



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES  
" A R A G O N "

ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD DE  
COGENERACION Y UN CASO DE APLICACION EN  
UNA PLANTA INDUSTRIAL PAPELERA

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

**INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

**P R E S E N T A :**

**ALEJANDRO RUEDA ALBINO**

ASESOR: ING. SERGIO ANGELES CRAVIOTO

SAN JUAN DE ARAGON, EDO. DE MEX.,

1993

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## INDICE

Introducción.....	I
CAPITULO I. Procesos de Cogeneración en la Industria.....	1
A. Definición del Proceso de Cogeneración.....	2
B. Esquemas Básicos de Sistemas de Cogeneración.....	4
1. Sistemas Primarios.....	4
a. Turbinas de Gas.....	5
b. Turbinas de Vapor.....	7
c. Ciclo Combinado.....	8
d. Motores de Combustión Interna.....	10
2. Ciclos Kalina y Cheng, una Nueva Propuesta para Incrementar la Eficiencia de Plantas de Cogeneración....	12
a. Ciclo Kalina.....	12
b. Ciclo Cheng.....	16
3. Sistemas Secundarios.....	19
a. Calderas de Recuperación.....	20
C. Rentabilidad y Beneficios.....	20
D. Definición de Exergía.....	21
E. Eficiencia Global de la Cogeneración.....	22
F. Ahorro de Energía Primaria.....	23
G. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica sobre la Cogeneración.....	25
H. Precios de Combustibles y Tarifas Eléctricas.....	28
CAPITULO II. Evaluación de un Proyecto de Cogeneración.....	30
A. Análisis de Consumos de Energía Eléctrica y Térmica.....	32
B. Costos de Consumos de Energía.....	35
C. Continuidad y Calidad de la Energía.....	37
D. Excedentes y Deficiencia de Energía en un Proyecto de Cogeneración.....	40
CAPITULO III. Metodología para la Selección de un Proyecto....	43
A. Balances de Energía.....	46
B. Costos de Producción de las Energías Útiles en Cogeneración e Individualmente.....	50

1. Costos de Inversión.....	51
2. Costos de Combustibles.....	52
3. Costos de Operación y Mantenimiento.....	53
C. Impacto Ambiental.....	55
1. Contribución del Gas Natural a la Reducción de Emisiones Contaminantes.....	56
D. Evaluación Económica de un Proyecto de Cogeneración.....	58
1. Costos.....	58
2. Criterios Económicos.....	62
3. Análisis de Rentabilidad.....	64
a. Métodos Simples de Evaluación Económica.....	64
1) Método de Recuperación.....	65
2) Método de la Utilidad sobre la Inversión.....	68
b. Métodos Básicos para la Elaboración de Estudios Económicos.....	69
1) Método de la Tasa Interna de Rendimiento.....	70
2) Método del Valor Anual.....	71
3) Método del Valor Presente.....	71
4) Relación Beneficio-Costo.....	72

**CAPITULO IV. Caso de Aplicación en una Planta Industrial Papelera..... 73**

A. Análisis de Datos.....	74
1. Situación Actual de la Planta.....	74
a. Datos de Base de la Situación Actual de la Planta....	74
b. Operación Actual de la Planta de Fuerza.....	78
c. Eficiencia Energética de la Generación.....	80
2. Inversión Mínima para Aumentar la Autogeneración (Opción 1).....	82
a. Autogeneración en el Caso de la Opción 1.....	83
b. Consumo y Costo Adicional del Combustible.....	86
c. Ahorro Neto.....	88
d. Inversiones Principales.....	88
e. Eficiencia Energética de la Generación para la Opción 1.....	89
3. Inversión Máxima para Aumentar la Autogeneración (Opción 2).....	91
a. Autogeneración en el Caso de la Opción 2.....	91
b. Consumo y Costo Adicional del Combustible.....	95

c. Ahorro Neto.....	97
d. Inversiones Principales.....	98
e. Eficiencia Energética de la Generación para la Opción 2.....	98
4. Análisis de Energía.....	100
5. Análisis de Resultados y Comentarios.....	101

Conclusiones.....	103
Apéndice 1. Precios de Tarifas Eléctricas y Combustibles.....	108
Apéndice 2. Criterios Utilizados para el Cálculo de Puntaje..	120
Bibliografía.....	133

## INTRODUCCION

La cogeneración (producción conjunta de energía eléctrica o mecánica y calor para proceso) ha sido utilizada en forma más o menos limitada en ciertas industrias, como por ejemplo en los ingenios, desde hace alrededor de un siglo. Ya desde entonces, se reconoció el ahorro en energéticos primarios que se podría lograr mediante la cogeneración.

La cogeneración es una técnica que permite mejorar la eficiencia de conversión de los combustibles a otras formas de energía como son el calor y la electricidad.

Con la aplicación de sistemas cogenerativos, se ha demostrado que es posible aprovechar la energía térmica que se desperdicia en la producción de electricidad de manera independiente a la demanda de calor o producción del mismo en diversos procesos.

Esta técnica ha encontrado uno de sus principales campos de desarrollo en la industria de proceso. Dentro de los sectores típicos se encuentran: refinación de petróleo, fabricación de papel, industria azucarera, textil, siderúrgica, química, cementera, alimenticia, etc.

Sin embargo, no ha sido sino en las últimas dos décadas (como consecuencia de la crisis energética de los setentas) que se realizaron esfuerzos masivos para ampliar el uso de sistemas cogenerativos. Fue en los países industrializados, donde más se gene-

realizó su uso, y los resultados que se obtuvieron, en cuanto a la reducción en el consumo de energéticos en las industrias de proceso, fueron satisfactorios.

Por su naturaleza, la cogeneración involucra ineludiblemente a las empresas industriales y a las empresas de servicio público de energía eléctrica. Con base en estos antecedentes, puede decirse que la cogeneración es capaz de producir beneficios económicos a las empresas industriales de proceso, a las empresas eléctricas de servicio público y, en última instancia, a la economía del país donde se implantan sistemas cogenerativos.

En el Capítulo I se presentan los sistemas cogenerativos en la industria, así como sus ventajas en la implementación de estos sistemas. En el Capítulo II se presenta la evaluación de un proyecto de cogeneración desde el punto de vista de los consumos de energía eléctrica y térmica. En el Capítulo III se presenta una metodología para seleccionar un proyecto de cogeneración, así como una evaluación económica de un proyecto de cogeneración. En el Capítulo IV se realiza un estudio a una empresa papelera para optimizar la energía.

Los estudios de prefactibilidad de sistemas de cogeneración, son estudios técnico-económicos que permiten optimizar la energía contemplando el proceso, los servicios auxiliares y los posibles sistemas de generación eléctrica para autoabastecimiento.

Los resultados esperados del estudio, son contar con un análisis preliminar comparativo tanto de energía como económico, entre la situación actual y las alternativas de optimización energética incluyendo en todos los casos la cogeneración. En los análisis de prefactibilidad es suficiente contar con estimados globales tomando los valores típicos de inversión.

En los estudios de factibilidad definitivos se requiere además de lo anterior, analizar esquemas financieros y el análisis de la relación beneficio-costos, del análisis completo de la relación inversión-ahorro o el tiempo de recuperación real y de la tasa de retorno de inversión o tasa interna de retorno.



**CAPITULO I**  
**PROCESOS DE COGENERACION**  
**EN LA INDUSTRIA**

## CAPITULO I. PROCESOS DE COGENERACION EN LA INDUSTRIA.

### A. DEFINICION DEL PROCESO DE COGENERACION.

Generalmente las industrias satisfacen sus necesidades energéticas comprando la electricidad y los combustibles a las correspondientes compañías suministradoras. Esta modalidad de abastecimiento, cómoda para el industrial, resulta ser, en determinados casos, demasiado cara, y desde el punto de vista de uso racional de la energía, bastante ineficiente.

Hoy en día se ha producido el resurgimiento del término "cogeneración" como consecuencia del elevado costo de la energía eléctrica generada en las centrales generadoras y principalmente en las térmicas convencionales, así como de la crisis energética de los setentas ocasionada por la revaluación de los precios de los energéticos, motivo por el cual se realizaron esfuerzos para ampliar el uso de sistemas cogenerativos, lo cual conlleva a un rendimiento energético global más elevado, reduciéndose el consumo total y por ende la factura energética, sin alterar los procesos productivos o calidad de los servicios. Este sistema conocido y experimentado en los últimos años por los países desarrollados, actualmente es una alternativa como método de conservación de energía primaria

Existen muchas formas de definir a la cogeneración, a continuación se enuncian algunas de estas formas:

"La cogeneración es una operación donde se produce energía eléctrica y energía térmica utilizable; como resultado se tiene un uso mucho más eficiente del energético primario". (1)

"La producción conjunta de energía eléctrica y térmica es la principal característica de la cogeneración". (2)

"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". (3)

En términos generales, la definición de cogeneración se resume de la siguiente manera:

La cogeneración es un término empleado para denominar la producción conjunta de energía eléctrica (o mecánica) y energía térmica (en forma de vapor o calor) a partir de una fuente energética común. Este aprovechamiento simultáneo de calor, que conlleva a un rendimiento global más elevado, es lo que la distingue de la autogeneración.

- 
- (1) ARIZMENDI, NELSON. Cogeneración, Beneficios y Acciones Necesarias para Favorecer su Desarrollo en México, CENAE, Primeras Jornadas de Cogeneración, Junio 1992.
- (2) IDOM, Proyectos de Cogeneración, IDOM, Madrid, España, pág.7.
- (3) KONEDERO DE LA VEGA, ARTURO F. Diplomado en Cogeneración, UNAL-DEPFI, México, D.F. 1992, pág.3.

## B. ESQUEMAS BASICOS DE SISTEMAS DE COGENERACION.

La mayoría de los sistemas de cogeneración se clasifican de acuerdo a los ciclos termodinámicos clásicos o con las máquinas utilizadas; sin embargo, también pueden clasificarse tomando en cuenta el orden de la producción de electricidad o energía térmica, los cuales son denominados Sistemas Primarios, Superiores o de Cabeza (topping) en el primer caso, y Sistemas Secundarios, -- Inferiores o de Cola (bottoming) para el segundo caso.

### 1. SISTEMAS PRIMARIOS.

En estos sistemas, el producto primario de la combustión del combustible es la generación de energía eléctrica y el calor residual existente en los gases de escape se aprovechan en el proceso productivo de la industria. Estos sistemas se utilizan ampliamente en procesos industriales de celulosa y papel, petróleo, textiles, cerveza, alimentos y otras, cuya temperatura máxima es del orden de 500 °C. Los elementos motrices normalmente utilizados en estos procesos son las turbinas de gas, turbinas de vapor y motores de combustión interna. A continuación se describen brevemente estos elementos motrices. En la figura I.1 se muestra un arreglo de un sistema primario.

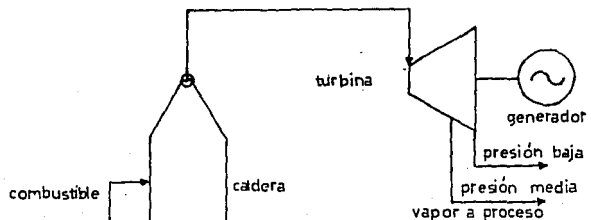


Figura I.1. Sistema Primario.

## a. TURBINAS DE GAS.

En estos equipos, el combustible empleado puede ser líquido o gaseoso, aunque también puede ser utilizado el combustible sólido, pero el proceso se encuentra en etapa de experimentación. Las grandes ventajas de utilizar gas natural son el de no requerir -- almacenamiento, mayor limpieza en el sistema de recuperación, mayor vida a los álabes, mantenimiento y revisiones menores. Su relación electricidad/calor es de aproximadamente de 0.5. En la figura I.2 se muestra un arreglo utilizando una turbina de gas y su diagrama de Sankey de pérdidas y rendimiento.

La cogeneración con turbina de gas tiene la ventaja de incrementar la temperatura mediante quemadores de postcombustión en la caldera de recuperación (figura I.3). Las turbinas de gas para -- uso industrial que se encuentran en el mercado son de dos tipos, las turbinas industriales diseñadas originalmente para este propósito y las aeroderivadas, obtenidas a partir de las turbinas de gas utilizadas en la aviación. Las características que difieren a ambas, son el peso, la robustez y la eficiencia. Las turbinas de gas industriales tienen baja eficiencia, pero cuestan menos por KWe instalado, los períodos entre mantenimiento son mayores y no requieren de reparaciones muy especializadas lo que conlleva a un mantenimiento más barato; su potencia máxima es del orden de los 210 MWe con un rendimiento cercano al 35 %. Las turbinas aeroderivadas, al contrario de las anteriores, son más caras en cuanto a KWe instalado, mantenimiento, especialización, etc., aunque son -- más ligeras y su potencia oscila entre 40 y 50 MWe con eficiencias del orden del 40 % o más.

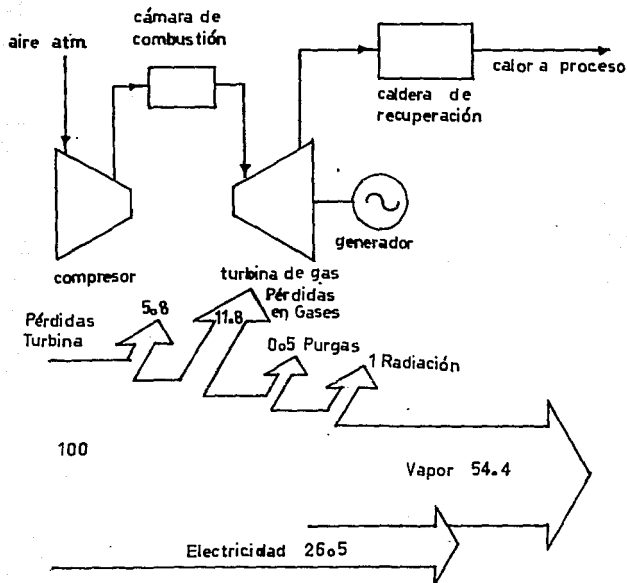


Figura I.2. Sistema de Cogeneración con Turbina de Gas.

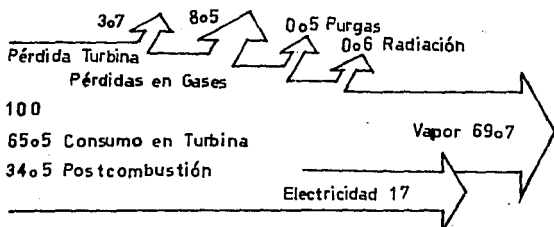
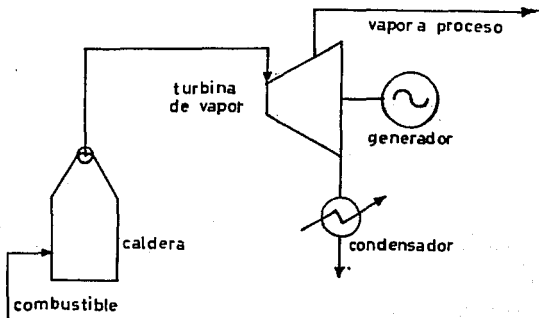


Figura I.3. Diagrama de Sankey de Cogeneración con Turbina de Gas y Postcombustión.

## b. TURBINAS DE VAPOR.

En un sistema de cogeneración, la turbina de vapor cuenta — con una serie de extracciones de vapor que se envían a los diferentes procesos de la industria después de haber generado energía eléctrica o mecánica. De esta manera, la energía mecánica generada puede recibir las mismas aplicaciones que la turbina de gas. Sin embargo, el vapor de baja presión procedente de la turbina de contrapresión o de las extracciones de la turbina de condensación solo es utilizable en el proceso de fabricación cuando se le requiera a nivel bajo de temperatura. Las turbinas de vapor se clasifican en función de los requerimientos de vapor y energía eléctrica, como son las de contrapresión pura, de contrapresión con extracción, de condensación pura y de condensación con extracción; la relación electricidad/calor es muy variable y en cualquier caso inferiores a los otros sistemas. En la figura I.4 se muestra un arreglo utilizando una turbina de vapor y el diagrama de Sankey.



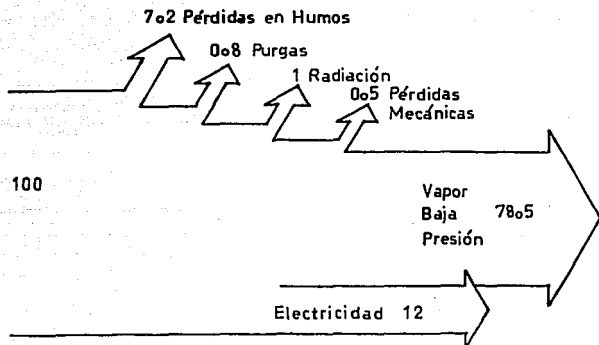


Figura I.4. Sistema de Cogeneración con Turbina de Vapor.

### c. CICLO COMBINADO.

Un ciclo combinado está compuesto por dos ciclos convencionales, un ciclo Brayton formado por una turbina de gas y un ciclo Rankine formado por una caldera de recuperación y una turbina de vapor, que en el caso del proceso de cogeneración cuenta con una o varias extracciones de vapor a presiones adecuadas a los usos - en los procesos térmicos de la industria. Estas turbinas normalmente pasan porcentajes de hasta el 20 % del vapor de extracción al condensador con la finalidad de contar con un sistema flexible en operación en cuanto a la demanda.

Los sistemas de 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 me-



dia o baja presión. Además ofrece la posibilidad de triplicar la generación de electricidad para una misma producción de vapor. El rendimiento global de estos sistemas puede alcanzar entre el 80 y 90 %. 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. La relación electricidad/calor es variable y por lo general algo superior a las turbinas de gas. Un sistema de ciclo combinado se representa en la figura I.5.

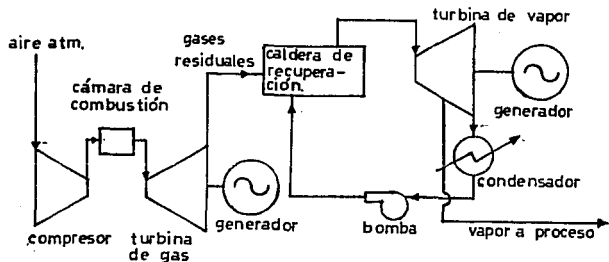


Figura I.5. Sistema de Cogeneración con Ciclo Combinado.

En la actualidad existen tecnologías de avanzada, como son los ciclos Kalina y Cheng, que utilizan mezclas de agua y amoníaco en el ciclo Rankine el primero e inyección de vapor a la turbina de gas al segundo (una modificación de éste es identificada en inglés como Steam Injected Gas Turbine-STIG-). La utilización de estas tecnologías depende de la disponibilidad de amoníaco y agua en la región.

## d. MOTORES DE COMBUSTION INTERNA.

Estas máquinas tienen un rendimiento eléctrico entre el 35 y 50 % sobre la energía suministrada del combustible, que en general, es mayor que el rendimiento de las turbinas de gas. Por lo que para obtener la misma energía térmica con un motor de combustión interna, se generaría más energía eléctrica que con la turbina de gas, aunque la energía residual es de menor temperatura. El rango de potencias disponibles en el mercado de estos motores es inferior a la existente para las turbinas de gas, no obstante, -- hay un traslape entre las potencias más altas de los motores alternativos y las más bajas de las turbinas de gas. La elección -- entre un equipo y otro vendrá condicionado por factores tales como la relación entre la energía térmica/eléctrica que tenga la -- industria, el rango de temperaturas de los fluidos de proceso necesarios, el tipo de combustible disponible, los requisitos de -- espacio, peso, nivel de ruido, vibraciones y emisiones, plazo de instalación, etc. Los motores se clasifican según el tipo de -- encendido: motores de explosión y motores diesel, estos últimos permiten relaciones de compresión más elevada lo que aumenta el rendimiento global pero exigen una construcción más robusta que las de explosión (ciclo Otto). Por el ciclo de combustión, son de dos y cuatro tiempos. En los motores de dos tiempos se requiere una -- bomba de barrido y las características constructivas de los cilindros son más complejas que en el de cuatro tiempos. A la fecha -- existen motores con potencias unitarias del orden de 40 MWe. La -- relación de electricidad/calor es elevada (aproximadamente 1); un sistema con motor de combustión interna se representa en la figura I.6, así como su diagrama de Sankey.

