



UNIVERSIDAD PANAMERICANA
GUADALAJARA

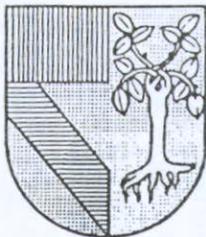
Justificación para la Instalación de un Sistema de
Cogeneración en una Planta Química.

Jaime Alberto Corona Briseno

Tesis, presentada para optar por el título de Licenciado en
Ingeniería Industrial con reconocimiento de Validez
Oficial de Estudios de la SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA,
según acuerdo número 81697 con fecha 19-XII-81.

Zapopan, Jal., febrero 27 de 1985.

317
acceleratio



UNIVERSIDAD PANAMERICANA

GUADALAJARA

Justificación para la Instalación de un Sistema de
Cogeneración en una Planta Química.

Jaime Alberto Corona Briseño

Tesis presentada para optar por el título de Licenciado en
Ingeniería Industrial con reconocimiento de Validez
Oficial de Estudios de la SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA,
según acuerdo número 81692 con fecha 17-XII-81.

Zapopan, Jal., Febrero 27 de 1995.



UNIVERSIDAD PANAMERICANA

SEDE GUADALAJARA

PROLONGACION CALZADA CIRCUNVALACION PONIENTE No. 49

CD. GRANJA C.P. 45010 ZAPOPAN, JAL. MEXICO

TELS. 679-07-08, 679-07-07, FAX 679-07-09

Marzo 08 de 1995

COMITE DE EXAMENES PROFESIONALES
ESCUELA DE INGENIERIA INDUSTRIAL
UNIVERSIDAD PANAMERICANA

Hago constar que el alumno: **JAIME ALBERTO CORONA BRISEÑO**, ha terminado satisfactoriamente el trabajo de tesis titulado: "**JUSTIFICACION PARA LA INSTALACION DE UN SISTEMA DE COGENERACION EN UNA PLANTA QUIMICA**" que presentó para optar por el título de la Licenciatura en Ingeniería Industrial.

Se extiende la presente para los fines que convengan al interesado.

A t e n t a m e n t e

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Francisco J. Villanueva Villanueva'. The signature is fluid and cursive, with a large initial 'F'.

ING. FRANCISCO J. VILLANUEVA VILLANUEVA
Asesor de Tesis Escuela de Ing. Ind.

CC. JAIME ALBERTO CORONA BRISEÑO

CLASIF: _____
ADQUIS: 49699
FECHA: 14/05/03
DONATIVO DE _____
\$ _____



UNIVERSIDAD PANAMERICANA

SEDE GUADALAJARA

PROLONGACION CALZADA CIRCUNVALACION PONIENTE No. 49
CD. GRANJA C.P. 45010 ZAPOPAN, JAL. MEXICO
TELS. 679-07-08, 679-07-07, FAX 679-07-09

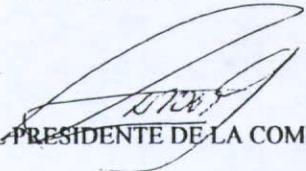
DICTAMEN DEL TRABAJO DE TITULACION

Jaime Alberto Corona Briseño

Presente

En mi calidad de Presidente de la Comisión de Exámenes Profesionales y después de haber analizado el trabajo de titulación en la alternativa tesis titulado "JUSTIFICACION PARA LA INSTALACION DE UN SISTEMA DE COGENERACION EN UNA PLANTA QUIMICA", presentado por usted, le manifiesto que reúne los requisitos a que obligan los reglamentos en vigor para ser presentado ante el H. Jurado de Examen Profesional, por lo que deberá entregar ocho ejemplares como parte de su expediente al solicitar el examen.

Atentamente.



EL PRESIDENTE DE LA COMISION

Zapopan, Jal., 08 Marzo de 1995

INDICE

INTRODUCCION.	1
CAPITULO 1 FUNDAMENTOS.	4
1.1 Concepto de cogeneración.	5
1.2 Situación en México.	5
1.2.1 Marco jurídico.	5
1.2.2 Reformas, adiciones y derogaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.	8
1.3 Clasificación General.	10
1.4 Tecnologías de Cogeneración.	11
1.4.1 Turbinas de vapor.	14
1.4.2 Turbinas de gas.	20
1.4.3 Motor de combustión interna.	21
1.4.4 Ciclo combinado.	25
1.5 Factores que inciden en la factibilidad de proyectos de cogeneración.	28
1.5.1 Tipo de combustible.	28
1.5.2 Relación calor/electricidad.	31
1.5.3 Variación en el consumo de vapor.	32
1.5.4 Agua de enfriamiento.	32
1.5.5 Costo de la inversión.	33
1.5.6 Protección ambiental.	33
1.5.7 Situación geográfica.	34
1.5.8 Disponibilidad.	36
1.6 Comparación entre sistemas de cogeneración.	38
1.7 Ventajas de la cogeneración.	50
1.7.1 Ventajas para el país.	54
1.7.2 Ventajas para el industrial individualizado.	56

CAPITULO 2	SELECCION DE UN SISTEMA DE COGENERACION	58
2.1	Alternativas propuestas.	59
2.1.1	Antecedentes.	59
2.1.2	Definición de alternativas propuestas.	59
2.2	Evaluación de alternativas.	64
2.2.1	Comparación de características técnicas.	64
2.2.2	Estudio económico comparativo.	67
2.3	Justificación de la selección.	77
2.4	Ingeniería conceptual.	79
2.5	Equipo principal.	80
2.6	Ingeniería básica.	85
2.6.1	Ciclo de agua de alimentación y vapor generado.	85
2.6.2	Agua de alimentación a caldera.	87
2.6.3	Vapor a proceso.	89
2.6.4	Diagrama de alimentación de combustible.	91
2.6.5	Diagrama de control de combustión.	93
2.6.6	Arreglo general.	95
2.7	Eficiencia térmica del sistema.	97
2.7.1	Bases y supuestos	97
2.7.2	Cálculos numéricos	100
2.8	Estudio económico.	102
2.8.1	Consideraciones generales.	102
2.8.2	Bases de cálculo.	108
	CONCLUSIONES.	117
	BIBLIOGRAFIA.	121

INTRODUCCION

La existencia mundial de energéticos como petróleo, gas natural, carbón y uranio para el uso de la generación eléctrica está limitada. La situación de la energía se nos presentó claramente en los últimos años, primero por la crisis del petróleo en 1974, después por las discusiones constantes acerca de la energía nuclear y por último por el precio del petróleo en el mercado mundial. En forma congruente con esta situación vino el desarrollo de los costos de los energéticos primarios en los últimos años.

De esto se desprende, que la industria debe utilizar todas las posibilidades económicas disponibles para la transformación de la energía hasta que se descubran nuevas fuentes de energía, para que en sus procesos de producción se disponga de energía calorífica y motriz a un costo adecuado.

En Europa se practica desde hace tiempo el acoplamiento de calor-fuerza. En América se han tenido menos problemas con los energéticos que en Europa, eso ha provocado que se hayan tenido menos actividades relacionadas con el ahorro de energía.

Debido al aumento constante del precio de los energéticos se exige una transformación de la energía lo más económico posible para la generación de energía calorífica y motriz. Las industrias pueden hacer una aportación importante en este renglón mediante la cogeneración.

La cogeneración es la producción simultánea de energía eléctrica o mecánica y energía térmica a partir de un proceso de combustión. Puesto que la mayoría de los procesos industriales generan vapor de proceso o producen

grandes cantidades de energía térmica que se pierde al medio ambiente, una planta cogeneradora es factible en muchos campos de la industria.

Este trabajo de investigación tiene como objetivo definir las opciones factibles de cogeneración a nivel industrial para elegir la más adecuada según las necesidades particulares de cada empresa.

Se analizará la cogeneración como un proyecto factible para la gran mayoría de las plantas industriales, con beneficios tales como la generación de energía eléctrica, y térmica simultáneamente, aumentar la eficiencia termodinámica de la planta y disminuir sus costos de operación.

Para lograr esto, primero se presentarán fundamentos teóricos que den luz de lo que es la cogeneración, sus distintas aplicaciones, la variedad de opciones, sus implicaciones más importantes, el status actual de la ley respecto al tema y los parámetros mínimos a evaluar para llevar a cabo un proyecto.

Posteriormente se presenta un caso en proceso de instalación en una planta química, partiendo desde su concepción, analizando la evaluación de alternativas, describiendo el proceso que sigue el sistema y culminando con un estudio económico previendo el comportamiento del sistema y sus variables.

CAPITULO 1

FUNDAMENTOS

1.1 Concepto de cogeneración.

En general la cogeneración es la producción conjunta de dos manifestaciones de energía a partir de una misma fuente energética.

Enfocándola a la industria la cogeneración es la producción conjunta de energía eléctrica y de energía térmica aprovechable en forma de gases o líquidos calientes, a partir de una sola fuente energética.

La cogeneración no disminuye la demanda de energía final de un proceso sino la cantidad de energía primaria necesaria para satisfacerla, es, por tanto, un sistema alternativo con un elevado rendimiento energético, capaz de conseguir una reducción importante en el costo de la factura energética de determinadas industrias debido a la disminución de la factura eléctrica, especialmente en aquéllas cuyos procesos productivos conllevan un alto consumo de energía térmica, y todo ello sin alterar dicho proceso.

1.2 Situación en México.

1.2.1 Marco jurídico.

Este es un punto clave en lo que a la viabilidad de un sistema de cogeneración respecta, a continuación se presenta un resumen de lo que la Constitución ¹ y la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica ² consideran:

¹ La última reforma relativa al servicio eléctrico fue hecha en 1986

² Publicada el 31 de Mayo de 1991.

Por mandato constitucional corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgan concesiones a particulares.

(C.P.³ Art. 27)

No se consideran como monopolios, las funciones que el Estado ejerce de manera exclusiva en las áreas estratégicas: acuñación de moneda, correos, telégrafos, comunicación vía satélite, emisión de billetes, petróleo y demás hidrocarburos, petroquímica básica, minerales radioactivos, generación de energía nuclear, electricidad, ferrocarriles.

(C.P.Art. 28)

La C.F.E.⁴, entre otros objetivos, tiene el de importar y exportar, en forma exclusiva, energía eléctrica.

(LSPEE ⁵ Art. 9o.)

No se considera servicio público el autoabastecimiento de energía eléctrica para satisfacer intereses particulares, individualmente considerados.

(LSPEE Art. 3o.)

SEMIP ⁶ otorga permisos de autoabastecimiento de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales.

(LSPEE Art. 36o.)

³ Constitución Política

⁴ Comisión Federal de Electricidad

⁵ Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

⁶ Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal

Para otorgar estos permisos es condición indispensable la imposibilidad o inconveniencia del suministro por parte de C.F.E.

Excepción de esta regla:

- Que se trate de plantas generadoras para uso exclusivo de emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público.

- Que se incremente la eficiencia de transformación de energéticos primarios, con base en la producción simultánea de otros energéticos secundarios, o en la utilización de fuentes de calor provenientes de procesos industriales.

- Que el proceso utilizado en la generación de electricidad produzca otro u otros energéticos secundarios requeridos para la satisfacción de las necesidades del solicitante como vapor, o bien que utilice energéticos obtenidos durante algún proceso industrial, como gas de alto horno.

(LSPEE Art. 36)

- Que la planta generadora se construya y opere de acuerdo con las especificaciones técnicas que expida SEMIP.

- Que el solicitante del permiso convenga en que la C.F.E. pueda utilizar la electricidad que resulte en exceso de la que necesite.

En los convenios entre la C.F.E. y los autoabastecedores, deberá pactarse el precio de la electricidad, así como la forma de cubrirlos y los mecanismos de entrega de los excedentes.

Podrán solicitar permisos de autoabastecimiento personas físicas o morales que sean copropietarias de la planta generadora, en cuyo caso podrían nombrar un representante común ante la SEMIP.

Las personas físicas o morales podrán constituir al efecto una sociedad que tenga por objeto exclusivo generar energía eléctrica para autoabastecimiento de los socios.

Se podrán hacer solicitudes de autoabastecimiento aún cuando la capacidad de generación exceda los consumos del usuario.

El autoabastecedor operará y conservará por cuenta propia de la planta generadora.

1.2.2 Reformas, adiciones y derogaciones a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica.

El 23 de diciembre de 1992, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Entre los aspectos más relevantes de este Decreto está el establecimiento de cuatro formas para la generación de energía eléctrica, que no son consideradas de servicio público: Autoabastecimiento, Cogeneración, Pequeña Producción y Producción Independiente.

En cuanto a la Cogeneración se define como la generación de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o con ambos; cuando se genera, directa o indirectamente, energía eléctrica utilizando energía térmica no aprovechada o combustibles producidos en procesos.

La energía eléctrica generada con esta modalidad se destinará 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 energía eléctrica sea mayor a la obtenida en plantas de generación convencionales.

El permisionario puede no ser el operador de los procesos que den lugar a la cogeneración y pondrá a disposición de C.F.E. sus excedentes de energía eléctrica.

Se constituye una comisión reguladora, como órgano desconcentrado de SEMIP, para mayor atención y eficiente despacho de los asuntos de competencia de la misma, en materia de regulación de energía y para resolver las diversas cuestiones que origine la aplicación de la Ley o la de otros

ordenamientos relacionados con los aspectos energéticos en todo el territorio nacional.

En conclusión la ley permite la cogeneración y la estimula, sin embargo no se ha formalizado legalmente la compra de excedentes por parte de C.F.E. Está claro que el cogenerador está obligado a ceder sus excedentes de generación a C.F.E., pero no existe ninguna obligación de C.F.E. a comprarlos a un precio determinado.

1.3 Clasificación general.

Los sistemas de cogeneración se clasifican en general en dos grandes grupos dependientes de la utilización de energía.

Los sistemas que consumen combustible para generar energía eléctrica y producir energía térmica para proceso, se llaman ciclos superiores ("Topping cycles").

Los ciclos inferiores ("Bottoming cycles"), en cambio, utilizan el calor rechazado de procesos industriales como fuente de energía para generar potencia eléctrica. Este usa el calor normalmente rechazado al medio ambiente para generar energía eléctrica, no implica un consumo adicional de combustible.

Este trabajo de investigación se enfocará a tratar solamente los ciclos superiores.

La figura 01⁷ muestra gráficamente la diferencia conceptual entre un ciclo superior y uno inferior.

En la figura 02⁸ se muestra un comparativo porcentual entre la conversión de energía convencional y con cogeneración, es evidente el aprovechamiento de energía térmica en los sistemas de cogeneración.

La clasificación más comúnmente aplicada para los ciclos superiores, es la que hace referencia al tipo de motor principal del sistema de cogeneración, entre los cuales se distinguen tres:

- Cogeneración con turbina de vapor.
- Cogeneración con turbina de gas.
- Cogeneración con motor de combustión interna.

1.4 Tecnologías de cogeneración.

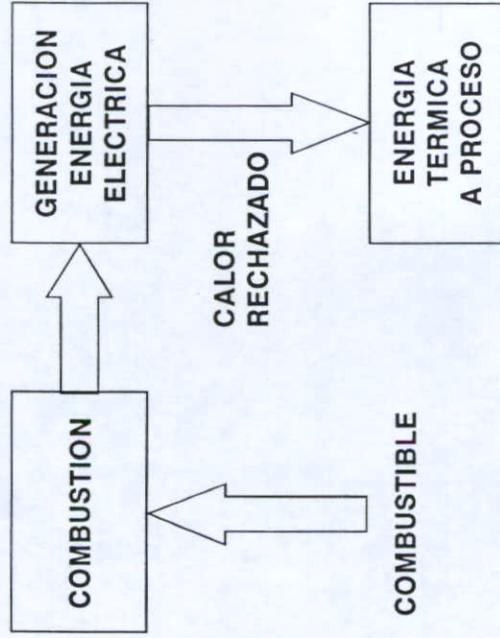
Partiendo de los motores principales:

- Turbinas de Vapor.
- Turbinas de Gas.
- Motores de Combustión Interna.

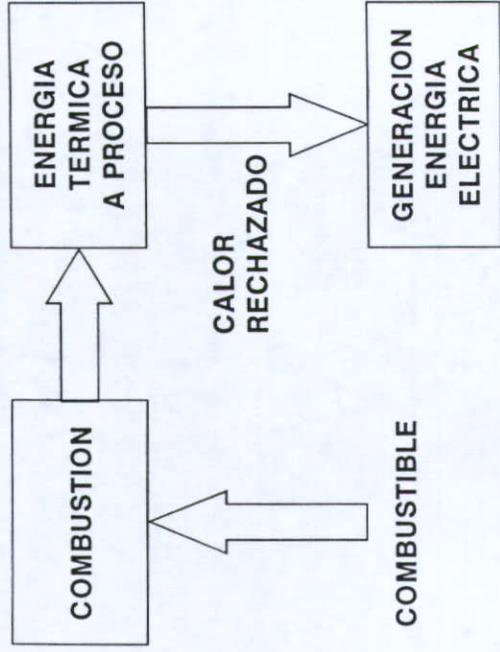
Se han desarrollado diversas configuraciones que permiten obtener calor y electricidad en un centro consumidor en forma económica y eficiente.

⁷ Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Congreso Internacional México 92)

⁸ Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Congreso Internacional México 92)

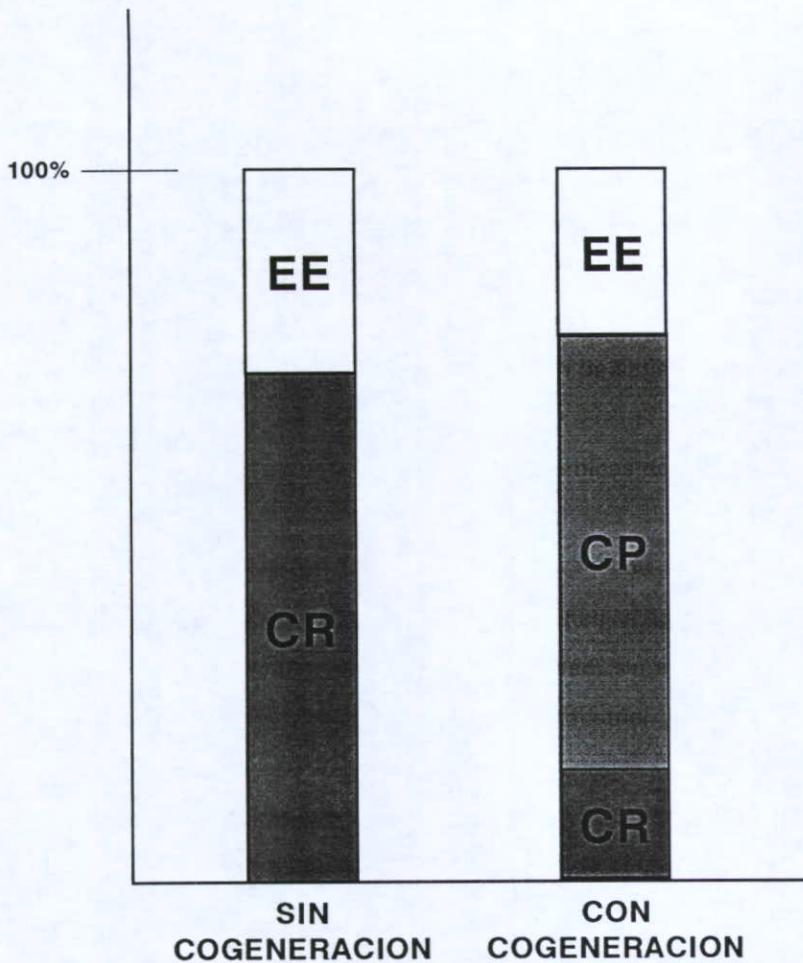


CICLO SUPERIOR



CICLO INFERIOR

Figura 01.
Clasificación General Ciclos de Cogeneración



- CALOR A PROCESO
- CALOR RECHAZADO
- ENERGIA ELECTRICA

Figura 02.
Conversión de Energía

Este conjunto de soluciones deberán adaptarse siempre, en cada caso, a las circunstancias determinadas tanto por el usuario de calor, como por el entorno socioeconómico en el que se ubica y se opera.

Actualmente se tienen varias opciones para implementar un sistema de cogeneración que dan cierta variedad y puntos de comparación entre ellos con el fin de satisfacer las necesidades del usuario.

1.4.1 Turbinas de vapor.

Los sistemas de vapor han alcanzado a dominar el mercado de aplicaciones a gran escala como lo son las centrales de generación de electricidad, sin embargo también son usadas con gran éxito en aplicaciones del sector industrial.

El empleo de turbinas de vapor es generalmente rentable en tamaños de diez megawatts en adelante, sin embargo unidades menores de diez megawatts son disponibles.

Las turbinas de vapor se pueden clasificar como:

Turbinas Condensantes.

Son aquellas que su escape está conectado a un condensador y en las que el vapor es expandido en la turbina hasta la presión del condensador, siempre inferior a la presión atmosférica.

Turbinas a Contrapresión.

El vapor es expandido parcialmente en la turbina y la salida del vapor se realiza a presión superior o igual a la atmosférica.

Turbina con Extracciones.

Parte del vapor que está siendo expandido en la turbina es extraído de ésta en algunos puntos específicos (pasos de la turbina), permitiendo tener vapor a una presión deseada.

Las turbinas de extracción son de aplicación en aquellos procesos industriales en los que se puedan requerir dos o más niveles de presión.

En la figura 03 se muestra el arreglo típico de un sistema de cogeneración con turbina de vapor de condensación/extracción.

Es posible tener combinación de los diferentes tipos de turbinas, esto permite que el empleo de las turbinas de vapor en sistemas de cogeneración proporcionen una gran flexibilidad en satisfacer los requerimientos de vapor del usuario.

Los sistemas con turbinas de vapor operan generalmente bajo el ciclo Rankine, que es el encontrado en las grandes plantas de generación eléctrica.

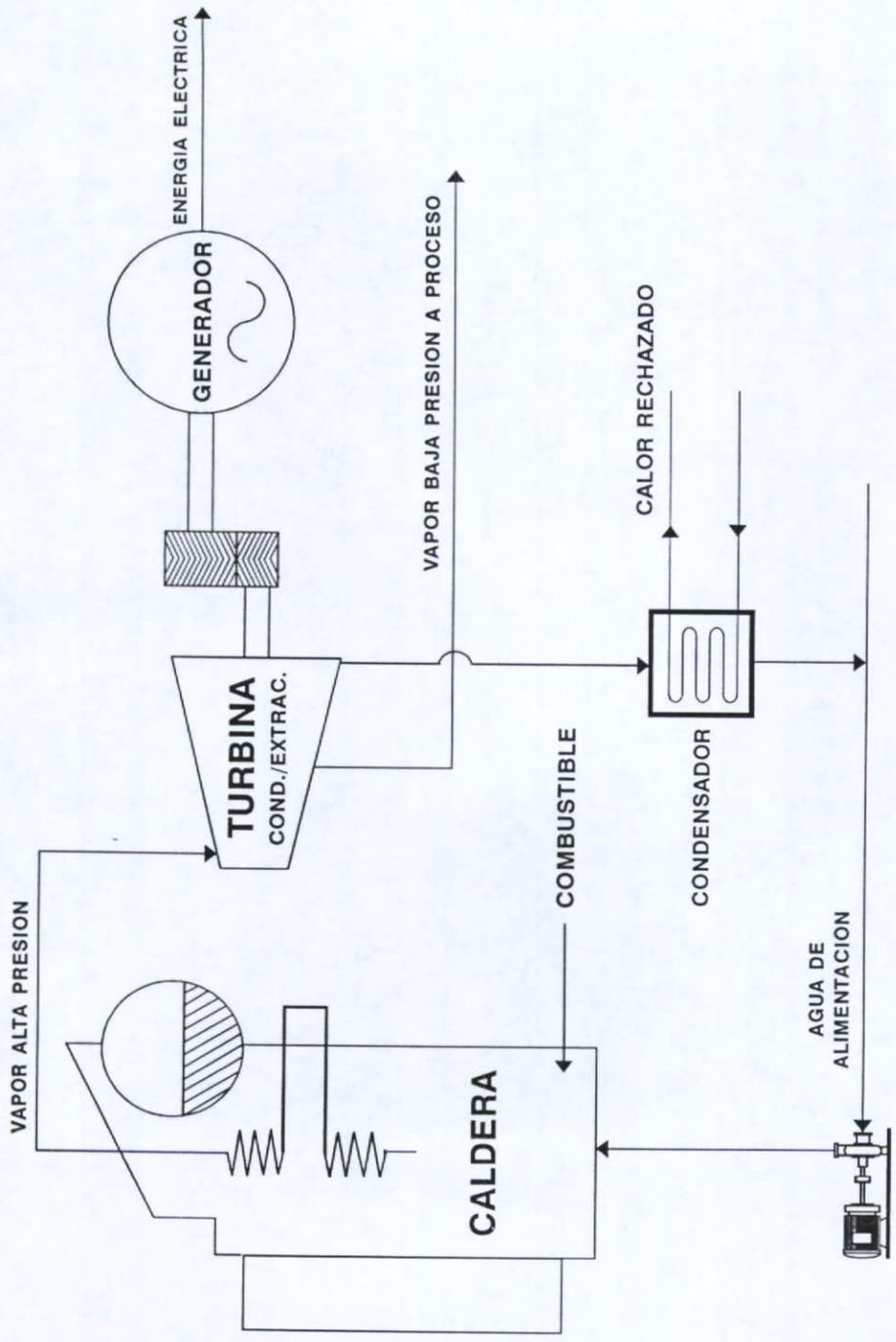


Figura 03.
 Sistema con Turbina de Vapor Condensación/Extracción

El sistema usualmete consiste de una caldera, donde el combustible usado calienta el fluido de trabajo, generalmente agua, mediante la combustión produciendo vapor sobrecalentado a alta presión y temperatura.

