- Manual de Sistemas de Cogeneración
Comisión Nacional para el Ahorro de Energía
- Sistemas de Cogeneración
Alejandro Adame González

INSTITUCIONES:

- Asociación Técnica de Profesionistas para el Ahorro de Energía
- Comisión Federal de Electricidad
- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía
- Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica
- Secretaría de Energía

GLOSARIO DE TERMINOS

Area de pequeña producción: Area geográfica delimitada por la CRE en donde un mismo permisionario de pequeña producción puede generar energía eléctrica hasta por un máximo de 30 MW al amparo de diversos permisos de pequeña producción.

Capacidad de generación: Potencial de generación máxima de energía eléctrica que un proyecto puede producir operando al 100% de su capacidad.

Central eléctrica: Ver planta generadora.

CFE: Comisión Federal de Electricidad.

CONAE: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.

Convenio de cogeneración: Convenio por el cual el operador del proceso se compromete a utilizar la energía térmica producida en la planta de cogeneración o entregar la energía térmica o combustible producido en su proceso a la planta de cogeneración.

Costos de interconexión: Son aquellos que los productores externos deben pagar al suministrador por la interconexión de sus instalaciones con la red nacional de energía eléctrica.

CRE: Comisión Reguladora de Energía.

Dictámenes técnico y legal: Opinión que las áreas técnica y legal de la CRE presentan al pleno de la Comisión para que este resuelva acerca de la solicitud del permiso.

Eficiencia energética y económica: Comparación de los consumos de combustibles en el proceso de cogeneración con los consumos de combustibles manteniendo los procesos de generación de energía por separado.

Establecimientos asociados a la cogeneración: Instalaciones de las personas físicas o morales que utilizan o producen el vapor, la energía térmica o los combustibles que dan lugar a los procesos base de la cogeneración, que sean socios de la sociedad de cogeneración o que sean copropietarios de la planta de cogeneración.

Excedentes de capacidad: Diferencia en MW entre la capacidad de generación del proyecto y la capacidad que aprovechan los usuarios del proyecto.

Excedentes de producción: Energía eléctrica generada al amparo de un permiso de generación o exportación, que no es aprovechada por los usuarios del proyecto.

FIDE: Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica.

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica: (la Ley): Ley reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en materia de energía eléctrica publicada en 1975 y sus modificaciones.

Sociedad de cogeneración: Persona moral que se establece con el fin de operar un proyecto de cogeneración para que sus establecimientos asociados aprovechen la energía eléctrica generada.

Solicitante: Persona física o moral que solicita a la CRE el otorgamiento de un permiso.

Suministrador: Organismo encargado de la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Titular del permiso: Persona física o moral que acepta expresamente un permiso de generación, exportación o importación de energía eléctrica otorgado por la CRE.

Ubicación de las instalaciones: Lugar donde se instalará la planta de generación de energía eléctrica.

Usuarios de la energía eléctrica generada: Personas físicas o morales que aprovechan la energía generada al amparo de un permiso.