

**COMISION NACIONAL PARA EL AHORRO DE ENERGIA
CONAE**

**EVALUACION DE EXCEDENTES ELECTRICOS
EN CENTRALES ELECTRICAS DE AUTOABASTECIMIENTO**

CONTRATO CONAE-CFE-03/91

**RESUMEN DE DIAGNOSTICOS Y RECOMENDACION
DE CASOS A ESTUDIAR**

DIAGNOSTICOS 1 A 10:

1. Azufrera Panamericana
2. Ingenio Alvaro Obregón
3. Sosa Texcoco
4. Cervecería Moctezuma
5. Met-Mex Peñoles
6. Fisisa
7. Propasa
8. Smurfit Carton y Papel
9. Ingenio Tala
10. Ingenio Motzorongo

GRUPO ENRESA

RCG, Hagler, Bailly, Inc., Arlington, USA
Saincomex SA, Mexico D.F.
Enpro SA, Mexico D.F.

3 DE MARZO DE 1992

CONTENIDO

1. INTRODUCCION

1.1 Objetivos

1.2 Organización del Informe

1.3 Unidades de Medida y Equivalencias

2. DESCRIPCION DE LOS INFORMES DE DIAGNOSTICO

2.1 Contenido de los Informes de Diagnóstico

2.2 Metodología de Elaboración del Diagnóstico

2.3 Criterios de Evaluación

3 SINTESIS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 Comparación de Puntajes

3.2 Reducción de la Dependencia de la Red

3.3 Comparación en Términos Reales

3.4 Conclusiones y Recomendaciones

ANEXOS

1. INTRODUCCION

1.1 Objetivos

Este informe presenta los resultados de las diez primeras visitas realizadas a instalaciones industriales y los análisis de diagnóstico correspondientes. Dichas instalaciones corresponden a las siguientes empresas:

1. Azufrera Panamericana
2. Ingenio Alvaro Obregón
3. Sosa Texcoco
4. Cervecería Moctezuma
5. Met-Mex Peñoles
6. Fisisa S.A.
7. Propasa S.A.
8. Smurfit Cartón y Papel
9. Ingenio Tala
10. Ingenio Motzorongo

Los objetivos del informe son dos:

1. Presentar el diagnóstico de cada instalación cuyo resultado es un puntaje que caracteriza la conveniencia, interés y posibilidades de cada empresa para aumentar su nivel de autoproducción
2. Comparar los resultados de los diagnósticos de esas instalaciones y recomendar análisis de factibilidad para aquellas que, en base a las expectativas derivadas del diagnóstico, pudieran resultar en proyectos atractivos.

Es importante señalar que se ha considerado de manera separada el aumento del nivel de autoproducción que se traduce en una disminución de la dependencia de la red eléctrica y el aumento de autoproducción con excedentes vendibles a la red.

Ambas circunstancias son consideradas importantes para los objetivos del estudio pero también se considera importante para las siguientes etapas de evaluación de mercado el considerarlas de manera que puedan ser fácilmente discriminadas.

1.2 Organización del Informe

En el Capítulo 1 se exponen los objetivos, la organización y las unidades de medida utilizadas y sus equivalencias a otros sistemas de medida.

En el Capítulo 2 se presenta una descripción del contenido de los informes individuales de diagnóstico, de la metodología utilizada en la elaboración de los mismos y de los criterios utilizados en la asignación de puntaje para cada instalación.

En el Capítulo 3 se exponen, de manera comparativa, los resultados de los diagnósticos y se hacen las conclusiones y recomendaciones correspondientes.

1.3 Unidades de Medida y Equivalencias

Los datos obtenidos de las instalaciones visitadas se encuentran mayormente expresados en las unidades de medida de uso habitual en México las que, a fin de normalizar el análisis, han sido convertidas al sistema métrico internacional.

A continuación se exponen las equivalencias utilizadas:

Unidades de Medición

calor: kJ, MJ, GJ

potencia y energía : kW y kWh

presión : kg/cm² manométrico; en caso de condensado absoluto

masa : tm toneladas metricas

Factores de conversión

calor : 1 kcal = 4.187 kJ

 1 Btu = 1.055 kJ

 1 kJ = 0.278 x 10⁻⁴ kWh

 1 GJ = 277.7 kWh

energía : 1 kcal = $1.163 \cdot 10^{-3}$ kWh

1 GJ = 277.7 kWh

1 hp = 0.7355 kW

presión : 1 bar = 1.019 kg/cm²

1 psi = 1 lbf/in² = $7.030 \cdot 10^{-2}$ kg/cm²

1 mm Hg = $1.360 \cdot 10^{-3}$ kg/cm²

1 in Hg = 1 pulgada Hg = $3.454 \cdot 10^{-2}$ kg/cm²

1 at = 1 kg/cm²

(La presión atmosférica a la altura de México D.F. es de 585 mm Hg = 0.7956 kg/cm²)

masa : 1 lb = 0.4538 kg

1 tm = 1000 Kg

Factores combinados

1 Btu/lb = 2.326 kJ/kg

1 Btu/ft³ = 37.26 kJ/m³

1 Btu/(lb*°F) = 4.187 kJ/(kg*°C)

2. DESCRIPCION DE LOS INFORMES DE DIAGNOSTICO

2.1 Contenido de los Informes Individuales de Diagnóstico

La primera parte de la presentación de cada diagnóstico comienza con dos tablas:

La primera tabla resume la cantidad de excedentes de potencia y energía y un estimativo del ahorro neto anual operativo posible.

