



5  
2ej  
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA

EVALUACIÓN DE LA AUTOSUFICIENCIA  
ENERGETICA DE UN INGENIO AZUCARERO

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO QUIMICO

P R E S E N T A :

MARICEL ALVARADO ROSAS

DIRECTOR DE TESIS: I.O. JOSÉ ANTONIO ORTIZ RAMÍREZ



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN  
MEXICO, D. F.

1993



## **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

<b>INTRODUCCION</b>	<b>1</b>
<b>Apreciación del Problema</b>	<b>3</b>
<b>Marco Legal</b>	<b>9</b>
<b>Aspectos Técnicos del Autoabastecimiento     en General</b>	<b>9</b>
<b>Aspectos Técnicos de la Cogeneración</b>	<b>9</b>
<b>CAPITULO I</b>	
<b>CONCEPCION GENERAL DE LOS SERVICIOS GENERALES DE UN INGENIO</b>	<b>12</b>
<b>1.1 Fabricación de Azúcar</b>	<b>12</b>
1.1.1 Refinación del Azúcar de Caña	16
1.1.2 Decoloración-Filtración	18
<b>1.2 Bagazo</b>	<b>20</b>
1.2.1 Características del Bagazo	20
1.2.1.1 Composición Física y Química	20
1.2.1.2 Valor Calorífico del Bagazo	22
1.2.1.3 Eficiencia del Bagazo	27

---

---

1.2.2 Almacenamiento del Bagazo	27
1.2.3 Costo del Bagazo como Material no Procesado	28
1.2.4 uso Directo e Indirecto como Combustible	29
1.2.5 Proceso Económico de Calentamiento	30
1.2.6 Bagazo Seco	30

## **CAPITULO II**

<b>BASES DE DISEÑO</b>	<b>37</b>
2.1 Planta de Fuerza Actual	38
2.2 Datos Básicos de la Situación Actual de la Planta	38
2.3 Descripción Técnica de la Operación Propuesta	40
2.3.1 Criterios Básicos para el Diseño Conceptual de la Planta de Fuerza	40

**CAPITULO III**

<b>DIAGRAMAS DE FLUJO DE PROCESO</b>	<b>45</b>
<b>3.1 Descripción Conceptual de la         Planta de Fuerza</b>	<b>47</b>
<b>3.2 Diseño Conceptual Eléctrico</b>	<b>48</b>

**CAPITULO IV**

<b>BALANCES DE MATERIA Y ENERGIA</b>	<b>50</b>
<b>4.1 Operación Durante el Período de Zafra</b>	<b>50</b>
<b>4.1.1 Estimación de Excedentes en                 Epoca de Zafra</b>	<b>50</b>
<b>4.1.2 Consumo de Combustible</b>	<b>51</b>
<b>4.2 Operación Fuera del Período de Zafra</b>	<b>53</b>
<b>4.2.1 Estimación de Excedentes fuera                 del Período de Zafra</b>	<b>53</b>
<b>4.2.2 Consumo de Combustible</b>	<b>53</b>

**CAPITULO V**

<b>DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS</b>	<b>57</b>
<b>5.1 Dimensionamiento de las Calderas</b>	<b>61</b>
<b>5.2 Dimensionamiento de los Turbogeneradores</b>	<b>62</b>

---

<b>CAPITULO VI</b>	
<b>EVALUACION ECONOMICA</b>	<b>65</b>
<b>6.1 Análisis Costo-Beneficio</b>	<b>65</b>
<b>6.1.1 Consideraciones y Suposiciones             para el Análisis Costo-Beneficio</b>	<b>65</b>
<b>6.2 Inversiones Necesarias</b>	<b>66</b>
<b>6.3 Rentabilidad del Proyecto</b>	<b>66</b>
<b>6.3.1 Análisis Económico</b>	<b>69</b>
<b>6.3.1.1 Metodología del Análisis                     Económico</b>	<b>69</b>
<b>6.3.2 Análisis Financiero</b>	<b>70</b>
<b>6.3.2.1 Metodología del Análisis                     Financiero</b>	<b>70</b>
<b>CAPITULO VII</b>	
<b>ANALISIS DE RESULTADOS</b>	<b>73</b>
<b>7.1 Resumen de la Operación propuesta</b>	<b>73</b>
<b>CAPITULO VIII</b>	
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>77</b>