Posteriormente el vapor es expandido a través de la turbina de vapor que produce energía mecánica y ésta es empleada para mover un generador eléctrico que produce la energía eléctrica.

El vapor de escape de la turbina sigue un proceso dependiendo del tipo de turbina de la que se trate. Si se trata de una turbina de condensación, el vapor de salida es condensado en un condensador y es reciclado por medio de bombas de agua de alimentación al generador de vapor. Si la turbina es de extracción o de contrapresión, el vapor de salida de la turbina es enviado al proceso a la presión que sea requerido.

Características de las turbinas de vapor:

Turbina de Contrapresión.

- El consumo de vapor de proceso define la capacidad generada. Considerando extracciones se puede obtener un poco más de flexibilidad.
- Genera poca energía eléctrica en comparación con el consumo de vapor de proceso.
- No permite variación grande y brusca de vapor de proceso.

- Costo de inversión mediano.
- Alta disponibilidad.
- Equipo de limpieza de gases costoso si no se quema gas natural.

En la figura 04 se muestra el arreglo típico de un sistema de cogeneración con turbina de vapor de contrapresión.

Turbina de Extracción/Condensación.

- Mayor producción de vapor de la que el proceso requiere.
- Mayor generación de electricidad al compararse con una turbina de contrapresión y con el mismo vapor de proceso.
- Permite variación brusca de vapor de proceso.
- Operación muy flexible. Permite control de potencia y vapor de proceso al mismo tiempo y en forma independiente.
- Alto costo de inversión.
- Alto consumo de agua de enfriamiento.

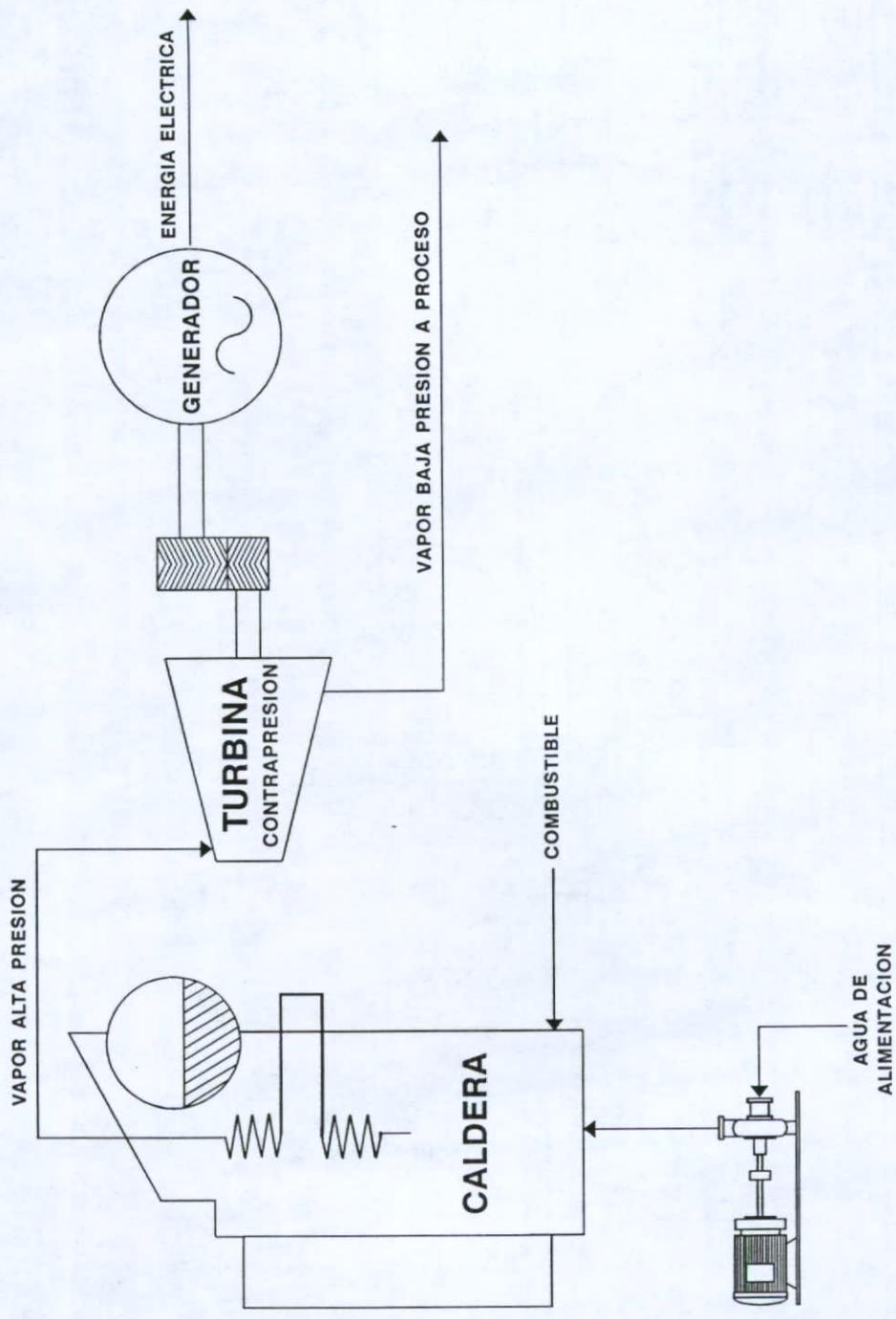


Figura 04.
Sistema con Turbina de Vapor de Contrapresión

- Alta disponibilidad.
- Equipo de limpieza de gases, costoso si no se quema gas natural.

1.4.2 Turbinas de gas.

Las turbinas de gas operan bajo el ciclo Brayton. El sistema de cogeneración por medio de turbina de gas consiste de tres elementos principales; el primero de ellos es un compresor el cual incrementa la presión del fluido de trabajo, usualmente aire, entre cuatro y treinta veces la presión atmosférica.

El aire comprimido es posteriormente calentado hasta temperaturas que van de 800°C a 1200°C mediante una cámara de combustión, la cual es el segundo elemento principal, donde se adiciona combustible y se incendia.

Los gases calientes y a alta presión que salen de la cámara de combustión son expandidos en la turbina, que es el tercer elemento principal, produciendo potencia la cual es usada para mover el compresor y normalmente a un generador eléctrico o a cualquier otro equipo mecánico.

Hasta aquí se ha descrito el proceso para producir energía eléctrica a partir de aire llevado a altas temperatura y alta presión, es decir, con un alto grado energético, sin embargo el concepto de cogeneración implica la generación de dos tipos de energía simultáneamente, energía eléctrica y energía térmica.

No toda la energía del combustible quemado en la cámara de combustión es convertida en potencia, gran parte de ésta es desechada en los gases de descarga de la turbina, los cuales pueden alcanzar temperaturas de 550°C a 600°C.

Esta descarga es relativamente limpia y puede ser usada por medio de una caldera de recuperación para generar vapor de alta presión, vapor de baja presión o agua caliente y emplearlos en procesos industriales.

En la figura 05 se muestra el arreglo típico de un sistema de cogeneración con turbina de gas.

1.4.3 Motores de combustión interna.

Los motores de combustión interna están disponibles en tamaños de 10 HP hasta 60,000 HP, son usados para mover compresores, bombas de calor, ventiladores y bombas, y más comúnmente generadores eléctricos.

Estos pueden usar gran variedad de combustibles como son gas metano, gas LP, diesel, gasolina y mezclas de combustibles gaseosos y líquidos, y son relativamente más eficientes que las turbinas del mismo tamaño. Además poseen la característica de una buena recuperación de calor y son muy adecuados para aplicaciones de cogeneración.

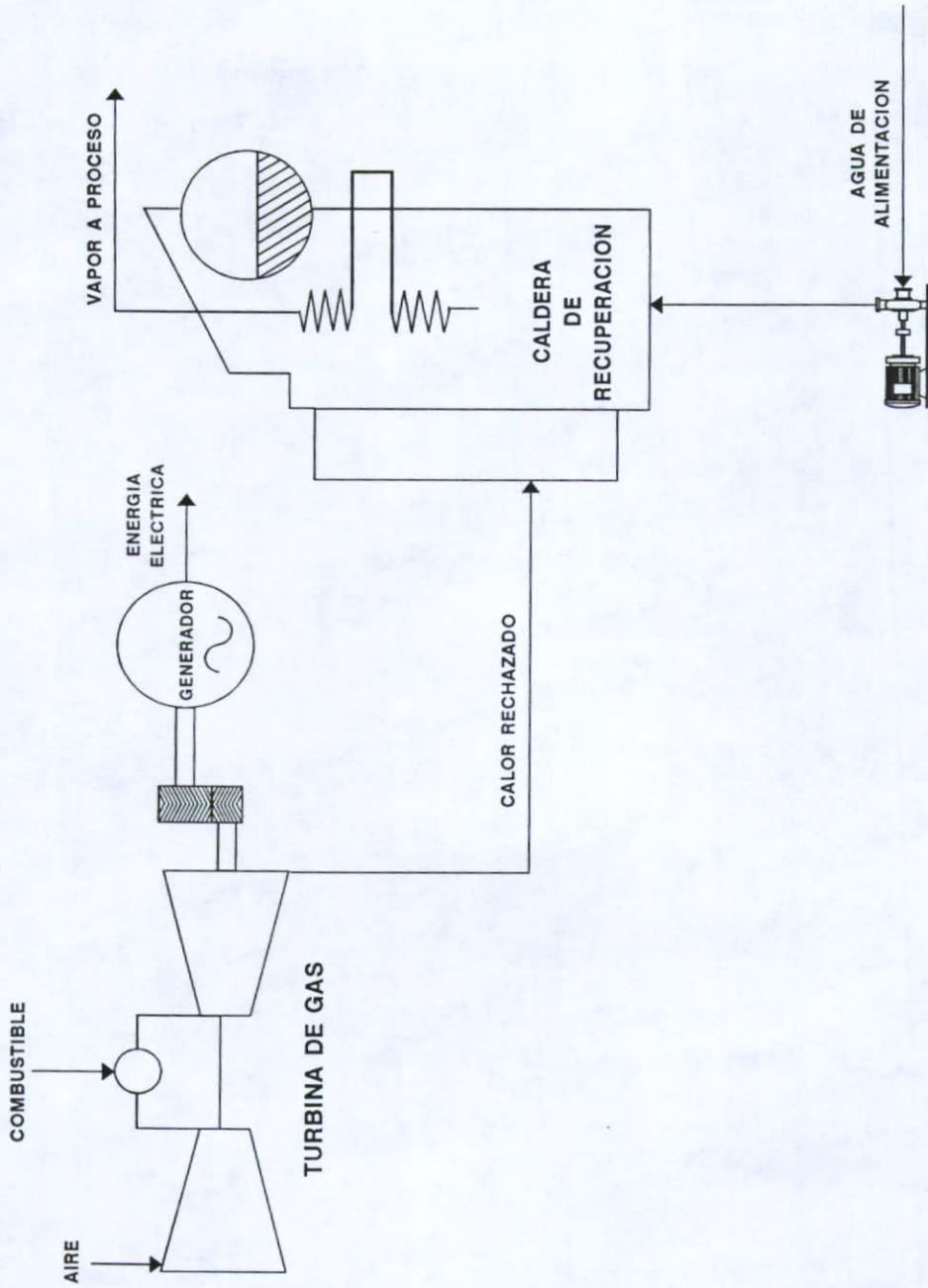


Figura 05.
Sistema con Turbina de Gas

En general, los motores reciprocantes son los únicos primotores eficientes que existen comercialmente en tamaños de unos cuantos caballos de fuerza.

Los motores de combustión interna se pueden clasificar según varios criterios ⁹ :

- De acuerdo a su ciclo termodinámico: Diesel u Otto.
- Dependiendo de la velocidad del motor: alta, media o baja velocidad.
- Según el tipo de aspiración: aspiración natural, supercargado y turbocargado.
- Según el número de tiempos del ciclo: dos tiempos y cuatro tiempos.

En los motores que trabajan bajo el ciclo Otto, la mezcla de aire y combustible es introducida al cilindro y comprimida por el pistón, donde además es encendida por una chispa procedente, normalmente, de una bujía. La mezcla encendida produce un súbito incremento de presión en el interior del cilindro provocando el retroceso del pistón mediante la expansión de los gases y produciendo energía mecánica.

En el proceso del ciclo diesel el aire es comprimido hasta que su temperatura está muy cerca de la temperatura de inflamación del combustible, y en ese momento, el combustible es inyectado en el interior del cilindro donde se produce la explosión.

⁹ Fuente: Revista Química Hoy (Mayo de 1992) Vicente Olmos.

Los motores tanto Otto como Diesel que operan a altas velocidades (entre 900 y 1800 rpm) pueden alcanzar eficiencias del 33%. Cuando la velocidad es reducida es posible, en motores Diesel, alcanzar eficiencias del 40%. Esta relativa alta eficiencia es la razón por la cual los motores reciprocantes son atractivos en pequeñas aplicaciones.

Como se mencionó antes, los motores de combustión interna pueden ser de aspiración natural o supercargada. En los de aspiración natural el aire es suministrado al cilindro a presión atmosférica y solamente requiere que el combustible sea alimentado a una presión ligeramente mayor a la atmosférica.

Los turbocargados suministran aire a los cilindros muy por arriba de la presión atmosférica, por lo que se requiere que el combustible sea suministrado a presión mayor a la atmosférica.

Las principales ventajas de los motores turbocargados es el incremento en la energía de salida y el incremento en la eficiencia, lo anterior se logra debido a que en el cilindro existe mayor cantidad de aire y por lo tanto mayor oxígeno, el cual permite una mejor combustión y mayor quemado de combustible.

Los motores turbocargados normalmente son más baratos, por Kilowatt generado, que los de aspiración natural.

Se puede concluir que, si bien el motor de combustión interna ofrece elevados rendimientos de conversión eléctrica, probablemente dará bajos rendimientos de recuperación de calor en la práctica.

Por otro lado, el motor de combustión interna puede trabajar mejor que la turbina de gas con combustibles líquidos y puede tener una economía muy saneada si estos combustibles son económicos.

Otra particularidad de este sistema es que el rendimiento de conversión eléctrica es prácticamente independiente del tamaño del motor y no hay, por tanto, inconveniente alguno en poner unidades en paralelo y de potencias reducidas.

El motor de combustión interna produce poco vapor con sus gases y permite potencias de autogeneración mucho más grandes que con las turbinas de gas a igualdad de demanda de calor de proceso.

En la figura 06 se muestra el arreglo típico de un sistema de cogeneración con motor de combustión interna.

1.4.4 Ciclo combinado.

Es una instalación basada en la integración de dos tipos de sistemas de cogeneración, es decir, en la que existen dos motores principales.

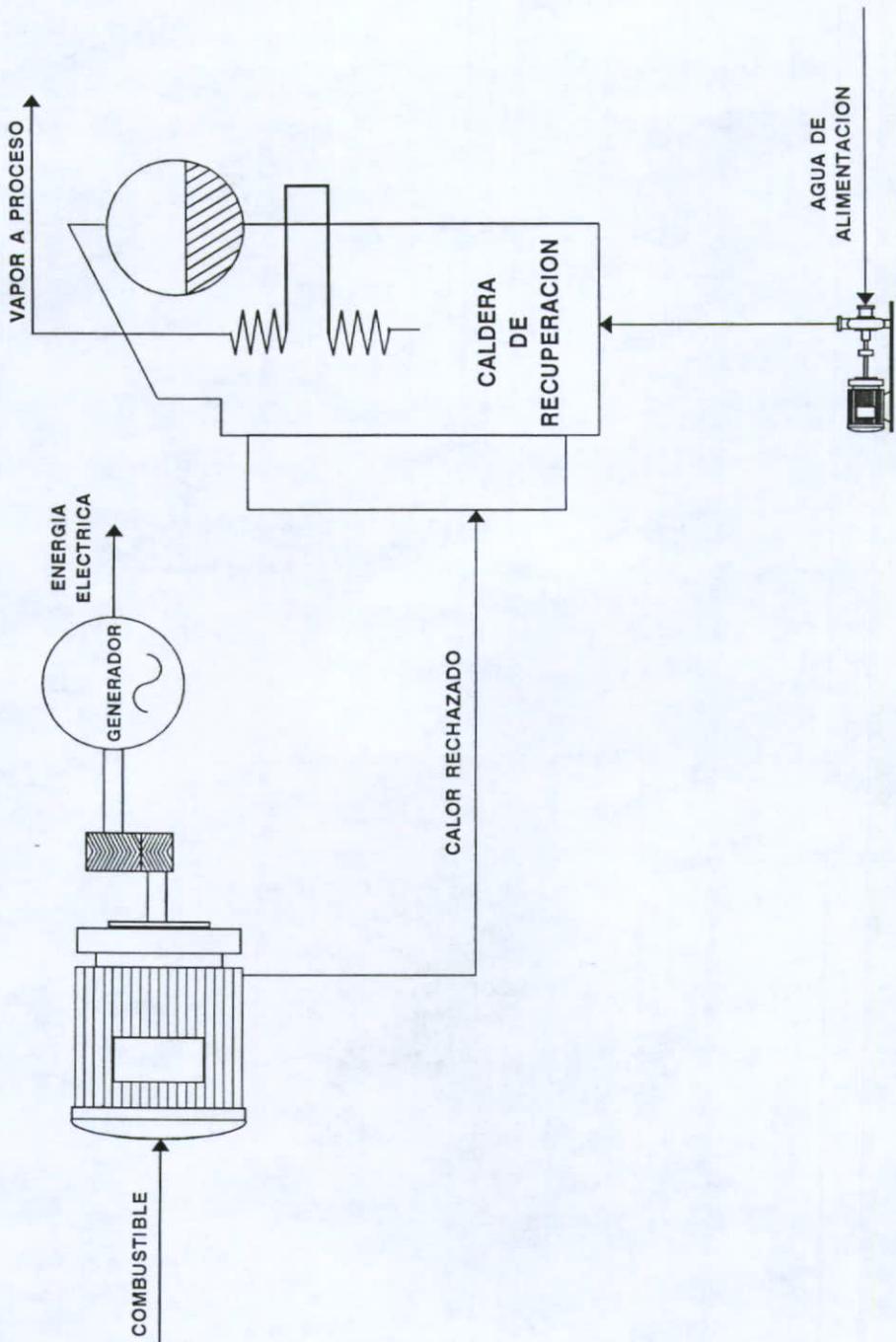


Figura 06.
Sistema con Motor de Combustión Interna

Normalmente se componen de una turbina de gas que genera energía eléctrica o mecánica , los gases de escape pasan por una caldera de recuperación donde se genera vapor a una presión superior a la demandada en el propio proceso, y este exceso de energía térmica es aprovechado en una turbina de vapor antes de enviar el vapor de baja presión al proceso de fabricación.

Los sistemas ciclo combinado son de aplicación en aquellos sectores industriales con importantes consumos de energía eléctrica y en los que además puede aprovecharse el vapor de media o baja presión.

La instalación de un ciclo combinado ofrece la posibilidad de triplicar la generación de electricidad con una misma producción de vapor.

El rendimiento global de estos sistemas puede alcanzar entre 80% y 90%. En estas plantas el combustible extra requerido para generar la electricidad adicional obtiene un rendimiento térmico del orden del 60%, valor muy superior al que se logra en la mejor central térmica convencional más eficiente.

Características de los Ciclos Combinados:

- Muy alta producción de calor en relación al vapor de proceso
- Muy alta eficiencia térmica.
- Operación muy flexible.

- Bajo costo de inversión.
- Consumo de agua de enfriamiento mediano.
- Combustible: Gas natural.
- Muy baja emisión de gases contaminantes.
- Tiempo de arranque muy corto.

En la figura 07 se muestra el arreglo típico de un sistema de cogeneración con ciclo combinado.

1.5 Factores que inciden en la factibilidad de proyectos de cogeneración.

Para poder definir la solución más económica que se apegue a las necesidades de una fábrica o proceso específico, hay que considerar los siguientes aspectos:

1.5.1 Tipo de combustible.

El carbón sería el combustible más barato, sin embargo, su aplicación en plantas de cogeneración no se justifica por su alto costo de inversión en los sistemas de transporte, manejo de carbón, ceniza y la limpieza de los gases.

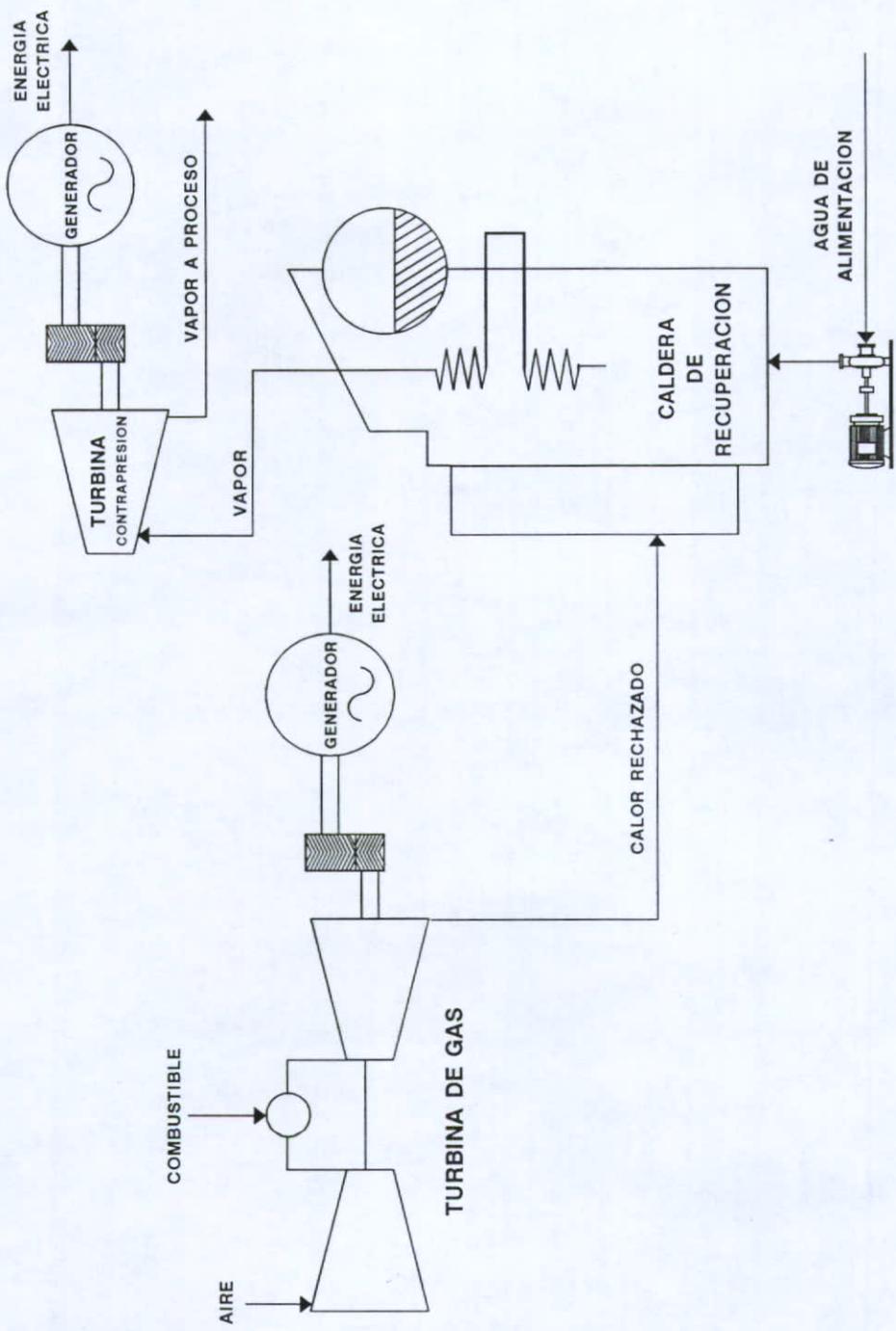


Figura 07.
Sistema con Ciclo Combinado

El combustóleo es altamente utilizado en calderas convencionales, sin embargo su alto contenido de azufre y vanadio, especialmente el combustóleo mexicano, lo hace fuertemente corrosivo y contaminante, requiriendo de un sistema de limpieza de gases muy costoso para poder cumplir con la ley de protección ambiental.