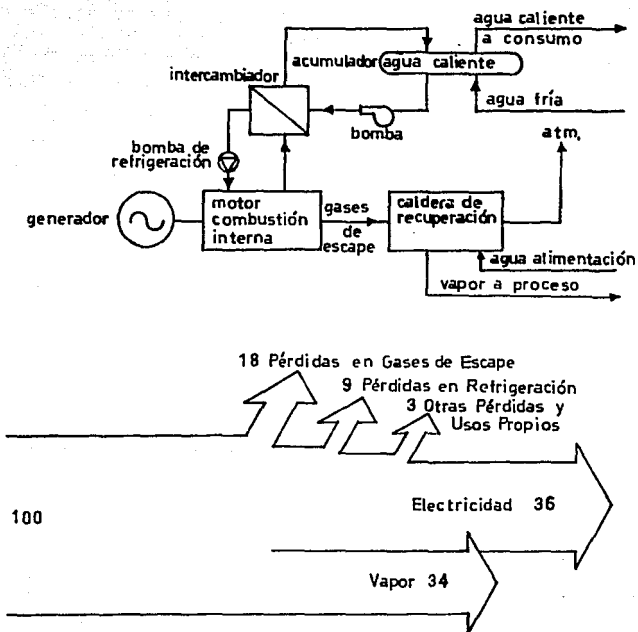


Figura I.6. Sistema de Cogeneración con Motor de Combustión Interna.

## 2. CICLOS KALINA Y CHANG, UNA NUEVA PROPUESTA PARA INCREMENTAR LA EFICIENCIA DE PLANTAS DE COGENERACION. (4)

A continuación se presenta el panorama de dos ciclos termodinámicos, que durante los últimos diez años han creado una expectativa interesante respecto a la posibilidad de elevar la eficiencia y en consecuencia el ahorro de energía.

### a. CICLO KALINA.

En los inicios de la década de los ochenta hizo su aparición el ciclo Kalina, desarrollado por un alto ingeniero en jefe de la investigación energética de la ex-Unión Soviética, Alexander Kalina.

La propuesta de Kalina a pesar de no ser todavía muy conocida, representa una aportación interesante al desarrollo de los ciclos termodinámicos.

Es evidente que, para aumentar la eficiencia de los ciclos termodinámicos sólo se tienen dos caminos: modificar las rutas para el calentamiento del fluido de trabajo introduciendo economizadores y calentadores o incorporar variaciones al medio que absorbe la energía. El Dr. Kalina optó por ambos, así, con una mezcla de 70 % de amoníaco y 30 % de agua, intentó convertir un ciclo de refrigeración en una bomba de calor, obteniendo con ello

---

(4) SALAZAR SAN ANDRES, O. RAMON. Ciclos Kalina y Chang, una nueva Propuesta para incrementar la Eficiencia de Plantas de Cogeneración. Instituto de Investigaciones Eléctricas.

un proceso eficiente y capaz de alcanzar rendimientos del 52 %. - La composición antes mencionada se escogió a causa de que en este lugar la diferencia de temperatura entre los puntos de burbuja y rocío es máxima. Cuando no existe mezcla, ambas temperaturas son iguales.

La figura I.7 presenta la descripción del ciclo Kalina, donde como fluido de trabajo se emplea una mezcla 70 % de amoníaco y 30 % de agua. Se puede observar que en este caso el problema principal lo representa la condensación de la mezcla, en particular del amoníaco. Sin embargo, esta combinación permite como lo señala la figura I.8, la posibilidad de aumentar la capacidad del medio de trabajo para absorber la energía de la fuente.

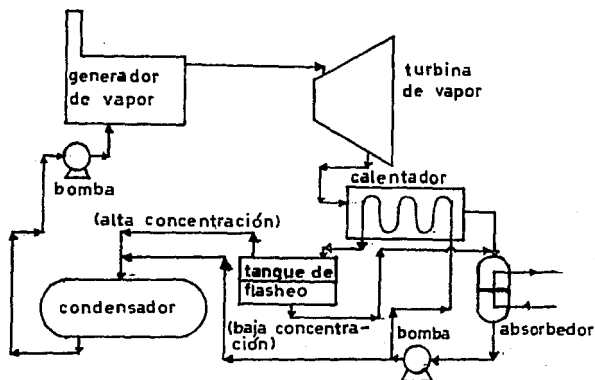


Figura I.7. Ciclo Kalina.

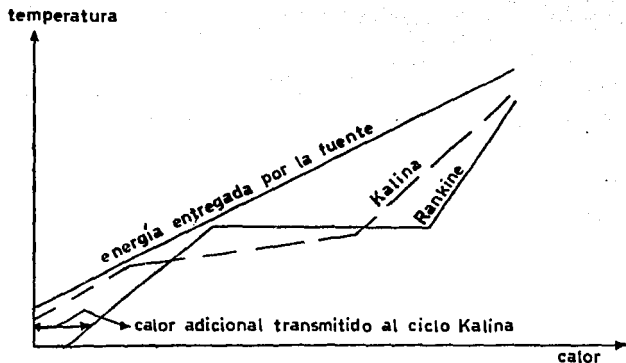


Figura I.8. Demostración de que el ciclo Kalina puede extraer mayor energía de la fuente de calor que el ciclo Rankine.

Respecto a la turbina, el empleo de amoníaco no da lugar a problema alguno, ya que los pesos moleculares del agua y este elemento son casi iguales. Esto es una ventaja, ya que cualquier turbina de vapor que no contenga cobre en su interior puede ser empleada en un ciclo Kalina, pues no sería necesario modificar sus dimensiones. Además, no se tendrían problemas de humedad en las últimas etapas a causa de la mezcla empleada, con lo que la erosión en esta área de la turbina podría evitarse.

Stecco y Desideri demostraron que la pérdida de eficiencia - tanto en la turbina como en los equipos auxiliares aumenta a me-

didada que en la composición, la cantidad de amoniaco se eleva. --- Asimismo, demostraron que al aumentar la fracción de amoniaco la eficiencia del ciclo Kalina disminuye.

Como parte de sus experimentos, Stecco y Desideri hallaron - que al aumentar la presión en el generador de vapor, para cualquier composición de amoniaco-agua, la eficiencia termodinámica del ciclo se eleva, siendo mayor cuando el amoniaco reduce su importancia en la composición.

A continuación se desglosan las ventajas que el ciclo Kalina posee respecto al Rankine, según Stecco y Desideri.

- a) La presión en el condensador es de la misma magnitud que la atmosférica, alcanzando en ciertos casos las dos terceras partes de ésta.
- b) El volumen específico en las últimas etapas de la turbina es - casi diez veces menor que el existente cuando se tiene vapor - únicamente.
- c) La potencia específica es mayor en el ciclo Kalina que en el Rankine.
- d) La calidad del vapor en el ciclo Kalina es mayor a la que se - tiene en el Rankine.

Kalina y Tribus demuestran que el ciclo Kalina tiene grandes

ventajas cuando se aplica al campo geotérmico, donde se puede reducir hasta en un 30 % el costo de la energía eléctrica generada.

#### b. CICLO CHENG.

A continuación se presenta la descripción del ciclo Cheng -- resaltando en particular las ventajas de su empleo desde un punto de vista de la turbina y no atendiendo al ciclo en general.

La patente del ciclo Cheng pertenece a la compañía International Power Technology, y combina las ventajas de los ciclos --- Brayton y Rankine. El fluido de trabajo está constituido por una combinación de los gases de combustión y vapor sobrecalentado, lo que lleva a incrementar el flujo másico y el calor específico, -- elevando con esto la potencia de la turbina.

Al inyectar agua a una turbina de gas, aumenta la potencia -- de la misma al tiempo que su eficiencia disminuye. El Dr. Cheng -- descubrió que la eficiencia óptima al inyectar agua es alcanzada cuando se tiene una elevada relación de vapor a combustible. En -- el caso de cualquier turbina es obvio que al aumentar el flujo -- másico se eleve la potencia de la unidad, lo que representa una -- ventaja, ya que para incrementar la potencia en un ciclo Brayton se requiere elevar la presión entregada por el compresor para tener mayor flujo másico. Por tanto, al inyectar vapor, la potencia de la turbina aumenta sin que ésta sea modificada, además de reducir la generación de  $\text{NO}_x$ . Para la misma potencia se concluye -- que la temperatura de entrada a la turbina disminuye, ya que al --



inyectar vapor y aumentar el flujo es posible disminuir la cantidad de gas que compone el flujo másico, lo que incrementa la vida útil de las unidades.

Un factor económico importante es que no se requieren grandes modificaciones a un ciclo Brayton para convertirlo en Cheng, ya que éstas estarían compuestas por: (1) un generador de vapor - sobrecalentado, y (2) una modificación a la cámara de combustión para inyectar éste, pero la turbina en sí no tendría que volver a diseñarse. La figura I.9 presenta el ahorro de combustible que se puede alcanzar con un ciclo Cheng al compararlo con uno Brayton.

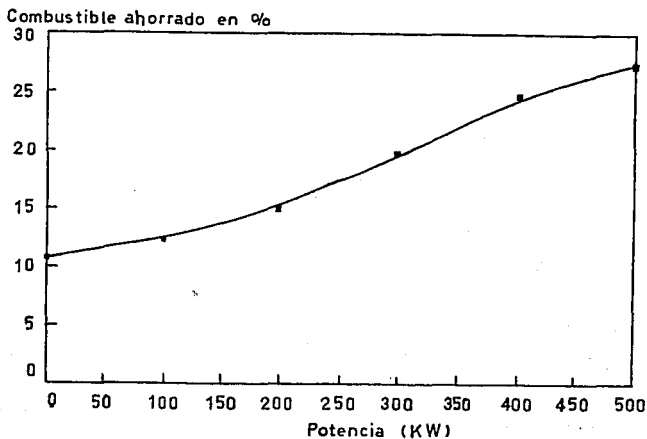


Figura I.9. Ahorro de combustible en una turbina del ciclo Cheng.

En conclusión, desde un punto de vista técnico-económico, el ciclo Kalina es una buena opción para llevar a cabo cogeneración, sin embargo, para potencias superiores a los 25 MW es preferible reemplazarlo por uno combinado del tipo Cheng, ya que éste ofrece mayor seguridad en el manejo del fluido de trabajo, además de trabajar con presiones menores. Consecuentemente, el ciclo Kalina -- puede utilizarse para cogenerar a potencias iguales o menores a 10 MW, en tanto que el ciclo Cheng puede utilizarse para potencias superiores a 10 MW.

## 3. SISTEMAS SECUNDARIOS.

En los sistemas secundarios (figura I.10) la energía primaria es utilizada en el proceso industrial y la energía calorífica no aprovechada en el mismo, se emplea en la generación de energía eléctrica o mecánica. Estos sistemas se utilizan generalmente en procesos con calor de desecho de  $250^{\circ}\text{C}$  de temperatura o más, tales como en las industrias cementeras, acero, vidrio, química y otras. La energía residual será utilizada en una caldera de recuperación para la generación de vapor que al no ser necesario en el proceso, se empleará para generar energía eléctrica en una turbina de vapor de condensación.

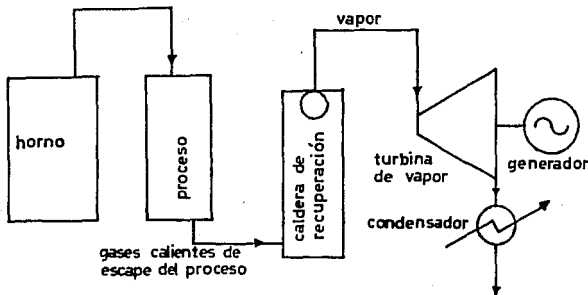


Figura I.10. Sistema Secundario.

#### a. CALDERAS DE RECUPERACION.

En la mayoría de los casos, los gases de combustión salen de los hornos o las turbinas a temperaturas elevadas, las calderas reciben estos gases y los utilizan para producir vapor. En las calderas ordinarias, la temperatura inicial de los gases que empiezan a transferir calor es del orden de 1300 a 1500 °C, mientras que en las calderas de recuperación es inferior. Esto establece, de entrada, una diferencia importante en el diseño, ya que en las calderas ordinarias predomina la transferencia de calor por radiación, mientras que en las calderas de recuperación suele predominar la transferencia de calor por convección.

#### c. RENTABILIDAD Y BENEFICIOS.

La evolución de los precios de los combustibles hace que la rentabilidad de estos proyectos sea muy elevada, teniendo en cualquier caso una rentabilidad mínima, fundamentada en el hecho de que la cantidad de combustible necesario para la generación de electricidad por el cogenerador es aproximadamente la mitad de la requerida en una central térmica convencional.

Aquellas instalaciones de cogeneración que emplean el carbón como combustible, teniendo en cuenta que las diferentes previsiones del aumento de precios de los energéticos suponen para el mismo, los menores incrementos, y tendrán como ventaja adicional una rentabilidad más estable.

La cogeneración es una tecnología que permite al usuario satisfacer sus demandas de energía eléctrica (o mecánica) y de energía térmica (vapor o calor) para el proceso industrial, a un costo inferior que cuando se emplea un sistema convencional consistente en adquirir de forma independiente la electricidad y los combustibles a las compañías de distribución correspondientes.

Además de dicha ventaja económica que la cogeneración ofrece a sus usuarios, posibilita un importante ahorro de energía primaria a nivel nacional, al permitir la producción de electricidad con unas elevadas tasas de rendimiento, ya que por cada KWh producido se empleará por término medio, el 50 % del combustible que se utilizaría en una central térmica de tipo convencional.

No solamente estos beneficios de tipo económico y energético son los que puede proporcionar la cogeneración, sino que a estos beneficios pueden sumarse otros, difícilmente evaluables, como son: disminución del nivel de la contaminación, competitividad empresarial, costos de operación y mantenimiento, flexibilidad del sistema energético, etc.

#### D. DEFINICION DE EXERGIA.

Con la planeación e implementación de sistemas cogenerativos se creo un nuevo término: EXERGIA, que permitió correlacionar de una manera relativamente tangible, conceptos termodinámicos y económicos.

"La exergía puede definirse como una energía que es transformable a cualquier otra forma de energía, dentro de las restricciones impuestas por las condiciones del medio ambiente". (5)

"Es la disponibilidad de energía debida a irreversibilidades o la aparición de entropía de acuerdo a la función de Gibbs  $Ex = h - ToS$ , donde  $To$  es la temperatura del sumidero o ambiente". (5')

Como puede apreciarse, la exergía se contrapone a la energía ya que la exergía sí se genera, se utiliza y se puede destruir o perder, en tanto que la energía no se produce ni se destruye.

La exergía que se requiere para los procesos industriales, - proviene de fuentes de energía primaria y de algunas reacciones químicas, por lo que se debe aprovechar al máximo la exergía, ya que la pérdida de exergía ocasionará un incremento en la demanda del energético primario.

#### E. EFICIENCIA GLOBAL DE LA COGENERACION.

Un criterio utilizado ampliamente en la selección del proceso adecuado para una industria es el que se basa en la eficiencia de cogeneración o eficiencia térmica global de la cogeneración.

La cogeneración permite incrementar la eficiencia de utilización de una fuente energética, a valores superiores a los que se pudieran lograr en los procesos separados de generación eléctrica y térmica.

- 
- (5) MANDOKI W., JORGE. Manual de Exergía y Cogeneración, Impreso por CELANESE MEXICANA S.A. pág. 3.  
 (5') ALVAREZ M., CONSTANTINO. Memoria del 5o. Seminario Nacional sobre el Uso Eficiente de la Energía en la Industria. pág. 20.

En las plantas donde solamente se genera energía eléctrica, la eficiencia térmica se encuentra entre el 30 y 40 %.

La eficiencia global de un sistema de cogeneración se calcula mediante la fórmula siguiente:

$$\eta = \frac{\text{(energía térmica + energía eléctrica)}_{\text{utilizadas}}}{\text{calor de combustión}}$$

con la cual se obtienen eficiencias del 60 al 90 %, teniéndose -- pérdidas en chimeneas y otras pérdidas. Por otra parte, en la generación separada de energía eléctrica y térmica se obtiene tan sólo un aprovechamiento total del 50 al 70 % de la disponibilidad energética del combustible, existiendo mayores pérdidas en el condensador y en la chimenea además de otras pérdidas que en un sistema de cogeneración.

#### F. AHORRO DE ENERGIA PRIMARIA.

La industria que cogenera sigue demandando la misma cantidad de energía eléctrica y térmica que antes de cogenerar; así, la -- ventaja que tiene el usuario al cogenerar es económica, ya que -- obtiene la misma cantidad de energía a menor costo; esto implica una inversión que ha de amortizarse en un plazo de tiempo razonable.

Por lo que, en la industria cogenerar es una ventaja económica, a nivel nacional pasa a ser una ventaja energética. Hay un

ahorro de energético primario, debido precisamente al aprovechamiento simultáneo del calor. Debido al ahorro en el consumo de energéticos, existirán ventajas comparativas en el costo de la electricidad, (ver figura I.11).

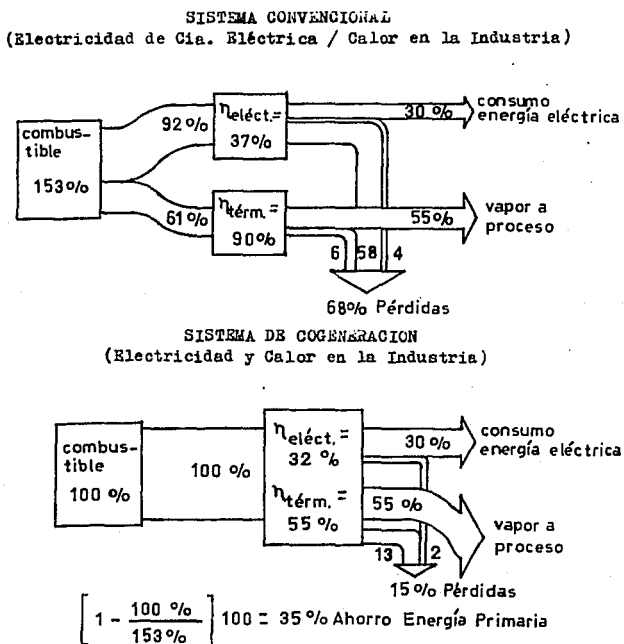


Figura I.11. Comparación entre un Sistema Convencional y un Sistema de Cogeneración.



G. LEY DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA  
SOBRE LA COGENERACION.

En México no existen definiciones bien establecidas sobre -- los aspectos contractuales de compra-venta de energía eléctrica, sin embargo se está trabajando arduamente en la proposición de -- esquemas deseables para el desarrollo inmediato de la cogeneración en todo el país. El resultado de estos trabajos es el Reglamen- to de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Autoabastecimiento, que se describe a continuación; pero falta trabajar más sobre los aspectos de compra-venta de energía eléc- trica.

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, ofrece a -- las personas físicas o morales la oportunidad de generar energía eléctrica destinada a satisfacer las necesidades propias, ya sean total o parcialmente. En el caso, en que la energía eléctrica ge- nerada resultaran excedentes se podrán negociar con la Comisión -- Federal de Electricidad, pues por Constitución y por Ley, es la -- única autorizada para distribuir y vender internamente y externa- mente energía eléctrica en México.

De acuerdo al Reglamento de la Ley en Materia de Autoabaste- cimiento, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31 -- de Mayo de 1991, a fin de satisfacer sus necesidades propias, las personas físicas o morales pueden ser copropietarias de una plan- ta de autoabastecimiento, o formar sociedades que tengan por ob- jeto exclusivo generar energía eléctrica para autoabastecimiento de los socios.

En el artículo 36 de dicha Ley y el Reglamento en Materia de Autoabastecimiento se establecen los requisitos que deben cumplir los interesados.

El otorgamiento de tales permisos no implican responsabilidad alguna sobre la Secretaría o de las entidades de la Administración Pública Federal para el suministro de energéticos primarios a los permisionarios.

Así mismo, las modificaciones a la Ley del Impuesto Sobre la Renta, publicadas en el Diario Oficial de la Federación, el 20 de Diciembre de 1991, se citan a continuación:

"45- MAQUINARIA Y EQUIPO NO INCLUIDO COMO ACTIVO FIJO EN GENERAL

Los porcentajes máximos autorizados para maquinaria y equipo distintos de los señalados en el artículo anterior, son los siguientes:

I. 3 % para producción de energía eléctrica o sudistribución ; transportes eléctricos." ... (6)

La modificación realizada es:

"ARTICULO 45...

I. 10 % para producción de energía eléctrica y su distribución, y para transportes eléctricos."... (7)

- 
- (6) DOMINGUEZ ZOTA, ENRIQUE. Compilación Tributaria. 1991. Dofiscal Editores; XX ed., Méx., 1991.  
 (7) Diario Oficial de la Federación. 20 de Diciembre de 1991. pág. 30.

"51- OPCION PARA DEDUCCION INMEDIATA DE INVERSIONES DE BIENES NUEVOS DE ACTIVO FIJO

Los contribuyentes de este título, podrán optar por efectuar la deducción inmediata de la inversión de bienes nuevos de activo fijo,...

... PORCIENTOS PARA MAQUINARIA Y EQUIPO

II. Los porcentos aplicables para maquinaria y equipo distintos de los señalados en la fracción anterior, son los siguientes:

(Re) a) 48 % para producción de energía eléctrica o su distribución; transportes eléctricos."... (8)

La modificación realizada es la siguiente:

"ARTICULO 51...