Es necesario resaltar el carácter preliminar del cálculo de ahorro anual operativo. Este valor, que no incluye costos fijos o amortizaciones de capital, está calculado utilizando un precio de la energía de 4 centavos de dólar por kWh y ningún valor para la potencia. Si bien los excedentes de potencia se califican luego de acuerdo al sistema de puntaje y naturalmente su evaluación se considerará en detalle durante los estudios posteriores, existen tres razones para no incorporar este importante beneficio en la estimación de este parámetro:

- Como el beneficio anual operativo no incluye la amortización de capital se considera mas representativo el parámetro si éste tampoco incluye beneficios relativos a la potencia excedente o ahorrada
- La determinación del carácter firme, secundario o intermedio de la potencia, cuando es excedente, requiere de un análisis detallado
- Los lineamientos existentes no son claros en cuanto a la adjudicación de valor por parte de CFE a estos tres tipos de potencia proveniente de centrales no dependientes del despacho de cargas

En segundo lugar se presenta una tabla que resume el puntaje de calificación asignado a cada uno de los criterios y conforme al sistema de evaluación. Este puntaje corresponde a la definición de excedentes como la entrega a la red, lo que implica que una reducción de consumo no lleva un puntaje.

Luego de las tablas se presenta una discusión que caracteriza la operación de la planta identificando los aspectos globales que afectan la generación eléctrica. Esta parte indica brevemente como el análisis de la operación de la planta de fuerza lleva a identificar el carácter de las modificaciones que se propone como opción de aumentar la autogeneración.

La segunda parte es una lista de todos los datos básicos de la planta tales como producción total, características de calderas y turbogeneradores, consumo de energía y otros datos energéticos que sirven de base para el diagnóstico. Los datos de esta parte se encuentran casi en su totalidad en la encuesta mientras que otros son estimados o resultan de contactos ulteriores con el personal de la planta. En algunos casos el análisis que sigue toma una decisión cual de los datos básicos es confiable o más adecuado para un calculo. Si los datos básicos son incorrectos o incompletos, se tiene que recalculer el análisis que sigue porque los conclusiones pueden cambiar de manera importante.

La tercera y última parte comprende todos los cálculos y comentarios que definen los resultados del análisis. En el caso de que un calculo se repita, el diagnostico incluye solamente un primero ejemplo.

La ultima sección resume los resultados más importantes del diagnóstico. Estos comentarios pueden servir para indicar a la planta como se tiene que avanzar el análisis, aprovechando el labor que ha producido un diagnóstico. En gran parte estos conclusiones explican porque un diagnóstico puede ser un estudio de factibilidad interesante.

Cada diagnóstico contiene además 3 apéndices:

Apéndice I -Diagramas adicionales y resultados del modelo Eficiencia Turbogenerador

Apéndice II -Informe de la visita efectuada indicando fechas, personal movilizado, personal contactado, medios de transporte etc.

Apéndice III -Datos de la encuesta en la forma presentada por la dirección de la planta.

Apéndice IV - Criterios usados para el calculo de puntaje

2.2 Metodología de Elaboración del Diagnóstico

Preparación de datos

El primer paso del diagnóstico es el manejo de los datos obtenidos en la planta para su mejor utilización analítica. Esto comprende la preparación de gráficos que muestren la situación global del consumo energético incluyendo la variación del consumo de

combustible, la electricidad comprada de la red y la autogeneración. El detalle posible en esta preparación depende en gran medida de la calidad y detalle en los datos disponibles.

En cada una de las 10 plantas se ha realizado un análisis global de la eficiencia de la planta de fuerza, particularmente de las calderas y equipo de generación. Un resultado importante es la verificación de los datos obtenidos. Eso comprende por ejemplo la verificación de los totales anuales en correspondencia con los datos horarios de flujos de vapor y combustible así como una apreciación sobre si la eficiencia del equipo es efectivamente posible etc. Esta verificación y la decisión de aceptar o rechazar cada uno de los datos depende en gran medida de la opinión experimentada del analista.

Es muy importante tener en cuenta la calidad de la información disponible para la elaboración de estos diagnósticos. Al efecto y como ejemplo de expectativas para futuros análisis se presenta la Tabla 2.1 que resume el grado de disponibilidad de datos. La causas de la indisponibilidad de datos son diversas e incluyen deficiencias en la instrumentación de la planta, negligencia en la lectura de la instrumentación existente, recelo en dar a conocer la información disponible y habilidad técnica para presentar datos de manera coherente.

TABLA 2.1 - Disponibilidad de datos

DATOS DE	Producción	Red Vapor	Combustible	Electricidad
A.Obregón	completo	promedios	falta bagazo	completo
Ing. Tala	sólo total falta alcohol	sólo total	completo	completo
Motzorongo	completo	sólo total	completo	completo
APSA	completo	sólo total	completo	completo
Smurfit	sólo total	sólo total	sólo total	sólo total
Propasa	completo	promedios	completo	completo
Fisisa	nada	nominal	sólo total	sólo total
Moctezuma	completo	completo	incoherente	completo
Sosa Tex.	sólo total	completo	completo	sólo total
Met-Mex	sólo total	sólo total	sólo total	completo

Notas:

-
1. La leyenda "sólo total" refleja dos tipos de deficiencias. Una puede ser la falta de distribución física de la cantidad (ejemplo: consumos por caldera lo que impide calcular la eficiencia de cada caldera individual). Otra deficiencia es la falta de distribución temporal (ejemplo: la variación de la carga térmica o eléctrica). Este último problema se encuentra también bajo la leyenda "promedios"
 2. La leyenda "nominal" se refiere a datos provenientes o calculados en base a capacidades nominales del equipo y no en base a cantidades medidas.