---

**APENDICE**

- A BASES DE DISEÑO PARA EQUIPOS PRINCIPALES  
DE LA PLANTA DE FUERZA**
- B COTIZACION DE EQUIPOS PRINCIPALES PARA LA  
PLANTA DE FUERZA**
- C ESQUEMAS FINANCIEROS  
MODIFICACIONES A LA LEY DEL SERVICIO PUBLICO  
DE ENERGIA ELECTRICA**

**BIBLIOGRAFIA**

---

---

## **INTRODUCCION**

---

**E**l mundo contemporáneo se amplió sustancialmente a partir de un conjunto generalizado de cambios en la vida política, tecnológico-productivo, comercial y cultural.

El avance tecnológico ha permeado estos cambios en el marco de una economía global; internacionalizada. Esta globalidad no se expresa tan solo en los flujos de mercancías y capitales sino en un complejo proceso de igualación de las condiciones estructurales de la producción de bienes y servicios, a través de la difusión de tecnologías de punto en diversas regiones del planeta que se han constituido en nuevos polos de desarrollo o en áreas económicas de influencia.

Así, se da una distribución de zonas donde una economía dominante aglutina economías más pequeñas, las cuales se incorporan funcional y estructuralmente a los ritmos de acumulación sectoriales de aquellas.

Debido a este panorama y al crecimiento demográfico del país, día con día, las industrias tienden a incrementar su producción para satisfacer su demanda en el mercado, ocasionando con ello un aumento de sus instalaciones y consecuentemente en sus consumos de energía, tanto térmica como eléctrica.

En muchas ocasiones el uso de esta energía no es óptimo desde el punto de vista eficiencia, ya sea a nivel macro (país) o a nivel micro (consumidor), lo que resulta en desperdicios, principalmente de energía térmica. Organismos gubernamentales del país, concientes de éste fenómeno, han puesto en marcha algunos proyectos de ahorro energético mediante los cuales se presentan opciones para el uso eficiente de la energía, teniendo presente el proceso industrial.

Como es sabido, el sector azucarero siempre se ha caracterizado por tener bajos niveles de rendimiento, costos de producción elevados y ganancias pequeñas razón por la cual este trabajo pretende dar una alternativa de operación de la planta de fuerza de los ingenios azucareros, con la finalidad de que lleguen a ser energéticamente autosuficientes teniendo siempre presente su proceso. Debe recordarse que este trabajo no presenta modificaciones al proceso de elaboración de azúcar ya que solamente analiza la operación de la planta de fuerza (calderas y turbogeneradores).

En este marco se desarrolla el análisis presentado en este trabajo, el cual se enfocará a la autosuficiencia energética del sector azucarero. Dentro de las actividades industriales desarrolladas en el país, el sector azucarero es el que más problemas de desarrollo ha tenido que enfrentar, es por esto que es necesario desarrollar métodos de operación eficientes desde el punto de vista energético como del proceso mismo.

---

Esta actividad a pesar de tener tantos problemas, puede llegar a tener buenas ganancias, ya que en el mercado alimenticio el azúcar refinada se utiliza en: productos de panadería, bebidas, dulces, uso en hoteles y restaurantes, productos lácteos y helados de sabores, mermeladas, jaleas y conservas.

Los empleos no alimenticios del azúcar son muy pocos y sólo forman una pequeña cantidad del total.

Ningún otro producto orgánico de pureza comparable (99.86%, en base seca) tiene tanta demanda en el mercado a un precio tan bajo como el azúcar y en tan gran volumen. Sin embargo esto es sólo un reflejo del progreso.

### **APRECIACION DEL PROBLEMA**

El abastecimiento eléctrico por fuentes no dependientes de la empresa de servicio público puede tomar las siguientes formas:

- autoabastecimiento
- generación independiente
- cogeneración

Si bien existen elementos comunes en estas tres categorías, los conceptos son diferentes.