El diesel es un combustible menos contaminante que el combustóleo, pero comparándolo con los combustibles que normalmente queman las calderas, es sumamente caro, por lo que únicamente es económicamente rentable como respaldo.

El gas natural tiene la gran ventaja de ser un combustible muy limpio, cuyos gases no requieren de una limpieza especial si se usa un sistema de combustión adecuado. Es el combustible ideal para turbinas de gas, pero se usa también más y más en calderas convencionales. Aunque en México cuesta aproximadamente 10% más por MMBTU que el combustóleo, dependiendo de su costo de transporte, puede resultar demasiado caro si la planta no se encuentra en una zona de alta demanda de gas o de fácil acceso a un gasoducto de suficiente capacidad.

El bagazo, la médula de caña y leña son combustibles que normalmente se obtienen en forma de desechos de un proceso industrial y por lo tanto son baratos. Requieren de calderas especiales.

1.5.2 Relación calor/electricidad.

Las diferentes industrias tienen sus requerimientos específicos de vapor y energía eléctrica.

Normalmente la disponibilidad continua de vapor de proceso tiene absoluta prioridad.

Con la apertura del sector eléctrico la autogeneración se puede manejar con más flexibilidad, tomando en cuenta que la energía sobrante o faltante se podrá vender o adquirir a través de C.F.E.

Los distintos tipos de sistemas de cogeneración tienen diferentes características en cuanto a la generación de vapor de proceso y electricidad.

Mientras que la aplicación de turbinas de contrapresión resulta en una relación rígida entre vapor y generación de electricidad, las soluciones con turbinas de extracción/condensación permiten variar y controlar en forma independiente tanto el vapor de proceso como la generación de energía eléctrica.

Las alternativas con turbinas de gas permiten una mayor producción de energía eléctrica para una cierta cantidad de vapor al compararse con las demás opciones.

1.5.3 Variación en el consumo de vapor.

Cualquier tipo de caldera, recuperador o intercambiador de calor requieren de un cierto tiempo para satisfacer cambios en la demanda de vapor o agua caliente, mientras que las turbinas de vapor, responden inmediatamente a variaciones en el flujo.

Esto significa que en caso de procesos que implique variaciones rápidas en el consumo de vapor se recomienda el uso de turbinas de vapor con extracción y condensación en forma directa o integradas en un ciclo combinado. Esta solución requiere que las calderas generen una cantidad mayor que la demanda máxima del proceso. El vapor excedente va a condensación y la electricidad excedente a la red pública.

1.5.4 Agua de enfriamiento.

En zonas de escasez de agua donde se deben considerar sistemas de enfriamiento tipo seco, la turbina de gas tiene claras ventajas frente a la turbina de vapor, primordialmente de las de tipo de condensación ya que la expansión de las turbinas se ve altamente afectada por la presión de descarga siendo ésta última dependiente de la temperatura a la cual se rechaza el calor.

La solución más económica sería sin embargo un ciclo combinado por su bajo costo de inversión y alta eficiencia.

En zonas con disponibilidad de agua de pozos, la solución más conveniente es una torre de enfriamiento húmeda.

1.5.5 Costo de la inversión.

Dependiendo de la tecnología seleccionada el costo de la inversión puede variar mucho, entre el sistema de cogeneración más barato y el más caro, puede haber diferencias de hasta un 200%. Sin embargo las condiciones demandadas por el proceso serán las que definan primordialmente el tipo de tecnología y dentro de éstas se deberá adquirir aquella que requiera menor inversión.

1.5.6 Protección ambiental.

Los límites de emisiones establecidos para la protección ambiental son de suma importancia en la evaluación de un proyecto, por su impacto en los costos de inversión y operación de las plantas de cogeneración.

Bajo este aspecto, el combustible más aconsejable es el gas natural, sobre todo en combinación con turbinas de gas equipadas con quemadores especiales tipo seco o con inyección de agua o vapor permitiendo llegar a valores de NOx abajo de los límites permisibles en la actualidad.

En caso de no tener acceso a un gasoducto o si una planta con turbinas de vapor es más adecuada por otras razones, las calderas quemando combustóleo tendrán que ser equipadas con un sistema de gases adecuado.

Este punto es de suma importancia, ya que, un sistema de cogeneración puede ser muy atractivo y rentable, sin embargo, si no satisface las normas ambientales el equipo adicional para lograrlo suelen ser demasiado caros y hacen del sistema elegido incosteable en ocasiones.

En la tabla 01 se muestran emisiones típicas por tipo de sistema.

1.5.7 Situación geográfica.

Por razones técnicas y económicas las plantas de cogeneración deberán de instalarse lo más cerca posible al consumidor de vapor de proceso debido a que el vapor proveniente de calderas es muy valioso y sufre muchas pérdidas de presión y de calor si se desplaza distancias largas. Los factores ambientales más importantes son, altura sobre el nivel del mar, disponibilidad de agua, tipo y costo de combustible y temperatura ambiente.

Estos factores influyen en principios básicos como el punto de ebullición del agua, el calor latente, la presión vapor, etc. Pero también repercuten en eficiencias de equipos tales como: Bombas, compresores, intercambiadores de calor y turbinas.

Un aumento de altura y temperatura reduce la capacidad de las turbinas de gas mientras que no tienen influencia directa en las plantas con turbina de vapor. La disponibilidad de agua define el tipo de turbina o tipo de enfriamiento.

Tabla 01. Comparación de emisiones contaminantes

CICLO	CAPACIDAD MW	COMBUSTIBLES POTENCIALES	EMISIONES TIPICAS
TURBINA DE VAPOR CONTRAPRESION	SEGUN SE REQUIERA	COMBUSTOLEO GAS CARBON DESPERDICIOS	SO _x NO _x PARTICULAS
TURBINA DE VAPOR COND./EXTRAC.	SEGUN SE REQUIERA	COMBUSTOLEO GAS CARBON DESPERDICIOS	SO _x NO _x PARTICULAS
TURBINA DE GAS	0.5 - 100	COMBUSTOLEO GAS	NO _x
CICLO COMBINADO	1 - 150	COMBUSTOLEO GAS	NO _x
MOTOR DIESEL CON CALDERA RECUPER.	0.5 - 25	COMBUSTOLEO GAS	NO _x

1.5.8 Disponibilidad.

La mayoría de los procesos industriales requieren de un alto grado de disponibilidad, esto es, un servicio ininterrumpido de vapor de proceso y electricidad, ya que por lo general el corte repentino en el suministro de cualquiera de los dos trae consigo un costo asociado ya sea por desperdicios o por el simple hecho de parar y encender equipos.

Las plantas de cogeneración pueden satisfacer este requisito si su concepto se define en forma adecuada. Para lograr esto hay que considerar la disponibilidad esperada de cada componente y prever los respaldos correspondientes.

En la tabla O2 ¹⁰ se presentan cifras que son promedios calculados a base de estadísticas obtenidas de entre 20 y 200 unidades de cada tipo y de diferentes fabricantes.

Las soluciones mas convenientes para asegurar la disponibilidad de vapor de proceso serían:

- Tener dos fuentes de generación de vapor que cubran cada uno el 100% de la demanda. Para aprovechar al máximo estas instalaciones, se recomienda considerar una turbina de vapor de extracción / condensación.
- Instalación de una planta de cogeneración que cubra el 100% de la demanda de vapor. Aparte contar con una caldera convencional de respaldo para el vapor de proceso.

¹⁰ Los datos presentados fueron calculados por la compañía ABB.

Tabla 02. Disponibilidad de sistemas de cogeneración

SISTEMA DE COGENERACION	DISPONIBILIDAD
TURBOGRUPO DE GAS	90%
TURBOGRUPO DE VAPOR INCLUYENDO CALDERAS	91.2%
CALDERAS DE RECUPERACION	98%
TURBOGRUPOS DE VAPOR SIN CALDERAS	94%

1.6 Comparación entre sistemas de cogeneración.

Ya se han analizado las alternativas que existen en lo que a tecnología de equipos se refiere, por otro lado también se definieron los factores que inciden en la correcta selección del sistema de cogeneración más apegado a las necesidades particulares individuales.

Sin embargo es de gran utilidad contar con tablas y gráficas que ilustren las diferencias entre los sistemas existentes para evaluar rápidamente que sistemas son factibles, así como, las ventajas y desventajas de cada uno de ellos.

La figura 08¹¹ muestra en forma de diagrama de Sankey el rendimiento o eficiencia de una planta generadora convencional, estas son las que opera C.F.E., las figuras 09¹², 10¹³ y 11¹⁴ muestran en el mismo esquema las eficiencias de las distintas alternativas de sistemas de cogeneración existentes y se hace evidente la gran mejora en aprovechamiento térmico al evitar la condensación.

La figura 12¹⁵ sitúa cada uno de los sistemas de cogeneración según su capacidad y le da un rango de eficiencia, esto es porque cada sistema en particular tendrá sus especificaciones y necesidades y es imposible decir que la eficiencia siempre será igual si el tipo de motor principal no cambia.

¹¹ Fuente: General Electric

¹² Fuente: General Electric

¹³ Fuente: General Electric

¹⁴ Fuente: General Electric

¹⁵ CONAE Ing. Luis E. Noriega Giral

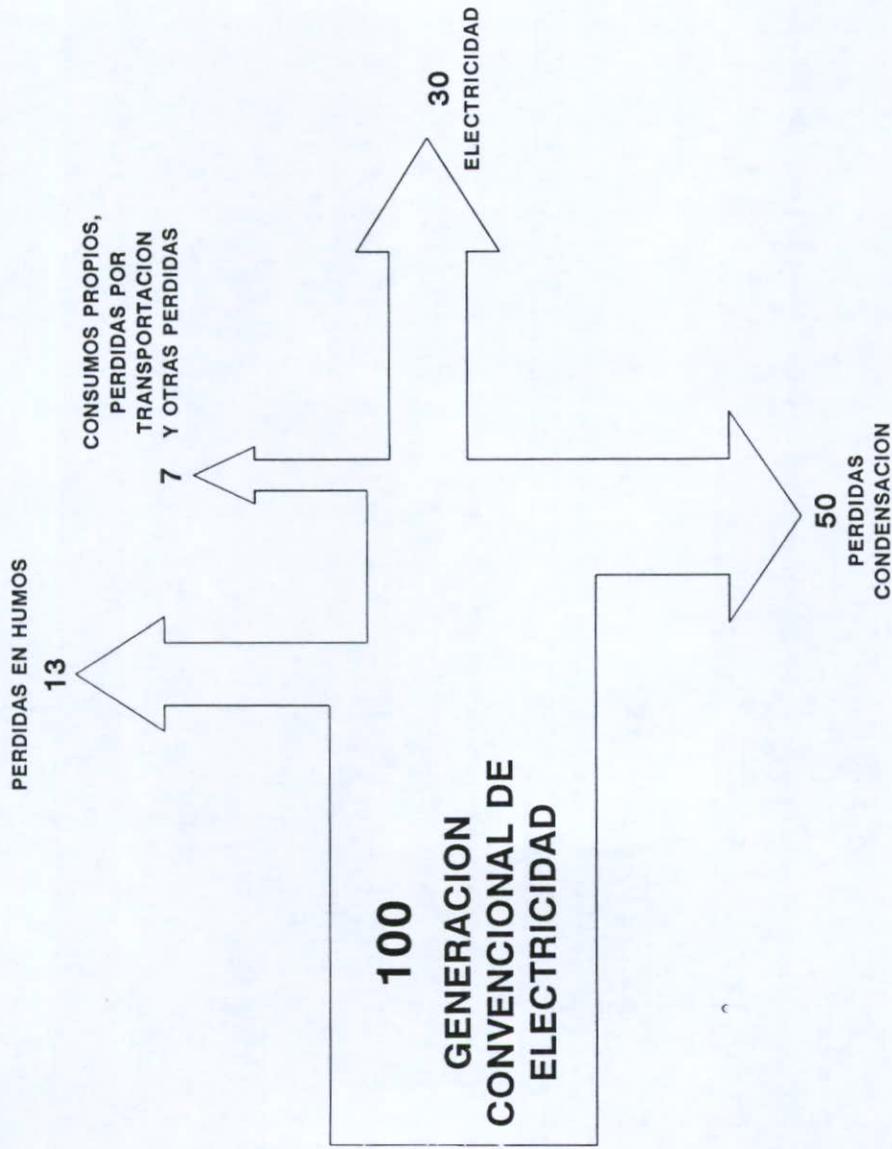


Figura 08.
Eficiencia con Generación Convencional

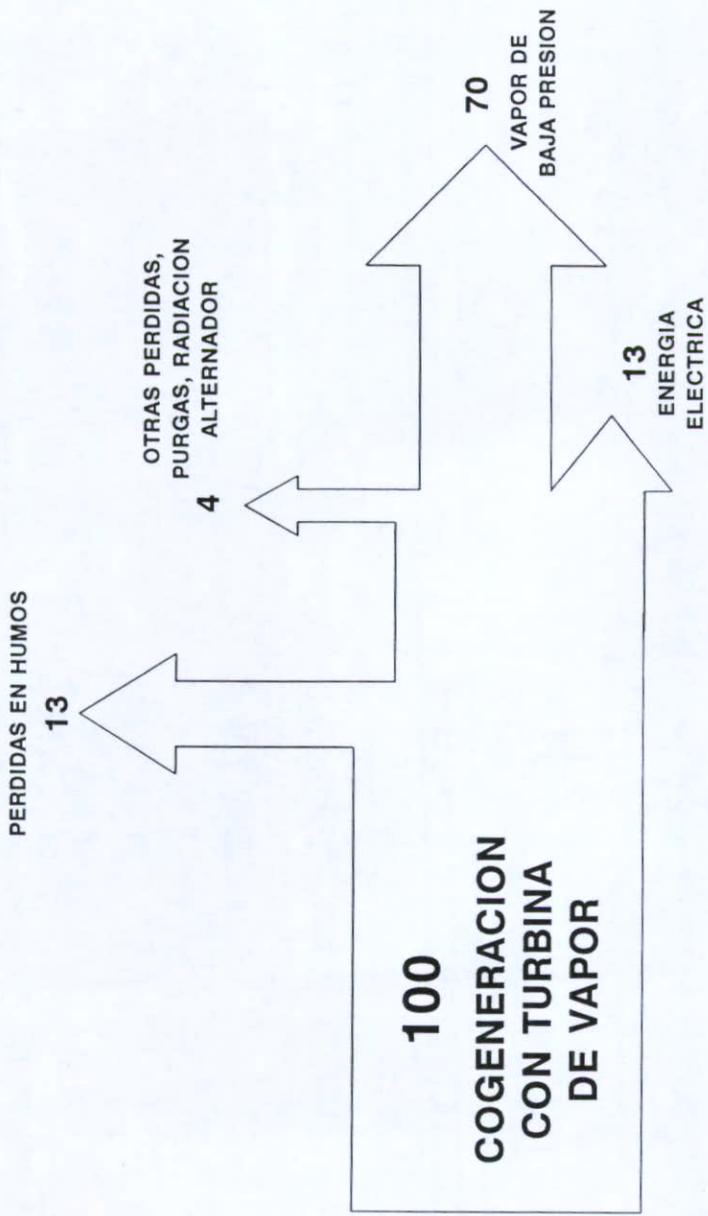


Figura 09.
Eficiencia Cogeneración con Turbina de Vapor

PERDIDAS EN GASES

13

OTRAS PERDIDAS,
REDUCTOR, ALTERNADOR,
PURGAS, RADIACION

2

100
COGENERACION
CON TURBINA
DE GAS

55

ENERGIA
CALORIFICA

30

ENERGIA
ELECTRICA

Figura 10.
Eficiencia Cogeneración con Turbina de Gas

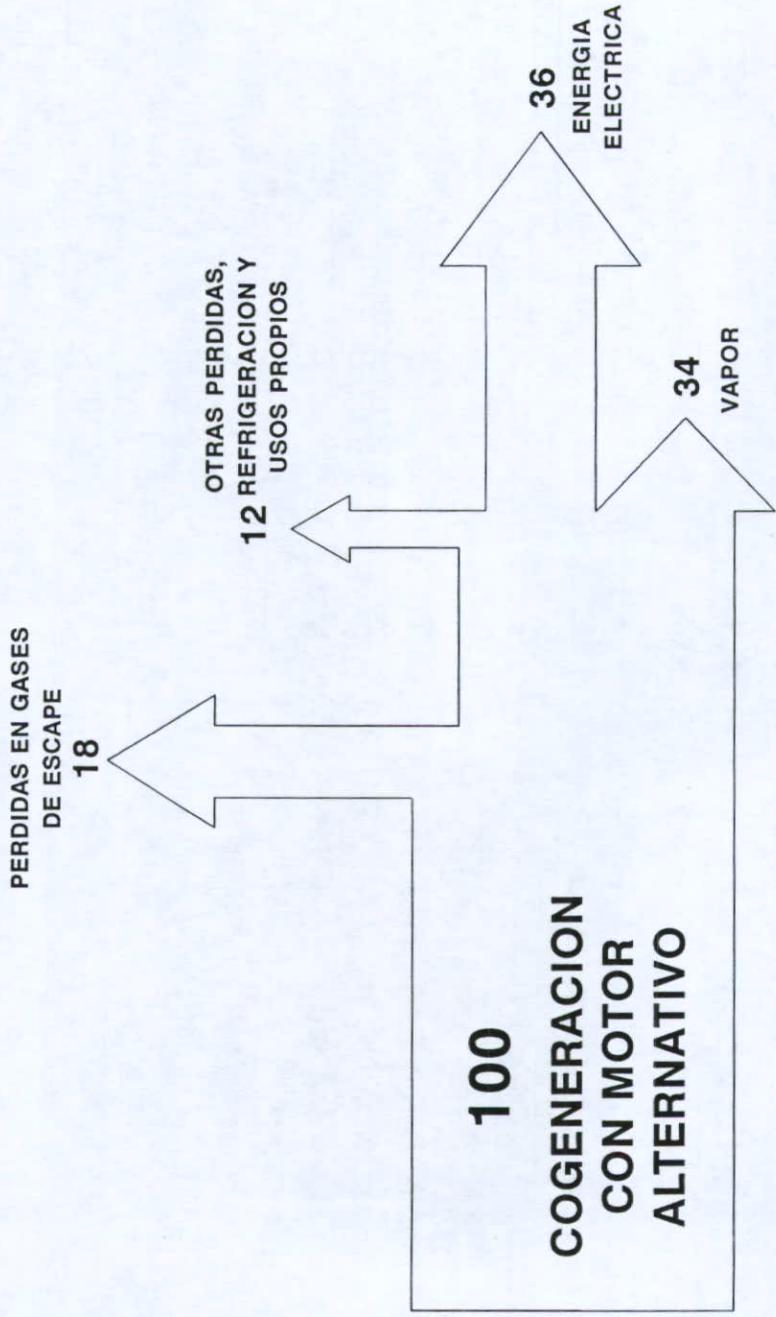


Figura 11.
Eficiencia Cogeneración con Motor Alternativo

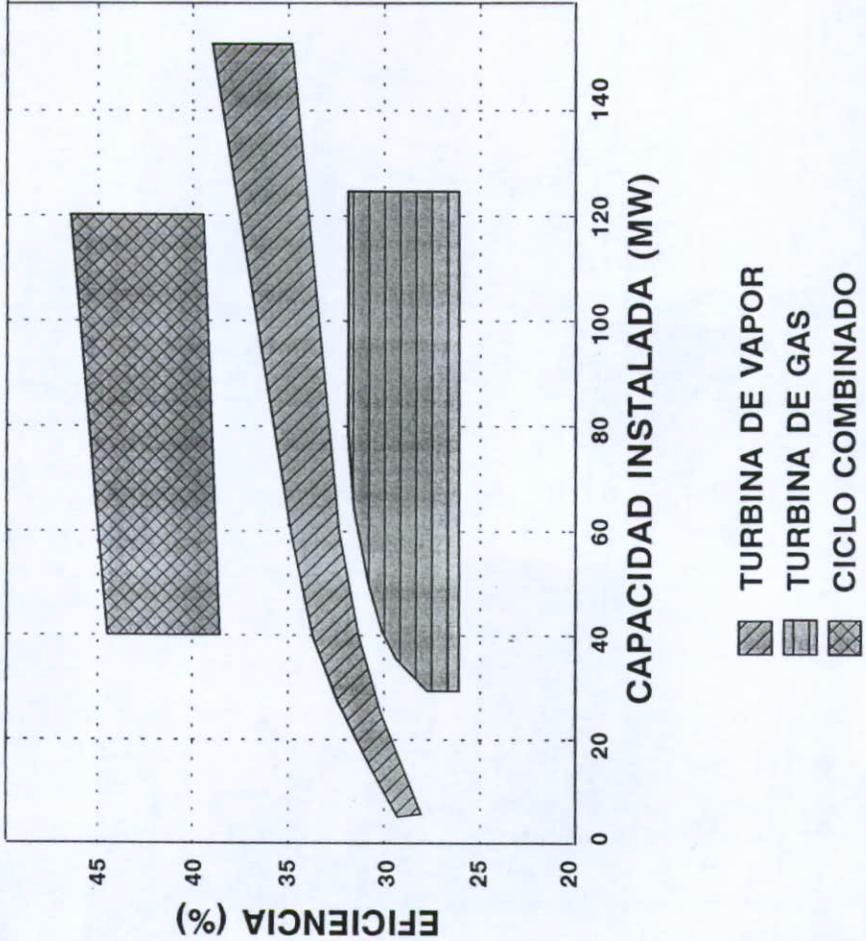


Figura 12.
Eficiencias de Sistemas de Cogeneración

En un esquema similar al anterior, la figura 13¹⁶ toma como referencia el costo de un sistema de cogeneración con turbina de gas y según la capacidad del equipo se asigna un rango de costo comparativo de manera porcentual.

Es obvio pensar que en función del tamaño de equipo que se requiera, serán las necesidades del mismo, es por esto que se presenta el comportamiento de dos variables importantes relacionadas con el sistema de cogeneración y los recursos de la compañía. Según sea el caso de la capacidad instalada, en la figura 14¹⁷ se muestra la cantidad de agua requerida para el enfriamiento de cada uno de los sistemas de cogeneración, y en la figura 15¹⁸ se muestra el tiempo de construcción e instalación que requiere cada uno de dichos sistemas.