Examen de la operación

El segundo paso consiste en un examen de la operación del equipo de autogeneración en el caso de la conexión con la red. Es decir, la determinación del nivel de excedentes eléctricos maximizando la operación sin otras inversiones o con inversiones bajas (por ejemplo, equipo auxiliar).

En todas las plantas hasta ahora examinadas la generación eléctrica se efectúa mediante turbogeneradores de vapor. Por esta circunstancia los diagnósticos usan todos el mismo modelo matemático para calcular la eficiencia de los turbogeneradores y para estimar la producción eléctrica bajo la operación propuesta.

Este modelo considera equipos genéricos y naturalmente no puede tomar en cuenta las características particulares de detalle de cada instalación y proveedor. Sin embargo en algunos casos los diagnósticos incluyen esta información adicional y se ha podido constatar, en el caso del Ingenio Alvaro Obregón que la diferencia entre resultado del modelo y de la gráfica del proveedor es de solamente un 2.5 por ciento.

Análisis de oportunidades adicionales

El tercer y último paso comprende un análisis de las oportunidades de aumentar la autoproducción mediante inversiones en equipos adicionales. Este análisis toma en cuenta la configuración de cada sistema energético así como otras consideraciones tales como edad y estado de los equipos o planes de modificación en las líneas de producción.

En casos particulares se ha incluido como opción la consideración de una turbina de combustión (turbina de gas) por existir planes de la empresa que consideran esa inversión. En otros casos dicha opción o bien no existe por consideraciones propias al proceso o no se considera representativa a nivel de comparación ya que implica una tecnología nueva para el personal e introduce una dependencia del suministro de gas.

2.3 Criterios de Evaluación

En la evaluación de estas plantas se utiliza un sistema de puntaje cuyos detalles se describen en el Anexo 11. El sistema califica tanto aspectos cuantitativos como cualitativos y, además de la superioridad analítica con respecto a un sistema cuantitativo rígido, el sistema adoptado se adecúa especialmente a un análisis comparativo de plantas en las que hay grandes diferencias en la calidad y cantidad de la información disponible tal como es el caso en México.

Se utilizan los siguientes ocho factores o criterios que resumen los aspectos principales a tener en cuenta para decidir si una instalación ofrece oportunidades de aprovechar excedentes energéticos de manera económicamente atractiva.

1.	Potencial de excedentes de potencia	10 puntos
2.	Potencial de excedentes de energía	10 puntos
3.	Eficiencia de la instalación	10 puntos
4.	Confiabilidad, disponibilidad y mantenimiento de los equipos	6 puntos
5.	Tamaño de las inversiones	5 puntos
6.	Interés de la empresa	6 puntos
7.	Nivel técnico del personal y calidad de los datos disponibles	5 puntos
8.	Apreciación general	6 puntos

En primer lugar están los factores que son cuantificables con toda claridad. El total de estos tres primeros factores es de 30 puntos (10 puntos cada uno) y tiene por consiguiente una marcada influencia sobre el puntaje final. Como se puede observar, si bien en el cálculo de ahorros netos operativos referido anteriormente no se otorgó valor a los excedentes de potencia, en la calificación por puntaje dichos excedentes tienen un fuerte peso ya que, en un estudio a nivel de detalle, el beneficio resultante de dichos excedentes puede tener un impacto decisivo.

Los cinco factores restantes tienen, individualmente un peso menor pero agregadamente pueden influenciar sensiblemente el resultado. El factor confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad y el factor tamaño de las inversiones también son cuantificables pero

deben de incluir una evaluación cualitativa del análista en base de sus observaciones durante la visita con respecto al estado del equipo. Los tres últimos factores son enteramente subjetivos y reflejan tanto la impresión del equipo de visita a la planta como su conocimiento acerca de la situación general del sector industrial.

3. SINTESIS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 Comparación de Puntajes

La tabla 3.1 resume el puntaje alcanzado por cada instalación diagnosticada para cada uno de los criterios de evaluación utilizados. El caso del ingenio Alvaro Obregón es presentado con dos opciones diferentes porque la planta incluye una modificación importante del proceso de producción que implica la duplicación de su capacidad.

El ordenamiento de mayor a menor de los puntajes totales es el siguiente:

1. Alvaro Obregón	48 puntos
Alvaro Obregón	34 puntos
2. Azufrera Panamericana	49 puntos
3. Sosa Texcoco	36 puntos
4. Met-Mex Peñoles	26 puntos
5. Ingenio Tala	26 puntos
6. Propasa S.A.	24 puntos
7. Fisisa S.A.	21 puntos
8. Cerveceria Moctezuma	22 puntos
9. Smurfit Carton y Papel	23 puntos
10. Ingenio Motzorongo	10 puntos

El rango de puntaje total alcanzado por las instalaciones esta entre 10 y 49 puntos y la distribución dentro de ese rango no es uniforme ya que las industrias se encuentran mayormente o por encima de 40 puntos o por debajo de 30. Esta polarización se debe mayormente al impacto de los primeros tres criterios técnicos de evaluación, pero también refleja que existe un grado de correlación entre algunos criterios.

3.2 Reducción de la Dependencia de la Red

Si bien la oportunidad de entregar excedentes eléctricos a la red de servicio público es un aspecto de gran interés en este estudio también se tiene presente la importancia que puede tener una reducción de la dependencia de la instalación en la red eléctrica sin llegar a producir excedentes a entregar.

En la tabla 3.2 se muestra el resultado de la evaluación si el puntaje se aplicara en base al aumento en autogeneración en vez de solamente a excedentes.