... II ...

... a) 77 % para producción de energía eléctrica y su distribución, y para transportes eléctricos."... (9)

Estas modificaciones ofrecen incentivos fiscales para las inversiones en bienes destinados a la producción y distribución de energía eléctrica, tales como una deducción del 77 % del valor

---

(8) DOMINGUEZ MOTA, ENRIQUE. Op. Cit.

(9) Diario Oficial de la Federación. 20 de Diciembre de 1991. pág. 31.

de la inversión al momento de deducirla en lugar del 48 %, o el 10 % de depreciación anual en lugar del 3 %, vigentes hasta esa fecha. Al depreciar el equipo al 10 % anual se recupera la inversión en 10 años al 100 %, no así en la deducción del 77 %, ya que en éste caso, se hace la deducción del equipo en un 77 % desde el momento de realizar la deducción y el 23 % restante se considera como una pérdida.

En lo que se refiere a los Programas Nacionales de Energía, la política energética maneja explícitamente los conceptos de ahorro y uso eficiente de la energía, así como la diversificación de fuentes para la generación de energía eléctrica y la promoción del aprovechamiento del calor para proceso mediante la autogeneración en diversas ramas industriales.

#### H. PRECIOS DE COMBUSTIBLES Y TARIFAS ELECTRICAS.

En virtud de que con la implantación de sistemas de cogeneración se aumenta la eficiencia con respecto a la generación independiente de energía eléctrica y térmica, situación que, con los esquemas de cogeneración se obtendrán menores consumos de combustibles que si se generaran ambas energías por separado. Esto conlleva a menores erogaciones por el costo del consumo de estos combustibles, además, de poder prescindir del servicio eléctrico de la Comisión Federal de Electricidad y hasta se pueden obtener ingresos monetarios por la venta de excedentes; es por esto, que se debe tener conocimiento de los precios de los combustibles y tarifas eléctricas, los cuales se presentan en el apéndice 1.

Los poderes caloríficos de los combustibles más utilizados -  
son:

Combustóleo	10 019 Kcal/lt
Gas Natural	8 460 Kcal/m <sup>3</sup>
Gas L.P.	6 614 Kcal/lt
Diesel	9 243 Kcal/lt

Factores de Conversión:

$$1 \text{ KW} = 860 \text{ Kcal/hr} = 3600 \text{ KJ/hr} = 3412 \text{ BTU/hr} = 0.2843 \text{ Ton Refrig.}$$

Precio Ponderado del KWh:

$$(\$/\text{KWh})_P = \frac{\$}{\text{KWh}} + \frac{\$/\text{KW}}{(\text{f.c})(730.5) [\text{hr/m}]}$$

f.c = factor de carga

**CAPITULO II**  
**EVALUACION DE UN PROYECTO**  
**DE COGENERACION**

## CAPITULO II. EVALUACION DE UN PROYECTO DE COGENERACION.

Hoy en día las empresas eléctricas no solo enfrentan el problema de incrementar su eficiencia de operación y mantener sus -- costos razonables, sino además, tienen que hacerlo manteniendo la calidad del servicio eléctrico y su confiabilidad.

Como ya se mencionó en el capítulo anterior, una de las mejores maneras de incrementar la eficiencia de utilización de una -- fuente energética común para la generación de energía eléctrica -- (o mecánica) y energía térmica, es por medio de la cogeneración; con la subsecuente compra de excedentes de energía eléctrica (si los hubiesen) por la empresa eléctrica. Cabe señalar que, su adaptabilidad a las condiciones de un proceso concreto está determinada por el nivel y la proporción de los consumos energéticos y térmicos del proceso. Cuando se dan las condiciones, se puede reducir de 30 a 50 % el costo de la energía.

La factibilidad económica de un proyecto o sistema de cogeneración dependerá también del tamaño de los dispositivos motrices utilizados (ver capítulo I, punto B). "La selección adecuada de -- los equipos principales que configurarán el sistema de cogeneración, y la determinación de los modos de operación en los que ha de trabajar, son las primeras y más importantes decisiones que se deben tomar."(10). Así mismo, se deben considerar los costos rela

---

(10) ORTIZ DE ARTIÑANO, ALFONSO V. Dimensionamiento de Plantas de Cogeneración - Sener Las Arenas, CONAE, Primeras Jornadas de Cogeneración, Junio 1992.

tivos de los combustibles disponibles, las necesidades térmicas y eléctricas, la variabilidad de los consumos y las posibilidades de mantenimiento por parte del usuario.

#### A. ANALISIS DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA Y TERMICA.

Cuando en una planta se está consumiendo energía térmica y energía eléctrica en cantidades importantes y con un número elevado de horas de funcionamiento, conviene realizar un análisis de viabilidad del proyecto de cogeneración; así mismo, se puede aplicar éste análisis de viabilidad a proyectos nuevos. El análisis de viabilidad es un análisis técnico y económico de las instalaciones, mostrará los costos energéticos anuales, es decir, el costo actual de la energía térmica y eléctrica utilizada de acuerdo con la aplicación de las tarifas vigentes a las que la empresa está sujeta, indicará las nuevas demandas energéticas y los futuros costos para la energía prevista a consumir, así mismo, posibles ingresos por la venta de excedentes eléctricos a la red.

El primer paso en el estudio de factibilidad, será el análisis de los consumos de energía térmica y eléctrica. El objeto de este análisis, es obtener una idea suficientemente exacta de cuál es el comportamiento de los consumos de la energía eléctrica y térmica a lo largo de todo el año.

Para obtener el comportamiento de los consumos de energía térmica y eléctrica se deberá:



- a) Contar con equipo de medición adecuado para medir la energía - térmica y eléctrica.
- b) Determinar períodos de paro y funcionamiento de los equipos -- consumidores de la instalación. Para realizar un estudio de -- viabilidad correcto será necesario obtener el total de horas - de paro y funcionamiento y situarlas cronológicamente, ya que los consumos de energía eléctrica tienen diferente costo económico unitario en función de que se den horas punta o base. También se deberá tener en cuenta que los rendimientos de los elementos motores varían con la temperatura de admisión del aire y éste sufre oscilaciones diarias y estacionales.
- c) Cuando, además de los medidores de energía eléctrica, existan medidores de energía térmica, se deberán efectuar lecturas de los mismos, con la mayor frecuencia posible. Para obtener información más completa, se deberá contar con contadores provistos de registros gráficos.
- d) Cuando no existan medidores de energía térmica individualizados para cada uno de los puntos de consumo, se partirá de los datos de los consumos existentes (mensuales o diarios). Tomando en cuenta el número de horas de operación y la variación de la carga, se puede obtener un valor estimado de la carga térmica horaria.
- e) Se ha de intentar obtener datos no solamente de los consumos - de energía térmica, sino también de las producciones de vapor

cuando la energía térmica se destina a esta, ya que se debe tener en cuenta que cuando sea necesario instalar un nuevo generador de vapor o un recuperador de calor, el rendimiento será distinto del que tenía el antiguo generador de vapor.

- f) Cuando las lecturas del consumo se realicen mediante contadores, se deberá evitar que el período de tiempo que se destine a la lectura coincida con un período de operación no representativo de los consumos a lo largo del año. Será necesario efectuar las lecturas en los momentos más representativos de la actividad.
- g) Estudiar la posibilidad de eliminar máximos puntuales de consumos que sean de corta duración.

Los datos de demanda térmica se recolectarán a partir de registradores de flujos de vapor, agua caliente, corrientes térmicas, etc. En algunos casos será necesario calcularlos a partir de consumos del combustible utilizado para satisfacer las necesidades de calor. Se puede decir que la obtención de estos datos implica mayor problema que la de los eléctricos, ya que la instrumentación necesaria para realizarla no posee la misma facilidad de implantación que la eléctrica, no debe descartarse incluso la necesidad de elaborar balances térmicos para determinar los datos.

## B. COSTOS DE CONSUMOS DE ENERGIA.

La viabilidad en un proyecto de cogeneración implica el análisis de los costos de la energía térmica y de la energía eléctrica anuales, por lo que es necesario hacer una valorización previa y correcta de los costos de estas energías. Por tal razón, es indispensable tomar en cuenta lo siguiente:

- a) "Determinar la tarifa aplicada, tipo de discriminación horaria y consumos en períodos de punta y base. Optimización de la tarifa." (11). De acuerdo con la estructura tarifaria eléctrica, conocer la tarifa aplicada, el tipo de discriminación horaria y los consumos en horas punta y base (ver apéndice 1). En todo caso, la información puede obtenerse de los recibos correspondientes de la energía eléctrica durante el período de un año. Una política incorrecta de operación de la planta puede originar costos muy elevados de la energía eléctrica comprada.
  
- b) "Verificar si el combustible a utilizar en la cogeneración es el mismo que el utilizado actualmente y en caso contrario, posibles extracostos o disminución que ocasionaría su implantación." (12). Cuando se están empleando combustibles líquidos para la producción de la energía térmica, habrá que tener en -

---

(11) IDOM, Op. Cit. pág. 9.

(12) Idem.

cuenta la posibilidad de obtener gas natural (el cuál es utilizado en la mayor parte de los casos), ya que el costo de los combustibles líquidos es mayor debido a la serie de costos extras, los cuales tienen una gran importancia económica.

En el caso del combustóleo, estos costos extras pueden resumirse en :

- 1) Transportación, mantenimiento de temperatura en tanques y elevación de temperatura antes de su consumo en quemadores.
- 2) Pulverización del combustible.
- 3) Mano de obra en manipulación del combustible y control de descargas.
- 4) Mano de obra en limpieza de generadores de vapor.
- 5) Extracosto financiero por pago anticipado del combustible.
- 6) Construcción de tanques de almacenamiento.

Estos costos extras son los de mayor importancia, por lo que el total de los costos extras pueden llegar a ser entre el 3 y el 10 % del costo unitario de éste combustible.

### G. CONTINUIDAD Y CALIDAD DE LA ENERGÍA.

Desde el punto de vista de la oferta de la energía, la necesidad de un sistema de cogeneración puede surgir de la imposibilidad o la inconveniencia del suministro del servicio de energía eléctrica por parte de la compañía suministradora, por la existencia de algún impedimento técnico o de razones económicas para un suministro normal por parte de la compañía suministradora, o por falta de continuidad en el suministro asociada a los requerimientos del proceso, de manera que se asegure el mismo en cuanto a -- continuidad y calidad de la energía.

"El uso de un sistema de cogeneración garantiza, total o parcialmente, el suministro y la calidad de energía eléctrica para la industria, de lo cual, un uso decisivo de los sistemas de cogeneración se da en los centros donde no es posible tener fallas en el suministro de energía eléctrica, como es el caso de los hospitales." (13).

Desde el punto de vista del consumidor de energía, en la selección de opciones para la implantación de un sistema cogenerativo intervienen de manera decisiva los comportamientos de su demanda de energía eléctrica y térmica con el tiempo, y la calidad de la energía térmica.

---

(13) INSTITUT CATALA D'ENERGIA. Promotion of Cogeneration. Barcelona, España. pág. 3.

Los ahorros de combustible y la economía de la cogeneración surgen de las leyes de la termodinámica que nos dicen que una fuente de calor a una temperatura elevada tiene mayor capacidad de hacer trabajo que la misma cantidad de calor a una temperatura -- más baja. Entonces, el calor a alta temperatura se convierte en -- electricidad y después se utilizan las corrientes a menor temperatura como calor de proceso. Si sólo se necesitara calor de proceso y fuera utilizada la electricidad en un calentador de resistencia para obtener calor adicional de proceso, habría una pérdida -- neta, en comparación con un generador de vapor eficiente para calor de proceso.

A diferencia de la energía eléctrica que está disponible para cualquier aplicación en todo momento, la disponibilidad de la energía térmica dependerá en todo caso de la segunda ley de la -- termodinámica, la cual nos dice: "No es posible un proceso cuyo -- único resultado sea la absorción de calor procedente de un foco y la conversión de este calor en trabajo." (14). De lo cual, no es posible ninguna transformación termodinámica cuyo único resultado sea la absorción de calor de un solo foco y la producción de una cantidad equivalente de trabajo, de manera que de la energía total, sólo una porción será la disponible.

La calidad de la energía se determina con la aplicación de -- la segunda ley de la termodinámica, a partir de ésta, podemos cuantificar qué porción de la energía térmica se puede aprovechar --

---

(14) ZEMANSKY, MARK W. Calor y Termodinámica. Ed. Aguilar; IV ed. 1979, Edición Española. pág. 180.

realmente como trabajo. Esto se evalúa a partir de la siguiente expresión, siempre que los cambios en las energías cinética y potencial sean despreciables:

$$\dot{W}_{\text{máx}} = \dot{m} \left[ (h - T_0 S)_{\text{entrada}} - (h - T_0 S)_{\text{salida}} \right]$$

donde:  $\dot{W}_{\text{máx}}$  = trabajo reversible por unidad de tiempo máximo aprovechable.

$\dot{m}$  = flujo másico del gas o vapor.

$h$  = entalpía del gas.

$T_0$  = temperatura de un estado de referencia (estado muerto)

$S$  = entropía del gas.

En la expresión anterior se puede observar que el trabajo reversible aumenta siempre que aumente la diferencia de entalpía, mientras que si la producción de entropía aumenta, el trabajo reversible disminuye. A la energía disponible se le denomina usualmente como exergía (ver capítulo I, punto D).

Por tanto, podemos concluir que con la aplicación de los sistemas cogenerativos nos conducirán al mejoramiento de la calidad y economía del suministro de energía.

D. EXCEDENTES Y DEFICIENCIA DE ENERGIA  
EN UN PROYECTO DE COGENERACION.

Los esquemas de cogeneración vienen a ser una herramienta -- poderosa para la utilización de la energía. Sin embargo, el punto crítico en el diseño y operación es la coordinación entre la rapidez de generación y los requisitos de vapor de proceso. Son necesarias instalaciones de generación de vapor adicionales para compensar los períodos cuando la razón de generación de electricidad disminuye. Durante la fase de diseño, debe fijarse la atención -- sobre la capacidad de transportar y almacenar excesos de energía térmica en períodos de generación de electricidad de punta. Esto proporciona una fuente de calor que puede utilizarse en horas de deficiencia.

Una vez que se ha realizado el análisis de consumos, la descripción del funcionamiento de la instalación y la estimación de los costos de la energía, se procede a plantear una serie de alternativas de cogeneración que deben contemplar distintos elementos motores, así como una variada gama de potencias en función -- del factor limitativo de diseño.

Algunas de las opciones que se pueden plantear a partir de -- las características particulares de las plantas, son las siguientes:

- 1.- En el caso de una planta en donde se requieren grandes cantidades de energía térmica y sus necesidades de energía eléctri



ca sean relativamente más bajas, de manera que si tomando como referencia la eficiencia térmica típica de los motores primarios, ésta supera ampliamente a la relación de requerimientos de energía eléctrica a térmica, entonces se pueden plantear las siguientes opciones:

- a) Cubrir las necesidades mínimas de energía eléctrica, con el motor primario adecuado a la capacidad mínima requerida dependiendo del motor, el generador funcionará de base comprando el resto de la energía a la red, o como seguidor de carga cuando sea posible; en estos casos se cubrirá sólo una porción de la energía térmica por medio de la cogeneración.
- b) Cubrir las necesidades mínimas de energía térmica, sin que en ningún momento existan excedentes. El nivel de potencia térmica definiría el tipo de motor primario; en este caso quedaría un exceso constante de energía eléctrica que se podría vender a la red.
- c) Cubrir las necesidades de energía térmica como en el caso anterior, pero considerando la producción de vapor de alta presión junto con turbinas de contrapresión, obteniéndose así una mayor cantidad de energía eléctrica.

En la selección de alguna de las dos últimas opciones deberá contemplarse que no se excedan los flujos de gases con respecto a los manejados sin considerar la cogeneración, y la forma

de aprovechamiento de la energía térmica, de esto dependerá - que estas opciones sean válidas.

2.- En el caso de una planta con una relación de sus necesidades de energía eléctrica a sus necesidades de energía térmica sea del orden de la eficiencia térmica típica de los motores primarios, las opciones para adoptar un sistema de cogeneración, son las siguientes:

- a) Cubrir las necesidades mínimas de energía eléctrica por -- medio del motor primario adecuado. Con esta opción sólo se produciría una porción de la energía eléctrica necesaria, comprándose el resto. Para las necesidades puntuales de -- energía térmica se podrían utilizar los gases mediante --- postcombustión, como una de las posibilidades.
- b) Aprovechar el esquema existente utilizando los gases de -- salida del motor primario como comburente en quemadores -- especiales, produciéndose una porción menor de energía --- eléctrica que en la opción anterior.

No se puede plantear como opción la venta de energía eléctrica a la red por la cantidad de energía térmica producida en - exceso, lo que provocaría un resultado adverso en el terreno económico.

**CAPITULO III**  
**METODOLOGIA PARA LA SELECCION**  
**DE UN PROYECTO**

### CAPITULO III. METODOLOGIA PARA LA SELECCION DE UN PROYECTO.

En la selección de los sistemas de cogeneración, intervienen tanto criterios técnicos como criterios económicos, sin embargo, al realizar el análisis de cada uno de los casos de cogeneración, se debe tener en cuenta que para cada proceso en cada industria - tanto los criterios técnicos como los económicos varían, por lo que se dice que cada proyecto de cogeneración se asemeja a un traje hecho a la medida. Una metodología recomendada tanto para elaborar el diagnóstico de la planta como para contar con argumentos de selección del mejor proceso de cogeneración es la que a continuación se propone.

#### ETAPA DE DIAGNOSTICO

Las etapas que éste implica son la preparación de un cuestionario en el cual se anotan todas las características de operación de la planta, preparación del modelo matemático para aplicar el análisis de alternativas, coordinación para visita al sitio y traslado para toma de datos y verificación de información, entrega y llenado del cuestionario, recorrido de instalaciones para -- verificar el estado de los equipos y el tipo y calidad del mantenimiento, determinación de mediciones complementarias que tengan que hacerse en el sitio, colección de información sobre horarios y patrones operativos en la planta y planes de ampliación en su caso, y finalmente la validación de los datos obtenidos.

**ETAPA DE DETERMINACION DE ALTERNATIVAS TECNICAS FACTIBLES**

En esta etapa se determinan las alternativas técnicas factibles de cogeneración que dependerán de factores como el balance energético vapor/energía eléctrica futuro, que determinara la relación de energía térmica útil a energía eléctrica, presiones y temperaturas del vapor entregado a los diferentes sistemas del proceso, tipo de combustible disponible. Las alternativas a considerar para proyectos de cogeneración, dependerán además, del objetivo general del sistema que puede ser:

- 1.- Cubrir las necesidades de energía eléctrica, sin que haya excedentes y cubrir una parte de la energía térmica.
- 2.- Cubrir las necesidades de energía térmica, con posibilidades de contar con excedentes eléctricos para venderlos a la red.
- 3.- Cubrir las necesidades de energía térmica cubriendo solamente una parte de los requerimientos eléctricos, y complementar, - este último, con energía eléctrica de la red.

Para cada uno de los sistemas se analizan alternativas técnicas, acordes con el objetivo de operación del sistema que haya sido seleccionado.

#### A. BALANCES DE ENERGÍA.

Como uno de los pasos relevantes en el análisis de factibilidad para la implementación de un sistema cogenerativo en una planta existente o como parte integral de una planta nueva, se encuentra la determinación del balance de energía.

Es importante mencionar que la Ley del Servicio Público en Materia de Autogeneración establece como requisito la presentación de un plano del balance térmico en el caso de proyectos nuevos y dos planos cuando se trata de una ampliación o modificación a un sistema existente conteniendo los balances térmicos actuales y propuestos.

El balance de energía es el análisis termodinámico formal -- por medio del cual se determinan los flujos de energía térmica y mecánica asociados a la planta. De esa manera se determinan para la planta en su conjunto y para los elementos de la misma sus entradas y/o salidas de energía en forma de calor, y en forma de -- trabajo. Con la información obtenida será posible identificar la viabilidad y el costo asociado al manejo de la energía, particularmente la energía térmica.

Los balances térmicos de las plantas se determinan a partir de los parámetros de diseño en el caso de un proyecto nuevo, considerando en todo caso los datos disponibles de los equipos e instalar, y por medio de la medición directa de los mismos en la -- planta de operación; en la última situación, se puede lograr el

balance contando con todos los datos o bien obteniéndose algunos de los resultados de manera indirecta. De manera general las mediciones serán de entradas de energía (térmica, mecánica, eléctrica, fluente), descargas, y pérdidas de energía al medio ambiente, todas ellas llevadas a cabo con el equipo adecuado.

La medición de la energía suministrada comprende a todos los tipos de energías consideradas, por lo que la determinación exacta del balance requerirá la obtención de los valores de cada flujo. Se involucran mediciones de energía eléctrica; flujos de aire, agua, vapor junto con sus condiciones de presión, temperatura y calidad en su caso; composición y características de los combustibles empleados; consumos de combustible, etc.