El factor calor/electricidad, ya analizado anteriormente como un parámetro fundamental, puede cambiar por completo el escenario de eficiencia térmica si no se escoge adecuadamente para cada sistema en particular, la figura 16¹⁹ muestra que porcentaje de rendimiento se puede esperar del sistema en función del factor calor/electricidad y la figura 17²⁰ ilustra el porcentaje de ahorro de energía primaria que se puede conseguir en función del mismo parámetro. Así pues, no sólo se debe tener en mente la capacidad a instalar sino también la relación de energía eléctrica y energía térmica que se generará para buscar el sistema que le dé un equilibrio al rendimiento térmico.

¹⁶ CONAE Ing. Luis E. Noriega Giral

¹⁷ ABB Equipos y Sistemas Ing. Roberto Lucchi Lucchini

¹⁸ ABB Equipos y Sistemas Ing. Roberto Lucchi Lucchini

¹⁹ ABB Equipos y Sistemas Ing. Roberto Lucchi Lucchini

²⁰ ABB Equipos y Sistemas Ing. Roberto Lucchi Lucchini

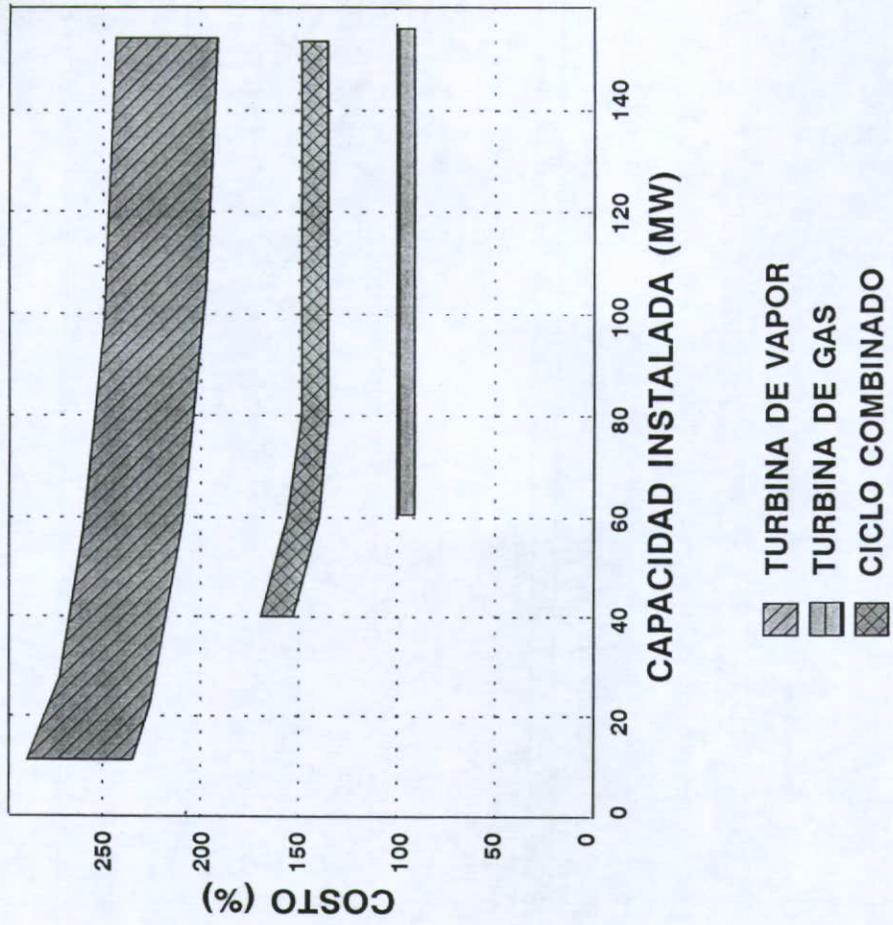


Figura 13.
Costos Referidos a Turbina de Gas

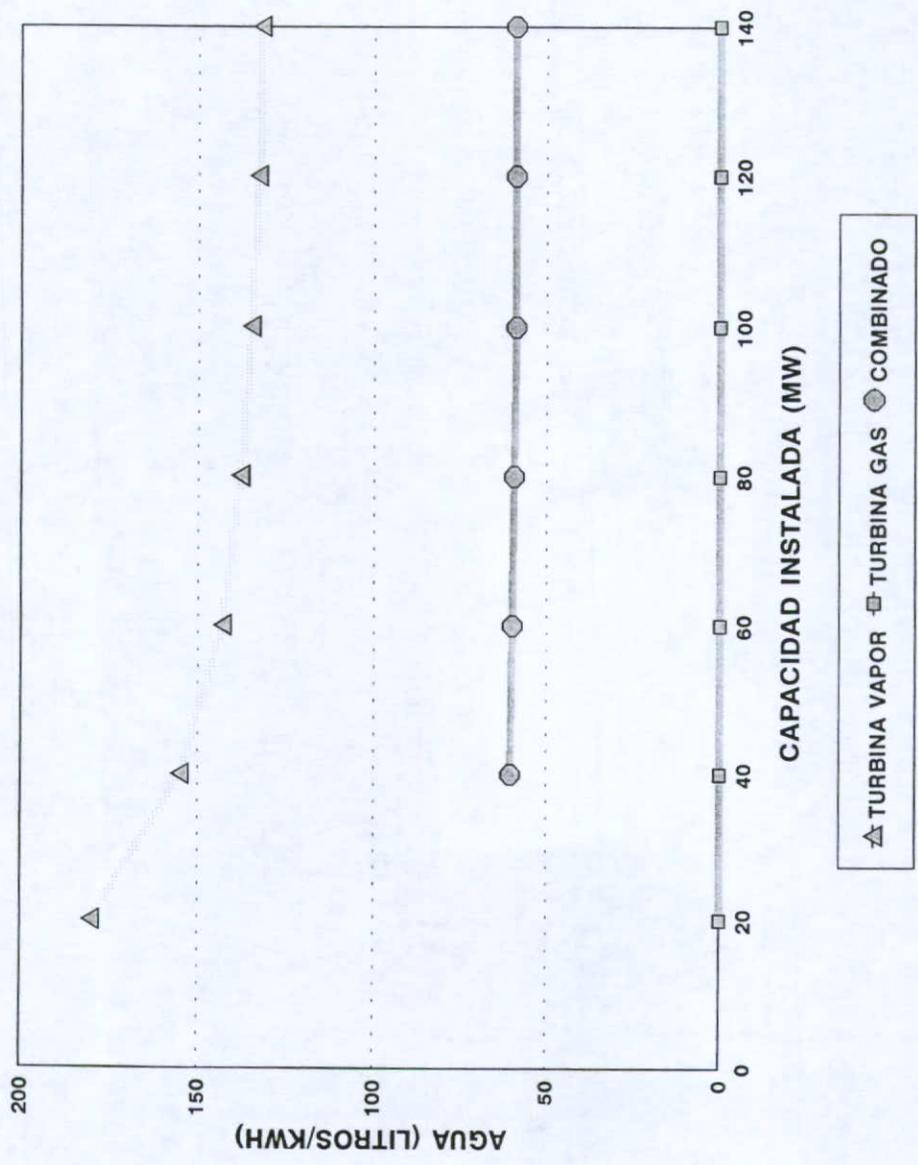


Figura 14.
Agua de enfriamiento requerida

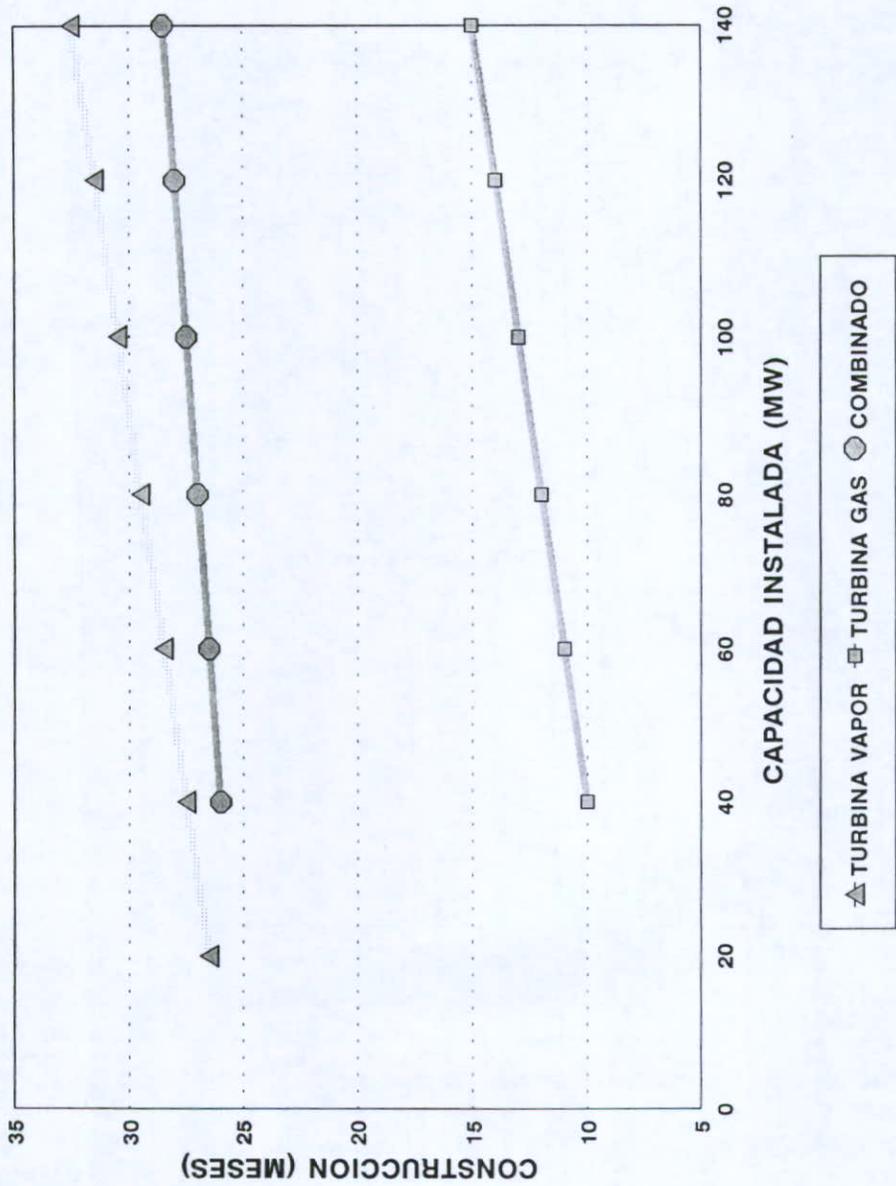


Figura 15.
Tiempo de Construcción de Sistemas

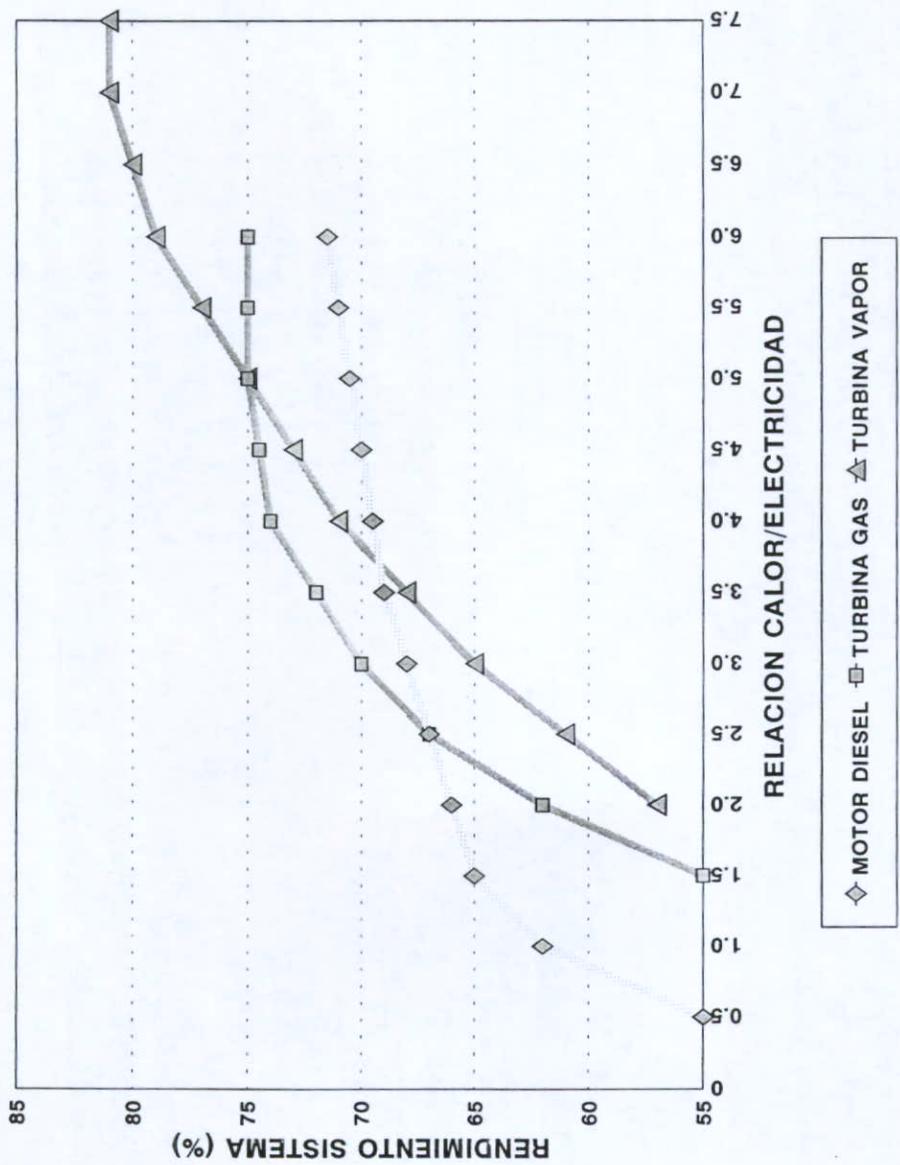


Figura 16.
Rendimiento de Sistemas de Cogeneración

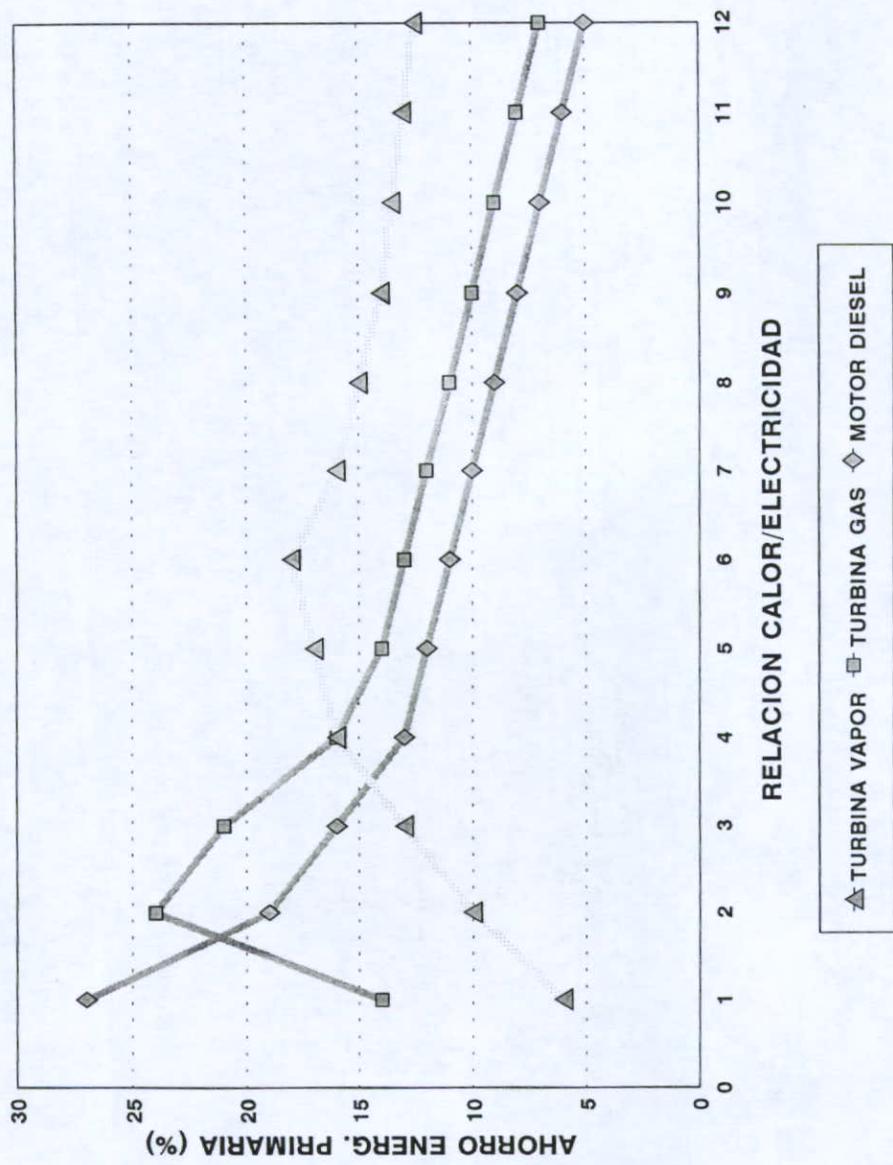


Figura 17.
Ahorro de Energía Primaria

En la figura 18²¹ se presenta una gráfica que da una idea bastante clara de la cantidad de vapor que se puede generar en función de la capacidad de generación de energía eléctrica de cada sistema en particular.

La figura 19²² toma como referencia el precio de venta unitario de C.F.E. y lo compara con cada uno de los sistemas de cogeneración en función de la capacidad de generación de vapor.

La figura 20²³ muestra el nivel de emisiones contaminantes de cada uno de los sistemas, tomando como premisa que las termoeléctricas consumen combustóleo.

1.7 Ventajas de la cogeneración.

La ventaja primordial de la cogeneración, comparando con la generación separada de energía eléctrica y térmica, es la eficiencia termodinámica que se consigue.

Los sistemas de cogeneración pueden significar eficiencias tan altas como de 85% utilizando el calor rechazado de algún proceso como fuente de energía para un proceso de transformación subsecuente.

En comparación, las plantas generadoras de energía eléctrica son incapaces de aprovechar el calor rechazado de poca energía, por lo que sólo tienen eficiencias termodinámicas de 30 a 35%.