3.3 Comparación en Términos Reales

A fin de complementar el análisis anterior se ha preparado también la tabla comparativa 3.3 que resume la generación adicional en términos de energía anual. Como índice de la eficiencia de la generación, se está incluyendo también el flujo específico de vapor ("steam rate") actual y de la modificación propuesta.

El flujo específico de vapor es un parámetro parcial de la eficiencia, permitiendo de comparar la operación actual con la operación propuesta. Se refiere únicamente a la turbina y no a la instalación total. La comparación sólo es válida cuando se trata de la misma turbina: los flujos específicos de dos turbinas diferentes no se pueden comparar porque se refieren a diferentes niveles de presión o de temperatura.

Esta tabla también resume las limitaciones al aumentar el nivel de excedentes con inversiones bajas o moderadas.

Los excedentes más importantes ofrece la planta de Azufrera Panamericana. Esta planta tiene también el flujo específico ("steam rate") más bajo. En el caso del Ingenio Motzorongo no se considera excedentes reales.

3.4 Conclusiones y Recomendaciones

Los resultados obtenidos indican sin lugar a dudas la superioridad del Ingenio Alvaro Obregón y de la Azufrera Panamericana en términos de posibles oportunidades de generación de excedentes.

Sosa-Textcoco presenta un puntaje elevado que también nos lleva a recomendar su análisis a nivel de detalle. La eficiencia actual de la operación en la planta y el gran potencial de aumentar la cogeneración ofrecen una oportunidad importante.

Las plantas de Tala, Propasa, Smurfit, Moctezuma y Fisisa tienen todas un buen potencial de aumento de la autogeneración. Sin embargo, las inversiones indicadas por los parámetros de la operación actual son en todos estos casos demasiado grandes con relación al nivel de excedentes posible.

RESUMEN

La planta de Fibras Químicas en Monterrey es una planta productora de fibras de nylon y polipropileno. Como parte del proyecto "Evaluación de Excedentes Eléctricos en Centrales Eléctricas de Autoabastecimiento" de la CONAE, se hizo una visita a la planta el día 14 de febrero del año 1992. Durante esta visita, los técnicos del Grupo Enresa tuvieron la oportunidad de discutir los datos de la encuesta sobre equipo y consumo de energía eléctrica y térmica de la planta (ver apéndice III) con la dirección de operaciones de la misma. El análisis de estos datos se presenta en este informe.

En el análisis se consideraron dos opciones para incrementar la autogeneración. Opción 1 contempla una mejora en la operación del equipo actualmente empleado y implica una inversión mínima. La opción 2 considera la maximización de la autogeneración satisfaciendo la demanda térmica de la planta; se trata de tomar un caso que sea real aunque no está optimizado del punto de vista inversión y generación. Los resultados se resumen a continuación.

Tabla de resultados

Capacidad de autogeneración instalada		cero MW	
		Opción 1	Opción 2
Aumento de la autogeneración			
Potencia	MW	1.3	72.8
Energía	MWh	9,900	541,700
Excedentes disponibles a la red			
Potencia	MW	0	46.5
Energía	MWh	0	311,700
Consumo específico ajustado	kJ/kWh	17,843	6,865
Factor de precio de combustible		0.87	0.85
Ahorro neto operativo	\$/año	366,425	14,980,000
Nivel de inversión	k\$	1,000-1,600	85-100,000
Tiempo de recuperación simple	años	2.7-4.4	5.6-6.7

Basado en la visita, los datos obtenidos, la información adicional, y el análisis preliminar, se puede concluir lo siguiente:

- La operación actual comprende turbocompresores y turbochillers realizando 75 % del potencial de cogeneración con turbinas de vapor (3,400 kW de un total de 4,730 kW); aprovechando los 25 % restante es una inversión de buen rendimiento.

-
- La producción es continua y consume 46.5 MW de energía térmica con una demanda eléctrica de 26 MW; actualmente, la planta no cuenta con equipo de autogeneración, sin embargo, la operación presenta oportunidades importantes para cogenerar; no será posible tener excedentes, pero el consumo de electricidad de la red se puede reducir de manera considerable.
 - La eficiencia promedio actual de 72 % en las calderas deja un potencial importante de ahorro de energía con una afinación de las calderas.
 - La capacidad instalada de calderas de alta presión (45 y 34 tm/h) permite de reemplazar la utilización de las calderas de vapor saturado; de esta manera se obtiene la oportunidad de instalar una nueva turbina de contrapresión generando 1.1 MW sin otras inversiones.
 - La presión actual en el cabezal de alta presión es de 45.7 kg/cm²; si se puede aumentar la presión de la caldera No.6 a su presión de diseño, se podría utilizar una nueva turbina de contrapresión con 60 kg/cm² en vez de 45.7 kg/cm²; lo que permite de generar 1.3 MW de potencia eléctrica.
 - La estabilidad del consumo de energía eléctrica y térmica y su tamaño relativo, ofrecen una oportunidad de aumentar la autogeneración con un ciclo combinado; esta opción de máxima generación resulta en una potencial de excedentes a la red de 46.5 MW, la entrega llega a 311,000 MWh/año
-

La siguiente tabla muestra un cálculo de puntaje, permitiendo de comparar este diagnóstico con los demás, a fin de identificar las oportunidades más interesantes para estudios detallados de generación de excedentes eléctricos.