Las pérdidas de energía son una fuente de incertidumbre en el cálculo del balance por la mayor dificultad asociada a su medición. La medición de las pérdidas térmicas involucran la estimación de coeficientes globales de transporte de calor en condiciones que pueden ser muy variables en cuanto a características reales de aislamiento, distribuciones de temperaturas, etc. En muchas ocasiones se recurre a cerrar el balance por diferencia de las entradas y salidas, incluyendo en éstas pérdidas a todos los efectos difíciles de cuantificar. Para obtener un balance más exacto, será necesario obtener la medición de los gases producto de la combustión, ya que estos también representan salidas de energía. Con la ayuda de algunos equipos actuales se ha hecho posible determinar más fácilmente ciertos tipos de pérdidas.

En el estudio de la implementación de un sistema cogenerativo, dependiendo de las características de la planta o proceso se tendrá que efectuar el balance asociado a alguno de los tres tipos generales de sistemas:

- 1.- Balance de energía de un sistema cogenerativo con turbinas de vapor. Este balance involucra principalmente el balance térmico de la o las calderas, evaluando el uso del vapor, ya sea en producción de energía eléctrica o como energía térmica para proceso, así como la determinación de los consumos de energía eléctrica externa.
- 2.- Balance de energía de un sistema cogenerativo con turbina de gas. Involucra principalmente el balance térmico de hornos y ciclos de potencia con turbinas de gas (ciclo Brayton), evaluando el uso de los gases en la producción de electricidad, como energía térmica para proceso, y el cálculo de los consumos de energía eléctrica externa.
- 3.- Balance de energía de un sistema cogenerativo con motores de combustión interna (diesel). Este balance involucra los consumos de energía térmica en los procesos, y evaluando el uso de los gases producto de la combustión y el agua del sistema de enfriamiento en las necesidades de energía térmica; asimismo el cálculo de los consumos de energía eléctrica externa.

La ejecución del balance de energía requiere la aplicación de la primera ley de la termodinámica que para el caso de proce--



tos en los que se tenga estado permanente se representa con la siguiente expresión:

$$Q = \Delta E + W$$

donde  $\Delta E = \Delta H + \Delta E_c + \Delta E_p$

Usualmente sólo  $\Delta H$  es importante, por lo que la ecuación anterior se reduce a:

$$Q = \Delta H + W$$

En la realización del balance energético, se deberán incluir los consumos anuales de energía térmica de los elementos primarios, el consumo anual de energía (en su caso) de los elementos de post-combustión, la energía eléctrica anual generada para condiciones de horario base y punta, la energía eléctrica anual que se requiere de la red (en horarios base y punta) y la energía eléctrica excedente que se vendería a la red, en caso de que hubiesen estos excedentes (en horarios base y punta).

A partir de los balances de energía se determinará cuantitativamente el potencial de un sistema para adoptar un sistema de cogeneración o definir su participación en un proyecto nuevo desde el punto de vista técnico; la decisión final la dictará la economía asociada al proyecto.

La realización de cualesquiera de los balances anteriores no excluye la posibilidad de analizar el aprovechamiento del calor de desperdicio.

**B. COSTOS DE PRODUCCION DE LAS ENERGIAS UTILES  
EN COGENERACION E INDIVIDUALMENTE.**

Se consideran tres costos básicamente para el análisis de factibilidad de un sistema de cogeneración y que son: inversión, Combustible, y Operación y Mantenimiento.

Estos costos deben ser obtenidos tanto para el sistema de cogeneración como para el de producción de energía térmica en pesos por hora (\$/hr), obteniéndose los totales correspondientes como se muestra en la tabla III.1; la diferencia de los dos totales dividida entre la demanda de potencia eléctrica media del sistema cogenerativo (en KW) dará el costo del KWh cogenerado, el cual debe ser menor al precio del KWh ponderado de acuerdo a la tarifa correspondiente de suministro y al factor de carga de la industria en cuestión.

Tipo de Costo	Sistema Cogenerativo (\$/hr)	Producción de Energía Térmica (\$/hr)
Inversión	A1	A2
Combustible	B1	B2
Operación y Mantenimiento	C1	C2
Costo Total	$A1 + B1 + C1 = D1$	$A2 + B2 + C2 = D2$

Tabla III.1. Costos de Producción de Energía.

Por lo tanto, el costo del KWh cogenerado, si F es la demanda media de potencia en KW, es:

$(D1 - D2) / F$  (\$/KWh) Cogenerado.

Por lo que, para que un proyecto de cogeneración sea factible se debe cumplir con:

$(\$/KWh)$  Cogenerado  $<$   $(\$/KWh)$  Ponderado

y de esta manera se conocerá la rentabilidad del proyecto, de acuerdo a la recuperación de capital de esta diferencia de costos por el número de KWh finalmente consumidos anualmente.

#### 1. COSTOS DE INVERSIÓN.

El primer costo de una partida es considerada en la inversión inicial total requerida. Así por ejemplo, "Para la compra e instalación de maquinaria de control numérico, el primer costo de la instalación de la maquinaria puede consistir del mayor acompañamiento de elementos: (1) el costo de la maquinaria básica, (2) costos para el entrenamiento de personal, (3) costos de embarque e instalación, (4) costos iniciales de herramientas, y (5) costos de equipo de respaldo". (15)

Por esta razón, todas las partidas de costos iniciales necesarias para poner a trabajar una unidad de equipo deben ser consideradas como parte de la inversión original total hecha en la unidad.

---

(15) WHITE, JOHN A. Principles of Engineering Economic Analysis. Ed. John Wiley and Sons; 3a. ed. 1989, U.S.A. pág. 27.

Por lo tanto, en un sistema cogenerativo se consideran dentro de los costos de inversión a todo el equipo y accesorios del sistema en cuestión, y en caso de vender excedentes de energía eléctrica se deberá considerar además los equipos de sincronización.

Es necesario conocer el factor de planta (f.p); es decir, la relación de horas de operación del sistema entre el número de horas por año, y así obtener la vida útil de los equipos. En la práctica, generalmente se realiza una depreciación lineal de los equipos y accesorios, de lo cual, su nombre se desprende del hecho de que el valor en libros del activo, decrece linealmente con el tiempo, por que cada año se tiene el mismo costo de depreciación. Por lo que el costo de la inversión será:

$$C.I = \frac{\text{Costo inicial} - \text{Valor de salvamento}}{\text{Vida útil en años} \times f.p \times 8760 \frac{\text{hr}}{\text{año}}} \left[ \frac{\$}{\text{hr}} \right]$$

donde f.p = Factor de Planta.

## 2. COSTOS DE COMBUSTIBLES.

Estos costos comprenden los costos de los combustibles utilizados en el sistema correspondiente, a los cuales se les deben agregar los fletes en caso dado, asimismo, cuando se estén consumiendo combustibles propios, se debe considerar su valor agregado como es el caso del bagazo de caña de los ingenios azucareros. Por lo que el costo de combustible será:

C.C = [Consumo combustibles x Precio unitario] + Flete +  
 Valor agregado (\$/hr).

### 3. COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO.

Los costos de operación y mantenimiento son costos a los que se recurre por necesidad para la operación y mantenimiento detallado de la vida útil de los equipos y maquinaria. "Los costos de operación comúnmente consisten en trabajo, material y gastos de partida. Dependiendo de la estimación del sistema usado por una firma, un amplio rango de factores de costo pueden ser incluidos en una mayor clasificación de costos de gastos. Los gastos de partidas típicas son los combustibles o potencia eléctrica, prima de seguro, cargos del inventario, trabajos indirectos, gastos administrativos y de dirección, etc." (16)

Los costos de operación y mantenimiento son costos anuales, sin embargo, los costos de mantenimiento pueden no ser sobre una base anual. De modo que es, "... un programa uniforme anual de mantenimiento preventivo o de ser posible de menor seguimiento, de lo cual, ello puede ser política, de modo que el mantenimiento es ejecutado únicamente cuando es necesario que cuando es requerida una mayor revisión. En la mayor parte de los casos, la política de mantenimiento habría consistido tanto de mantenimiento preventivo como de mantenimiento "necesario" ". (17)

---

(16) WHITE, JOHN A. Op. Cit. págs. 27 y 28

(17) Idem.

Por lo tanto, en los costos de operación y mantenimiento se incluirán los salarios y prestaciones (seguro social) de todo el personal inmiscuido en el sistema en estudio para darle mantenimiento, los servicios externos requeridos, los gastos generales y las refacciones compradas, que sumen un total que dividido entre el número de horas de operación de dicho sistema dará por resultado los costos de operación y mantenimiento.

Algunas veces los costos de refacciones y servicios externos son difíciles de predecir, por lo que es posible representarlos en modelos matemáticos preestablecidos. Los costos de operación y mantenimiento son:

$$C.O.M = \frac{\text{Salarios + Prestaciones + Servicios externos + Gastos generales + Refacciones}}{\text{Número de horas de operación}} \left[ \frac{\$}{\text{hr}} \right]$$

### C. IMPACTO AMBIENTAL

Es evidente la creciente sensibilización de la sociedad por los procesos industriales que pueden afectar al medio ambiente. - En general, todas las plantas de generación de energía producen - emisiones químicas o radiológicas perjudiciales, además de presentar riesgos de accidentes. El hecho de que las plantas de cogeneración sean pequeñas, disminuyen estos riesgos.

Cualquier máquina de combustión expulsa a la atmósfera, junto con sus gases de escape ( $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ ), determinadas sustancias - consideradas nocivas para la conservación del medio ambiente. Estas sustancias pueden clasificarse en :

- 1.- Hidrocarburos no quemados ( $\text{HC}_x$ ).
- 2.- Óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ).
- 3.- Monóxido de carbono (CO).
- 4.- Compuestos derivados del azufre ( $\text{SO}_x$ ).

Otro agente contaminante es el ruido, el cual es generado en las centrales térmicas y depende en gran parte del tipo y dimensiones de la caldera y quemadores utilizados y de las propiedades de los combustibles utilizados. Este tipo de contaminante, además de afectar la salud del personal, afecta el comportamiento de los materiales y las estructuras que conforman el edificio, dado que induce vibraciones que de alcanzar las frecuencias de resonancia de los componentes puede causar daños considerables.

En la actualidad, en la mayor parte de aplicaciones de cogeneración con motores alternativos o turbinas se utiliza como combustible el gas natural. Las emisiones de  $\text{SO}_2$ , que contribuyen en un 45 % a la lluvia ácida, son prácticamente nulas en los motores y turbinas de gas, ya que el gas natural suministrado por la red pública (PEMEX), está exento de tal contaminante, salvo en el caso que se añada algún aditivo odorante, que en cualquier caso puede contabilizarse en el orden de unas pocas partes por millón (ppm). Por contra, las centrales térmicas, tanto de carbón como de combustóleo, producen cantidades considerables de óxidos de azufre, compuesto que aparece sistemáticamente en el combustible empleado.

#### 1. CONTRIBUCION DEL GAS NATURAL A LA REDUCCION DE EMISIONES CONTAMINANTES. (18)

El gas natural es un combustible que en todas sus aplicaciones contribuye a disminuir el nivel de las emisiones contaminantes. Las razones que sustentan esta afirmación son:

- a) En su composición no participa el azufre y por esta razón, entre sus productos de combustión no aparece el dióxido de azufre.
- b) La tecnología de combustión ha desarrollado diversas técnicas para disminuir la formación de óxidos de nitrógeno. Estas técnicas son fundamentalmente dos y ambas están orientadas a dis-

---

(18) MONEDERO DE LA VEGA, ARTURO F. Op. Cit. pág. 189. Módulo IV.



minuir la temperatura de llama, ya que es conocido que la formación del óxido de nitrógeno es tanto mayor cuanto más alta es la citada temperatura. El primer procedimiento para conseguir la reducción deseada consiste en la inyección de vapor o agua en las cámaras de combustión, el segundo está basado en el aumento del exceso de aire de combustión en la zona primaria y en una reducción de aire de refrigeración.

- c) Por unidad de energía consumida la cantidad de anhídrido carbónico producido es inferior a la de los demás combustibles -- fósiles.
- d) Tanto en las aplicaciones industriales del gas (cogeneración, aplicaciones directas, etc.) como en la generación eléctrica -- el gas natural permite obtener elevados rendimientos que disminuyen el consumo de energía primaria y en consecuencia la -- producción de contaminantes.
- e) En la combustión del gas natural no se producen partículas sólidas.

Por tanto, la contribución de la cogeneración a la preservación del medio ambiente es a través de la premisa que menciona -- que "el combustible no quemado no contamina". Esto se aplica dado que en un proceso de cogeneración, para generar la misma cantidad de energía útil llámese eléctrica o térmica, se utiliza menor --- cantidad de combustible. Además, generalmente, los combustibles -- necesarios en un sistema de cogeneración son combustibles que de-

ben contener un mínimo de contaminantes dadas las características de las turbinas de gas, las cuales son el componente principal de los sistemas de cogeneración. Se utiliza principalmente gas natural que es un combustible limpio, ya que en muchos casos los gases de escape se envían directamente a la cocción de productos en la industria alimentaria.

#### D. EVALUACION ECONOMICA DE UN PROYECTO DE COGENERACION.

La decisión final para llevar a cabo una instalación de cogeneración recae sobre el análisis económico. En los apartados siguientes se analizan los diferentes aspectos que influyen en el análisis económico de un proyecto de cogeneración.

El análisis de prefactibilidad económica de las inversiones, debe ser realizado para indicar en forma preliminar el "nivel de inversión" y compararlo con el ahorro anual neto operativo para producir el indicador conocido como el "tiempo de recuperación simple".

##### 1. COSTOS.

Los costos del ciclo de vida para una partida es la suma de todo el desembolso (o gasto) de la partida durante la vida útil de servicio. El término partida debiera ser interpretado en general como el sentir de una máquina, una unidad de equipo, un producto de línea, un proyecto, un edificio, un sistema, etc. Los costos del ciclo de vida puede incluir ingeniería de diseño y cos

tos de desarrollo, costos de fabricación y pruebas, costos de operación y mantenimiento y costos de ventas. Los costos del ciclo de vida puede también ser expresados como el total de la adquisición, operación, mantenimiento y costos de ventas.

Para el caso general de un grupo de cogeneración, el cual involucra la producción de energía eléctrica y térmica, se deben considerar los siguientes grupos de costos: motor primario (motor alternativo o rotatorio), generador eléctrico más la bancada, recuperadores de calor, personal involucrado en el sistema, e instalación y mantenimiento.

Las partidas principales en la que se subdividen las inversiones según las alternativas serían:

- 1.- Grupo motor-alternador. Es la partida más importante en un sistema cogenerativo. El costo por KW instalado atribuido al grupo es distinto, según su elemento motor, ya que puede utilizarse una turbina de gas, una turbina de vapor o bien un motor diesel o de gas.

En general, el costo por KW desciende en el caso de las turbinas de gas y de las turbinas de vapor a medida que aumenta su potencia, estando por debajo las turbinas de vapor con relación a las turbinas de gas. Los motores diesel y motores a gas tienen un costo por KW inferior al de las turbinas de gas de potencia equivalente, siendo además menor su oscilación a medida que aumenta la potencia.

El motor primario es el grupo principal de costo del conjunto. Su costo depende mucho del combustible (ya sea gasóleo, gas natural, propano, biogas u otros gases).

El alternador junto con la bancada y demás elementos de acoplamiento y soporte, forman un grupo de costo muy poco dependiente de las condiciones de la instalación.

2.- Equipos térmicos. Es la partida de segundo orden más importante que deben considerarse en los sistemas de cogeneración, la cual involucra a los recuperadores e intercambiadores de calor, motores, calderas alta presión para turbina a contrapresión, calderas de recuperación de gases de escape, quemadores de post-combustión.

En cuanto a los sistemas de recuperación de calor, el costo por KW (potencia referida al elemento motor) en los sistemas de cogeneración se incrementa en función de la complejidad de los mismos y también disminuye con la potencia.

El costo de los recuperadores de calor está en función del sistema de aprovechamiento del agua de refrigeración del motor y/o del escape.

3.- Otros componentes que tienen efectos económicos son los siguientes:

a) Estructuras.

- b) Instalación eléctrica (transformación, interconexión, protección, cableado, etc.).
- c) Equipos complementarios (tratamiento de agua de alimentación, desgasificadores, intercambiadores, bombas y ventiladores, acumuladores de vapor, etc.).
- d) Tuberías para conducción de gases y vapor.
- e) Acometida y preparación de combustible.
- f) Compresor de gas, instalación de gas, grupos de regulación.
- g) Proyecto, instalación y obra civil.

No es fácil hacer una estimación general del costo de los paneles de operación y control de los motores ni del sistema de regulación de los mismos, ya que no depende del tamaño de la instalación sino de las condiciones de diseño de la misma y del grado de automatización deseado (conexión a la red pública, exportación de energía eléctrica, etc.).

Los costos de instalación dependen de la complejidad del sistema de recuperación de calor (sobre todo en el caso del motor alternativo) y de la presión de suministro de gas natural (necesidad de compresor en el caso de la turbina).

El mantenimiento de las turbinas de gas es mucho más imprevisible, ya que su mantenimiento habitual es más económico, pero la frecuencia de las intervenciones de orden mayor dependen de factores tales como el número de arranques o la limpieza de los filtros de aire.

El conjunto de todas estas partidas variará fundamentalmente en función del equipo de cogeneración seleccionado.

En el aprovechamiento directo de los gases en un secador, -- todas las partidas correspondientes al vapor carecen de sentido y la inversión por estos conceptos es inferior.

## 2. CRITERIOS ECONÓMICOS.

La decisión de instalar un sistema cogenerativo depende del análisis técnico-económico previo, este se realiza a partir de -- los datos de consumos previstos (o reales si se trata de una instalación existente) y de las necesidades energéticas del usuario (electricidad, vapor, agua caliente). Normalmente, en una primera fase se consideran varias posibilidades de nivel de potencia a -- instalar y del tipo de motor primario.

La mayoría de las instalaciones viables se sitúan en un período de retorno de la inversión simple inferior a tres años. La tabla III.2 muestra los principales criterios económicos a considerar en un proyecto.

Horas de funcionamiento anuales.
Posibilidad de venta a la red.
\$/KWh eléctrico - \$/KWh térmico.
Políticas fiscales.
Costo de equipo.
Recorte de puntas de consumo eléctrico.

Energía térmica/Energía eléctrica. Período de recuperación de la inversión.
--------------------------------------------------------------------------------

### III.2. Criterios económicos para un sistema de cogeneración.

Los factores que intervienen en el atractivo económico de -- una instalación comercial de cogeneración son:

- 1) El costo adicional de la instalación del motor primario y del generador.
- 2) Los costos adicionales de operación y mantenimiento para la -- autogeneración.
- 3) El costo capital adicional de presiones de vapor más elevadas.
- 4) El costo del combustible.
- 5) La magnitud de la carga de vapor de proceso.
- 6) La magnitud de la carga eléctrica.
- 7) La dinámica de las cargas de vapor y electricidad.
- 8) El potencial para "separar carga" durante emergencias.
- 9) La razón de demanda de la electricidad comprada.
- 10) La razón de kilowatts-hora de la electricidad comprada.
- 11) La razón de capacidad de respaldo suministrada por la empresa eléctrica.
- 12) La razón de crédito para potencia ininterrumpida.
- 13) El crédito-débito para el voltaje suministrado.
- 14) El valor de venta de la electricidad en exceso de la indus--  
tria.

Los primeros ocho factores caen dentro del control o conocimiento del cogenerador; los seis restantes son definidos de acuerdo a la política gubernamental en materia de energía eléctrica.

### 3. ANALISIS DE RENTABILIDAD.

Al término de la realización de la estimación de los costos de la energía en la situación previa a la cogeneración, la estimación de los costos tras la instalación de cogeneración y la estimación de la inversión a realizar, se estará en condiciones de calcular los ahorros económicos derivados del sistema cogenerativo instalado y, una vez deducidos los costos de mantenimiento, -- realizar un análisis o rentabilidad económica. A continuación se analizan algunos de los métodos utilizados en el análisis económico.

#### a. METODOS SIMPLES DE EVALUACION ECONOMICA.

Los procedimientos más simples que usan las industrias para tratar de evaluar las alternativas y las cantidades de inversiones son la inspección visual, el período de recuperación y utilidad sobre la inversión (métodos que se consideran "parciales" en este estudio, debido a que no establecen en forma completa la conveniencia económica de las alternativas).

A pesar de sus limitaciones, las técnicas de análisis parciales pueden servir para un objetivo útil, pues pueden dar una medida a un primer nivel, de la utilidad del proyecto, por lo que re-



lativamente hablando, la técnica parcial es rápida, simple y de cálculo poco costoso. Por lo tanto, pueden usarse como dispositivos iniciales de selección, para eliminar las inversiones que más claramente resulten antieconómicas. Estas técnicas parciales (particularmente el método de recuperación) pueden también dar información necesaria respecto a algunas características sensibles de una inversión. Sin embargo, cuando se usan métodos parciales, también puede ser necesario usar técnicas más completas para verificar el resultado de las evaluaciones y para jerarquizar proyectos alternativos en función de su eficiencia relativa.