²¹ ABB Equipos y Sistemas Ing. Roberto Lucchi Lucchini

²² ABB Equipos y Sistemas Ing. Roberto Lucchi Lucchini

²³ Mitsubishi Heavy Industries Masao Ishikawa

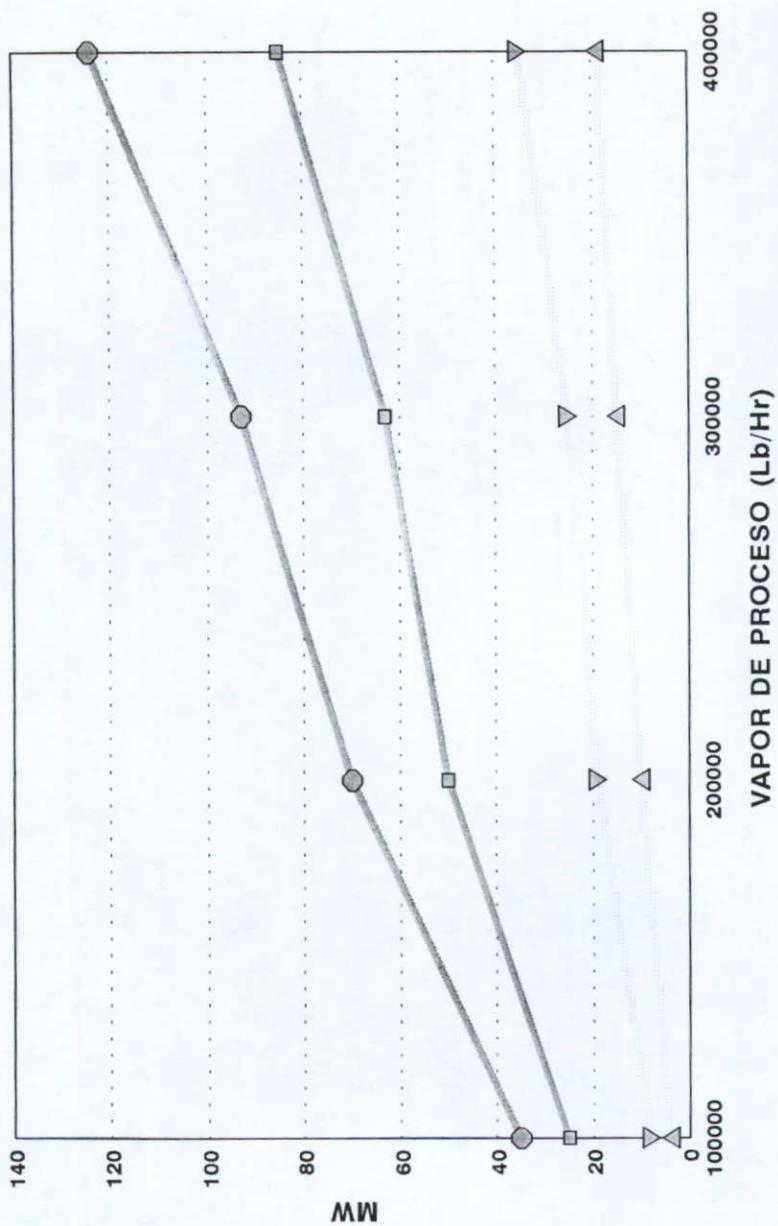


Figura 18.
Comparación de Factor Vapor / Energía

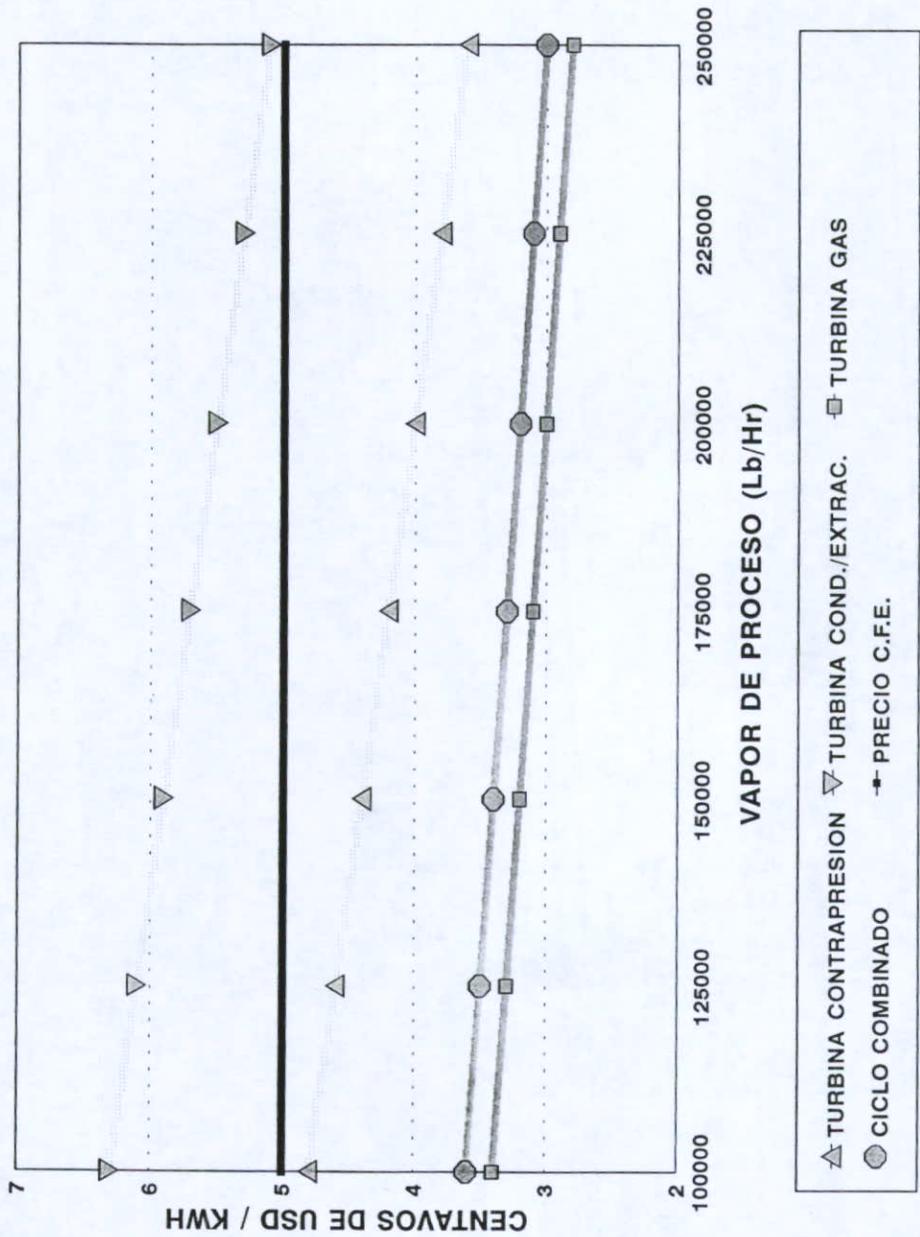


Figura 19.
Comparación de Costos por KWh

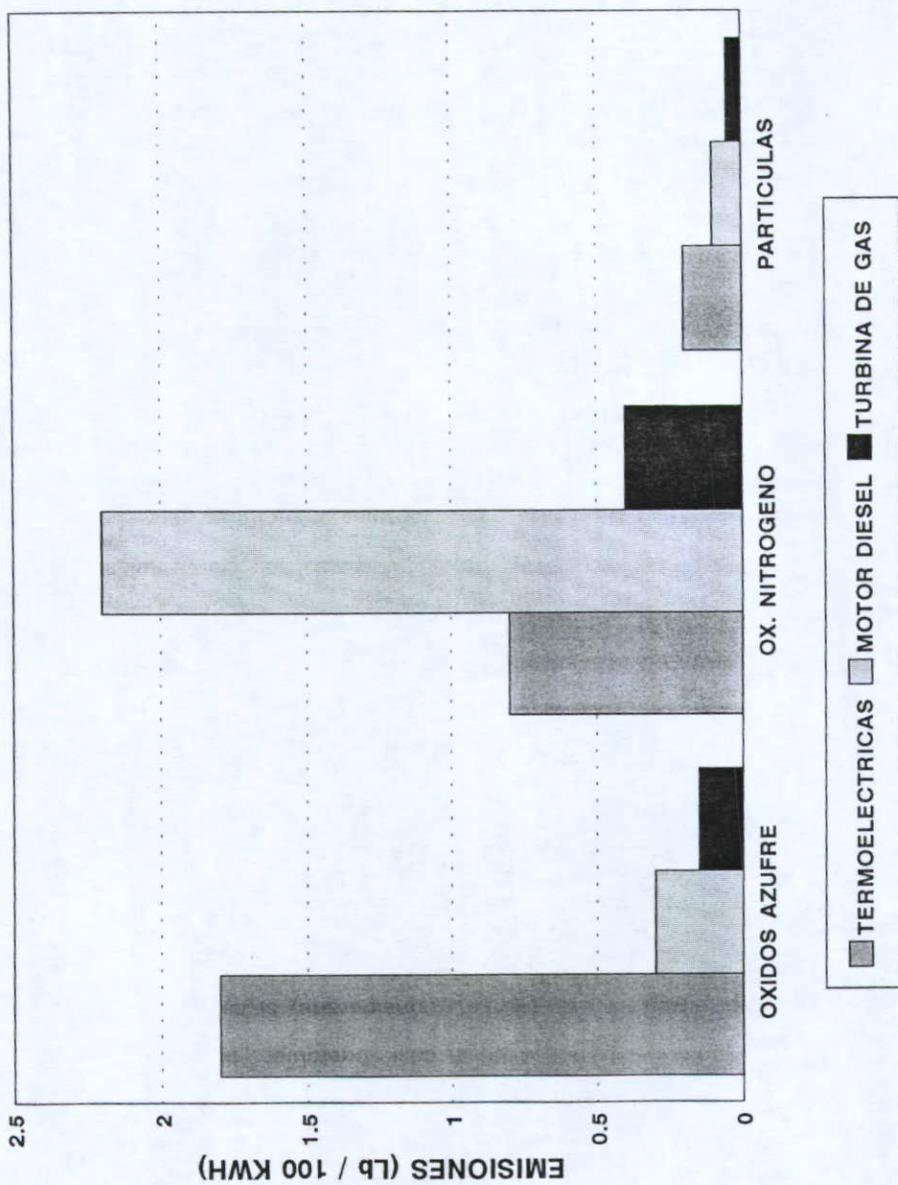


Figura 20.
Comparación de Emisiones Contaminantes

Otra ventaja de la cogeneración es la flexibilidad. Puede ser adaptada a casi cualquier tipo de instalación. La cogeneración puede y debe ser considerada, si se proyecta un nuevo desarrollo industrial o cuando se planea algún tipo de ampliación.

Tomando en cuenta que la mayoría de las industrias generan vapor para sus procesos, o producen grandes cantidades de calor, que por lo general es rechazado al medio ambiente, implementando un sistema de cogeneración adecuado, que satisfaga las necesidades de energía eléctrica y térmica, se puede conseguir una mejora notable en costos y eficiencia térmica.

Estas son las ventajas en términos generales, a continuación se describen ventajas específicas para el país y para el industrial individualizado:

1.7.1 Ventajas para el país.

Ahorro energético:

El consumo de energía primaria es menor en un sistema de cogeneración que el producir de forma independiente energía térmica y eléctrica.

Ahorro económico:

Derivado del ahorro energético del punto anterior.

Mejora del medio ambiente:

Debido a que es menor la cantidad de energía primaria que se necesita para producir la misma cantidad de energía útil y a que el impacto ambiental causado por el transporte, refinado y extracción de la energía es menor. Aunque la dispersión de los contaminantes emitidos por los sistemas de cogeneración con motores diesel, calderas de combustóleo o calderas de carbón es menos atractiva para el medio ambiente que en las grandes centrales generadoras que cuentan con chimeneas muy altas y con equipo anticontaminante.

Posibilita a la industrialización de zonas alejadas de las redes de distribución de alta tensión:

En el caso de centros de desarrollo industrial se puede pensar en sistemas que proporcionen energía térmica y eléctrica a diferentes industrias.

Reducción del capital de inversión:

Si los industriales que consumen grandes cantidades de energía eléctrica cogeneran, el gobierno tiene que invertir menos para abastecer la demanda creciente de electricidad.

1.7.2 Ventajas para el industrial individualizado.

Ahorro económico:

El industrial que cogenera no tendrá ahorros energéticos, es más, la energía primaria que debe adquirir será superior en un 5 a 10% a la que venía adquiriendo. La energía primaria se refiere al combustible adicional que se comprará para generar energía, por lo general este combustible se quema en calderas. Los ahorros son exclusivamente económicos y provienen de la diferencia de costos que existe entre la energía eléctrica que compraba a la red y el combustible que se emplea en su cogeneración. Es decir, se gasta en combustible para generar pero se ahorra el pago de energía eléctrica a C.F.E.

Independencia de suministro de energía eléctrica del exterior:

En determinados procesos industriales un corte de suministro de energía eléctrica puede provocar graves problemas, la existencia de un grupo de cogeneración garantiza una continuidad de suministro, al ser posible una interconexión en paralelo del sistema con la red.

Por lo tanto se tiene una fuente de energía propia, controlada por el usuario, pero se tiene como respaldo, ante cualquier falla, la conexión a la red de C.F.E., que en dado caso, funcionaría como lo iba haciendo antes de implementar el sistema de cogeneración.

Mejoramiento de la calidad del servicio:

Con un sistema de cogeneración en una industria que requiere alta calidad de suministro de energía eléctrica se pueden eliminar las variaciones de tensión y frecuencia que ocurren en la red comercial.

C A P I T U L O 2

SELECCION DE UN SISTEMA DE COGENERACION

2.1 Alternativas propuestas.

2.1.1 Antecedentes.

En septiembre de 1990 se propuso la adquisición e instalación de un sistema de cogeneración con el objetivo de disminuir los costos de energía eléctrica generándola internamente.

El nuevo sistema de cogeneración sería capaz de generar la energía eléctrica que la planta demanda, y por otro lado, generaría parcial o totalmente el vapor que el proceso de producción exige.

El sistema de cogeneración significaba reducir prácticamente a cero el consumo de energía eléctrica procedente de C.F.E. y al mismo tiempo incrementar considerablemente la eficiencia térmica de la planta.

Las necesidades específicas de la planta en aquel entonces eran 9.6 MW de energía eléctrica y 140 toneladas de vapor por hora a 18 Kg/cm² de presión.

2.1.2 Definición de alternativas propuestas.

Desde un principio se definió que se requería sistema con turbina de vapor de contrapresión por dos razones principales, que existía cierta incertidumbre en el suministro de gas natural en un futuro para un sistema con turbina de gas, y por otro lado, que los requerimientos de vapor y energía

eléctrica daban como resultante un factor calor/electricidad más viable para una turbina de vapor que para una turbina de gas.

Tomando esta decisión como premisa se analizó la situación de la empresa, sus requerimientos y sus posibilidades y se propusieron tres alternativas con turbina de vapor de contrapresión.

A continuación se definirán las tres alternativas propuestas complementadas con un diagrama de flujo muy general.

Primera Alternativa.

La generación de vapor se realizará mediante tres calderas tipo paquete, cada caldera tendrá una capacidad de 55 toneladas de vapor por hora con condiciones de salida de 42 Kg/cm^2 y 371°C . Sólo una de estas tres calderas será nueva, las otras dos serán calderas existentes reparadas y acondicionadas para trabajar a estas condiciones.

El vapor generado alimentará tres turbinas de tipo extracción-contrapresión, cada una generará 3.2 MW de energía eléctrica a 13,800 Volts. Por cada línea de extracción saldrán 42 toneladas por hora a 16.9 Kg/cm^2 , el complemento de 13 toneladas de vapor por hora saldrán de la línea de contrapresión de cada una de las calderas a 4.4 Kg/cm^2 .

Esta propuesta satisface tanto las necesidades de vapor (140 Ton/Hr.) como las de energía eléctrica (9.6 MW).

En la figura 21 se muestra el esquema de este sistema.

Segunda Alternativa.

La generación de vapor se realizará mediante una caldera de alta presión armada en campo que tendrá una capacidad de 110 toneladas de vapor por hora con condiciones de salida de 130 Kg/cm^2 y 530°C . Esta caldera será nueva.

El vapor generado alimentará una turbina de tipo contrapresión que generará 13 MW de energía eléctrica a 13,800 Volts. La corriente de contrapresión será de 110 toneladas de vapor por hora a 18 Kg/cm^2 de presión, este vapor se alimentará a los cabezales de vapor de proceso.

Esta propuesta satisface las necesidades de energía eléctrica con un excedente de 3.4 MW, sin embargo la generación de vapor sólo es el 79% del requerido, el complemento de 30 toneladas de vapor por hora será generado por las calderas ya existentes.

En la figura 22 se muestra el esquema de este sistema.

Tercera Alternativa.

La generación de vapor se realizará mediante una caldera de alta presión armada en campo que tendrá una capacidad de 140 toneladas de vapor

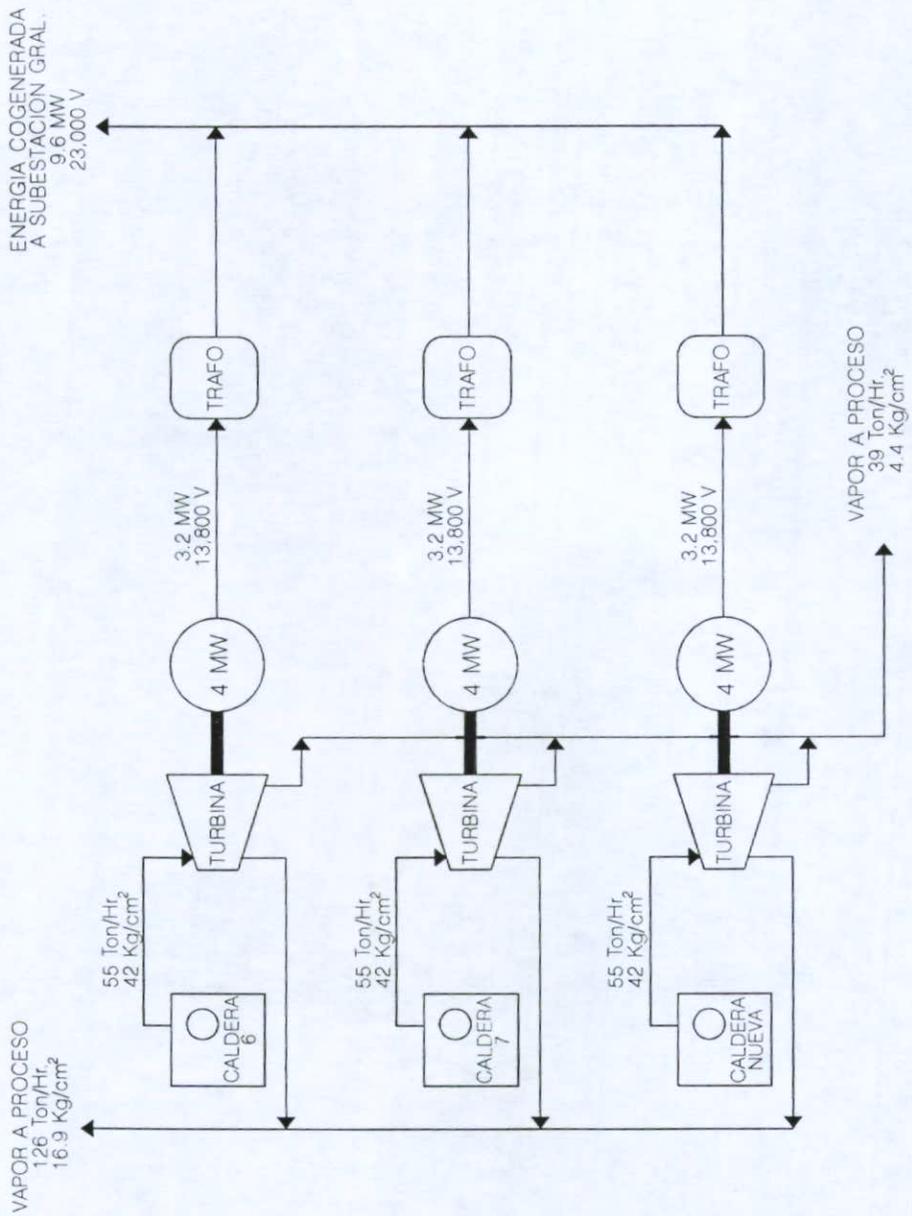


Figura 21.
Primera Alternativa

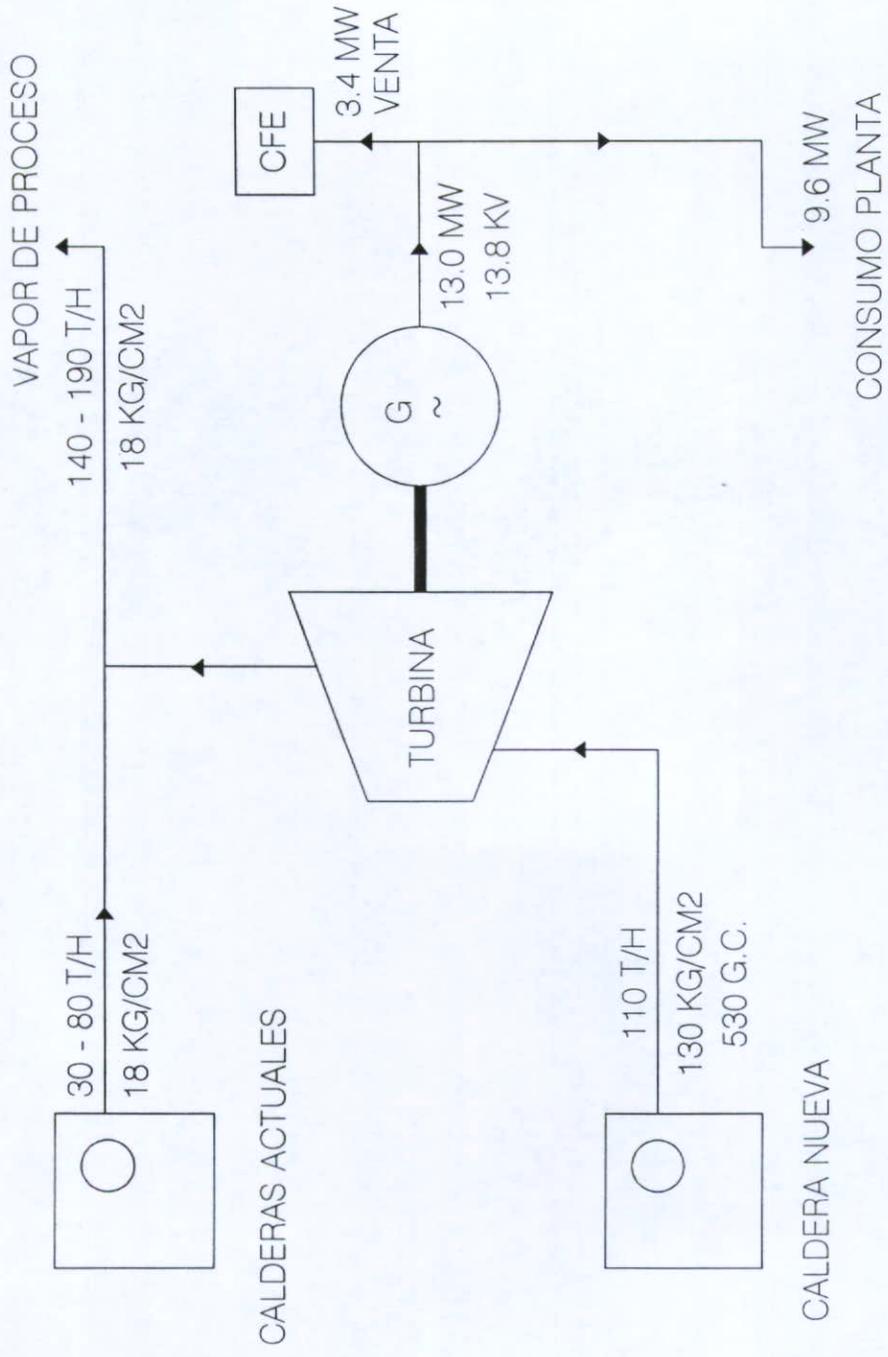


Figura 22.
Segunda Alternativa

por hora con condiciones de salida de 130 Kg/cm^2 y 530°C . Esta caldera será nueva.

El vapor generado alimentará una turbina de tipo contrapresión que generará 16.5 MW de energía eléctrica a 13,800 Volts. La corriente de contrapresión será de 140 toneladas de vapor por hora a 18 Kg/cm^2 de presión, este vapor se alimentará a los cabezales de vapor de proceso.

Esta propuesta satisface las necesidades de energía eléctrica con un excedente de 6.9 MW, y la generación de vapor significa 100% del requerido.

En la figura 23 se muestra el esquema de este sistema.

2.2 Evaluación de alternativas.

Se propusieron 3 alternativas que ofrecían diversas ventajas y desventajas por lo que fue necesaria una evaluación a fondo para elegir la más adecuada.

Esta evaluación se realizará mediante dos parámetros: comparación de características y comparativo económico.

2.2.1 Comparación de características técnicas.

Mediante la tabla 03 es más fácil distinguir objetivamente las ventajas y desventajas que tiene cada sistema en referencia a los otros.

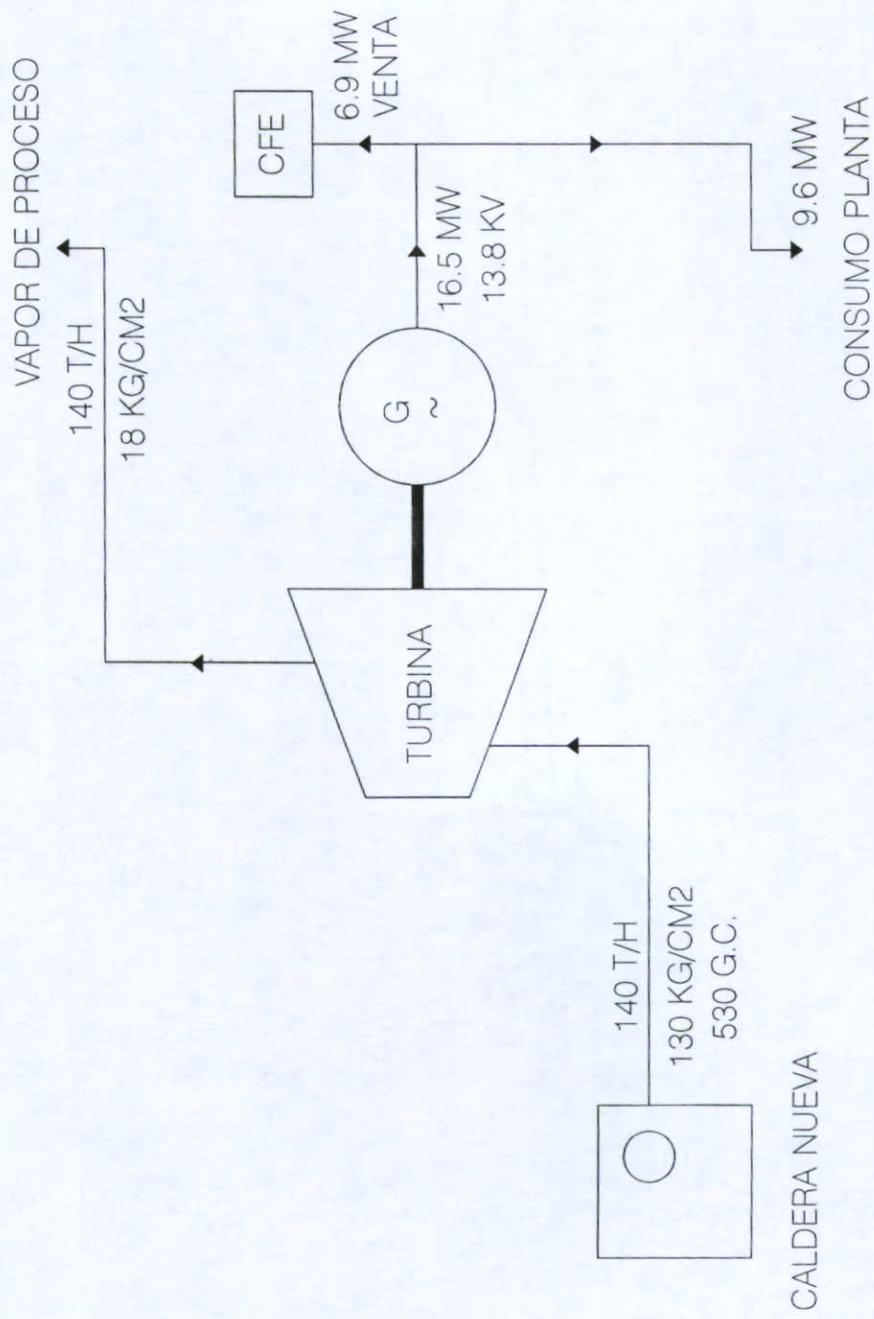


Figura 23.
 Tercera Alternativa

Tabla 03. Comparación de alternativas propuestas

	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3
CALDERAS			
TIPO	PAQUETE	ARMADA EN CAMPO	ARMADA EN CAMPO
NUMERO	3	1	1
FACILIDAD MTTO.	BAJO	ALTO	ALTO
FACILIDAD INSTALACION	BAJO	NORMAL	NORMAL
TURBINAS			
TIPO	EXTRACCION	CONTRAPRESION	CONTRAPRESION
NUMERO	3	1	1
FACILIDAD MTTO.	BAJO	NORMAL	NORMAL
FACILIDAD INSTALACION	NORMAL	ALTO	ALTO
GENERAL			
FACILIDAD DE OPERACION	NORMAL	ALTO	NORMAL
FACILIDAD SUPERVISION	BAJO	NORMAL	NORMAL
NO COMPRA DE DEMANDA MAXIMA	CERO	ALTO	MUY ALTO
BALANCE VAPOR/EN. ELECTRICA	DIFICIL	NORMAL	NORMAL
FLEXIBILIDAD	MUY ALTO	BAJO	BAJO
APROVECHAMIENTO DE ENERGIA	NORMAL	ALTO	ALTO
VENTA EXCEDENTES A C.F.E.	CERO	NORMAL	ALTO
CRECIMIENTO A FUTURO	BAJO	NORMAL	ALTO
APROVECHAMIENTO INSTALACIONES	ALTO	NORMAL	BAJO
PUN T U A C I O N	18	30	31

PONDERACION PARA PUNTUACION:

- 1 BAJO
- 2 NORMAL
- 3 ALTO
- 4 MUY ALTO

2.2.2 Estudio económico comparativo.

Inversión. (En miles de dólares).