El autoabastecimiento consiste en generación eléctrica mediante instalaciones de propiedad del consumidor y para su uso exclusivo. La generación independiente se aplica mayormente a la generación mediante instalaciones propiedad de terceros y con entrega al consumidor ya sea directamente o a través de la empresa eléctrica. La cogeneración es, estrictamente hablando, el uso de la misma fuente de calor para un proceso industrial y para generación eléctrica, ya sea para fines de autoabastecimiento o como generación independiente entregada a la red.

Existen en México más de 180 centrales eléctricas con fines de autoabastecimiento y con una potencia instalada de alrededor de 3,500 MW. Puede resultar atractivo integrar parte de ésta potencia a la red nacional de suministro eléctrico, ya que a pesar de tratarse de unidades generadoras relativamente pequeñas, el costo marginal de aumentar su factor de utilización puede resultar competitivo con el costo marginal total de generación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) particularmente, cuando el aprovechamiento de esas fuentes de energía este ligado a la utilización de calores de desperdicio de

---

---

combustible derivados de los procesos industriales.

Debido al costo relativamente bajo y a la aparente abundancia de hidrocarburos, el buscar el aprovechamiento óptimo de la energía no fue preocupante sino hasta la crisis energética de 1973. Principalmente los países desarrollados iniciaron la implementación de medidas de ahorro de energía con la idea de reducir su dependencia del petróleo importado, una de esas medidas fué maximizar el uso de la cogeneración.

En México, a partir de 1981, la política energética fué encaminada hacia el mejoramiento de la eficiencia energética buscando la reducción del consumo de hidrocarburos. Alguna información es de 1984 sin embargo se considera válida ya que no han existido cambios significativos en el número de unidades generadoras del país. Por otra parte, en el caso específico de los ingenios resulta difícil tener un dato exacto ya que continuamente interrumpen sus operaciones.

En general, las plantas industriales de proceso en México estan basadas en tecnologías extranjeras y todas incluyen de algún modo esquemas de cogeneración en los sistemas de servicios auxiliares de calor, vapor y fuerza motriz.

Sin embargo, no existe una política bien establecida para el otorgamiento de permisos de autoabastecimiento lo que, combinado con la estructura de los precios internos de la energía, entre otros factores, ha provocado un desarrollo heterogéneo en los distintos ramos industriales, resultando en las siguientes dificultades:

- Exceso de capacidad instalada de autoabastecimiento.
- Respaldo redundante en reserva rodante y conexión a la red pública.
- Otorgamiento de permisos de autoabastecimiento por fallas en la red de servicio público y no por conveniencia energética global.
- Instalaciones de autoproducción con sistemas convencionales, es decir, turbinas de vapor con condensador y de gas a ciclo abierto.

En las figuras I.1, I.2 e I.3 se señala la distribución y tamaños de algunas centrales para autoproducción, ajenas a CFE, que pueden ser interconectadas a la red de servicio público y cuyo número puede ser incrementado si se logran implementar esquemas de cogeneración en otras plantas industriales que ofrecen condiciones adecuadas para ello.

Cabe hacer notar los siguientes comentarios en relación a los datos contenidos en tales figuras.

En México, como en otras partes del mundo, la cogeneración ha sido aplicada en distintas ramas industriales aún cuando no necesariamente en la forma más eficiente y en la intensidad óptima.

Resulta interesante analizar el coeficiente de cogeneración, resultante de dividir la capacidad instalada con algún esquema de cogeneración entre la potencia total, indicado en la figura 1. De él, se puede deducir que en el tipo de industria donde existe la mayor potencia eléctrica instalada para fines de autoabastecimiento es donde tal índice es menor, al igual que el factor de planta correspondiente.

La potencia eléctrica total existente en plantas no operadas por la CFE es equivalente aproximadamente al 8% de la capacidad instalada en esas empresas de servicio público de electricidad, siendo que la energía generada por las primeras es marginal en comparación con la que se genera en las segundas, lo cual puede ser indicio de un mal aprovechamiento de la capacidad existente en plantas de autoabastecimiento.