Tabla de cálculo de puntaje

	Opcion 1	Opcion 2
1. Excedentes en potencia	0	10
2. Excedentes en energía	0	10
3. Eficiencia de la instalación	5	10
4. Confiabilidad, disponibilidad	5	5
5. Inversiones	2	0
6. Interés de la empresa (bajo)	2	2
7. Nivel técnico (bueno)	4	4
8. Apreciación general (media)	3	3
	<hr/>	<hr/>
TOTAL	20	44

(para explicación de puntaje, ver Apéndice IV)

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

A. Tiempo de operación

3 turnos de 8 horas

horas de operación: 8,760 h/año

B. Producción actual

hilo nylon y polipropileno

datos de producción no accesibles

C. Capacidad de calderas

No. 3, 4 y 5 Combustion Engineering (1972)

flujo máximo: 18 tm/h

presión: 21 kg/cm²

temperatura: (saturado)

No. 6 Zurn (1980)

flujo máximo: 45 tm/h

presión: 63 kg/cm²

temperatura: 400 °C

No. 7 Babcock & Wilcox (1970)

flujo máximo: 34 tm/h

presión: 53 kg/cm²

temperatura: 400 °C

Calderas No. 1 y 2 desmanteladas

C'. Producción actual de vapor

	Producción anual
Caldera 3, 4 y 5	78,840 tm *
Caldera 6	249,494 tm *
Caldera 7	188,506 tm *
Total	516,840 tm

promedio total : 59 tm/h

* datos de conversación telefónica, apéndice I

D. Electricidad autogenerada: Cero

E. Electricidad comprada

230,000,000 kWh/año / 8,760 h/año = 26,256 kW

F. Características de los turbogeneradores

la planta de fuerza no comprende turbogeneradores

G. Consumo total de combustibles

Gas natural 45,000,000 Nm³/año

Combustóleo 6,566 tm/año

H. Relación energía térmica / eléctrica

$$= 350,000 \text{ Gcal} * 4,187 \text{ MJ/Gcal} / 8,760 \text{ h/año}$$

$$= 167,289 \text{ MJ/h} = 46,469 \text{ kW térmico}$$

$$46,469 \text{ kW} / 26,256 \text{ kW} = 1.77 \text{ kW}_{t\acute{e}} / \text{ kW}_{e1}$$

1.2. OPERACION PLANTA DE FUERZA

En la siguiente página se muestra un esquema funcional de la red actual de vapor. Los datos de flujo representan un balance según los cálculos del análisis. De las tres calderas de vapor saturado se utiliza una durante la operación normal. El vapor de las calderas de alta presión se usa principalmente en un turbocompresor, lo que sobra pasa por una válvula reductora.

Eficiencia de las calderas

Sin datos de la operación como la temperatura de escape, etc., se puede calcular solamente el balance total promedio anual para cada caldera. Los datos proporcionados por el personal de la planta son limitados debido a la falta de equipo de medición de flujo para cada caldera. El análisis comprende entonces el cálculo para la eficiencia nominal y la eficiencia global de las calderas:

Eficiencia nominal de caldera 3, 4 y 5:

$$= \frac{18 \text{ tm/h} * (2,792 - 400) \text{ MJ/tm}}{1,350 \text{ Nm}^3/\text{h} * 38.82 \text{ MJ/Nm}^3}$$
$$= 82.2 \%$$

El cálculo correspondiente resulta en:

Eficiencia nominal de caldera 6 : 91.7 %
caldera 7 : 92.4 %

Eficiencia actual:

$$\begin{aligned} & 350,000 \text{ Gcal/año} * 4,187 \text{ MJ/Gcal} \\ = & \frac{350,000 \text{ Gcal/año} * 4,187 \text{ MJ/Gcal}}{45,000,000 \text{ Nm}^3/\text{año} * 38.82 \text{ MJ/Nm}^3 + 6,566 \text{ tm/año} * 42,340 \text{ MJ/tm}} \\ & = 72.4 \% \end{aligned}$$

El dato del consumo térmico anual de la planta (ver página 2 de la encuesta), corresponde efectivamente a 59 tm/h de flujo promedio de vapor. Extrapolando la producción de vapor con este flujo promedio debe de minimizarse el error posible. El análisis indica un potencial de ahorro de energía con una afinación de las calderas.

1.3 EFICIENCIA ENERGETICA DE LA GENERACION

Como no existe generación en la planta, esta eficiencia se aplica solamente a las opciones 1 y 2 respectivamente en la sección 2.4 y 3.4.

2. INVERSION MINIMA PARA AUMENTER LA AUTOGENERACION (OPCION 1)

Para examinar el potencial de inversiones en cogeneración en la planta de Fibras Químicas se ofrece la siguiente opción, aparte de una reconstrucción total de la planta de fuerza:

- Utilizar el vapor de alta presión de las calderas 6 y 7 para una turbina de contrapresión, lo que permitira cerrar la válvula de reducción en paralelo de la turbobomba y utilizar las calderas 6, 7 para el total de la carga térmica de la planta.

Las calderas 6 y 7 tienen una capacidad máxima de 79 tm/h, la demanda promedio es 59 tm/h. Tomando en cuenta la variación de la demanda según las figuras 3 y 5 (ver apéndice I), es posible parar

las calderas 3, 4 y 5. De esta manera se puede aumentar la eficiencia de la generación de vapor de 5-10% (un cálculo exacto necesita conocer el flujo de vapor y combustible para cada caldera, datos que no están disponibles actualmente).

En la siguiente página se muestra un 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.

2.1 AUTOGENERACION EN EL CASO DE LA OPCION 1

La propuesta propone parar las calderas 3, 4 y 5, y de trabajar únicamente con las calderas 6 y 7. Estas calderas deberán generar 59 tm/h de vapor (producción actual). De este flujo, 35 tm/h se alimentan a un turbocompresor, restando 24 tm/h de vapor que se usarán para operar una turbina de contrapresión. La turbina debe de tener una salida para el proceso a 17.6 kg/cm^2 con el flujo promedio para el proceso de 24 tm/h. El flujo a través de los turbochillers es de 16.3 tm/h cada uno, lo que no permite bajar el vapor en la turbina de contrapresión a 1 kg/cm^2 (29 psia).