<u>Alternativa</u>	<u>Primera</u>	<u>Segunda</u>	<u>Tercera</u>
Caldera nueva	2,300	4,500	6,000
Reparación de calderas	1,500	0	0
Turbinas	3,750	2,700	3,300
Instalación	2,050	4,300	4,800
Total	9,600	11,500	14,000

Ahorros e ingresos por energía generada.

Primera Alternativa:

Energía eléctrica generada	9.60 MW
	84´096,000 KWh/año
Energía consumida en planta	9.60 MW
	84´096,000 KWh/año
Excedente de energía	0.00 MW
	0 KWh/año
Precio de compra a C.F.E.	0.055 usd/KWh
Precio de venta a C.F.E.	0.044 usd/KWh
(80% del precio de compra)	

Ahorro por gastos de energía	4´625,280 usd/año
Venta de excedentes a C.F.E.	0 usd/año

Segunda Alternativa:

Energía eléctrica generada	13.0 MW 113´880,000 KWh/año
Energía consumida en planta	9.60 MW 84´096,000 KWh/año
Excedente de energía	3.40 MW 29´784,000 KWh/año
Precio de compra a C.F.E.	0.055 usd/KWh
Precio de venta a C.F.E. (80% del precio de compra)	0.044 usd/KWh

Ahorro por gastos de energía	4´625,280 usd/año
Venta de excedentes a C.F.E.	1´310,496 usd/año

Tercera Alternativa:

Energía eléctrica generada	16.0 MW 140´160,000 KWh/año
Energía consumida en planta	9.60 MW 84´096,000 KWh/año
Excedente de energía	6.40 MW

56´064,000 KWh/año

Precio de compra a C.F.E. 0.055 usd/KWh

Precio de venta a C.F.E. 0.044 usd/KWh

(80% del precio de compra)

Ahorro por gastos de energía 4´625,280 usd/año

Venta de excedentes a C.F.E. 2´466,816 usd/año

Consumo de combustóleo.

El gasto anual que se calculará, tanto de combustóleo como de gas natural, se refiere al combustible requerido para incrementar la energía del vapor de las condiciones que se tienen actualmente (18 Kg/cm², 280°c.) hasta las condiciones requeridas por cada sistema propuesto para la generación de energía eléctrica. Esa energía adicional está reflejada en el renglón de diferencia de entalpías.

Primera Alternativa.

Flujo generado de vapor 165,000 Kg./Hr

Entalpía vapor entrada 3,031.0 KJ/Kg

Entalpía vapor salida 3,200.0 KJ/Kg

Diferencia de Entalpías 169.0 KJ/Kg

Poder calorífico combustoleo 10,212 KCal/Kg

Relación 0.00395 Kg comb./Kg agua

Consumo combustóleo anual 5´712,684.55 Kg

Precio combustóleo 0.08642 usd/Kg

Gasto anual combustóleo 493,698.76 usd

Segunda Alternativa.

Flujo generado de vapor 110,000 Kg./Hr

Entalpía vapor entrada 3,031.0 KJ/Kg

Entalpía vapor salida 3,565.0 KJ/Kg

Diferencia de Entalpías 534.0 KJ/Kg

Poder calorífico combustoleo 10,212 KCal/Kg

Relación 0.01249 Kg comb./Kg agua

Consumo combustóleo anual 12´033,821.55 Kg

Precio combustóleo 0.08642 usd/Kg

Gasto anual combustóleo 1´039,980.83 usd

Tercera Alternativa.

Flujo generado de vapor 140,000 Kg./Hr

Entalpía vapor entrada 3,031.0 KJ/Kg

Entalpía vapor salida 3,565.0 KJ/Kg

Diferencia de Entalpías 534.0 KJ/Kg

Poder calorífico combustoleo 10,212 KCal/Kg

Relación 0.01249 Kg comb./Kg agua

Consumo combustóleo anual 15´315,771.82 Kg

Precio combustóleo	0.08642 usd/Kg
Gasto anual combustóleo	1 ' 323,611.97 usd

Consumo de gas natural.

Primera Alternativa.

Flujo generado de vapor	165,000 Kg./Hr
Entalpía vapor entrada	3,031.0 KJ/Kg
Entalpía vapor salida	3,200.0 KJ/Kg
Diferencia de Entalpías	169.0 KJ/Kg
Poder calorífico gas natural	9,662 KCal/m ³
Relación	0.00418 m ³ g.n./Kg agua
Consumo gas natural anual	6 ' 037,873.59 m ³
Precio gas natural	0.09683 usd/m ³
Gasto anual gas natural	547,532.49 usd

Segunda Alternativa.

Flujo generado de vapor	110,000 Kg./Hr
Entalpía vapor entrada	3,031.0 KJ/Kg
Entalpía vapor salida	3,565.0 KJ/Kg
Diferencia de Entalpías	534.0 KJ/Kg

Poder calorífico gas natural	9,662 KCal/m ³
Relación	0.01320 m ³ g.n./Kg agua
Consumo gas natural anual	12 ' 718,834.31 m ³
Precio gas natural	0.09683 usd/m ³
Gasto anual gas natural	1 ' 153,382.05 usd

Tercera Alternativa.

Flujo generado de vapor	140,000 Kg./Hr
Entalpía vapor entrada	3,031.0 KJ/Kg
Entalpía vapor salida	3,565.0 KJ/Kg
Diferencia de Entalpías	534.0 KJ/Kg
Poder calorífico gas natural	10,212 KCal/m ³
Relación	0.01249 m ³ g.n./Kg agua
Consumo gas natural anual	15 ' 315,771.82 m ³
Precio gas natural	0.08642 usd/m ³
Gasto anual gas natural	1 ' 323,611.97 usd

Resumen de consumos de combustibles

Para fines prácticos se considerará que la caldera consumirá el 50% de combustóleo y el 50% de gas natural en operación normal.

Consumo anual en dólares.

<u>Alternativa</u>	<u>Primera</u>	<u>Segunda</u>	<u>Tercera</u>
100% combustóleo	493,699	1'039,081	1'323,612
100% gas natural	547,532	1'153,382	1'467,940
50% de ambos	520,616	1'096,682	1'395,776

Resumen de datos para flujos de efectivo (en miles de dólares).

<u>Alternativa</u>	<u>Primera</u>	<u>Segunda</u>	<u>Tercera</u>
Inversión	9,600	11,500	14,000
Ahorro de energía	4,625	4,625	4,625
Venta a C.F.E.	0	1,310	2,467
Combustible adicional	520	1,096	1,395
Depreciación	960	1,150	1,400

Evaluación económica

En las tablas 04, 05 y 06 se muestran los flujos a diez años de las tres alternativas respectivamente.

Tabla 04. Análisis de Flujos a Diez Años Primera Alternativa

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Inversión	(9,600)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustible adic.	0	(521)	(542)	(564)	(586)	(609)	(634)	(659)	(686)	(713)	(742)
Ahorro gto. energía	0	4,625	4,810	5,002	5,202	5,411	5,627	5,852	6,086	6,330	6583
Venta excedentes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación	0	(960)	(960)	(960)	(960)	(960)	(960)	(960)	(960)	(960)	(960)
Flujo antes imp.	(9,600)	3,144	3,308	3,479	3,656	3,841	4,033	4,233	4,441	4,657	4881
Impuestos (45%)	0	1,415	1,489	1,565	1,645	1,728	1,815	1,905	1,998	2,095	2197
Ahorro Neto	(9,600)	1,729	1,819	1,913	2,011	2,113	2,218	2,328	2,442	2,561	2685
Depreciación	0	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960
Flujo Neto Efectivo	(9,600)	2,689	2,779	2,873	2,971	3,073	3,178	3,288	3,402	3,521	3645

Tabla 05. Análisis de Flujos a Diez Años Segunda Alternativa

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Inversión	(11,500)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustible adic.	0	(1,097)	(1,141)	(1,187)	(1,234)	(1,283)	(1,335)	(1,388)	(1,444)	(1,501)	(1561)
Ahorro gto. energía	0	4,625	4,810	5,002	5,202	5,411	5,627	5,852	6,086	6,330	6583
Venta excedentes	0	1,311	1,363	1,418	1,475	1,534	1,595	1,659	1,725	1,794	1866
Depreciación	0	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1150)
Flujo antes imp.	(11,500)	3,689	3,883	4,084	4,293	4,511	4,737	4,973	5,218	5,473	5737
Impuestos (45%)	0	1,660	1,747	1,838	1,932	2,030	2,132	2,238	2,348	2,463	2582
Ahorro Neto	(11,500)	2,029	2,135	2,246	2,361	2,481	2,606	2,735	2,870	3,010	3156
Depreciación	0	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1150
Flujo Neto Efectivo	(11,500)	3,179	3,285	3,396	3,511	3,631	3,756	3,885	4,020	4,160	4306

Tabla 06. Análisis de Flujos a Diez Años Tercera Alternativa

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Inversión	(14,000)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustible adic.	0	(1,395)	(1,451)	(1,509)	(1,569)	(1,632)	(1,697)	(1,765)	(1,836)	(1,909)	(1986)
Ahorro gto. energía	0	4,625	4,810	5,002	5,202	5,411	5,627	5,852	6,086	6,330	6583
Venta excedentes	0	2,466	2,565	2,667	2,774	2,885	3,000	3,120	3,245	3,375	3510
Depreciación	0	(1,400)	(1,400)	(1,400)	(1,400)	(1,400)	(1,400)	(1,400)	(1,400)	(1,400)	(1400)
Flujo antes imp.	(14,000)	4,296	4,524	4,761	5,007	5,264	5,530	5,807	6,096	6,395	6707
Impuestos (45%)	0	1,933	2,036	2,142	2,253	2,369	2,489	2,613	2,743	2,878	3018
Ahorro Neto	(14,000)	2,363	2,488	2,618	2,754	2,895	3,042	3,194	3,353	3,517	3689
Depreciación	0	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1400
Flujo Neto Efectivo	(14,000)	3,763	3,888	4,018	4,154	4,295	4,442	4,594	4,753	4,917	5089

La tabla 07 muestra en resumen los flujos, tasa interna de retorno y payback de cada una de las alternativas.

2.3 Justificación de la selección.

Una vez evaluadas las tres alternativas se puede llegar a las siguientes conclusiones:

Técnicamente la tercera alternativa es mejor que la segunda, sin embargo la diferencia es de tan sólo un punto, por lo que se puede decir que ambas alternativas se pueden considerar técnicamente las más viables. Es evidente que la primera alternativa es muy inferior técnicamente a las otras dos.

Cabe mencionar que en sí la diferencia entre la segunda y la tercera alternativa es la generación tanto de vapor como de energía eléctrica, ya que el concepto es idéntico.

Como consecuencia de lo anterior se desprenden ventajas y desventajas comparativas de cada una de las alternativas:

La tercera alternativa ofrece capacidad para un crecimiento a futuro y mayor robustez para generar lo que la planta consume. Sin embargo la operación se dificulta por el tamaño del equipo.

En contraparte la segunda alternativa ofrece mayor facilidad de operación y menor riesgo de compra de demanda máxima a C.F.E.

Tabla 07. Resumen de Flujos y Evaluación Económica

	Primera Alternativa	Segunda Alternativa	Tercera Alternativa
Flujos			
1992	(9,600)	(11,500)	(14,000)
1993	3,144	3,689	3,763
1994	3,308	3,883	3,888
1995	3,479	4,084	4,018
1996	3,656	4,293	4,154
1997	3,841	4,511	4,295
1998	4,033	4,737	4,442
1999	4,233	4,973	4,594
2000	4,441	5,218	4,753
2001	4,657	5,473	4,917
2002	4,881	5,737	5,089
T.I.R.	28.13%	27.68%	26.75%
Payback (años)	3.55	3.61	3.74

La mayor desventaja de la tercera alternativa es que contempla un alto excedente de energía eléctrica, y aunque ya existe un acuerdo con C.F.E. de la compra de excedentes, no hay nada legislado que comprometa a la paraestatal y existe cierta incertidumbre.

Del estudio económico se puede concluir que la segunda alternativa es la más atractiva por tener mayor TIR y por lo mismo menor tiempo de recuperación de la inversión.

Como conclusión final se justifica la selección de la segunda alternativa como la adecuada por ser la más rentable, por cubrir satisfactoriamente las necesidades técnicas del sistema y por no incurrir en el riesgo de que C.F.E. no cumpla con la compra de excedentes en un futuro.

2.4 Ingeniería conceptual.

Se producirán 13 MW. de energía eléctrica mediante la instalación de un turbogenerador del tipo contrapresión y una unidad generadora de vapor de alta presión armada en campo que funcionará tanto con gas natural como con combustóleo.

El generador de vapor producirá normalmente 110 Toneladas por hora de vapor sobrecalentado de 130 Kg/cm² y 530°C. Dicho vapor se alimentará a la turbina de contrapresión para producir 13 MW. y el vapor de contrapresión de 18 Kg/cm² se alimentará al cabezal de vapor actual para su uso en proceso.

El balance de vapor total en la planta es de aproximadamente 180 Ton/Hr., para lograrlo las calderas actuales complementarán el vapor faltante.

El generador producirá la energía a 13.8 KV V.C.A. y proveerá a una subestación de 23 KV C.A. dentro de la planta para su distribución. En esta subestación se contará con respaldo de C.F.E. estando conectados en sincronía con ellos.

La planta requiere para su proceso de aproximadamente 10.85 MW por lo que 2.15 MW serán entregados a C.F.E. en calidad de venta a través de la conexión anteriormente mencionada.

El turbogenerador será tipo interior y se localizará dentro de una casa de máquinas cubierta. El generador de vapor será tipo intemperie.

Tanto el generador de vapor como el turbogenerador contarán con un sistema de control distribuido.

2.5 Equipo principal.

Generador de Vapor.

La unidad cuenta con la capacidad de evaporación máxima continua, diseñada para quemar gas natural y/o combustóleo.

Las presiones de operación y diseño son de 130 Kg/cm² y 150 Kg/cm² respectivamente.

El generador de vapor está complementado con los sistemas auxiliares, accesorios, equipos, estructuras y facilidades necesarias.

Los quemadores son del tipo de bajo exceso de aire NO_x, y su diseño debe contemplar el absorber la carga total en caso de falla de alguno.

Turbina.

Se cuenta con una turbina de vapor de tipo contrapresión a la cual se alimentará un flujo total de 110 Ton/Hr. de vapor sobrecalentado a 530°C y 130 Kg/cm². Descargará vapor a las condiciones que el proceso lo requiere, a 18 Kg/cm² y 281°C.

Estación Reductora de By-pass.

La línea de vapor de alimentación a la turbina y la de vapor exhausto se interconectarán a través de una válvula de control reductora de presión y atemperadora, para ajustarse a las condiciones del cabezal de proceso, durante los arranques o contingencias.

Generador de Energía Eléctrica.

Generador y excitador con todos los sistemas auxiliares accesorios, equipos y facilidades necesarias. Cuenta con su sistema de protecciones completo de acuerdo a estándares ANSI. El generador será enfriado con aire a través de intercambiadores que utilizarán como medio de enfriamiento agua de circulación de torre de enfriamiento.

Bombas de Agua de Alimentación.

Se tienen dos bombas de alimentación del 100% de capacidad movidas por motores eléctricos. Se localizan en el nivel base del generador de vapor debajo del deareador.

Torre de Enfriamiento.

Las principales aplicaciones serán el enfriamiento de cambiadores de aceite de la turbina y enfriadores del generador.

Filtro de Carbón Activado.

Se usa para eliminar los compuestos orgánicos que lleva el agua después del proceso de producción.

Pulidor de condensados.

Sistema pulidor del condensado que retorna del proceso para ajuste de calidad de agua de alimentación de caldera, fundamentalmente se eliminan sales.

Deaerador.

Extrae los gases disueltos que contiene el agua antes de alimentarse a la caldera, principalmente oxígeno y dióxido de carbono.

L'Jungstrom.

Intercambiador de calor que precalienta el aire, proveniente del ventilador de tiro forzado, antes de entrar a la caldera aprovechando la alta temperatura de los gases de escape de la misma.

Ventilador de Tiro Forzado.

Suministra aire a la caldera para que se realice adecuadamente la combustión en los quemadores.

Colector de polvos.

Extrae las cenizas de los gases de escape y los sólidos suspendidos que llevan consigo.

Control Distribuido.

Sistema que regula y controla todos los instrumentos del sistema a fin de lograr el mejor desempeño. Detecta las fallas e irregularidades y las corrige inmediatamente.

Servicios Generales.

Para las nuevas instalaciones tales como aire para instrumentos, agua potable y de servicio sanitario, agua filtrada para servicios generales, alumbrado y aire acondicionado para la sala de control.

Grua Viajera.

Para montaje y mantenimiento de turbogenerador, así como polipastos, troles y monorrieles para servicio de otros equipos.

Subestación Eléctrica.

Cuenta con su transformador principal para distribución y un transformador para servicio de motores de 4.16 KV. En el interior de la subestación se localizan todos los tableros blindados, tanto de enlace a 23 KV como los de 4.16 KV para motores superiores a 600 HP.

2.6 Ingeniería básica.

Dentro de la Ingeniería Básica se describirá el proceso mediante el cual se generará energía eléctrica y vapor de proceso simultáneamente, involucrando el equipo principal que se definió.

Este análisis se realizará mediante diagramas ilustrativos, describiendo el comportamiento de los tres elementos principales: agua, vapor y combustible. Cada uno de estos diagramas incluye su respectiva explicación.

2.6.1 Ciclo Agua de Alimentación y Vapor Generado. (Figura 24).

En los tanques de condensado se tiene agua de retorno del proceso de producción, se hace pasar por los pulidores de condensado para eliminar las sales.

El siguiente paso es extraerle los gases disueltos en el deareador, después de esto ya se tiene la calidad de agua requerida para alimentación de la caldera.

El economizador es un intercambiador de calor que forma parte de la caldera, sin embargo para hacerlo más ilustrativo, en el diagrama se toma como si no fuera parte de ella. Este economizador precalienta el agua de alimentación de la caldera con calor proveniente de los gases de escape.

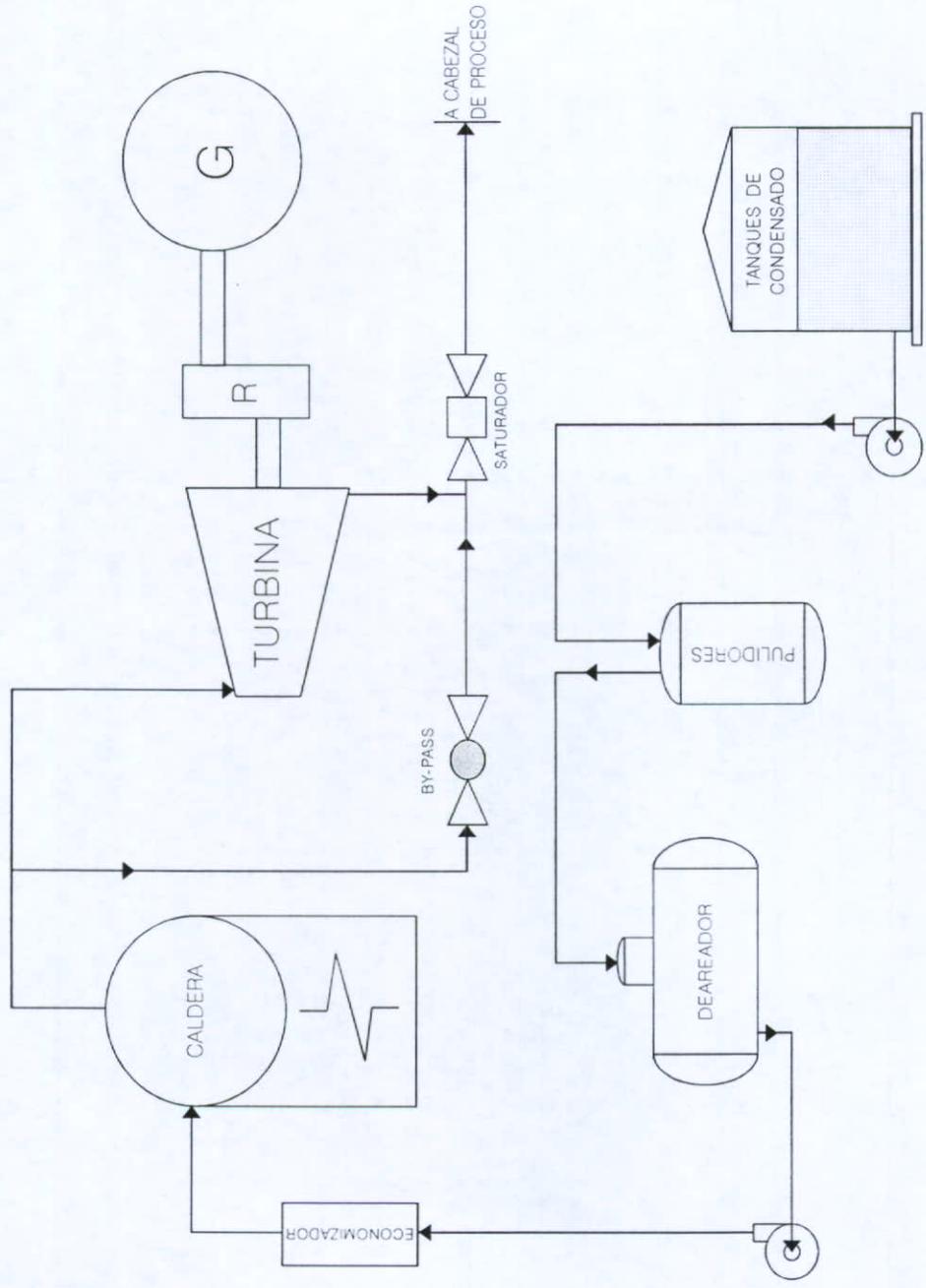


Figura 24.
Ciclo Agua Alimentación y Vapor Generado

El vapor de alta presión, generado en la caldera, mueve la turbina acoplada a un generador de energía eléctrica, el vapor de contrapresión pasa por un saturador que le da la temperatura que el proceso requiere.

El by-pass es una válvula que reduce la presión del vapor exhausto de la caldera a las condiciones que se encuentra el vapor de proceso. El by-pass solamente es accionado cuando por alguna razón la turbina no esté operando y la caldera siga generando vapor.

2.6.2 Diagrama Agua de Alimentación a Caldera. (Figura 25).

En este diagrama se describe de manera más detallada el camino que sigue el agua que retorna de proceso para alcanzar la calidad requerida y alimentarse a la caldera.

El análisis se hará paso por paso.

- 1.-El agua que viene del proceso pasa a través de un filtro de carbón activado con el fin de quitarle los compuestos orgánicos que contenga.
- 2.-Se almacena el agua sin compuestos orgánicos en los tanques de condensado.
- 3.-Aunque ya no se tienen compuestos orgánicos, el agua lleva consigo sales que son eliminadas en los pulidores de condensado.