#### 1) METODO DE RECUPERACION.

"El método del período de recuperación (a veces llamado el método del período de reembolso) determina el número de años que tendrán que transcurrir a fin de que se recupere el capital invertido a partir del flujo neto de entrada de efectivo." (19)

Por lo tanto, el método de recuperación determinará el número de años requeridos para que el capital invertido sea cubierto por los beneficios resultantes.

En este caso, el período de recuperación lo calcularemos sobre una base de "antes de impuestos y sin descuentos"; es decir, haciendo caso omiso del costo de oportunidad del capital. Los cos

---

(19) DEGARMO, E. PAUL. Ingeniería Económica. Ed. Continental; 2a. impresión, 1980, México. pág.264.

tos de inversión generalmente se definen como costos primarios, - no tomando en cuenta con frecuencia el valor de rescate. Los beneficios generalmente se definen como el cambio neto resultante en el flujo de caja o, en el caso de una inversión para reducir costos por recuperación de calor de desperdicio (por ejemplo), como la reducción neta de flujo de salida de fondos. En general, los - beneficios son ventajas en términos de dinero, que recibe el propietario.

El período de recuperación (PR) generalmente se calcula de - la siguiente manera:

$$PR = \frac{\text{Costo inicial}}{\text{Beneficios anuales} - \text{Costos anuales}}$$

Las desventajas que presenta este método son las que a continuación se enuncian:

- a) El período de recuperación determina el número de años necesarios para recuperar el dinero invertido; pero desde el punto - de vista económico y del valor del dinero en el tiempo (cuando se espera un porcentaje de retorno del activo adquirido), el - método no es apropiado.
- b) Este método no toma en consideración las posibles ganancias -- que se pueden obtener del capital reinvertido que se recupera durante el período de recuperación, por lo que no es una expresión exacta.

- c) El uso del período de recuperación en la toma de decisiones de inversión se debe evitar excepto cuando se emplee como una medida de la rapidez con que se recuperará el capital invertido, lo cual es un indicador del riesgo del proyecto.
- d) En cuanto a las alternativas de un período mayor de recuperación y un período menor de recuperación, es muy posible que la alternativa con un período mayor de recuperación produzca una mayor tasa de rendimiento sobre el capital invertido.
- e) Si la vida de las alternativas es la misma y los riesgos son comparables, el método sí clasifica correctamente a las alternativas una en relación con la otra.
- f) Como resultado del inciso anterior, el período de recuperación no se recomienda para comparar alternativas con vidas diferentes.

A pesar de las desventajas del método, se han encontrado razones por las que se utiliza éste, pues ofrece ciertas ventajas, las cuales son:

- a) Es un procedimiento muy sencillo.
- b) No hay necesidad de considerar depreciación.
- c) Los gerentes de las compañías quieren recuperar su capital lo más pronto posible para poder emprender otros proyectos.

## 2) METODO DE LA UTILIDAD SOBRE LA INVERSION.

El método de utilidad sobre la inversión (USI) o Recuperación Sobre Activo, calcula beneficios anuales promedio, costos -- netos anuales tales como depreciación, como un porcentaje del valor original en libros de la inversión (el valor en libros de un activo se refiere a la diferencia entre su costo original y el -- total de depreciación cargado hasta la fecha).

Este cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$USI = \frac{\text{(Beneficios netos anuales) promedio}}{\text{Valor original en libros}} \times 100$$

El método de utilidad sobre la inversión está sujeto a las -- siguientes desventajas principales, y por tanto, no se recomienda como criterio único para tomar decisiones sobre inversiones:

- a) Este método no toma en consideración la programación de movi-- mientos de efectivo y por lo tanto, puede establecer en forma incorrecta la eficiencia económica de los proyectos.
- b) El cálculo está basado en un concepto contable: valor original en libros, que está sujeto a las peculiaridades de las prácti-- cas contables de la firma, que generalmente no incluyen todos los costos. El método, por lo tanto, resulta sólo en una --- aproximación gruesa del valor de una inversión.

Las ventajas del método de la utilidad sobre la inversión --  
son:

- a) Es fácil de calcular, y
- b) Constituye un concepto con el cual se está familiarizado.

b. METODOS BASICOS PARA LA ELABORACION  
DE ESTUDIOS ECONOMICOS.

Existen otros métodos de análisis financiero que evitan los problemas de los métodos parciales, los cuales dan una mayor claridad en cuanto a la realización de inversiones. Tales métodos -- nos dan una mayor exactitud en cuanto a los estudios económicos, los cuales conllevan a la factibilidad de la inversión.

Este trabajo trata de la prefactibilidad de sistemas cogenerativos, por lo que nada más se enunciarán brevemente estos métodos, para tener una visión más clara en cuanto a factibilidad se refiere. Se hace la aclaración de que estos métodos son los básicos y que existen más métodos para llevar a cabo estos estudios -- económicos.

Los primeros tres métodos se pueden utilizar para hacer estudios económicos relativos a proyectos de capital, los cuales incluyen consideraciones acerca del rendimiento que producirán o que debe producir un proyecto dado. Estos estudios se hacen en base a resultados obtenidos antes de impuestos, y el último método es -- utilizado para justificar proyectos públicos. Estos cuatro méto--

dos se describen brevemente a continuación.

#### 1) METODO DE LA TASA INTERNA DE RENDIMIENTO (T.I.R.).

La tasa interna de rendimiento se define así: "...es aquella tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, en forma tal que al final de la vida de la inversión - el saldo no recuperado sea igual a cero." (20)

La tasa interna de rendimiento es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado. Se define como la tasa de interés que reduce a cero el valor presente de una serie de ingresos y egresos.

En términos económicos, la tasa interna de rendimiento representa el porcentaje o tasa de interés ganado sobre el saldo no recuperado de una inversión. Se puede considerar el saldo no recuperado de una inversión como aquella parte de la inversión inicial que queda por recuperar después de haber sumado y deducido - los pagos de interés y los ingresos respectivamente, causados hasta el momento en que se haga el análisis. Los saldos no recuperados son cantidades que debe el prestatario (persona que toma dinero a préstamo), o cantidades no recuperadas por el prestamista.

Cabe mencionar que una de las equivocaciones más comunes que se cometen en la interpretación de la tasa interna de rendimiento

---

(20) DEGARMO, E. PAUL. Op. Cit. pág. 114

consiste en tomarla como la tasa de interés que se gana sobre el desembolso inicial requerido por el proyecto en cuestión.

## 2) METODO DEL VALOR ANUAL (V.A.).

En este método se calcula de una manera fácil una tasa de -- rendimiento cuando hay una sola inversión y ahorros o ingresos -- uniformes de efectivo al final de cada período durante toda la -- vida del proyecto de inversión, además, se incluye como costo una utilidad mínima requerida (en porciento) sobre el capital invertido.

El criterio para este método es el de que en tanto que el -- excedente de los ingresos sobre los costos sea cero o positivo, -- entonces un proyecto está económicamente justificado.

## 3) METODO DEL VALOR PRESENTE (V.P.).

El método del valor presente para la elaboración de estudios económicos se basa en el concepto de la equivalencia del valor de todos los flujos de efectivo en una fecha base o inicial conocida como el presente.

El criterio para este método es el de que en tanto que el valor presente de los flujos netos de efectivo sea igual o mayor -- que cero, el proyecto se justifica económicamente.

## 4) RELACION BENEFICIO - COSTO.

El cálculo de la razón beneficio-costo es un método bastante conocido para decidir justificación económica de un proyecto público. Esta razón se puede expresar como:

$$\text{Relación B-C} = \frac{\text{Beneficios para el Público}}{\text{Costos para el Gobierno}}$$

en donde los beneficios y los costos son considerados presentes o cantidades anuales equivalentes calculadas con base en el costo del dinero. En esta forma, la razón B-C refleja los beneficios económicos que derivará quien utilice el servicio, y el costo equivalente de quien lo preste.

Cuando la relación B-C sea mayor o igual a 1.0, el resultado indicará que el proyecto bajo consideración es económicamente ventajoso, o se justifica el proyecto.

Por último, se debe tener en cuenta que los análisis económicos están sujetos a factores tales como impuestos, inflación, incertidumbre de la inversión, etc., mismos que complican el análisis económico. Además, se debe tener en cuenta que se deberán efectuar algunas acciones, particularmente requerimientos legales como el control de la contaminación por ejemplo, independientemente de la utilidad esperada del proyecto.



**CAPITULO IV****CASO DE APLICACION EN UNA PLANTA  
INDUSTRIAL PAPELERA**

CAPITULO IV. CASO DE APLICACION EN: UNA PLANTA  
INDUSTRIA. PAPELERA.

A continuación se presenta como ejemplo el caso de una industria del sector papelerero, cuyo nombre de la empresa se omite por razones de confidencialidad, sin embargo los datos se consideran reales.

A. ANALISIS DE DATOS.

Los datos que a continuación se presentan (situación actual de la planta) fueron tomados de un cuestionario llenado y entregado por la empresa para realizar un estudio de prefactibilidad de cogeneración.

1. SITUACION ACTUAL DE LA PLANTA.

a. DATOS DE BASE DE LA SITUACION ACTUAL DE LA PLANTA.

1) Tiempo de operación:

3 turnos de 8 horas.

355 días/año.

8520 hr/año.

2) Producción actual.

Papel para impresión: 85 206 ton/año.

Celulosa laminada :106 656 ton/año.

## 3) Capacidad de calderas.

caldera convencional, acuatubular, fabricante: C.R.

Flujo máximo : 100 000 kg/hr.

Presión manométrica: 48 kg/cm<sup>2</sup>.

Temperatura : 420 ° C.

caldera de recuperación de licor negro, fabricante: B.W.

Flujo máximo : 115 000 kg/hr.

Presión manométrica: 55 kg/cm<sup>2</sup>.

Temperatura : 425 ° C.

## 4) Producción actual de vapor.

	Producción anual
Caldera convencional	671 732 ton/año
Caldera recuperación L.N.	713 091 ton/año

	Consumo anual
Media presión	263 115 ton/año, P=13.8 bar, T=255°C
Baja presión	1 121 703 ton/año, P=4.4 bar, T=Sat.

## 5) Electricidad autogenerada (de octubre de 1991 a septiembre de 1992).

81 607 538 kWh/año.

Demanda promedio: 9 578.35 KWe.

6) Electricidad comprada (de octubre de 1991 a septiembre de 1992).

97 884 467 kWh/año.

Demanda promedio: 11 488.78 KWe.

7) Características de las turbinas para transmisión.

No.	Tipo de Equipo	Potencia Media Operación. KW.	Flujo de Vapor ton/hr	Presión. Man. Kg/cm <sup>2</sup>	hr/año oper.
1	VTF	310	5.3	40	8520
2	VTI	520	8.4	40	8520

Características de la turbina de contrapresión.

No	Fabricante y año.	Datos Nominales o de Placa				
		Entrada			Salida	
		Pres. Man. Máx. kg/cm <sup>2</sup>	Temp. Máx °C	Flujo Máx ton/hr	Pres. Man. Máx. kg/cm <sup>2</sup>	Temp. °C
1	MHI	42	420	120	3.5	198-214

Datos de Operación				
Entrada			Salida	
Pres. Man. kg/cm <sup>2</sup>	Temp. °C	Flujo ton/hr	Pres. Man. kg/cm <sup>2</sup>	Temp. °C
40	410	114	3.5	---

## Datos del generador.

Datos Nominales o de Placa				Datos de Operación		
Marca, año	Capacidad KW	F.P	Tensión KW	Capacidad (prom.) KW	Operación hr/año	Energ.Gen MWh/año
W.H, 1975	13 000	0.85	4 600	11 500	8 520	81 607.5

- 8) Consumo total de combustibles (de octubre de 1991 a septiembre de 1992).

Combustible : 52 851 450 lt/año.

Poder calorífico : 41 150 KJ/lt.

Licor Negro : 306 714 054 kg/año.

Poder calorífico : 9 800 KJ/kg.

- 9) Relación de consumo de energía térmica/eléctrica.

$$\text{Rel}_{\text{Kwt}/\text{KWe}} = \frac{\text{Energía térmica prod.}}{\text{Energía eléctrica Comp.}}$$

$$\text{Rel}_{\text{Kwt}/\text{KWe}} = \frac{[(52\ 851\ 450\ \text{lt/año})(41\ 150\ \text{KJ/lt}) + (306\ 714\ 054\ \text{kg/año})(9\ 800\ \text{KJ/kg})]}{[(1\ \text{KWh}/3\ 600\ \text{KJ})(1\ \text{año}/8\ 520\ \text{hr})]}$$

11 488.78 KWe

$$\text{Rel}_{\text{Kwt}/\text{KWe}} = 14.7\ \text{Kwt}/\text{KWe}.$$

## b. OPERACION ACTUAL DE LA PLANTA DE FUERZA.

En la siguiente página se muestra la figura IV.1, la cual -- representa el esquema funcional de la red actual de vapor. Los -- datos de flujo representan un balance según los cálculos del análisis en base al cuestionario.

### Eficiencia de las Calderas.

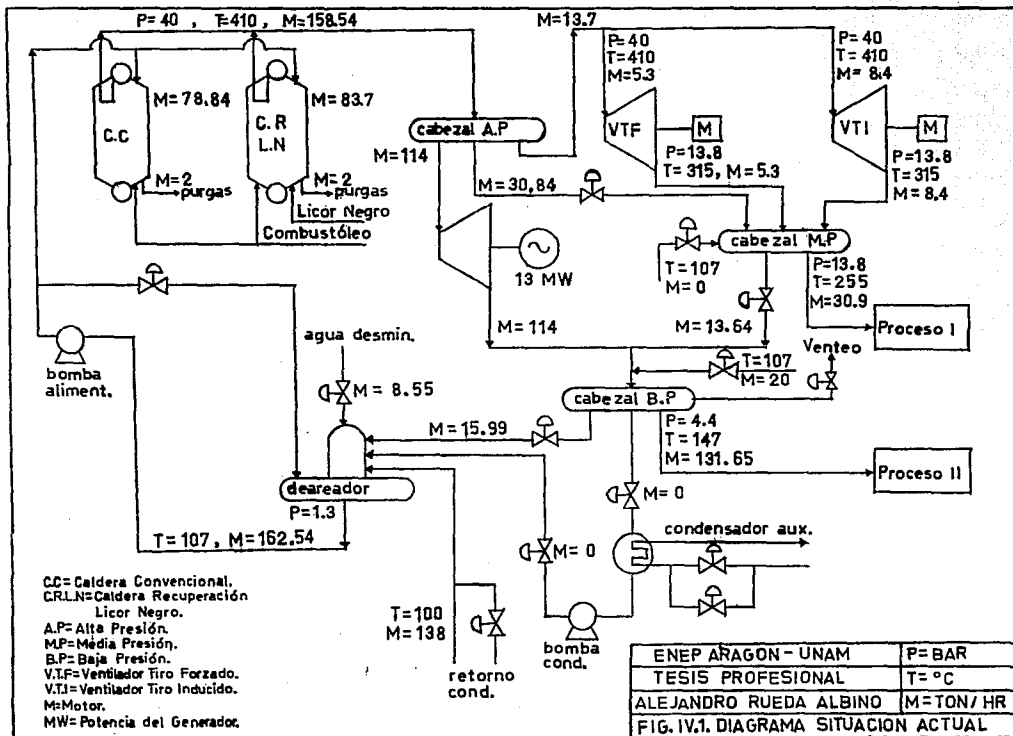
Cuando no se cuentan con datos de operación ni de la temperatura de escape, no se pueden hacer cálculos particulares, por lo que solo se podrá calcular el balance total promedio anual para cada caldera o para el grupo de calderas en general. La eficiencia nominal de las calderas, considerándolas como el vapor generado entre el combustible suministrado es :

$$\eta_c = \frac{\dot{m}_v \times (h_1 - h_2)}{\dot{m}_{comb} \times PCI_{comb}}$$

La eficiencia de las calderas (datos obtenidos del cuestionario) es :

Caldera convencional = 85 %.

Caldera Recuperación licor negro = 85 %.



CC=Caldera Convencional.  
 C.R.L.N.=Caldera Recuperación  
 Licor Negro.  
 A.P.=Alta Presión.  
 M.P.=Media Presión.  
 B.P.=Baja Presión.  
 V.T.F.=Ventilador Tiro Forzado.  
 V.T.I.=Ventilador Tiro Inducido.  
 M=Motor.  
 MW=Potencia del Generador.

ENEP ARAGON - UNAM	P= BAR
TESIS PROFESIONAL	T= °C
ALEJANDRO RUEDA ALBINO	M= TON/ HR
FIG. IV.1. DIAGRAMA SITUACION ACTUAL	

c. EFICIENCIA ENERGETICA DE LA GENERACION.

La eficiencia de generación es un factor importante, y se -- caracteriza por el consumo específico de calor por unidad de generación eléctrica (incremental Heat Rate) que se define como:

$$GET = \frac{Q_s - Q_{\text{útil}}}{P_e}$$

$$= \frac{\text{Combustible consumido} - \text{Calor útil al proceso}}{\text{Potencia eléctrica generada}} \left[ \frac{\text{Kwt}}{\text{KWe}} \right]$$

si ambas cantidades se expresan en KW, el inverso de este índice, se dice que es la eficiencia de generación, o sea:

$$\eta_{\text{gen}} = \frac{1}{GET}$$

Suministro de energía de combustibles:

$$Q_s(\text{comb}) = \frac{\dot{m}_{\text{comb}} \times \text{PCI}_{\text{comb}}}{T_t} \quad [\text{Kwt}]$$

$$Q_s(\text{comb}) = (52\,851\,450 \text{ lt/año})(41\,150 \text{ KJ/lt})(1 \text{ KWh}/3\,600 \text{ KJ})(1 \text{ año} / 8\,520 \text{ hr})$$

$$Q_s(\text{comb}) = 70\,906.27 \text{ Kwt.}$$



$$Q_g(\text{L.N}) = (306\ 714\ 054\ \text{kg/año})(9\ 800\ \text{KJ/kg})(1\ \text{KWh}/3\ 600\ \text{KJ})(1\ \text{año} / 8\ 520\ \text{hr})$$

$$Q_g(\text{L.N}) = 97\ 998.1\ \text{Kwt.}$$

Suministro de energía a proceso:

$$Q_u = \frac{\dot{m}_v \times (h_1 - h_2)}{T_t} \quad [\text{Kwt}]$$

$$Q_u(\text{proc.I}) = (263\ 115\ 000\ \text{kg/año})(1\ \text{año}/8\ 520\ \text{hr})(2\ 939.289 - 419.065\ \text{KJ/kg})(1\ \text{KWh}/3\ 600\ \text{KJ})$$

$$Q_u(\text{proc.I}) = 21\ 619.35\ \text{Kwt.}$$

$$h_1 @ P = 13.8\ \text{bar y } T = 255^\circ\text{C (Sobrec.)}. \quad h_1 = 2\ 939.289\ \text{KJ/kg.}$$

$$h_2 @ T = 100^\circ\text{C (Sat.)}. \quad h_2 = 419.065\ \text{KJ/kg.}$$

$$Q_u(\text{proc.II}) = (1\ 121\ 703\ 000\ \text{kg/año})(1\ \text{año}/8\ 520\ \text{hr})(2\ 741.881 - 419.065\ \text{KJ/kg})(1\ \text{KWh}/3\ 600\ \text{KJ})$$

$$Q_u(\text{proc.II}) = 84\ 947.5\ \text{Kwt.}$$

$$h_1 @ P = 4.4\ \text{bar ó } T = \text{Sat.} = 147^\circ\text{C} \quad h_1 = 2\ 741.881\ \text{KJ/kg.}$$

$$h_2 @ T = 100^\circ\text{C (Sat.)} \quad h_2 = 419.065\ \text{KJ/kg.}$$

**NOTA :** Todas las entalpías que se determinarán en todo este capítulo serán tomadas de la Tabla de Propiedades Termodinámicas del Agua y su Vapor, cuyos autores son: Rosendo Tobón Bernal y Guillermo Bello Torres, editadas en los Cuadernos de la ENEP ARAGON, en Junio de 1989.