Un detalle a verificar para el dimensionamiento de la turbina es el flujo a través del turbocompresor con la salida a 1 kg/cm^2 (29 psia). Si su flujo es de 7.3 tm/h (según las informaciones de la planta), la cantidad de vapor para las unidades de refrigeración es de 39.9 tm/h en vez de los 32 tm/h, valor indicado en la encuesta (página 7).

Otro aspecto importante es la configuración del cabezal de presión alta. Según el diagrama de vapor proporcionada por la planta, las calderas 6 y 7 alimentan el mismo cabezal. Dado que la presión de las calderas es diferente se estima que este cabezal es efectivamente separado y existe una válvula reductora entre los dos cabezales. Debe ser posible entonces de tomar la alimentación del turbogenerador nuevo del cabezal de la caldera 6 lo que permite de generar con un nivel de presión de entrada de 60 kg/cm^2 . La caldera 7 sigue trabajando con 46 kg/cm^2 , alimentando solamente el turbocompresor utilizado actualmente.

Las condiciones de operación se muestran en la siguiente tabla:

Presión de vapor de entrada	kg/cm ²	60
Temperatura de vapor de entrada	°C	400
Presión de vapor de salida	kg/cm ²	17.58
Flujo de vapor promedio	tm/h	24
Eficiencia	%	70
Potencia de la turbina	kW	1,358
Generación	kW	1,330

Puntaje (no.1) de potencia según apéndice IV: **0 puntos**

Puntaje (no.2) de energía según apéndice IV: **0 puntos**

La generación de energía no cubre la demanda a C.F.E., sin embargo se tendrá una disminución en la compra de energía por (factor de capacidad del turbogenerador nuevo 0.85):

$$1,330 \text{ kW} * 8,760 \text{ h/año} * 0.85 = 9,906,516 \text{ kWh/año}$$

La empresa pagó durante el año 1991 un precio de 130 Mn/kWh (calculando el promedio de la factura total), la reducción de la factura será de :

$$9,906,516 \text{ kWh/año} * 130 \text{ Mn/kWh} = 1,287,847,000 \text{ Mn/año}$$

$$= 429,300 \text{ US\$} \quad (@ 3,000 \text{ Mn/US\$})$$

No se genera un flujo de vapor adicional, ya que el flujo a la salida del turbogenerador se usará, como actualmente se hace, en el proceso. La energía térmica para el equipo de refrigeración y el proceso es tomada como una constante. La inversión de la

opción 1 esta especificada para la carga actual de la planta

2.2 CONSUMO Y COSTO ADICIONAL DE COMBUSTIBLE

La propuesta incluye aumentar las cargas de la caldera de alta presión. Una estimación prudente es una aumentación de la eficiencia de un promedio actual de 72.4% a 80% y el consumo adicional corresponde a la diferencia de entalpia de la salida entre las calderas 3, 4 y 5, y de las calderas 6 y 7.

$$= 78,840 \text{ tm/año} * (3,175 - 2,792) \text{ MJ/tm} / 0.8$$

$$= 37.7 * 10^6 \text{ MJ/año}$$

La propuesta resulta entonces en un consumo de:

$$= 37.7 * 10^6 \text{ MJ/año} / 38.82 \text{ MJ/Nm}^3$$

$$= 972,230 \text{ Nm}^3/\text{año}$$

Sin información sobre la utilización de los dos combustibles se calcula el costo con el precio de gas natural promedio pagado por la empresa en 1991 en dado caso el costo de gas corresponde a:

$$972,230 \text{ Nm}^3 * 194 \text{ Mn/Nm}^3 = 188,626,000 \text{ Mn/año}$$

$$188,626,000 \text{ Mn/año} / 3,000 \text{ Mn/US\$} = 62,875 \text{ US\$/año}$$

2.3 INVERSIONES PRINCIPALES

- un turbogenerador con una turbina de contrapresión:

	generación max.	1,500 kW
	presión admisión máx.	60.0
kg/cm ²		
	flujo max. de entrada	35 tm/h
	temperatura admisión máx.	400 °C
	presión salida	17.6
kg/cm ²		

Se estima en forma muy preliminar que la inversión total para esta opción llegaría al rango de US\$ 4.5 a 5.5 millones.

2.4 EFICIENCIA ENERGETICA DE LA GENERACION PARA LA OPCION 1

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

$$\frac{\text{combustible consumido} - \text{calor útil al proceso}}{\text{generación de electricidad}} = [\text{kJ/kWh}]$$

Actualmente la planta consume:

Gas Natural 45,000,000 Nm³/año
Combustóleo 6,566 tm/año

Con el consumo adicional de:

Gas Natural 1,043,380 Nm³/año

lo que corresponde a un consumo de energía de:

Gas Natural:

$$= 46,043,380 \text{ Nm}^3/\text{año} / 8,760 \text{ h/año} * 38.82 \text{ MJ/Nm}^3$$

$$= 204,041 \text{ MJ/h}$$

Combustóleo:

$$= 6,566 \text{ tm/año} / 8,760 \text{ h/año} * 42,340 \text{ MJ/tm}$$

$$= 31,736 \text{ MJ/h}$$

$$\text{Total consumido} = (204,041 + 31,376) \text{ MJ/h} = 235,417 \text{ MJ/h}$$