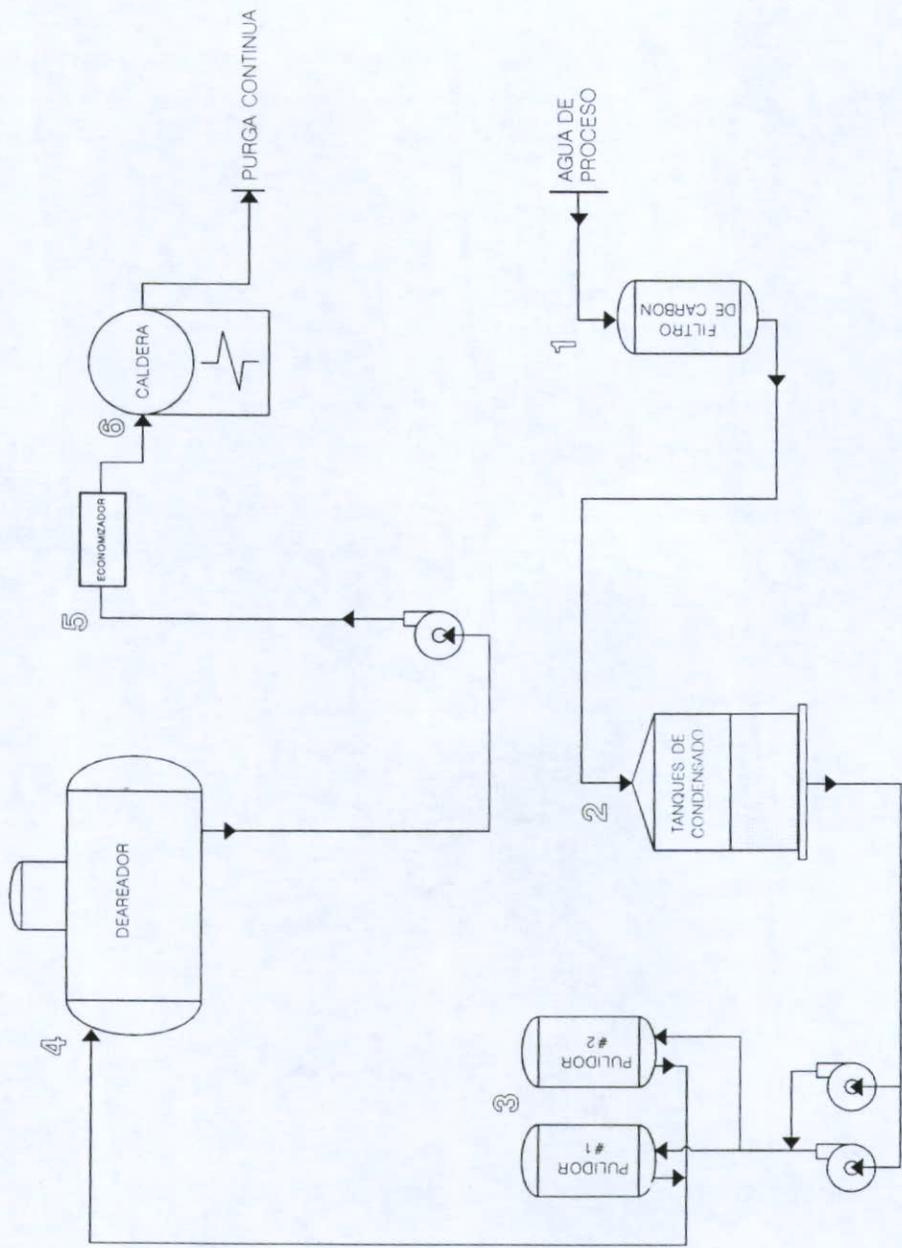


Figura 25.
Diagrama Agua Alimentación a Caldera

4.-La composición del agua ya es la adecuada, sin embargo contiene gases disueltos que son extraídos en el deareador.

5.-Una vez que el agua tiene la calidad requerida, se precalienta en el economizador con el fin de que la caldera consuma un poco menos de combustible.

6.-Finalmente el agua se alimenta a la caldera.

2.6.3 Diagrama de Vapor a Proceso. (Figura 26).

Este diagrama analiza lo que pasa con el vapor una vez que se ha generado en la caldera.

1.-El vapor es generado en la caldera a alta presión.

2.-Normalmente el vapor de alta presión es alimentado a la turbina de contrapresión para que el generador gire y se genere energía eléctrica.

3.-Una vez que el vapor es expandido en la turbina de contrapresión, sale de ella a baja presión (la presión de proceso).

4.-En caso de que la turbina no esté en operación, el vapor de alta presión pasa por la válvula reductora de by-pass, en donde el vapor se lleva a la presión de proceso.

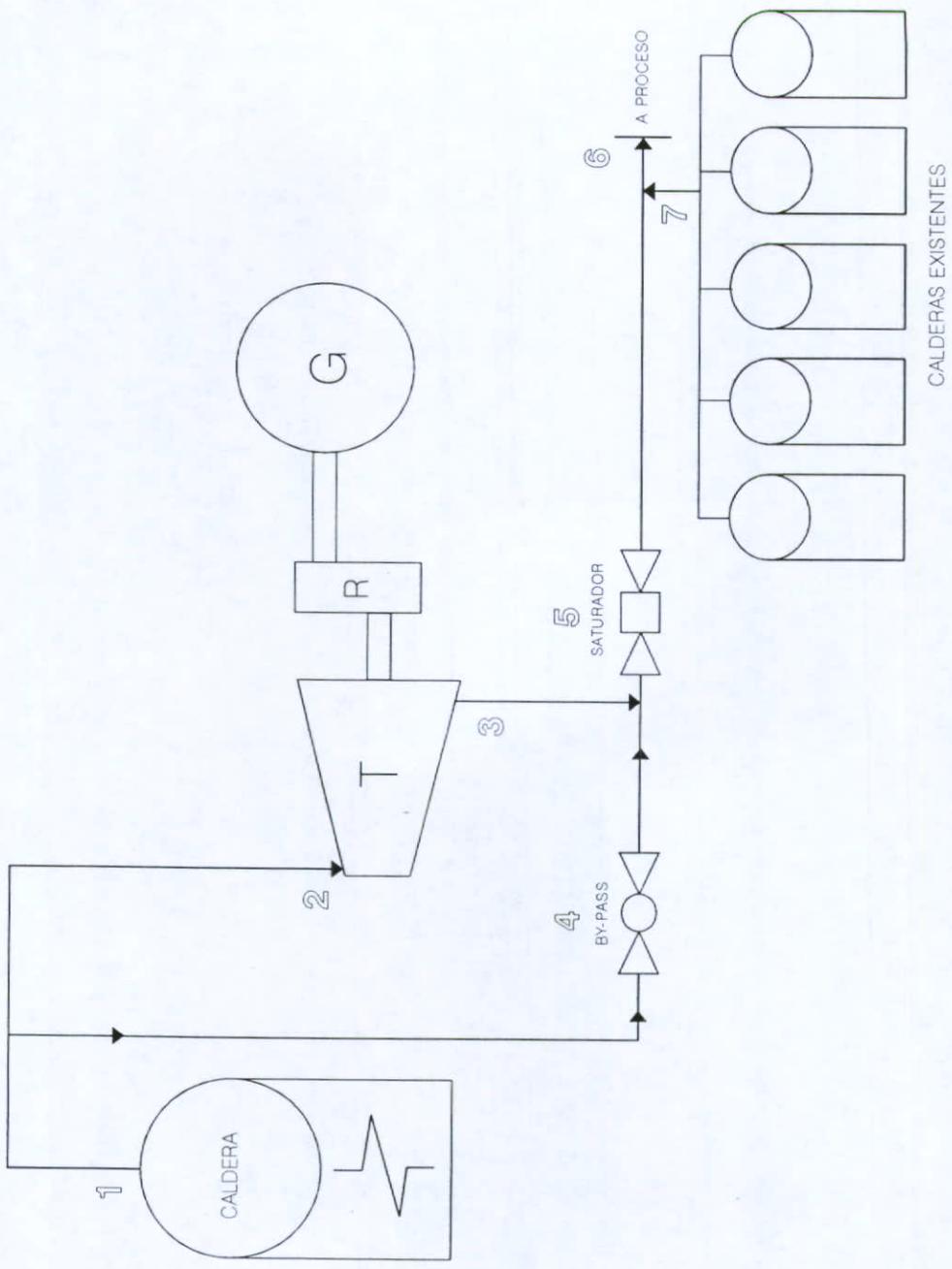


Figura 26.

Diagrama de Vapor a Proceso

5.-El vapor de baja presión sigue estando a una temperatura mayor a la del proceso, es por esto que se requiere el saturador que lleva al vapor a la temperatura adecuada.

6.-Una vez que el vapor se ha llevado a las condiciones de presión y temperatura requeridas, es mandado al cabezal de vapor de proceso.

7.-Las calderas existentes generan el complemento de vapor para cubrir la demanda de vapor que el proceso exige.

1.6.4 Diagrama de Alimentación de Combustible. (Figura 27).

Este diagrama describe el proceso que sigue el combustóleo para alimentarlo adecuadamente a los quemadores de la caldera, así como la alimentación de gas natural.

1.-El combustóleo que llega en pipas es almacenado en el tanque diario de combustóleo.

2.-El bombeo del combustóleo se efectúa con bombas de engranes debido a la alta viscosidad que este combustible tiene.

3.-El combustóleo requiere un precalentamiento que se lleva a cabo en los calentadores de combustóleo. Estos son intercambiadores de calor que le añaden calor al combustóleo proveniente del vapor de proceso.

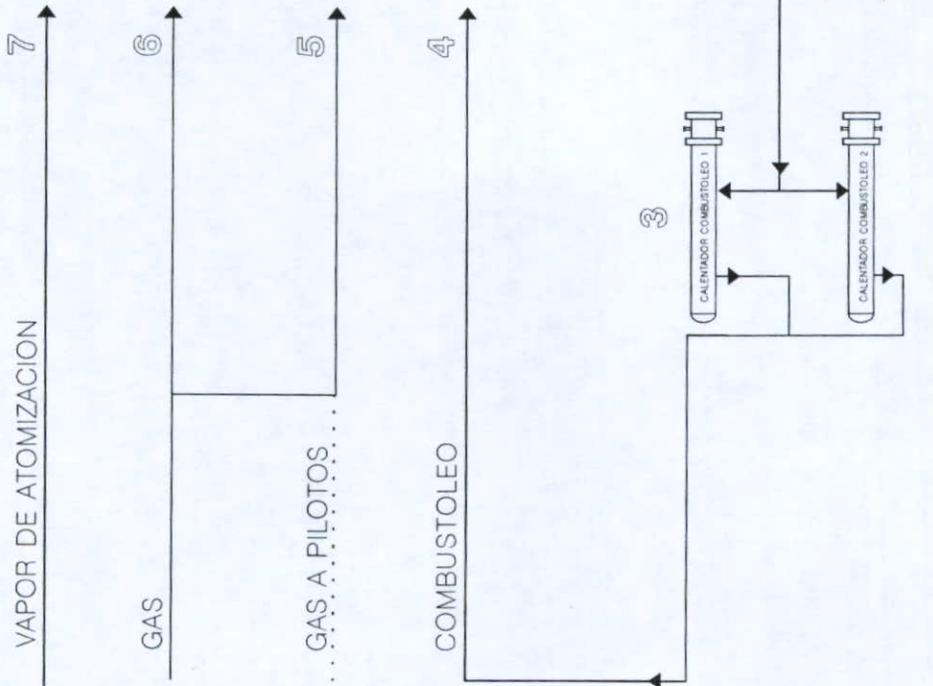


Figura 27.

Diagrama de Alimentación de Combustible

- 4.-Una vez precalentado el combustóleo se alimenta a la caldera.
- 5.-Se alimenta gas natural a los pilotos.
- 6.-Se alimenta gas natural para combustión.
- 7.-Se alimenta vapor sobrecalentado para atomizar el combustóleo.

2.6.5 Diagrama de Control de Combustión. (Figura 28).

Este diagrama muestra los elementos que intervienen para que la combustión se lleve a cabo adecuadamente. Por otro lado también muestra lo que resulta de dicha combustión.

- 1.-Alimentación de gas natural a los quemadores para combustión.
- 2.-Alimentación de gas natural para los pilotos de los quemadores.
- 3.-Alimentación de vapor para la atomización del combustóleo.
- 4.-Alimentación de combustóleo a los quemadores para la combustión.
- 5.-Los gases de escape, producto de la combustión, salen de la caldera por un ducto.

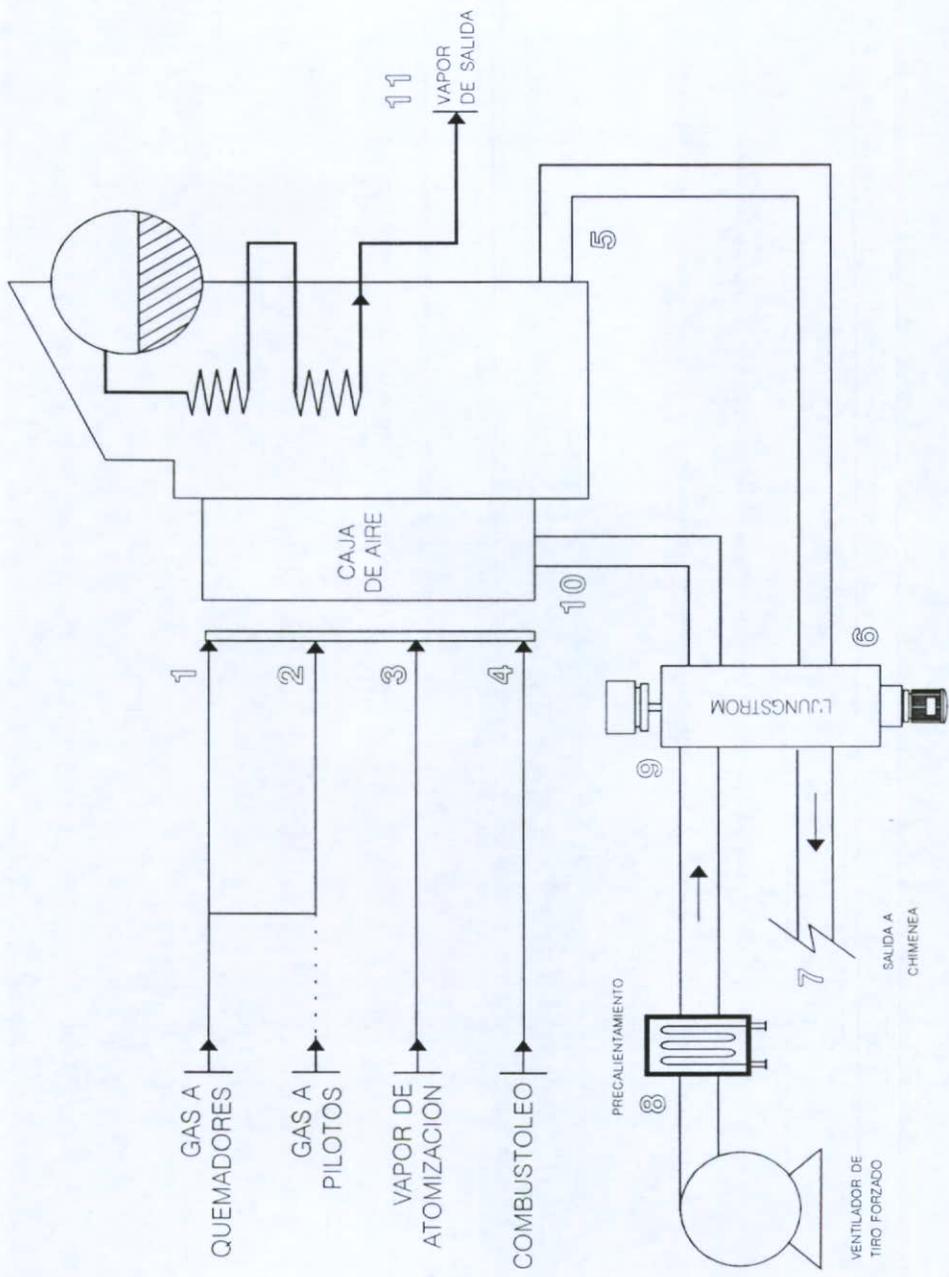


Figura 28.
 Diagrama de Control de Combustión

6.-Los gases de escape de la caldera entran al intercambiador L'Jungstrom para cederle calor al aire de alimentación proveniente del ventilador de tiro forzado.

7.-Los gases salen al medio ambiente a través de la chimenea.

8.-El ventilador de tiro forzado produce aire que es precalentado en un intercambiador de calor, aprovechando calor del vapor de proceso. Este calentamiento no es muy significativo, sólo se hace por requerimientos de diseño del L'Jungstrom.

9.-El aire proveniente del ventilador de tiro forzado se calienta en el L'Jungstrom.

10.-Se alimenta aire en la caja de aire para la combustión.

11.-Se genera vapor y sale de la caldera.

2.6.6 Arreglo General.

En la figura 29 se muestra un diagrama del arreglo general del sistema de cogeneración incluyendo solamente los equipos principales.

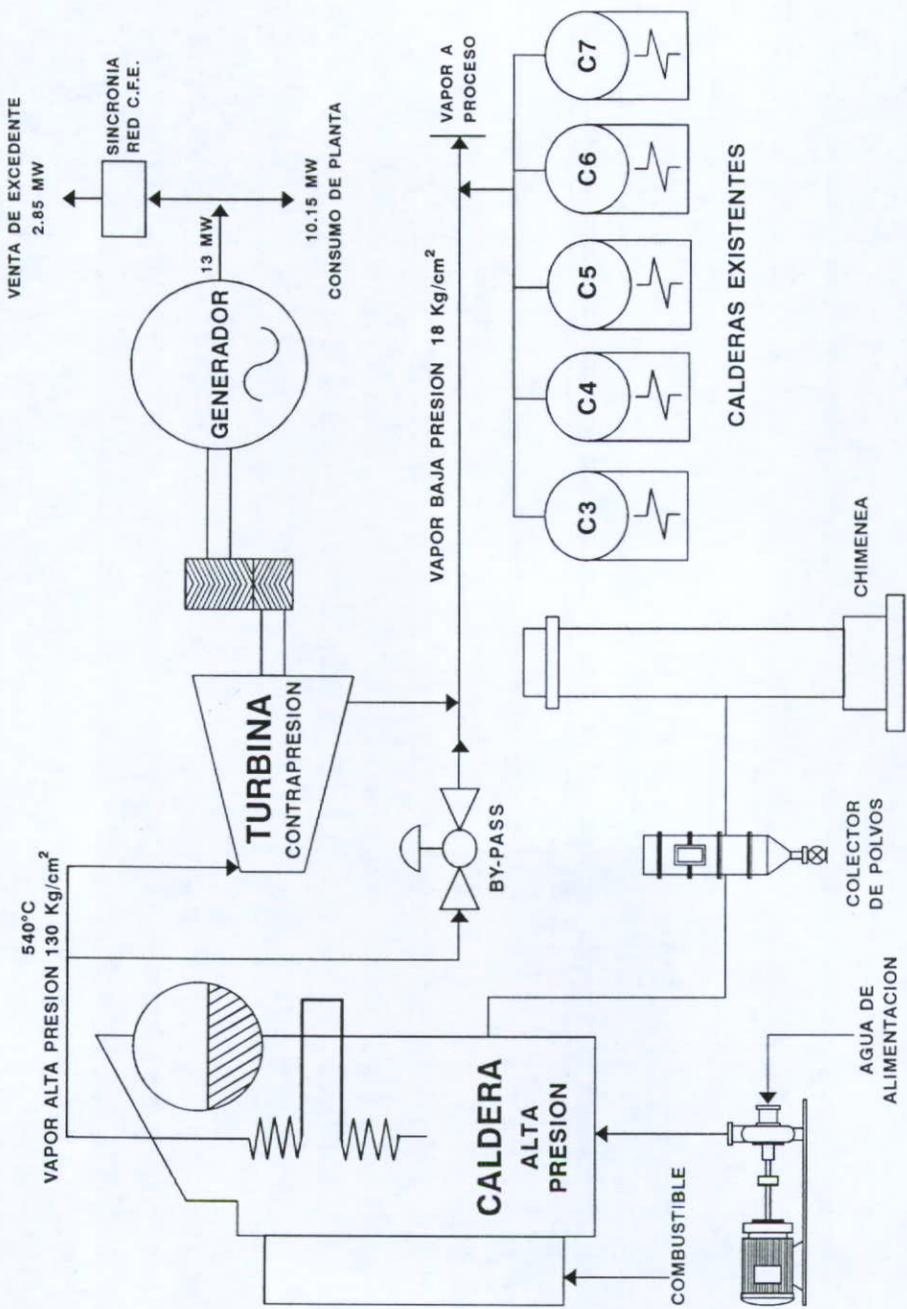


Figura 29.
Arreglo General del Sistema de Cogeneración

2.7 Eficiencia Térmica del Sistema.

2.7.1 Bases y Supuestos

La eficiencia térmica es una de las mayores ventajas de los sistemas de cogeneración al compararse con las centrales termoeléctricas convencionales.

Dichas centrales termoeléctricas sufren grandes pérdidas térmicas al condensar el vapor exhausto de las turbinas y reciclarlo en las calderas.

En la sección 1.6 se comparan los distintos sistemas de cogeneración evaluando varios parámetros, entre ellos la eficiencia. Es evidente la gran diferencia que existe entre los sistemas de generación en los que se da la condensación y los sistemas de cogeneración en los que el vapor es aprovechado como tal, al nivel energético que se encuentra evitando pérdidas de calor y energía.

El sistema de cogeneración que se está analizando no sigue el ciclo Rankine completo, por no contar con sistema de condensación, por lo que no es correcto evaluar y analizar la eficiencia del sistema tomando como referencia el ciclo termodinámico para turbinas de vapor.

De lo anterior se desprende que la forma más objetiva para medir la eficiencia térmica del sistema es realizar un balance de energía.

Para fines prácticos se considerará como sistema solamente el generador de vapor y el turbogenerador, excluyendo los intercambiadores de calor. Sólo se evaluará el nivel energético del fluido de trabajo (agua), y la única fuente de energía será el combustible. El flujo permanecerá constante durante todo el proceso y será de 110 toneladas por hora.

En la figura 29a. se ilustra un diagrama de flujo con entradas y salidas de energía. La descripción de cada punto se presenta a continuación:

Punto 1.

Agua de alimentación. El fluido de trabajo es alimentado a la caldera mediante una bomba centrífuga que lo lleva a 150 Kg/cm² de presión a una temperatura de 143 ° centígrados. La entalpía en ese punto es de 598.7 KJ/Kg.

Punto 2.

Combustible. La energía necesaria que debe aportar el combustible para llevar el vapor a las condiciones de operación requeridas es de 106.815 MW. El volumen de combustible requerido varía según sea la mezcla utilizada de combustóleo y gas natural, debido a que tienen distinto poder calorífico. Se hará un cálculo para 100% combustóleo, 100% gas natural y una mezcla de 50% de cada uno, tomando esta última como la más representativa. Este análisis de mezclas no interviene en este análisis de eficiencia, ya que al final de cuentas, sea la mezcla que sea, la energía demandada siempre será la misma. En el estudio económico sí tiene implicaciones importantes por el costo de los combustibles.

49099

Punto 3.

Vapor generado. El turbogenerador exige como condiciones de operación que el vapor generado esté a un nivel energético de 130 Kg/cm² de presión y 600° centígrados de temperatura. La entalpía a estas condiciones es de 3,600 KJ/Kg.

Punto 4.

Energía eléctrica. El turbogenerador trabajará siempre a su máxima capacidad y generará 13 MW de energía eléctrica.

Punto 5.

Vapor de contrapresión. El vapor exhausto de la turbina sale a 18 Kg/cm² de presión y 300° centígrados de temperatura, con una entalpía de 3,031 KJ/Kg.

2.7.2 Cálculos Numéricos.

Punto 1. Agua de alimentación.

Presión = 150 Kg/cm²

Temperatura = 143° c.

Entalpía = 598.72 KJ/Kg

Flujo = 110 Ton/Hr

Energía = Flujo x Entalpía

E1 = 6.586 x 10⁷ KJ/Hr

E1 = 18.31 MW

Punto 2. Combustible.