Suministro de energía a turbinas de transmisión:

$$P_e' = \dot{m}_v \times (h_1 - h_2) \quad [\text{KWe}]$$

$$P_e' = (5\,300 + 8\,400 \text{ kg/hr})(3\,239.073 - 3\,074.6525 \text{ KJ/kg})(1 \text{ hr} / 3\,600 \text{ seg})$$

$$P_e' = 625.71 \text{ KWe.}$$

$$h_1 @ P = 40 \text{ bar y } T = 410^\circ\text{C (Sobrec.)}$$

$$h_1 = 3\,239.073 \text{ KJ/kg.}$$

$$h_2 @ P = 13.8 \text{ bar y } T = 315^\circ\text{C (Sobrec.)}$$

$$h_2 = 3\,074.6525 \text{ KJ/kg.}$$

$$P_e = 9\,578.35 \text{ KWe.}$$

$$\text{GET} = \frac{(70\,906.27 + 97\,998.1) \text{ KwT} - (21\,619.35 + 84\,947.5) \text{ KwT}}{9\,578.35 + 625.71 \text{ KWe}}$$

$$\text{GET} = 6.11.$$

$$\eta_{\text{gen}} = 1/\text{GET} = 1/6.11 = 0.1637 = 16.37 \%$$

## 2. INVERSION MINIMA PARA AUMENTAR LA AUTOGENERACION (OPCION 1).

Para obtener beneficios del sistema de cogeneración existente, se ofrece la siguiente opción:

- Utilizar las calderas existentes a su máxima capacidad e invertir en la adquisición de un turbogenerador nuevo de menor capacidad al existente.

En la siguiente página se muestra la figura IV.2, la cual — representa el esquema funcional de la red de vapor en el caso de la opción 1. Los datos de flujo representan un balance según los cálculos del análisis.

#### a. AUTOGENERACION EN EL CASO DE LA OPCION 1.

Las condiciones de operación del turbogenerador nuevo serian las siguientes:

Presión de vapor de entrada	kg/cm <sup>2</sup>	40
Temperatura de vapor de entrada	°C	410
Presión de vapor de salida	kg/cm <sup>2</sup>	3.5
Flujo de vapor	ton/hr	66.1
Eficiencia interna	%	75
Eficiencia mecánica	%	98
Potencia de la turbina	KW	9 550
Generación eléctrica	KW	7 612.39

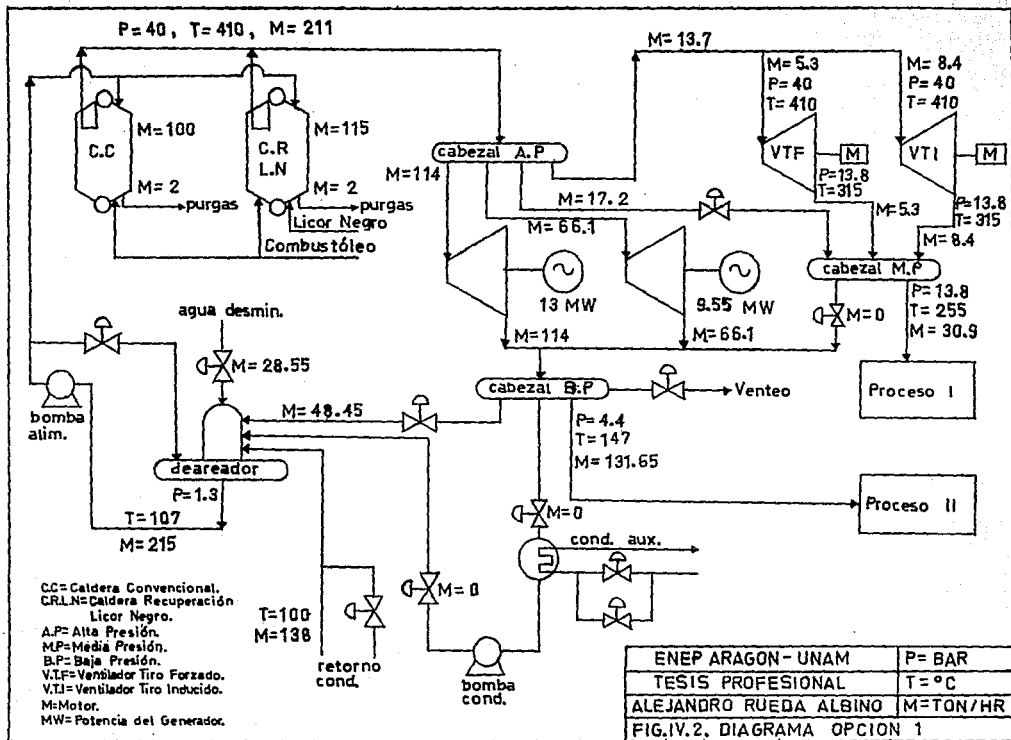
Con la adición del turbogenerador nuevo se aumentaría la generación a :

$$Pe_{tg2} = Gv (h1 - h2S) n_i n_m$$

donde :  $n_i = 0.75$  (para turbinas nuevas).

$n_m = 0.98$  (para turbinas nuevas).

$$Pe_{tg2} = (66 \ 100 \text{ kg/hr})(3 \ 239.073 - 2 \ 675 \text{ KJ/kg})(1 \text{ kWh}/3 \ 600 \text{ KJ})(0.75)(0.98)$$



ENEP ARAGON - UNAM	P = BAR
TESIS PROFESIONAL	T = °C
ALEJANDRO RUEDA ALBINO	M = TON/HR

h1, S @ P= 40 bar y T= 410°C (Sobrec.)

$$h1 = 3\ 239.073\ \text{KJ/kg y } S = 6.8\ \text{KJ/kg}^\circ\text{K}$$

h2S @ S= 6.8 KJ/kg°C, P= 3.5 bar y T= 410°C. (Diagrama de Mollier)

$$h2S = 2\ 675\ \text{KJ/kg.}$$

$$P_{e_{tg2}} = 7\ 612.39\ \text{KWe.}$$

La generación llega entonces a :

$$7\ 612.39\ \text{KWe.}$$

Lo que reduce la potencia consumida de la red a :

$$11\ 488.78\ \text{KWe} - 7\ 612.39\ \text{KWe} = 3\ 876.39\ \text{KWe.}$$

Puntaje (No. 1) de potencia según apéndice 2 : 0 puntos.

La energía eléctrica generada anual resulta en :

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

donde :  $F_c$  = Factor de capacidad del turbogenerador nuevo = 0.85.

$$E_{\text{anual}} = (7\ 612.39\ \text{KWe})(8\ 520\ \text{hr/año})(0.85)$$

$$E_{\text{anual}} = 55\ 128\ 928.38\ \text{KWh/año.}$$

reduciendo la entrega de la red a :

$$\begin{aligned} & 97\ 884\ 467\ \text{KWh/año} - 55\ 128\ 928.38\ \text{KWh/año} \\ & = 42\ 755\ 538.62\ \text{KWh/año.} \end{aligned}$$

Puntaje (No. 2) de energía según apéndice 2 : 0 puntos.

Considerando que la empresa pagó durante el periodo de octubre de 1991 a septiembre de 1992 un precio de 251.32 \$/KWh (costo promedio calculado de la factura total), la reducción de la factura sería de :

$$\begin{aligned}
 A_{\text{anual}} &= E_{\text{anual}} \times C_{\text{KWh}} \\
 A_{\text{anual}} &= (55\,128\,928.38 \text{ KWh/año})(0.2513 \text{ N\$/KWh}) \\
 &= 13\,853\,899.7 \text{ N\$/año} \\
 A_{\text{anual}} &= 4\,332\,051.189 \text{ US \$/año} \quad (@ \text{ 3.1980 N\$/US \$})
 \end{aligned}$$

b. CONSUMO Y COSTO ADICIONAL DEL COMBUSTIBLE.

La propuesta incluye aumentar las cargas de las calderas. El consumo adicional de combustible correspondería a la diferencia de entalpías del vapor de salida de las calderas.

$$E_t = \frac{\dot{M} \times \Delta h}{\eta_c}$$

La eficiencia de las calderas es del 85 %.

$$E_t = \frac{(1\,831\,800\,000 \text{ kg/año})(3\,239.073 - 448.626 \text{ KJ/kg})}{0.85}$$

h1 @ P= 40 bar y T= 410°C (Sobrec.)

h1 = 3 239.073 KJ/kg.

h2 @ T= 107°C (Sat.)

h2 = 448.626 KJ/kg.

$$E_t = 6.014 \times 10^{12} \text{ KJ/año.}$$

Pero como en el proceso se recupera licor negro y este se --  
utiliza para la generación de vapor, tenemos entonces :

$$\text{Licor Negro} = (306\ 714\ 054 \text{ kg/año})(9\ 800 \text{ KJ/kg}) = 3 \times 10^{12} \frac{\text{KJ}}{\text{año}}$$

$$\begin{aligned} \text{Combustóleo} &= (52\ 851\ 450 \text{ lt/año})(41\ 150 \text{ KJ/lt}) = \\ &= 2.175 \times 10^{12} \text{ KJ/año} \end{aligned}$$

$$\text{Licor Negro} + \text{Combustóleo} = 5.175 \times 10^{12} \text{ KJ/año.}$$

$$E_t = 6.014 \times 10^{12} \text{ KJ/año} - 5.175 \times 10^{12} \text{ KJ/año}$$

$$E_t = 8.39 \times 10^{11} \text{ KJ/año.}$$

La propuesta resulta entonces en un consumo adicional de com  
bustible de :

$$G_{\text{comb}} = E_t / \text{PCI}$$

$$G_{\text{comb}} = (8.39 \times 10^{11} \text{ KJ/año}) / (41\ 150 \text{ KJ/lt})$$

$$G_{\text{comb}} = 20\ 388\ 821.39 \text{ lt/año.}$$

Sin más información sobre la utilización de los combustibles  
se ha calculado el costo adicional por consumo adicional de com--  
bustóleo, el cual es de 234.03 \$/lt (ver apéndice 1). Este costo  
de combustóleo corresponde a :

$$C_{\text{comb}} = G_{\text{comb}} \times C_m$$

$$C_{\text{comb}} = (20\,388\,821.39 \text{ lt/año})(0.2340 \text{ N\$/lt})$$

$$= 4\,770\,984.205 \text{ N\$/año}$$

$$C_{\text{comb}} = 1\,491\,864.98 \text{ US \$/año} \quad (\text{@ } 3.1980 \text{ N\$/US \$})$$

## c. AHORRO NETO.

El ahorro neto considerado esta dado por la diferencia entre el ahorro de energía eléctrica comprada menos el consumo adicional de combustible, el cual es de :

$$A.N = 4\,332\,051.189 \text{ US \$/año} - 1\,491\,864.98 \text{ US \$/año}$$

$$A.N = 2\,840\,186.209 \text{ US \$/año.}$$

## d. INVERSIONES PRINCIPALES.

En esta primera opción se considera un turbogenerador con -- turbina de contrapresión.

Generación máxima	KW	9 550 (ABB)
Presión de admisión máxima Man.	kg/cm <sup>2</sup>	42
Flujo máximo de entrada	ton/hr	70
Temperatura de admisión máxima	°C	420
Presión de salida Manométrica	kg/cm <sup>2</sup>	3.5

Se estima en forma preliminar que la inversión total para -- esta opción seria de US \$ 6 720 000 , lo cual corresponde a un periodo de recuperación de 2.36 años.



e. EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LA GENERACION  
PARA LA OPCION 1.

La eficiencia de generación en esta opción es de :

$$CET = \frac{Q_B - Q_{\text{útil}}}{P_e}$$

$$= \frac{\text{Combustible consumido} - \text{Calor útil al proceso}}{\text{Potencia eléctrica generada}} \left[ \frac{\text{Kwt}}{\text{KWe}} \right]$$

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

Consumo de combustibles:

Actualmente la planta consume:

Combustóleo : 52 851 450 lt/año.

Licor Negro : 306 714 054 kg/año.

Con un consumo adicional de:

Combustóleo : 20 388 821.39 lt/año.

Esto correspondería a un consumo total de energía de :

$$Q_B(\text{comb.}) = \frac{\dot{m}_{\text{comb}} \times PCI_{\text{comb}}}{T_t} \quad [\text{Kwt}]$$

$$Q_B(\text{comb.}) = \frac{(73\,240\,271.39 \text{ lt/año})(41\,150 \text{ KJ/lt})(1 \text{ KWh}/3\,600 \text{ KJ})}{8\,520 \text{ hr/año}}$$

$$Q_g(\text{comb.}) = 98\,260.21 \text{ Kwt.}$$

$$Q_g(\text{L.N.}) = 97\,998.1 \text{ Kwt.}$$

$$Q_u(\text{Proc. I}) = 21\,619.35 \text{ Kwt.}$$

$$Q_u(\text{Proc. II}) = 84\,947.5 \text{ Kwt.}$$

La energía generada es :

$$E_g = 9\,578.35 \text{ KWe.}$$

$$E_{tt} = 625.71 \text{ KWe.}$$

$$E_{gopc.1} = 7\,612.39 \text{ KWe.}$$

$$P_e = 9\,578.35 + 625.71 + 7\,612.39 = 17\,816.45 \text{ KWe.}$$

$$GET = \frac{(98\,260.21 + 97\,998.1) \text{ Kwt} - (21\,619.35 + 84\,947.5) \text{ Kwt}}{17\,816.45 \text{ KWe}}$$

$$GET = 5.034 \text{ Kwt/KWe} \quad (1 \text{ KW} = 1 \text{ KJ/S})$$

$$GET = (5.034 \text{ Kwt/KWe})(3\,600 \text{ s/1 hr}) = 18\,122.4 \text{ KJ/KWh}$$

$$\eta_{gen} = 1/5.034 = 0.1986 = 19.86 \%$$

Puntaje (No. 3) de eficiencia según apéndice 2 : 4 puntos.

### 3. INVERSIÓN MÁXIMA PARA AUMENTAR LA AUTOGENERACIÓN (OPCIÓN 2).

Para maximizar la autogeneración de la planta, se propone -- para la opción 2 la ampliación de la planta de fuerza con dos -- turbinas de gas y dos calderas de recuperación. Estas turbinas y calderas de recuperación se dimensionarán a partir de las necesidades de vapor en el proceso de producción y cubrir la demanda -- eléctrica de la planta contando además con excedentes de energía eléctrica.

En la siguiente página se muestra la figura IV.3, la cual -- representa el esquema funcional de la red de vapor en el caso de la opción 2. Los datos de flujo representan un balance según los cálculos del análisis.

#### a. AUTOGENERACIÓN EN EL CASO DE LA OPCIÓN 2.

El sistema propuesto comprende dos turbinas de gas con una -- potencia de 20.9 MW, además de dos calderas de recuperación.

Los rangos de diseño con pérdidas son los siguientes: (21)

Power	20 900	KW
LHV Heat Rate	9 870	Btu/KWh
Fuel Flow	10 060	lb/hr
Air Flow	145.6	lb/sec

---

(21) DUNCKEL, EARL. Cogeneration 1991-92 Project Handbook. Pequot Publishing, INC. Volume 2, February 1992. pág. 3.17.



Exhaust Temperature	990	°F
Specific Power	143.5	KW-sec/lb air

El modelo de las turbinas es la PGT25 de los fabricantes --  
Nuovo Pignone - Turbotecnica.

Con el sistema propuesto con turbinas de gas se aumentaría -  
la generación de potencia eléctrica. La generación llega entonces  
a :

$$20.9 \text{ MW} \times 2 = 41.8 \text{ MW.}$$

por lo que, tendríamos excedentes de potencia de :

$$41\ 800 \text{ KW} - 11\ 488.78 \text{ KW} = 30\ 311.22 \text{ KW.}$$

Puntaje (No. 1) de potencia según apéndice 2 : 10 puntos.

Suponiendo un factor de capacidad de 0.90 (tomando en cuenta  
el mantenimiento de las turbinas) la generación anual de energía  
eléctrica llegaría a :

$$(20.9 \text{ MW})(2)(8\ 520 \text{ hr/año})(0.9) = 320\ 522.4 \text{ MWh/año.}$$

La entrega de la energía eléctrica de la planta a la red, --  
sería de :

$$320\ 522.4 \text{ MWh/año} - 97\ 884.467 \text{ MWh/año} \\ = 222\ 637.933 \text{ MWh/año.}$$

Runtaje (No. 2) de energía según apéndice 2 : 10 puntos.

El precio de la energía eléctrica para la planta durante el periodo de octubre de 1991 a septiembre de 1992, es de 251.32 -- \$/KWh. Una vez que la planta sea autosuficiente, se eliminaría la factura actual por consumo de energía eléctrica. La operación de la planta de fuerza con la opción 2 y su consecuente excedente, - resultaría en un ingreso de :

$$I_1 = (222\ 637\ 933 \text{ KWh/año})(0.2513 \text{ N\$/KWh}) \\ = 55\ 948\ 912.56 \text{ N\$/año.}$$

$$I_1 = 17\ 494\ 969.53 \text{ US \$/año.} \quad (@\ 3.1980 \text{ N\$/US\$})$$

El pago actual por compra de energía eléctrica es de :

$$I_2 = (97\ 884\ 467 \text{ KWh/año})(0.2513 \text{ N\$/KWh}) \\ = 24\ 598\ 366.56 \text{ N\$/año.}$$

$$I_2 = 7\ 691\ 796.922 \text{ US \$/año.} \quad (@\ 3.1980 \text{ N\$/US \$})$$

El ingreso total llega entonces a :

$$I_t = I_1 + I_2 = 17\ 494\ 969.53 \text{ US \$/año} + 7\ 691\ 796.922 \text{ US\$/año}$$

$$I_t = 25\ 186\ 766.45 \text{ US \$/año.}$$

## b. CONSUMO Y COSTO ADICIONAL DEL COMBUSTIBLE.

Como en una caldera se utiliza el licor negro obtenido como subproducto para la generación de vapor, y además se utiliza una pequeña parte del consumo total de combustóleo, por lo que este consumo de combustóleo se reemplazará por gas natural para producir el mismo vapor (83.7 ton/hr), lo cual nos quedaría de la siguiente manera :

Datos obtenidos del cuestionario :

Licor Negro : 306 714 054 kg/año.

Combustóleo para caldera de recuperación de licor negro :  
= 1 069 584 lt/año.

El suministro de gas natural es :

$$E_t = \text{Combustible} \times \text{PCI}$$

$$E_t = (1\ 069\ 584\ \text{lt/año})(41\ 150\ \text{KJ/lt}) = 4.4 \times 10^{10}\ \text{KJ/año.}$$

El PCI considerado para el gas natural es de 38 820 KJ/Nm<sup>3</sup>.

$$G_{g.n} = E_t / \text{PCI}$$

$$G_{g.n} = 4.4 \times 10^{10}\ \text{KJ/año} / 38\ 820\ \text{KJ/Nm}^3$$

$$G_{g.n} = 1\ 133\ 436.373\ \text{Nm}^3/\text{año.}$$

El suministro de gas natural para las turbinas de gas se determina de la siguiente manera :

$$E_t = \text{LHV Heat Rate} \times T_t \times G_e.$$

$$\begin{aligned} E_t &= (9\,870 \text{ Btu/KWh})(8\,520 \text{ hr/año})(20\,900 \text{ KW})(1.055 \text{ KJ/1 Btu}) \\ &= 1.86 \times 10^{12} \text{ KJ/año.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} G_{g.n} &= 1.86 \times 10^{12} \text{ KJ/año} / 38\,820 \text{ KJ/Nm}^3 \\ &= 47\,913\,446.68 \text{ Nm}^3/\text{año} \times 2 \\ &= 95\,826\,893.35 \text{ Nm}^3/\text{año.} \end{aligned}$$

El consumo total de gas natural es de :

$$\begin{aligned} G_{g.n} &= 1\,133\,436.373 \text{ Nm}^3/\text{año} + 95\,826\,893.35 \text{ Nm}^3/\text{año} \\ &= 96\,960\,329.72 \text{ Nm}^3/\text{año.} \end{aligned}$$

El consumo actual de combustóleo es de :

$$52\,851\,450 \text{ lt/año.}$$

con un costo de 234.03 \$/lt (ver apéndice 1). El costo correspondiente por combustóleo es de :

$$\begin{aligned} G_{\text{comb}} &= (52\,851\,450 \text{ lt/año})(0.2340 \text{ N\$/lt}) \\ &= 12\,367\,239.3 \text{ N\$/año.} \end{aligned}$$

$$G_{\text{comb}} = 3\,867\,179.268 \text{ US \$/año.} \quad (@ 3.1980 \text{ N\$/US \$})$$



El consumo total de gas natural para esta opción es de :

$$96\ 960\ 329.72\ \text{Nm}^3/\text{año.}$$

con un costo de 184.10  $\$/\text{Nm}^3$  (ver apéndice 1). El costo correspondiente por gas natural es :

$$\begin{aligned} C_{g.n} &= (96\ 960\ 329.72\ \text{Nm}^3/\text{año})(0.1841\ \text{N}\$/\text{Nm}^3) \\ &= 17\ 850\ 396.7\ \text{N}\$/\text{año.} \end{aligned}$$

$$C_{g.n} = 5\ 581\ 737.555\ \text{US}\ \$/\text{año.} \quad (@\ 3.1980\ \text{N}\$/\text{US}\ \$)$$

Por lo que el costo adicional del combustible es :

$$\begin{aligned} &5\ 581\ 737.555\ \text{US}\ \$/\text{año} - 3\ 867\ 179.268\ \text{US}\ \$/\text{año} \\ &= 1\ 714\ 558.29\ \text{US}\ \$/\text{año.} \end{aligned}$$

#### c. AHORRO NETO.

El ahorro neto considerado esta dado por la diferencia entre el ingreso total y el costo adicional de combustible :

$$\begin{aligned} A.N &= 25\ 186\ 766.45\ \text{US}\ \$/\text{año} - 1\ 714\ 558.29\ \text{US}\ \$/\text{año} \\ A.N &= 23\ 472\ 208.16\ \text{US}\ \$/\text{año.} \end{aligned}$$

#### d. INVERSIONES PRINCIPALES.

Los equipos principales son :

- 2 Turbinas de gas :

Modelo                    PGT25  
 Generación                21 350 KWe.  
 Gas Natural PCI 38 820 KJ/Nm<sup>3</sup>.