Calor útil del vapor generado :

$$= 27 \text{ tm/h} * (2,792 - 400) \text{ MJ/tm} + 32 \text{ tm/h} * (2,707 - 400) \text{ MJ/tm}$$

$$= 138,408 \text{ MJ/h}$$

Con la propuesta se generarán 1,330 kW potencia eléctrica, los dos turbochillers producen cada uno 1,000 HP dejando 1,500 kW y la potencia de los dos turbocompresores es de 1,900 kW, el total llega a 4,730 kW.

$$= (235,417 - 138,408) \text{ MJ/h} / 4,730 \text{ kW}$$

$$= 20.51 \text{ MJ/kWh}$$

Factor de precio del combustible:

$$= 46,043,380 \text{ Nm}^3/\text{año} * 38.82 \text{ MJ/Nm}^3 * 0.85 + 6,566 \text{ tm/año} * 42,340 \text{ MJ/tm}$$

$$= 1.797 * 10^9 \text{ MJ/año} / (235,417 \text{ MJ/h} * 8,760 \text{ h/año})$$

$$= 0.87$$

El consumo específico ajustado:

$$= 20,509 \text{ kJ/kWh} * 0.87$$

$$= 17,843 \text{ kJ/kWh}$$

Puntaje (no.3) de eficiencia según apéndice IV: **5 puntos**

3. OPCION 2: OPERACION DE LA PLANTA DE FUERZA CON CICLO COMBINADO

Para maximizar la autogeneración de la planta, la opción 2 examina la amplificación de la planta de fuerza con una turbina de gas e una turbina de vapor. Este ciclo combinado es dimensionado para satisfacer la demanda de vapor en el proceso de producción, integrando el equipo de cogeneración actualmente empleado. Los datos de base son entonces:

- demanda de 35 tm/h de vapor a 45.7 kg/cm^2 , se realizará esta demanda con la extracción I de la turbina de vapor
- demanda de 25 tm/h de vapor a 17.6 kg/cm^2 , lo que se realizará con la extracción II de la turbina de vapor

El nivel de condensación de la turbina de vapor es dimensionado para poder utilizar el total de vapor producido en la caldera de recuperación, aprovechando los gases de escape de la turbina de gas. La temperatura de estos gases determina la presión y la temperatura de entrada de la turbina de vapor.

Las curvas de duración de la carga eléctrica y térmica indican un nivel de operación estable durante todo el año (ver figura 6 y 7 en el apéndice I). De esta manera se puede operar el equipo de autogeneración propuesta con un alto factor de capacidad.

En la siguiente página se muestra un 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.

3.1 Autogeneración en el caso de la opción 2

El sistema propuesto comprende una turbina de gas de 72.5 MW_{e1} potencia de diseño, con una caldera de recuperación sin quemador adicional y una turbina de vapor de doble extracción y condensación. Los parámetros de la operación de la turbina de gas son los siguientes (a la altura de la planta, ver modelo en el apéndice I):

Consumo de gas	Nm ³ /h	18,700
Relación de presión		11.0
Flujo de salida	kg/sec	290
Temperatura de salida	°C	500
Eficiencia	%	29.5
Generación eléctrica	kW	59,040

La caldera de recuperación utiliza los gases de escape de la turbina de gas para producir vapor de alta presión. La presión de 67 kg/cm² corresponde es alta para maximizar la generación en la turbina de vapor. La presión de 400 °C se especificó en función de la utilización del vapor de extracción, su temperatura de sobrecalentamiento debe permitir de operar los turbocompresores y turbochillers actualmente empleado. De esta manera la caldera produce 113.5 tm/h de vapor (ver modelo en el apéndice I).

El dimensionamiento de la turbina de vapor permite la integración del ciclo combinado con las instalaciones actuales de la planta de fuerza. La primera extracción alimenta el turbocompresor que consume la mayor parte del vapor. La segunda extracción corresponde a la demanda de vapor de 17.6 kg/cm² en el proceso de la producción. Finalmente la condensación de 54.5 tm/h permite de aprovechar todo el calor recuperable en forma de vapor en la caldera de recuperación.

La turbina de vapor trabaja con los siguientes parámetros:

		Secc. 1	Secc. 2	Secc. 3
Presión entrada	kg/cm ²	67	45.7	17.6
Temperatura entrada	°C	400	356	260
Flujo de vapor	tm/h	113.5	78.5	53.5
Eficiencia	%	70	70	70
Generación	kW	2,171	3,293	8,428

La generación eléctrica llega a:

$$= (2,171 + 3,293 + 8,428) \text{ kW} * 0.99$$

$$= 13,753 \text{ kW}$$

La autogeneración total para la opción 2 resulta:

$$= 13.75 \text{ MW} + 59 \text{ MW} = 72.75 \text{ MW}$$

El excedente para la red pública es de:

Autogeneración - Consumo actual

$$72.75 \text{ MW} - 26.3 \text{ MW} = 46.5 \text{ MW}$$

Puntaje (no.1) de potencia según apéndice IV: **10 puntos**

Suponiendo un factor de capacidad de 0.85 (tomando en cuenta el mantenimiento de las turbinas) la generación anual llega a:

$$= 72.75 \text{ MW} * 8,760 \text{ h/año} * 0.85$$

$$= 541.700 \text{ MWh/año}$$

La entrega de energía eléctrica de la planta es de:

$$= 541.700 \text{ MWh/año} - 230.000 \text{ MWh/año} = 311.700 \text{ MWh/año}$$

Puntaje (no.2) de energía según apéndice IV: **10 puntos**

El precio de electricidad para la planta es de 130 Mn/kWh (ver sección 2.1). Eliminando la factura actual, la operación de la planta de fuerza con la opción 2 resulta en un ingreso de:

$$= 230.000 \text{ MWh/año} * 130.000 \text{ Mn/MWh} = 29,900,000,000 \text{ Mn/año}$$