E2 = 106.815 MW

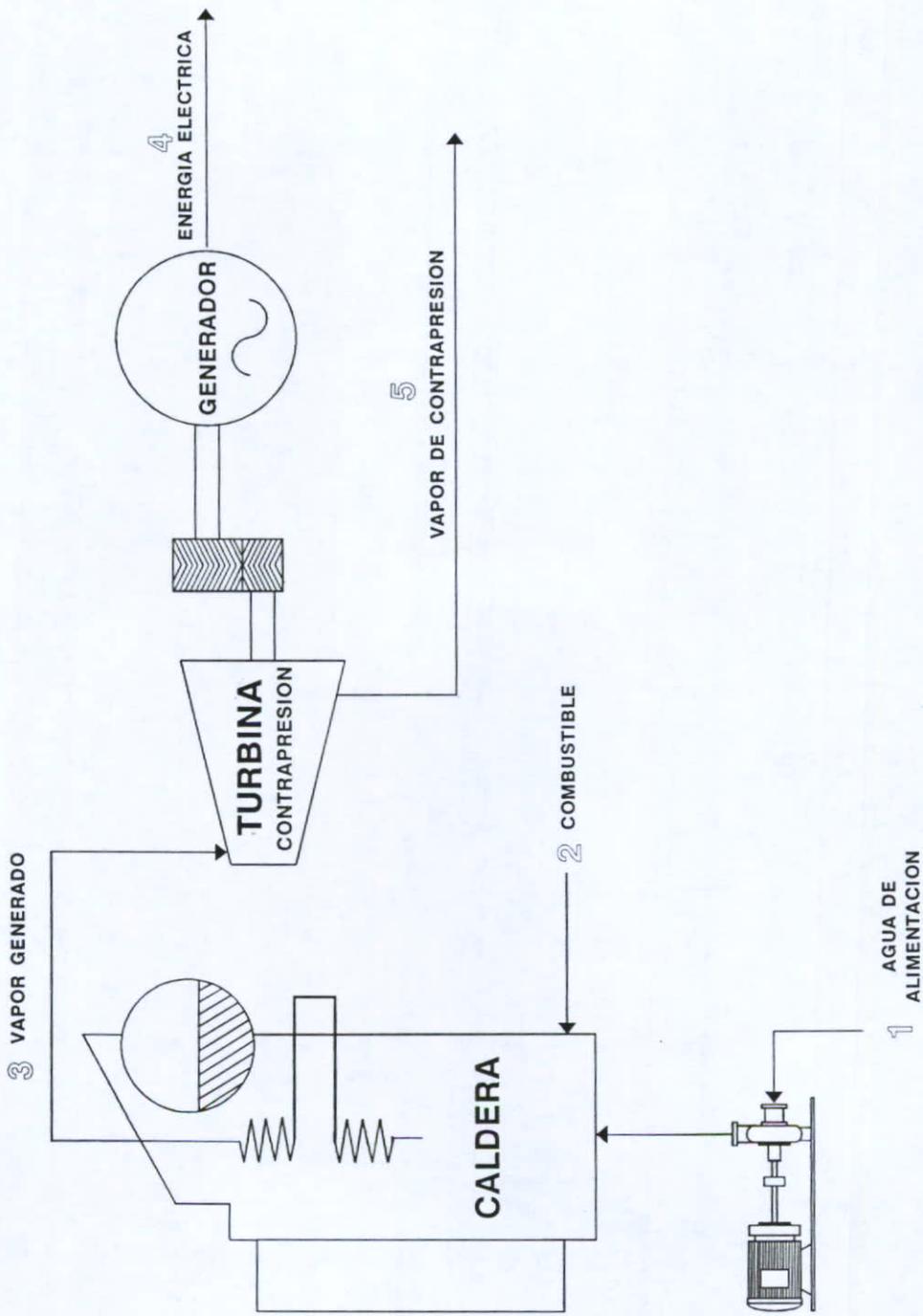


Figura 29a.
Diagrama de flujo para Balance de Energía

Punto 3 Vapor generado.

$$\begin{aligned} \text{Presión} &= 130 \text{ Kg/cm}^2 & \text{Energía} &= \text{Flujo} \times \text{Entalpía} \\ \text{Temperatura} &= 600^\circ \text{ c.} & E1 &= 3.960 \times 10^8 \text{ KJ/Hr} \\ \text{Entalpía} &= 3,600 \text{ KJ/Kg} & E1 &= 110.1 \text{ MW} \\ \text{Flujo} &= 110 \text{ Ton/Hr} \end{aligned}$$

Punto 4. Energía eléctrica.

$$E4 = 13 \text{ MW}$$

Punto 5. Vapor de contrapresión.

$$\begin{aligned} \text{Presión} &= 18 \text{ Kg/cm}^2 & \text{Energía} &= \text{Flujo} \times \text{Entalpía} \\ \text{Temperatura} &= 300^\circ \text{ c.} & E1 &= 3.334 \times 10^8 \text{ KJ/Hr} \\ \text{Entalpía} &= 3,031 \text{ KJ/Kg} & E1 &= 92.7 \text{ MW} \\ \text{Flujo} &= 110 \text{ Ton/Hr} \end{aligned}$$

Eficiencia del generador de vapor = $E_{\text{salida}} / E_{\text{entrada}}$

$$E_{\text{salida}} = E3 = 110.1 \text{ MW}$$

$$E_{\text{entrada}} = E1 + E2 = 18.31 \text{ MW} + 106.815 \text{ MW} = 125.125 \text{ MW}$$

$$E_{\text{gen.vap.}} = 110.11 / 125.125 = 0.88$$

$$\text{Eficiencia generador de vapor} = 88\%$$

Eficiencia del turbogenerador = $E_{\text{salida}} / E_{\text{entrada}}$

$$E_{\text{salida}} = E4 + E5 = 13 \text{ MW} + 92.7 \text{ MW} = 105.7 \text{ MW}$$

$$E_{\text{entrada}} = E3 = 110.11 \text{ MW}$$

$$E_{\text{turbo.}} = 105.7 / 110.11 = 0.96$$

$$\text{Eficiencia turbogenerador} = 96\%$$

$$\text{Eficiencia total del sistema} = E_{\text{gen.vap.}} \times E_{\text{turbo.}} = 0.88 \times 0.96 = .8448$$

$$\text{Eficiencia total del sistema} = 84.48\%$$

2.8 Estudio económico.

Anteriormente en este trabajo se realizó un estudio económico de las alternativas propuestas, dicho estudio se presenta con el único fin de justificar la elección del sistema definitivo, sin embargo es preciso entrar en más detalle y manejar dos distintos escenarios para justificar la viabilidad económica del proyecto.

Por otro lado las condiciones de la planta cambiaron, ya que cuando se realizó el estudio para definir las especificaciones del sistema la planta consumía 9.6 MW y actualmente consume 10.3 MW.

2.8.1. Consideraciones generales:

Para la realización de este estudio se han fijado algunos criterios de evaluación y se han hecho algunas suposiciones con objeto de hacerlo lo más fiel y práctico posible, dado lo anterior, a continuación se definirán dichas consideraciones:

Macroeconomía:

- El tipo de cambio considerado es 3.1108 N\$ por USD
- Se considera una inflación en E.U. de 4%.

Inversión:

- La inversión del sistema de cogeneración es de \$11'500,000 USD (once millones quinientos mil dólares). Esta inversión incluye materiales, equipos, asesorías y mano de obra.

Escenarios:

- Este estudio económico se realizará bajo dos escenarios.
- Actualmente se tiene una demanda promedio de energía eléctrica de 10.3 MW por lo que se prevé tener un excedente de electricidad de alrededor de 2.7 MW (considerando que la planta de cogeneración genera 13 MW), sin embargo se han instalado equipos nuevos, mientras se ha desarrollado la instalación del sistema de cogeneración, que consumirán más energía eléctrica que el excedente que se contemplaba en un principio.
- De lo anterior se desprende la necesidad de evaluar el escenario original con excedente de energía por vender a C.F.E. y por otro lado el

escenario sin excedentes consumiendo en su totalidad la electricidad generada por la planta de cogeneración.

En la figura 30 se muestra un esquema de ambos escenarios.

Combustibles:

- Los combustibles que consumirá la caldera nueva serán combustóleo y gas natural, podrá quemar solamente uno de ellos a la vez o cualquier combinación en volumen de dichos combustibles.(Al igual que las calderas ya existentes).

- Se considerará como adición de combustible el necesario para elevar el vapor desde las condiciones a las que se genera actualmente en las calderas existentes hasta las condiciones requeridas para la generación de energía eléctrica.

- La energía adicional se calculó comparando la entalpía del vapor de entrada, suponiéndolo a las condiciones actuales, con la entalpía de salida, obteniendo así el incremento de energía necesario. Así, con el poder calorífico del combustible, se obtuvo el volumen de combustible requerido.

- Los precios para los combustibles son los siguientes:

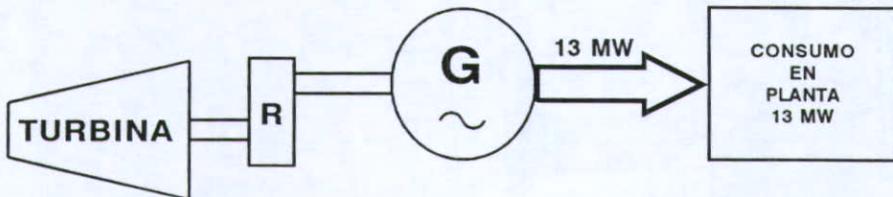
Combustóleo: 0.08642 usd/Kilogramo.

Gas natural: 0.09683 usd/metro cúbico.

Estos precios están actualizados al 20 de mayo de 1993.

PRIMER ESCENARIO

SE CONSUMIRAN LOS 13 MW QUE GENERARA EL SISTEMA DE COGENERACION.



SEGUNDO ESCENARIO

SE CONSUMIRAN 10.85 MW GENERADOS POR COGENERACION Y SE VENDERAN 2.15 MW A C.F.E..

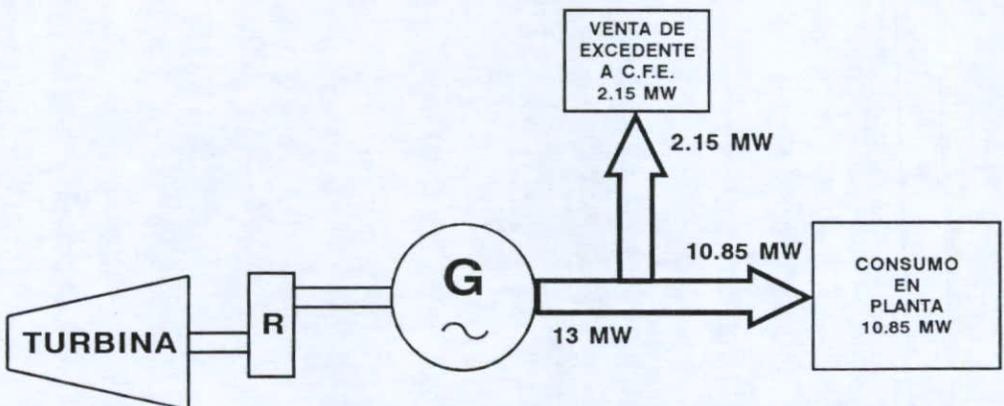


Figura 30.
Escenarios para Flujos de Efectivo

- El poder calorífico de los combustibles es el siguiente:

Combustóleo: 10,212 KCal./Kg.

Gas natural: 9,662 KCal./m³.

Estos valores fueron calculados por el Instituto Mexicano del Petróleo en base a muestras de combustibles quemados en la planta actualmente.

- Aunque el gas natural y el combustóleo tengan diferente poder calorífico y precio, para los cálculos se propone un consumo promedio de 50% de cada uno para la caldera nueva. Para esto, primero se analizó como si se fuera a consumir el 100% de cada uno de los combustibles y posteriormente se obtuvo el promedio.

Energía eléctrica:

- El precio del KWh por vender a C.F.E. será el 80% del precio al que C.F.E. vendería a la planta. Este fue el acuerdo con C.F.E.

Mantenimiento:

- Con objeto de tener un buen soporte de mantenimiento, se ha estimado un gasto elevado tomando en cuenta que se requerirá de mantenimiento mecánico, eléctrico y de instrumentos.

- Cada uno de estos tipos de mantenimiento deberá contar con un lote de refacciones adecuado, el gasto estimado ya incluye el costo de estos lotes.

- El mantenimiento a las calderas existentes seguirá siendo el mismo, por lo que no se considerará ningún ahorro o adición en este aspecto.

Gastos de operación:

- Dentro de este aspecto se considerará únicamente el costo de la mano de obra que implica operar el sistema de cogeneración, incluyendo el entrenamiento y la capacitación.

Depreciación:

- Se usará el método de la línea recta.

- Se depreciará el valor total de la inversión a 10 años sin considerar valor de salvamento.

Flujos de efectivo:

- Debido a los proyectos nuevos se analizarán dos escenarios:

1.- El consumo de la generación total del sistema de cogeneración (13 MW).

2.- El escenario original: Consumo de 10.7 MW y venta de 2.3 MW de excedente a C.F.E.

- Ambos escenarios se analizarán con flujos de efectivo a 10 años.

- Se considerará que la totalidad de la inversión se erogará en el primer año.

- Los impuestos ascenderán a un 45%, un 35% por I.S.R (Impuesto sobre la renta) y un 10% por R.U.T. (Reparto de utilidades).

2.8.2 Bases de cálculo

Consumo de combustibles.

Consumo de combustóleo.

Flujo generado de vapor	110,000 Kg./Hr
Entalpía vapor entrada	3,031.0 KJ/Kg
Entalpía vapor salida	3,565.0 KJ/Kg
Diferencia de Entalpías	534.0 KJ/Kg
Poder calorífico combustóleo	10,212 KCal/Kg
Relación	0.01249 Kg comb./Kg agua
Consumo combustóleo anual	12´033,821.55 Kg
Precio combustóleo	0.08642 usd/Kg

Gasto anual combustóleo 1 '039,980.83 usd

Consumo de gas natural.

Flujo generado de vapor	110,000 Kg./Hr
Entalpía vapor entrada	3,031.0 KJ/Kg
Entalpía vapor salida	3,565.0 KJ/Kg
Diferencia de Entalpías	534.0 KJ/Kg
Poder calorífico gas natural	9,662 KCal/m ³
Relación	0.01320 m ³ g.n./Kg agua
Consumo gas natural anual	12 '718,834.31 m ³
Precio gas natural	0.09683 usd/m ³
Gasto anual gas natural	1 '153,382.05 usd

Resumen de consumos de combustibles

Para fines prácticos se considerará que la caldera consumirá el 50% de combustóleo y el 50% de gas natural en operación normal.

Consumo anual en dólares.

100% combustóleo	1 '039,081
100% gas natural	1 '153,382
50% de ambos	1 '096,682

Mantenimiento.

Por concepto de mantenimiento se estima un gasto de 270,000 usd por año tomando en cuenta refacciones. Este estimado fue proporcionado por los proveedores de los equipos.

Gastos de operación.

En gastos de operación se considera el costo de mano de obra que implica la operación del sistema de cogeneración.

La diferencia que habrá con el sistema de cogeneración será de 7 operadores adicionales a los ya existentes en calderas.

Estos 7 operadores cubrirán los 3 turnos:

2 operadores en primer turno.

2 operadores en segundo turno.

2 operadores en tercer turno.

1 operador de relevo.

Sueldo mensual:	1,950 n\$
Sueldo anual:	23,400 n\$
7 operadores:	163,800 n\$
Tipo de cambio	3.1108

Gasto total anual: 52,655 usd

Depreciación.

El método usado para depreciar el sistema de cogeneración será el de la línea recta, con valor inicial de 11,500 usd, tiempo de depreciación de diez años y sin valor de salvamento.

Dado lo anterior la depreciación anual será de 1,150 usd.

Las tablas 08 y 09 muestran el resumen de los flujos de efectivo que se involucraran en cada uno de los escenarios.

En las tablas 10 y 11 se analiza el comportamiento de los flujos de efectivo a través de diez años para cada uno de los escenarios.

La tabla 12 hace la comparación de flujos, tasa interna de retorno y payback de los dos escenarios.

Tabla 08. Resumen de Flujos de Efectivo para Primer Escenario

Inversión (m usd)	11,500
Combustible Adicional (m usd)	1,097
Energía Eléctrica	
Generada (MW)	13.00
Consumida (MW)	13.00
Excedente (MW)	0.00
(Venta a C.F.E.)	
Precio de Compra (usd/Kwh)	0.048
Ahorro Anual (m usd)	5,391
Ventas Excedentes (m usd)	0
Mantenimiento	270
Gastos Operación	53
Depreciación	1,150

Tabla 09. Resumen de Flujos de Efectivo para Segundo Escenario

Inversión (m usd)	11,500
Combustible Adicional (m usd)	1,097
Energía Eléctrica Generada (MW)	13.00
Consumida (MW)	10.85
Excedente (MW) (Venta a C.F.E.)	2.15
Precio de Compra (usd/Kwh)	0.048
Ahorro Anual (m usd)	4,500
Ventas Excedentes (m usd)	713
Mantenimiento	270
Gastos Operación	53
Depreciación	1,150

Tabla 10. Análisis de Flujos a Diez Años Primer Escenario

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Inversión	(11,500)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustible adic.	0	(1,097)	(1,141)	(1,187)	(1,234)	(1,283)	(1,335)	(1,388)	(1,444)	(1,501)	(1561)
Ahorro gto. energía	0	5,391	5,607	5,831	6,064	6,307	6,559	6,821	7,094	7,378	7673
Venta excedentes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación	0	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1150)
Flujo antes imp.	(11,500)	2,821	2,980	3,145	3,317	3,496	3,681	3,875	4,076	4,285	4502
Impuestos (45%)	0	1,269	1,341	1,415	1,493	1,573	1,657	1,744	1,834	1,928	2026
Ahorro Neto	(11,500)	1,552	1,639	1,730	1,824	1,923	2,025	2,131	2,242	2,357	2476
Depreciación	0	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1150
Flujo Neto Efectivo	(11,500)	2,702	2,789	2,880	2,974	3,073	3,175	3,281	3,392	3,507	3626

Tabla 11. Análisis de Flujos a Diez Años Segundo Escenario

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Inversión	(11,500)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustible adic.	0	(1,097)	(1,141)	(1,187)	(1,234)	(1,283)	(1,335)	(1,388)	(1,444)	(1,501)	(1561)
Ahorro gto. energía	0	4,500	4,680	4,867	5,062	5,264	5,475	5,694	5,921	6,158	6404
Venta excedentes	0	713	742	771	802	834	867	902	938	976	1015
Depreciación	0	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1,150)	(1150)
Flujo antes imp.	(11,500)	2,643	2,794	2,952	3,116	3,287	3,464	3,649	3,841	4,041	4248
Impuestos (45%)	0	1,189	1,257	1,328	1,402	1,479	1,559	1,642	1,728	1,818	1912
Ahorro Neto	(11,500)	1,453	1,537	1,624	1,714	1,808	1,905	2,007	2,113	2,222	2337
Depreciación	0	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1150
Flujo Neto Efectivo	(11,500)	2,603	2,687	2,774	2,864	2,958	3,055	3,157	3,263	3,372	3487

Tabla 12. Resumen de Flujos y Evaluación Económica

	Primer Escenario	Segundo Escenario
Flujos		
1992	(11,500)	(11,500)
1993	2,702	2,603
1994	2,789	2,687
1995	2,880	2,774
1996	2,974	2,864
1997	3,073	2,958
1998	3,175	3,055
1999	3,281	3,157
2000	3,392	3,263
2001	3,507	3,372
2002	3,626	3,487
T.I.R.	22.52%	21.42%
Payback (años)	4.44	4.67

CONCLUSIONES

La cogeneración es una tecnología ampliamente probada y conocida desde hace muchos años en otros países.

Las ventajas de la cogeneración son un uso racional del energético primario al generar electricidad y usar el calor residual en proceso, con ello el rendimiento global es más alto que el del sistema tradicional reduciendo simultáneamente las emisiones contaminantes al medio ambiente, abatiéndose los costos de operación y aumentando la competitividad de las empresas.

Es por este buen rendimiento energético, que los sistemas de cogeneración deben de seguir desarrollándose en el futuro.

Las tecnologías de cogeneración permiten manejar confiablemente rangos desde 200 KW hasta 1,000 MW por proyecto, empleando cualquier tipo de combustible y equipo o sus combinaciones.

Es prácticamente imposible que en el campo del sector energético puedan aparecer tecnologías más eficientes a las cogenerativas y que puedan desplazarlas.

En México la aplicabilidad de estos esquemas se puede dirigir a los sectores de consumo intenso de energéticos. La variabilidad de tecnologías que se pueden aplicar es muy amplia, interviniendo: turbinas de gas, turbinas de vapor, motores de combustión interna, ciclos combinados, calderas convencionales y calderas de recuperación.

Los avances tecnológicos que aplican en los sistemas de cogeneración, permiten a estos operar flexiblemente y responder de manera adecuada a las variaciones de carga demandadas por la industria.

Para los países en desarrollo la implantación de esquemas de cogeneración presenta un futuro atractivo ya que les permitirá mejorar su eficiencia económica, racionalizar el uso de sus recursos energéticos no renovables y disminuir el impacto ambiental.

Se han realizado investigaciones en torno a la cogeneración, y si se le da el impulso debido, se pueden esperar, en el término de 15 años, los siguientes beneficios directos:

- Diferir o sustituir inversiones de C.F.E., del orden de 3,000 a 6,000 millones de dólares en los próximos 15 años.

- Ahorro de combustibles de 160 a 340 millones de barriles de combustóleo equivalente en estos 15 años.

- Reducción en las pérdidas por transformación y distribución de energía del orden de 500 a 1,700 GWH anuales.

- Reducir las emisiones de gases contaminantes, principalmente en sistemas con turbina de gas del orden de la mitad de CO₂, bajar a 2% en emisiones de CO, NO_x, y SO_x del de plantas termoeléctricas convencionales y "cero" emisiones de partículas sólidas.

- Reducción del costo de producción en las industrias que instalen sistemas de cogeneración y mejorar la competitividad de la industria mexicana.

Por otro lado también habría como consecuencia beneficios indirectos, tales como:

- Formación y capacitación de personal técnico mexicano especializado, y ampliación de oportunidades a firmas de ingeniería y consultoría nacionales.

- Creación de una nueva industria de fabricación de equipos, partes y componentes, y de servicios de operación y mantenimiento.

- El monto de las inversiones y la importancia de adecuados esquemas financieros, propiciará la creación de mecanismos y sociedades financieras que ofrezcan paquetes financieros especialmente diseñados para la cogeneración y para proyectos de ahorro de energía.

- Y sobre todo esto, la cogeneración incidirá conjuntamente con otras importantes acciones del gobierno y de la iniciativa privada para asegurar un futuro con autosuficiencia energética para nuestros hijos y nietos.

BIBLIOGRAFIA

Libros

Primeras Jornadas de Cogeneración.
Comisión Nacional Para El Ahorro De Energía.
Foca Grupo Editorial.

Cogeneration.
Richard H. Mc.Mahan.
University Microfilms International.

La Producción de Energía Mediante Vapor, Agua y Gases.
W.H. Severns y H.E. Degler.
Editorial Reverté.

Combustion Fossil Power.
Joseph G. Singer.
ABB (Asea Brown Boveri).

Ingeniería Económica.
Anthony J. Tarquin.
Editorial Mc. Graw Hill.

Artículos

Aplicación de Motores de Fuel Oil en la Cogeneración.
Vicente Olmos y Eduardo Ordilla.
Revista Química Hoy. (Marzo 1992).

Steam Turbines and Auxiliaries.

Revista Power.

Junio 1989.

Folletos

Power Plants.

ABB (Asea Brown Boveri).

Publication No. CH-KW 201789E.

Otros

Constitución Política Mexicana

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

Publicada el 31 de Mayo de 1991.

**TESIS
IMPRESA
EN**

copiroyal