- 2 Calderas de recuperación :

Vapor                    Presión salida        40 bar.  
                           Temperatura salida 410 °C.  
                           Flujo salida           32.432 ton/hr.

- Conexión a la red con transformadores de 15 MVA, con equipo de sincronización y control.

Se estima en forma preliminar que la inversión total para -- esta opción sería de : US \$ 22 080 000 , lo cual corresponde a un periodo de recuperación de 0.94 años.

#### e. EFICIENCIA ENERGETICA DE LA GENERACION PARA LA OPCION 2.

La eficiencia de generación de esta opción es de :

$$GET = (Q_g - Q_u) / P_e$$

$$\eta_{gen} = 1 / CET$$

Con esta opción, los consumos de combustibles son :

Licor Negro : 306 714 054 kg/año.

Gas Natural : 96 960 329.72 Nm<sup>3</sup>/año.

El suministro de energía térmica por combustible esta dado -  
por :

$$Q_s(\text{comb.}) = \frac{\dot{m}_{\text{comb}} \times PCI_{\text{comb}}}{T_t} \quad [\text{KWt}]$$

$$Q_s(\text{G.N}) = (96\ 960\ 329.72 \text{ Nm}^3/\text{año})(38\ 820 \text{ KJ/Nm}^3)(1 \text{ año}/8\ 520 \text{ hr})(1 \text{ KWh}/3\ 600 \text{ KJ})$$

$$Q_s(\text{G.N}) = 122\ 717.79 \text{ KWt.}$$

$$Q_s(\text{L.N}) = 97\ 998.1 \text{ KWt.}$$

$$Q_u(\text{proc. I}) = 21\ 619.35 \text{ KWt.}$$

$$Q_u(\text{proc. II}) = 84\ 947.5 \text{ KWt.}$$

$$E_g = 9\ 578.35 \text{ KWe.}$$

$$E_{tt} = 625.71 \text{ KWe.}$$

$$E_{gopc.2} = 41\ 800 \text{ KWe.}$$

$$P_e = 9\ 578.35 + 625.71 + 41\ 800 = 52\ 004.06 \text{ KWe.}$$

$$CET = \frac{(122\ 717.79 + 97\ 998.1) \text{ KWt} - (21\ 619.35 + 84\ 947.5) \text{ KWt}}{52\ 004.06 \text{ KWe}}$$

$$\text{CST} = 2.195 \text{ kWt/KWe} \quad (1 \text{ KW} = 1 \text{ KJ/s})$$

$$\text{CST} = (2.195 \text{ kWt/KWe})(3600 \text{ s/hr}) = 7902 \text{ KJ/KWh.}$$

$$\eta_{\text{gen}} = 1/2.195 = 0.455 = 45.5 \%$$

Puntaje (No. 3) de eficiencia según apéndice 2 : 10 puntos.

#### 4. ANALISIS DE EXERGIA.

Este análisis se determinará con la siguiente ecuación: --  
 $Ex = h - T_0S$ , en las calderas, turbinas de transmisión y en los procesos.

Calderas:

$$S, h @ P = 40 \text{ bar y } T = 410^\circ\text{C (Sobrec.)}$$

$$S = 6.80772 \text{ KJ/Kg}^\circ\text{K}, h = 3239.073 \text{ KJ/Kg}, T_0 = 410^\circ\text{C} = 683^\circ\text{K}$$

$$Ex = [3239.073 \text{ KJ/Kg}] - [(683^\circ\text{K})(6.80772 \text{ KJ/Kg}^\circ\text{K})]$$

$$Ex = -1410.59976 \text{ KJ/Kg}$$

Turbinas de Transmisión:

$$S, h @ P = 13.8 \text{ bar y } T = 315^\circ\text{C (Sobrec.)}$$

$$S=7.012905 \text{ KJ/Kg}^\circ\text{K}, h=3074.6525 \text{ KJ/Kg}, T_0=315^\circ\text{C} = 588^\circ\text{K}$$

$$Ex = [3074.6525 \text{ KJ/Kg}] - [(588^\circ\text{K})(7.012905 \text{ KJ/Kg}^\circ\text{K})]$$

$$Ex = -1048.93564 \text{ KJ/Kg}$$

Proceso:

Sg-1, hg-1 @ T = 100°C (Sat.).

Sg-1 = 6.04851 KJ/Kg°C, hg-1 = 2 256.944 KJ/Kg, T<sub>0</sub> = 100°C = 373°K.

$$E_x = [2 256.944 \text{ KJ/Kg}] - [(373^\circ\text{K})(6.04851 \text{ KJ/Kg}^\circ\text{K})]$$

$$E_x = 0.84977 \text{ KJ/Kg.}$$

### 5. ANALISIS DE RESULTADOS Y COMENTARIOS.

A continuación se muestra la tabla IV.1 de evaluación de potencial para las opciones 1 y 2 con el fin de compararlas y de acuerdo a esto, se determinará cual es la opción más viable para la empresa.

Tabla IV.1. Evaluación de Potencial.

	Criterio o Factor	Rango	Puntaje Opción 1	Puntaje Opción 2
1	Potencial de excedentes, potencia.	0-10	0	10
2	Potencial de excedentes, energía.	0-10	0	10
3	Eficiencia energética de la instalación.	0-10	4	10
4	CDM, Incluyendo estado de equipos.	0-6	N/D	N/D
5	Tamaño de inversiones.	0-5	2	1
6	Interés de la empresa.	0-6	N/D	N/D
7	Nivel técnico de la empresa.	0-5	N/D	N/D
8	Apreciación general del analista.	0-6	N/D	N/D
	Máximo puntaje posible: 58	Total :		

N/D = No Disponible.

El ciclo propuesto en la opción 2 se basa en una generación eléctrica de 41.8 MW, la cual satisface toda la demanda, tanto térmica como eléctrica de la planta.

En este caso se tendrían excedentes de energía eléctrica que se venderían a la red de C.F.E; el objetivo de este sobrante es -- básicamente tener un margen de utilidad para hacer el proyecto recuperable a corto plazo.

Además, se analizó en la opción 1, la adición de un turbogenerador nuevo, pero dado que nada más se reduce la factura de energía eléctrica, además del incremento en el costo del turbogenerador de condiciones similares a las del turbogenerador actual, hacen que la opción 1 no sea técnica ni económicamente atractiva.

## CONCLUSIONES

## CONCLUSIONES

PRIMERA.- La cogeneración ofrece un uso racional del energético primario al generar electricidad y usar el calor residual en proceso, con lo cual el rendimiento global es más alto que el del sistema convencional reduciendo simultáneamente las emisiones contaminantes al medio ambiente, abatiéndose los costos de operación y aumentando la competitividad de las empresas.

SEGUNDA.- La cogeneración permite aumentar la oferta de energía eléctrica cubriendo la demanda del propio sector industrial, así contribuye en parte a la satisfacción de la demanda de la red de servicio público.

TERCERA.- Los proyectos de cogeneración son necesarios para disminuir las enormes inversiones que debe realizar la Comisión Federal de Electricidad, en aras de proveer de flujo eléctrico -- para las necesidades industriales, residenciales, comerciales y -- otras del país.

CUARTA.- El cogenerador se ocupará esencialmente de sus necesidades de energía y si acaso hubiesen excedentes, estos podrán ser comprados por la Comisión Federal de Electricidad en condiciones establecidas convenientemente.

QUINTA.- La adopción de un sistema de cogeneración tendrá -- como resultado un ahorro económico para la industria que lo im-- plante.



SEXTA.- La variabilidad de las tecnologías que se pueden utilizar en los sistemas de cogeneración es muy amplia, interviniendo: turbinas de vapor, turbinas de gas, motores de combustión interna, calderas de recuperación, calderas convencionales, hornos, ciclos combinados, etc.

SEPTIMA.- Con la cogeneración surgen nuevos conceptos tecnológicos de avanzada, con los cuales se optimizan los sistemas cogenerativos, tales como: el ciclo Cheng (inyección de vapor en la turbina de gas) y el ciclo Kalina (mezcla de agua y amoníaco).

OCTAVA.- Con el desarrollo de la cogeneración se obtienen importantes ahorros de hidrocarburos.

NOVENA.- Los beneficios en cuanto a ahorro de energía son de carácter global y están asociados a la definición de cogeneración; la industria que implante un sistema de cogeneración tendrá en general un mayor consumo de energético primario.

DECIMA.- La industria que cogenera obtiene un ahorro de energético primario a nivel nacional, lo cual conlleva una ventaja económica a la industria.

DECIMO PRIMERA.- La contribución de la cogeneración a la preservación del medio ambiente es a través de la premisa que menciona que "el combustible no quemado no contamina".

DECIMO SEGUNDA.- El uso de sistemas de cogeneración garantiza total o parcialmente el suministro y la calidad de energía --- eléctrica y térmica.

DECLMO TERCERA.- Dar prioridad en el suministro de gas natural a las empresas con sistemas de cogeneración, ya que estas son de menor impacto ambiental.

DECIMO CUARTA.- Promover el establecimiento de un marco legal con reglas claras para la compra-venta y suministro de energía eléctrica de respaldo que favorezca el desarrollo de proyectos de cogeneración, en los sectores industrial, comercial y servicios.

DECIMO QUINTA.- Las plantas con consumos elevados de energía térmica comparados con los consumos de energía eléctrica son más viables para implementar sistemas de cogeneración que generen excedentes de energía eléctrica. Sin embargo, debe existir un buen aprovechamiento de la energía térmica para que el proyecto sea -- congruente.

DECIMO SEXTA.- Las plantas con consumos moderados de energía térmica no son viables para generar excedentes de energía eléctrica, ya que si generan excedentes traerá asociada energía térmica en exceso que se traduce en un efecto económico adverso.

DECIMO SEPTIMA.- Uno de los objetivos de los estudios de --- prefactibilidad, es analizar la posibilidad de generar excedentes eléctricos.

DECIMO OCTAVA.- El estudio reflejará la viabilidad técnica y económica e identificará de entre las posibles opciones cuál es - la más atractiva del sistema de cogeneración.

DECIMO NOVENA.- El período de recuperación debe ser corto -- para que el sistema de cogeneración sea una opción apropiada.

VIGESIMA.- Será necesario hacer un análisis económico comple- to para poder definir con claridad cuál de las diferentes opcio- nes de un proyecto es la más viable.

**APENDICE 1**  
**PRECIOS DE TARIFAS ELECTRICAS**  
**Y COMBUSTIBLES**

ACUERDO QUE AUTORIZA EL AJUSTE Y REESTRUCTURACION DE LAS  
TARIFAS PARA EL SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA. (1)

A partir del 10 de Noviembre de 1991 desaparecen las tarifas 8 y 12, así como las modalidades horarias 12S y 12T, incorporándose a sus usuarios a un nuevo esquema tarifario en media y alta tensión de suministro.

Los cargos de las tarifas de servicio doméstico 1, 1A, 1B, - 1C y 1D se incrementan en un 20.2 % (veinte punto dos por ciento).

Los cargos de las tarifas de servicio general 2 y 3, de alumbrado público 5 y 5A, la de bombeo de aguas potables y negras 6, así como la de servicios temporal 7, se incrementan 21.3 % (veintiuno punto tres por ciento).

La tarifa 9 de servicio de bombeo para riego agrícola, seguirá aplicándose de la misma manera, manteniéndose el factor de -- ajuste mensual acumulativo de 1.03 (uno punto cero tres) autorizado en el acuerdo tarifario publicado en el Diario Oficial de la - Federación el 12 de noviembre de 1990.

Se establecen las tarifas O-M, H-M, H-S y H-T como se señala a continuación:

---

(1) DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACION. 10 de Noviembre de 1991.  
págs. 8-24.

## TARIFA O-M

APLICACION.- Esta tarifa se aplicará a los servicios que des-  
tinen la energía en media tensión a cualquier uso, con una deman-  
da menor a 1000 KW.

## CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE.

Cargos por demanda máxima medida y por la energía consumida.

Región	Cargo por KW de demanda máxima medida	Cargo por KWh de energía consumida
Baja California (junio-octubre)	\$24,240	\$142.44
Baja California (noviembre-mayo)	\$23,086	\$135.65
Baja California Sur	\$24,240	\$142.44
Central	\$23,778	\$139.72
Noreste	\$23,086	\$135.65
Noroeste (junio-octubre)	\$24,240	\$142.44
Noroeste (noviembre-mayo)	\$23,086	\$135.65
Norte	\$23,778	\$139.72
Peninsular	\$24,240	\$142.44
Sur	\$23,086	\$135.65

TARIFA ORDINARIA PARA SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION CON  
DEMANDA MENOR A 1000 KW.

## TARIFA H-M

TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION CON DEMANDA DE 1000 KW O MAS.

APLICACION.- Esta tarifa se aplicará a los servicios que des<sub>u</sub> tienen la energía en media tensión a cualquier uso, con una deman<sub>a</sub> da de 1000 KW o más.

## QUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE.

Cargos por la demanda facturable, por la energía de base y - por la energía de punta.

Región	Cargo por KW de demanda facturable	Cargo por KWh de energía de punta	Cargo por KWh de ener- gía de base
Baja California (junio-octubre)	\$24,604	\$205.11	\$128.19
Baja California (noviembre-mayo)	\$23,432	\$195.34	\$122.09
Baja California Sur	\$24,604	\$205.11	\$128.19
Central	\$24,135	\$201.20	\$125.75
Noreste	\$23,432	\$195.34	\$122.09
Noroeste (junio-octubre)	\$24,604	\$205.11	\$128.19
Noroeste (noviembre-mayo)	\$23,432	\$195.34	\$122.09
Norte	\$24,135	\$201.20	\$125.75
Peninsular	\$24,604	\$205.11	\$128.19
Sur	\$23,432	\$195.34	\$122.09

## TARIFA H-S

TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION,  
NIVEL SUBTRANSMISION.

APLICACION.- Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinan la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión.

## CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE.

Cargos por la demanda facturable, por la energía de base y - por la energía de punta.

Región	Cargo por KW de demanda facturable	Cargo por KWh de energía de punta	Cargo por KWh de ener- gía de base
Baja California (junio-octubre)	\$27,763	\$181.04	\$100.77
Baja California (noviembre-mayo)	\$26,441	\$172.42	\$ 95.97
Baja California Sur	\$27,763	\$181.04	\$100.77
Central	\$27,234	\$177.59	\$ 98.85
Noreste	\$26,441	\$172.42	\$ 95.97
Noroeste (junio-octubre)	\$27,763	\$181.04	\$100.77
Noroeste (noviembre-mayo)	\$26,441	\$172.42	\$ 95.97
Norte	\$27,234	\$177.59	\$ 98.85
Peninsular	\$27,763	\$181.04	\$100.77
Sur	\$26,441	\$172.42	\$ 95.97



## TARIFA H-T

TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION,  
NIVEL TRANSMISION.

APLICACION.- Esta tarifa se aplicará a los servicios que des-  
tinen la energía a cualquier uso suministrados en alta tensión, -  
nivel transmisión.

## CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

Cargos por la demanda facturable, por la energía de base y -  
por la energía de punta.

Región	Cargo por KW de demanda facturable	Cargo por KWh de energía de punta	Cargo por KWh de ener- gía de base
Baja California (junio-octubre)	\$25,681	\$170.06	\$94.36
Baja California (noviembre-mayo)	\$24,459	\$161.96	\$89.87
Baja California Sur	\$25,681	\$170.06	\$94.36
Central	\$25,192	\$166.82	\$92.56
Noreste	\$24,459	\$161.96	\$89.87
Noroeste (junio-octubre)	\$25,681	\$170.06	\$94.36
Noroeste (noviembre-mayo)	\$24,459	\$161.96	\$89.87
Norte	\$25,192	\$166.82	\$92.56
Peninsular	\$25,681	\$170.06	\$94.36
Sur	\$24,459	\$161.96	\$89.87

Para la aplicación de las cuotas a que se refieren las tarifas O-M, H-M, H-S y H-T en las diferentes regiones, éstas se encuentran comprendidas por los siguientes municipios:

REGION BAJA CALIFORNIA

Todos los municipios del Estado de Baja California.

Municipios del Estado de SONORA: San Luis Rio Colorado.

REGION BAJA CALIFORNIA SUR

Todos los municipios del Estado de Baja California Sur.

REGION NOROESTE

Todos los municipios del Estado de Sonora excepto el comprendido en la REGION BAJA CALIFORNIA.

Todos los municipios del Estado de SINALOA

REGION NORTE

Todos los municipios de los Estados de CHIHUAHUA y DURANGO.

Municipios del Estado de ZACATECAS: Chalchihuites, Jiménez del Teúl, Sombrerete, Saín Alto, Jerez, Juan Aldama, Rio Grande, General Francisco Murguía, Mazapil, Melchor Ocampo.

Municipios del Estado de COAHUILA: Torreón, San Pedro de las Colonias, Matamoros, Viesca, Parras de la Fuente y Francisco I. - Madero.

## REGION NORESTE

Todos los municipios de los Estados de NUEVO LEÓN y TAMAULIPAS.

Todos los municipios del Estado de COAHUILA excepto los comprendidos en la REGION NORTE.

Municipios del Estado de ZACATECAS: Concepción del Oro y El Salvador.

Municipios del Estado de SAN LUIS POTOSÍ: Vanegas, Gedral, - Cerritos, Guadalcázar, Ciudad Fernández, Rioverde, San Ciró de Acosta, Lagunillas, Santa Catarina, Rayón, Cárdenas, Alaquines, - Ciudad del Maíz, Ciudad Valles, Tamazopo, Aquismón, Atla de Tarrasas, Tamazunchale, Huehuetlán, Tamuín, Tancanhuitz, Tanlajas, - San Antonio, Coscatlán, Tampamolón, San Vicente Tancuayalab, Ebanó, Xilitla, Tampacan, Tanquian de Escobedo.

Municipios del Estado de VERACRUZ: Pánuco, Tempoal, Pueblo Viejo, Tampico Alto, Ozuluama de Mazcareñas, El Higo, Huayacocotla.

## REGION CENTRAL

Todas las Delegaciones del DISTRITO FEDERAL.

Municipios del Estado de MEXICO: Tultepec, Tultitlán, Ixtapaluca, Chalco de Díaz Covarrubias, Huixquilucan de Degollado, San Mateo Atenco, Toluca, Santa Cruz Atizapán, Cuautitlán, Coacalco, Cuautitlán Izcalli, Atizapán de Zaragoza, Tlanepantla, Naucalpan de Juárez, Ecatepec, Chimalhuacán, Chicoloapan, Texcoco, Ciudad Nezahualcóyotl, Los Reyes La Paz.

Municipios del Estado de MORELOS: Cuernavaca

REGION SUR

Todos los municipios de los Estados de:

NAYARIT, JALISCO, COLIMA, MICHOACAN, AGUASCALIENTES, GUANA---  
JUATO, QUERETARO, HIDALGO, GUERRERO, TLAXCALA, PUEBLA, OAXACA, ---  
CHIAPAS, TABASCO.

Todos los municipios de los Estados de ZACATECAS, SAN LUIS -  
POTOSI Y VERACRUZ no comprendidos en la REGION NORTE o en la ---  
REGION NORESTE.

Todos los municipios de los Estados de MEXICO y MORELOS no -  
comprendidos en la REGION CENTRAL.

REGION PENINSULAR

Todos los municipios de los Estados de YUCATAN, CAMPECHE y  
QUINTANA ROO.

ACUERDO QUE AUTORIZA LA REESTRUCTURACION DE LAS TARIFAS  
PARA EL SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA. (2)

Se establecen las tarifas H-TL, H-SI e I-30 como se señala a  
continuación:

---

(2.) DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACION. 3 de Abril de 1992.  
págs. 2-10.

## TARIFA H-TL

TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION,  
NIVEL TRANSMISION, PARA LARGA UTILIZACION.

APLICACION.- Esta tarifa se aplicará a los servicios que des-  
tinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión,  
nivel transmisión, y que por las características de utilización -  
de su demanda soliciten inscribirse en este servicio.

CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE.-Se aplicarán los siguientes  
cargos por la demanda facturable, por la energía facturable de ---  
punta y por la energía facturable de base.

Región	Cargo por KW de demanda facturable	Cargo por KWh de energía facturable de punta	Cargo por KWh de ener- gía factura- ble de base
Baja California (junio-octubre)	\$25,681	\$217.92	\$76.45
Baja California (noviembre-mayo)	\$24,459	\$207.54	\$72.81
Baja California Sur	\$25,681	\$217.92	\$76.45
Central	\$25,192	\$213.77	\$74.99
Noreste	\$24,459	\$207.54	\$72.81
Noroeste			
(junio-octubre)	\$25,681	\$217.92	\$76.45
(noviembre-mayo)	\$24,459	\$207.54	\$72.81
Norte	\$25,192	\$213.77	\$74.99
Peninsular	\$25,681	\$217.92	\$76.45
Sur	\$24,459	\$207.54	\$72.81

## TARIFA H-SL

TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION,  
NIVEL SUBTRANSMISION, PARA LARGA UTILIZACION.

APLICACION.- Esta tarifa se aplicará a los servicios que des-  
tinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión,  
nivel subtransmisión, y que por las características de utilización  
de su demanda soliciten inscribirse en este servicio.

CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE.- Cargos por la demanda fac-  
turable, por la energía facturable de punta y por la energía fac-  
turable de base.

Región	Cargo por KW de demanda facturable	Cargo por KWh de energía facturable de punta	Cargo por KWh de ener- gía factura- ble de base
Baja California (junio-octubre)	\$27,763	\$292.79	\$78.65
(noviembre-mayo)	\$26,441	\$278.85	\$74.90
Baja California Sur	\$27,763	\$292.79	\$78.65
Central	\$27,234	\$287.22	\$77.15
Noreste	\$26,441	\$278.85	\$74.90
Noroeste (junio-octubre)	\$27,763	\$292.79	\$78.65
(noviembre-mayo)	\$26,441	\$278.85	\$74.90
Norte	\$27,234	\$287.22	\$77.15
Peninsular	\$27,763	\$292.79	\$78.65
Sur	\$26,441	\$278.85	\$74.90

## TARIFA I-30

## TARIFA PARA SERVICIO INTERRUPTIBLE.

APLICACION.- Esta tarifa será aplicable a los usuarios de las tarifas H-S, H-T, H-SL y H-TL que soliciten inscribirse adicionalmente en este servicio y que tengan una Demanda Máxima Medida en Período de Punta o Base, mayor o igual a 20 000 KW durante los tres meses previos a la solicitud de inscripción.

## DEMANDA INTERRUPTIBLE CONTRATADA Y DEMANDA FIRME CONTRATADA.

El usuario que solicite servicio en esta tarifa deberá contratar una demanda interruptible y una demanda firme. La demanda interruptible contratada no puede ser menor a 7 000 KW ni mayor al 70 % del promedio de su Demanda Máxima Media en Período de Punta durante los tres meses previos a su solicitud de inscripción.

## PRECIOS DE COMBUSTIBLES. (3)

Combustóleo importado, cotización Pemex, puesto en Manzanillo.	234.03 pesos por litro.
Combustóleo nacional, cotización Pemex, centro productor.	193.91 pesos por litro.
Gas natural, cotización Pemex, zona centro.	184.10 pesos por metro cúbico.
Diesel No. 1, cotización Pemex, única a nivel nacional.	491.30 pesos por litro.
Carbón, cotización HICARE que incluye manejo de cenizas, única a nivel nacional.	100.41 pesos por kilogramo.

**APENDICE 2**  
**CRITERIOS UTILIZADOS PARA**  
**EL CÁLCULO DE PUNTAJE**



**CRITERIOS UTILIZADOS PARA EL CALCULO DE PUNTAJE. ( 1 )****Introducción.**

La cogeneración tiene varias facetas o factores dependientes y entrelazados; por ejemplo: costo de combustible, leyes, estado de equipos, fiabilidad, tecnología, precio de excedentes, etc. No siempre los mismos factores tienen la misma presencia en un proyecto dado y frecuentemente existen factores totalmente nuevos.

**Objetivo.**

Los criterios que se presentan a continuación tienen como -- propósito presentar una metodología en la evaluación cualitativa y cuantitativa del potencial de excedentes para el autoabastecimiento eléctrico en las industrias encuestadas. Esta evaluación conlleva a un puntaje que ayuda a ponderar la selección de industrias para estudios de prefactibilidad.

**Enfoque.**

El enfoque primario es la maximización de la utilización del equipo de generación existente con miras a la reducción de cargas y/o a la entrega de excedentes a la red con la mayor eficiencia posible; sujeto a restricciones de capital de la empresa y reuniendo ciertas condiciones mínimas de atractividad económica (por --

---

( 1 ) CONAE. Coordinación de Programas de Cogeneración. México -- 1992.

ejemplo: tiempo de recuperación de inversión [TRI] 6 período de -- pago simple basado en datos aproximados y/o estimados).

### Criterios.

Los criterios de evaluación han sido desarrollados usando: - 1) la teoría de toma de decisiones bajo riesgo y 2) el método Delphi, o consenso de expertos; de acuerdo al contexto de evaluaciones previas realizadas en México. Cada uno de los criterios constituye un factor global que integra uno o más sub-factores. Cada criterio tiene un rango posible de puntos. Además, cada factor -- está sujeto a la evaluación cuantitativa y/o cualitativa de los - analistas que realizan la encuesta.

Tabla 1. Criterios de evaluación y puntajes posibles.

#	Criterio o Factor	Rango de Puntaje
1	Potencial de excedentes en unidades de potencia.	0-10
2	Potencial de excedentes en unidades de energía.	0-10
3	Eficiencia energética.	0-10
4	CDM incluyendo estado de equipos.	0-6
5	Tamaño de las inversiones.	0-5
6	Interés de la empresa.	0-6
7	Nivel técnico del personal de la empresa.	0-5
8	Apreciación general del analista.	0-6

Máximo puntaje posible : 58

1. Potencial de excedentes en unidades de potencia.

Este criterio está basado en la diferencia entre las capacidades y demandas (eléctrica y térmica). Se establecerá una mayor cantidad de excedentes y por lo tanto un mayor puntaje relativo - en la medida de que alguna de las siguientes reglas sea satisfecha :

a.	$C_e > D_e$	y	$C_h > D_h$	Todos en MW	(1.a)
b.	$C_e > D_e$	y	$C_h \leq D_h$		(1.b)
c.	$C_e \leq D_e$	y	$C_h \geq D_h$		(1.c)

donde:  $C_e$  = Capacidad instalada de generación eléctrica.

$C_h$  = Capacidad instalada de generación térmica.

$D_e$  = Demanda promedio anual eléctrica.

$D_h$  = Demanda promedio anual térmica.

Los excedentes térmicos  $X_h$  y eléctricos  $X_e$  son definidos por:

$$X_e = C_e - D_e \quad \text{para los casos a y b} \quad (2)$$

$$X_h = C_h - D_h \quad \text{para los casos a y c} \quad (3)$$

El puntaje es proporcional al potencial de excedentes  $X_p$ ,

$$X_p = \min [(C_e - D_e), n_c (C_h - D_h)] \quad (4)$$

donde  $n_c$  es la eficiencia de conversión de energía térmica a eléctrica estimada para la planta y proceso considerados. El puntaje  $P$  se puede estimar de acuerdo a la siguiente tabla :

Rango de $\bar{X}_p$ , MW	P
< 1	0
1 - 3	1
3.1 - 5	2
5.1 - 10	4
10.1 - 15	6
15.1 - 20	8
> 20	10

Tabla 2. Puntaje de criterio 1.

## 2. Potencial de excedentes en unidades de energía.

El potencial de excedentes en unidades de energía eléctrica o térmica convertible a eléctrica es una medida que depende de la variabilidad de cargas térmicas y eléctricas y las correspondientes curvas de duración y factores de carga. Este criterio también es un indicador del potencial de capacidad firme (MW) que podría entregar la planta.

Si se desconoce la curva de duración de carga actual (térmica o eléctrica), ésta se puede estimar de acuerdo al principio de incertidumbre de Laplace. Este principio de investigación de operaciones bajo riesgo, indica que en condiciones de total incertidumbre por el desconocimiento de la distribución de probabilidad de la variable de interés (carga en nuestro caso), pero existiendo estimadores de la carga mínima y máxima, se puede asumir una distribución de probabilidad uniforme ó rectangular. Por lo tanto

la curva de duración de carga básica es definida por la figura 1.

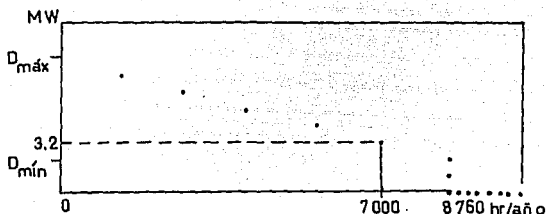


Figura 1. Curva básica de duración de carga.

La curva se interpreta como el número estimado de horas al año en que la carga es menor ó igual a la ordenada que da la curva. Por ejemplo, en la figura 1, la carga será menor o igual a 3.2 MW durante 7 000 hr/año aproximadamente.

En el caso de que  $X_p > 0$  para todos los valores instantáneos de  $C_e$ ,  $D_e$ ,  $C_h$  y  $D_h$ ; entonces el excedente de energía eléctrica  $E_x$  se define como :

$$E_x = X_p \times T \quad (5)$$

donde  $T$  es el tiempo en horas en que la carga existe y varía entre su máximo y su mínimo.

Para los casos en que  $X_p \leq 0$  (operación a plena capacidad o se adquiere energía de la red) se define un factor de carga de --



Rango de Ex, MWh/año	P
< 5 000	0
5 000 - 15 000	1
15 001 - 25 000	2
25 001 - 50 000	4
50 001 - 75 000	6
75 001 - 99 000	8
> 99 000	10

Tabla 3. Puntaje de criterio 2.

### 3. Eficiencia energética de la instalación.

El factor eficiencia enfoca aún más el carácter de análisis térmico de los diagnósticos. Este factor asegura tanto una buena utilización de recursos como también una recuperación más rápida de la inversión. La mejor medida de eficiencia es el "consumo específico incremental" (incremental heat rate), que se define como:

$$\frac{\text{Combustible consumido} - \text{Calor útil al proceso}}{\text{Generación de electricidad}} \left[ \frac{\text{KJ}}{\text{KWh}} \right]$$

A este factor de eficiencia también se refiere como el combustible que se utiliza para generar potencia (fuel chargeable to power, FCP), restando la energía térmica al proceso.

Si el consumo específico incremental fluctúa según la operación de la planta a través del año, se calcula un valor promedio anual.

Consumo específico ajustado (KJ/KWh)	Puntaje
> 26 000	0
24 000 - 26 000	1
22 000 - 24 000	2
20 000 - 22 000	3
18 000 - 20 000	4
16 000 - 18 000	5
14 000 - 16 000	6
12 000 - 14 000	7
10 000 - 12 000	8
8 000 - 10 000	9
< 8 000	10

Tabla 4. Puntaje de criterio 3.

#### 4. Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad (CDM).

Confiabilidad (C) es la probabilidad de que un sistema funcione sin fallas durante un período de tiempo dado. Un indicador de C es el tiempo medio entre fallas (TMEF).

Disponibilidad (D) es la probabilidad de que un sistema este operando cuando se le requiera.

Mantenibilidad (M) es la probabilidad de que un sistema sea reparado en un tiempo dado, típicamente estimado en términos del tiempo medio de reparación (TMDR).



La CDM es considerada integralmente por medio de uno de los siguientes estimadores :

$$D' = \frac{TMEF}{TMEF + TMDR} \quad (8.a)$$

$$= \frac{\# \text{ de horas de funcionamiento por año}}{8\,760 \text{ hr/año}} \quad (8.b)$$

Implícitamente, este criterio también incluye una evaluación cualitativa del estado de conservación y mantenimiento del equipo o sistema de generación de energía de acuerdo a la tabla siguiente. La tabla tiene 2 entradas: D' y/o estado del sistema.

D'	Estado del sistema	P
> 95 %	Excelente	6
86 - 95 %	Muy bueno	5
76 - 85 %	Bueno	4
66 - 75 %	Aceptable	3
56 - 65 %	Malo	2
46 - 55 %	Muy malo	1
< 46 %	Pésimo	0

Tabla 5. Evaluación de CDM y estado de equipos.

##### 5. Tamaño de inversiones.

Desde el punto de vista económico-financiero, el tamaño de las inversiones representa un indicador de la probabilidad de in-

versión en una alternativa de entrega de excedentes. En una firma el capital es limitado y el riesgo de inversión es considerado -- proporcional a : a) el monto de la misma, b) el nivel de tasa de interés, y c) a la incertidumbre de los retornos de tecnologías o sistemas nuevos. Estos hacen que el tamaño de la inversión (en -- función de los costos actuales de energía), constituyan un indica dor de la disponibilidad de la gerencia a arriesgar capital en -- nuevos proyectos.

Como principio básico de administración y conservación de la energía industrial (Turner-1982, Energy Management Handbook), se considera que el capital disponible debe orientarse a las inver-- siones de bajo costo inicial. A pesar de que este precepto puede ser sub-óptimo desde el punto de maximización de rentabilidad; -- estratégicamente las inversiones de bajo costo son las más fáci-- les de llevar a cabo y demostrar. El autor antes citado, ha demos trado el impacto estratégico en firmas industriales (USA) de la - venta de ideas básicas y de bajo costo inicial de tecnologías de conservación. Varios autores de países en vías de desarrollo tam-- bién lo han comprobado (por ejemplo Ramakumar-1987).

Este criterio debe considerar también la capacidad financie-- ra de la empresa y el riesgo asociado ajustando el monto de la -- Tabla 6. El monto indicativo subirá a la categoría superior si-- guiente (puntaje bajará) cuando la empresa muestre poca solvencia económica. Similarmente la categoría bajará (el puntaje subirá) -- cuando la empresa sea considerada solvente. En caso de incertidum bre de solvencia no habrá ajuste.

Monto de inversión (US \$)	P
0 - 100 K	5
100 K - 1 M	4
1 M - 5 M	3
5 M - 10 M	2
>10 M	1

Nota: K denota 1 Mil y M 1 Millón.

Tabla 6. Evaluación de criterio 5.

#### 6. Interés de la empresa.

Este criterio es cualitativamente evaluado por medio de la accesibilidad del personal, calidad de datos proporcionados, experiencia con proyectos similares o relacionados, e interés general en entregar excedentes. La tabla 7 se usa para evaluar este criterio (6) y los siguientes (7 y 8).

Criterios	Evaluación	P
6, 8	Excelente	6
6, 7, 8	Muy bueno	5
6, 7, 8	Bueno	4
6, 7, 8	Aceptable	3
6, 7, 8	Malo	2
6, 7, 8	Muy malo	1
6, 7, 8	Pésimo	0

Tabla 7. Evaluación de criterios 6, 7 y 8.

#### 7. Nivel técnico de la empresa.

Este criterio se evalúa cualitativamente usando la tabla 7. Se usa como base el entrenamiento y nivel demostrado durante la entrevista del personal técnico de la empresa en términos de su potencial de administrar, operar y mantener una planta de autogeneración y/o cogeneración con entrega de excedentes con niveles altos de confiabilidad.

#### 8. Apreciación general del analista.

La apreciación del analista constituye un enfoque integrador de los factores previamente considerados y de la impresión general que le hayan causado como organización la planta y/o empresa entrevistada o visitada. Usar la tabla 7 para evaluar la apreciación general de la capacidad de la planta, sus equipos/procesos y su personal.

## BIBLIOGRAFIA

- 1.- AGUILAR PERIS, J. Curso de Termodinámica. Alhambra Universidad. 704 pp.
- 2.- ARIZMENDI, NELSON. Cogeneración, Beneficios y Acciones Necesarias para Favorecer su Desarrollo en México. CONCAMIN, --- Primeras Jornadas de Cogeneración, México 1992.
- 3.- BENJ F., GILBERT WALTON. Evaluación de Proyectos de Cogeneración desde el Punto de Vista de la Empresa Eléctrica. Primeras Jornadas de Cogeneración, México 1992.
- 4.- CONTRERAS OLMEDO, D., GOMEZ ANGUIO, A. Procesos de Cogeneración en la Industria. Seminario IDAE, México D.F. Febrero de 1990.
- 5.- COORDINACION DE PROGRAMAS DE COGENERACION. Criterios Utilizados para el Cálculo de Puntaje. CONAE, México D.F. 1992.
- 6.- CUEVAS SALGADO, JESUS. Cogeneración Industrial en México: -- Producción de Electricidad, Diagnóstico y Perspectivas. Programa Universitario de Energía-Coordinación de la Investigación Científica-U.N.A.M, Primera Edición, 1989, 111pp.
- 7.- DEGARMO, E. PAUL. Ingeniería Económica. Ed. CECSA, México -- D.F., 1980, Segunda Impresión, 642pp.
- 8.- DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACION. Varios Números.
- 9.- DOMINGUEZ MOTA, ENRIQUE. Compilación Tributaria 1991. XI ed. Difiscal Editores, México D.F.

- 10.- DUNCKEL, EARL (Ed). Cogeneration 1991-92 Project Handbook. Volume 2, Pequot Publishing, INC., February 1992.
- 11.- FERNANDEZ, R., CRIBIXELL, J. "Cogeneración", Automática e Instrumentación, 1988.
- 12.- GUILLEN, J. ANTONIO. Sistemas de Cogeneración, Ed. ENAGAS, - 1990.
- 13.- IDOM. Proyectos de Cogeneración. IDOM, Madrid España, 1992.
- 14.- INSTITUT CATALA D'ENERGIA, Promotion of Cogeneration. Barcelona España, 1992.
- 15.- KAWASAKI HEAVY INDUSTRIES, Factibilidad y Selección de un Sistema de Cogeneración. Primera Jornadas de Cogeneración, - México 1992.
- 16.- LEY DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA. Reformada de Diciembre de 1983 a Diciembre de 1986.
- 17.- MANDOKI W., JORGE. Manual de Exergía y Cogeneración. Impreso por CELANESE MEXICANA S.A. 61pp.
- 18.- MCCLINTOCK, R. B., RICHARDSON, P. W., SPENCER, R. C. Steam Tables in SI (Metric) Units for Instructional Use. ASME, United Engineering Center, 19pp.
- 19.- MONEDERO DE LA VEGA, ARTURO F. Diplomado en Cogeneración. -- U.N.A.M.-D.E.P.F.I., México D.F. 1992.

- 20.- ORTIZ DE ARTIÑANO, ALFONSO V. Dimensionamiento de Plantas de Cogeneración, Sener Las Arenas, Primeras Jornadas de Cogeneración, México 1992.
- 21.- REVISTA DE LA ASOCIACION MEXICANA DE TÉCNICOS DE LAS INDUSTRIAS DE LA CELULOSA Y DEL PAPEL, A.C. Volumen XXXII, No. 4, Julio-Agosto 1992.
- 22.- SALAZAR SAN ANDRES, OCTAVIO R. Ciclos Kalina y Cheng, Una Nueva Propuesta para Incrementar la Eficiencia de Plantas de Cogeneración, Instituto de Investigaciones Eléctricas, México D.F. 1992.
- 23.- SEMINARIO REGIONAL OLADE/GTZ. Marco Legal y Características Económicas de la Producción Combinada de Calor y Energía Eléctrica (Cogeneración) en América Latina y el Caribe, Monterrey-México, Diciembre 1992.
- 24.- TARQUIN, ANTHONY J., BLANK, LELAND T. Ingeniería Económica, 2da. ed., Ed. Mc Graw-Hill, México 1986, 558pp.
- 25.- THUESEN, HOIGER G. Economía del Proyecto en Ingeniería, Ed. Prentice Hall, Cuarta Impresión 1980, Impreso en España, -- 592pp.
- 26.- TOBON BERNAL, ROSENDO, BELLO TORRES, GUILLERMO. Tabla de Propiedades Termodinámicas del Agua y su Vapor, Editado por la E.N.E.P Aragón-U.N.A.M., Junio de 1989, 130pp.
- 27.- WHITE, JOHN A.; AGEE, MARVIN H.; CASE, KENNETH E. Principles of Engineering Economic Analysis, 3a. ed., Ed. John Wiley and Sons, U.S.A. 1989, 588pp.

- 28.- ZEMANSKY, MARK W. Calor y Termodinámica, 4a. ed., Ed. Aguillar, Edición Española, 1979, 668pp.
- 29.- ALVAREZ M., CONSTANTINO. Análisis Comparativo de los Balances de Energía y Exergía. Memoria del 5o. Seminario Nacional sobre el Uso Eficiente de la Energía en la Industria. U.A.M. Noviembre de 1984.