Para la venta de excedentes se calcula con un precio de 80 % de la compra:

$$= 311.700 \text{ MWh/año} * 104.000 \text{ Mn/kWh} = 32,417,000,000 \text{ Mn/año}$$

El ingreso total llega entonces a: 62,317,000,000 Mn/año

= 20,770,000 US\$ (@ 3,000 US\$/Mn)

3.2 CONSUMO Y COSTO ADICIONAL DE COMBUSTIBLE

Actualmente, las calderas consumen 5,137 Nm³/h de gas natural. La turbina de gas consume 18,700 Nm³/h. El consumo adicional resulta:

= (18,700 - 5,137) Nm³/h * 8.760 h/año * 0.85

= 101,000,000 Nm³/año de gas natural

Representando un costo de combustible de:

= 101,000,000 Nm³/año * 172 Mn/Nm³

= 17,372,000,000 Mn/año = 5,790,000 US\$

(@ 3,000 US\$/Mn)

3.3 INVERSIONES PRINCIPALES

Los equipos principales son:

-Turbina de gas.

Generación:72.5MW_{e1}

Relación de presión:11.0

Gas Natural VCI: 38.82 MJ/Nm³

Generador:100 MVA, 13.8kV

-Caldera de recuperación.

Capacidad:100 MW_{té}

Gases calientes Temperatura entrada: 500 °

flujo:290 kg/s

VaporPresión salida: 67 kg/cm²

Temperatura salida: 165 °C

Flujo max.: 130 tm/h

- un turbogenerador con una turbina de doble extracción/contrapresión:

	generación max.	15,000 kW
	presión admisión máx.	67.0
kg/cm ²		
	flujo max. de entrada	130 tm/h
	temperatura admisión máx.	400 °C
	presión extracc. I	45.7
kg/cm ²		
	flujo extracc. I	35 tm/h
	presión extracc. II	17.6
kg/cm ²		
	flujo extracc. II	30 tm/h
	presión condensación	0.1 kg/cm ²
	flujo condensación	55 tm/h

-Conexión a la red con transformadores 100 MVA, con equipo de sincronización y control.

Se estima de forma muy preliminar que la inversión total para esta opción llegaría al rango de US\$ 85 a 100 millones.

3.4. EFICIENCIA ENERGETICA DE LA GENERACION OPCION 2

El consumo de gas natural de la turbina de gas con la propuesta es 18,700 Nm³/h que corresponde a:

$$= 18,700 \text{ Nm}^3/\text{h} * 38.82 \text{ MJ/Nm}^3$$

$$= 726,000 \text{ MJ/h}$$

calor útil del vapor usado en el proceso es idéntico a la operación actual:

$$= 138,408 \text{ MJ/h}$$

Con la propuesta se tendrá una nueva generación 72,750 kW con lo que el consumo específico será:

$$= (726,000 - 138,408) \text{ MJ/h} / 72,750 \text{ kW}$$

$$= 8,077 \text{ kJ/kWh}$$

Aplicando un factor de precio de combustible de 0.85 (la planta consumirá solo gas natural):

$$= 8,077 \text{ kJ/kWh} * 0.85$$

$$= 6,865 \text{ kJ/kWh}$$

Puntaje (no. 3) de eficiencia según apéndice IV: **10 puntos**

Para tener la carga térmica con más detalle se tiene que analizar el consumo de vapor de los consumidores más importantes. Los datos proporcionados sobre la producción de vapor de la planta de fuerza estan resumidos en la figura 1 (ver apéndice I). Se puede ver que la producción mensual de vapor varia más que el consumo de combustible (base de la figura 2, ver apéndice I). Para comparar estas dos series de datos se hace la conversión a tm/h de vapor utilizando las eficiencias calculadas de las calderas, como se muestran en la figura 3.

La diferencia entre ambas curvas tiene dos explicaciones posibles. Primera; que la eficiencia del sistema de vapor depende del tipo de combustible. Pero, de acuerdo a la figura 4 (ver apéndice I), los meses con el mayor consumo de gas o combustóleo fuerón, Septiembre y Marzo respectivamente, sin embargo estos meses no coinciden con los puntos de máxima diferencia entre las dos curvas en la figura 3 (ver apéndice I, eran los meses de Junio y Diciembre).

Asi queda solamente la otra explicación posible, que los datos de flujo de vapor no estan completos y menos fiables. Probablemente se trata de un error de la calibración de los medidores de flujo.

El resultado para la eficiencia de las calderas no es erróneo a causa del problema con los medidores de flujo de vapor. La tabla en el apéndice I muestra el flujo de vapor según los datos de la planta (ver gráfica en la ultima página de la encuesta proporcionada por el personal de la planta). El flujo promedio es de 52.9 tm/h.

Para efectos de cogeneración es importante la estabilidad de la carga eléctrica y térmica. Como puede observarse en la figura 5 (ver apéndice I), el consumo mensual de electricidad durante 1991 fué bastante estable, presentándose variaciones del 14 % aproximadamente. En la figura 6 los datos estan presentados como una curva de duración de carga eléctrica , observándose fluctuaciones entre 25.5 y 28.3 MW.

La carga térmica se muestra en la figura 7 (ver apéndice I). Estos valores fuerón calculados con los datos del consumo de combustible (incluye pérdidas en las calderas). La carga térmica es también estable, aproximadamente a 86 % (61 MW) del máximo (71 MW) durante casi todo el año. Resulta que un equipo de

cogeneración adecuado pueda operarse con un factor de utilización alto.