**FIGURA I.1 RESUMEN DE AUTOABASTECIMIENTO ELECTRICO DURANTE 1984**

TIPO DE INDUSTRIA	GRUPOS ELECTROGENERADORES						GRADO DE ELECTRICIDAD		GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO	FACTOR PLANTA ELECTRICA	NOTA
	No. DE PLANTAS	No. DE UNIDADES	POTENCIA TOTAL	A VAPOR MW	A GAS MW	COGENERACION	GENERACION GWH	CONSUMO GWH			
AZUCAR	68	206	360	360	0	100	450	469	96	14	
QUIMICA	27	33	151	148	3	100	821	N.D.	N.D.	62	(a)
PAPEL	21	29	189	151	38	100	442	N.D.	N.D.	27	(a)
MINERA	14	16	64	64	0	73	129	N.D.	N.D.	23	(a)
PETROQUIMICA											
BASICA	8	28	505	180	325	56	1461	2129	69	33	(b)
REFINACION DE											
PETROLEO	7	31	381	361	20	78	1257	1897	66	38	(c)
SIDERURGICA											
INTEGRADA	6	35	424	249	175	88	1219	2959	41	33	
CERVEZA	4	11	30	30	0	100	139	N.D.	N.D.	53	
TEXTIL	3	3	11	11	0	100	39	N.D.	N.D.	39	
PEGI	1	11	177	151	26	100	927	N.A.	N.A.	60	(d)
<b>TOTAL</b>	<b>159</b>	<b>403</b>	<b>2292</b>	<b>1705</b>	<b>587</b>		<b>6884</b>	<b>N.D.</b>	<b>N.D.</b>	<b>34</b>	

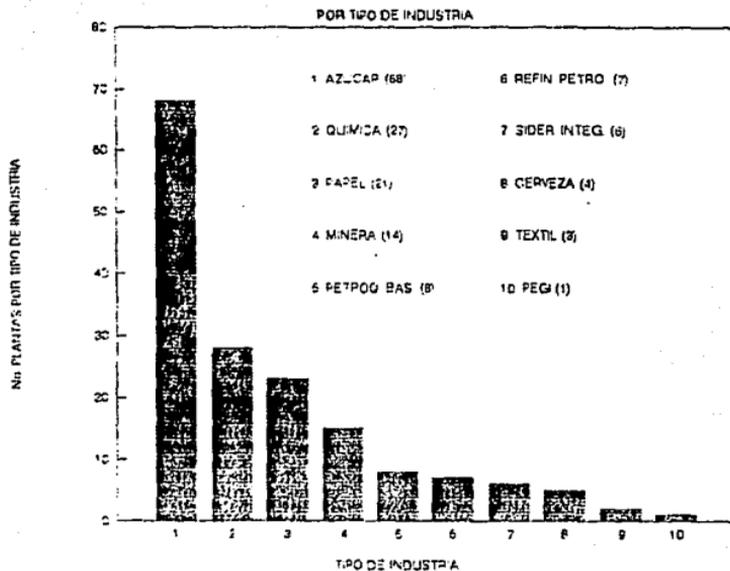
NOTAS IMPORTANTES: (a) El dato de generación en GWH se ha estimado en base a datos parciales  
 (b) Incluye plantas de tratamiento de gas natural y la Terminal Marítima de Pajaritos, Veracruz.  
 (c) Datos de 1981, estos datos no han variado en forma significativa para 1982.  
 (d) PEGI = Planta Eléctrica del Grupo Industrial, Monterrey, N.L.  
 N.A. = No Aplicable  
 N.D. = No Disponible

Estos datos provienen del libro: **COGENERACION INDUSTRIAL EN MEXICO**  
 Diagnósticos y Perspectivas  
 Jesús Cuevas Salgado C.F.E.

Publicado en 1989 por:

Documentos de Análisis y Prospectiva  
 del Programa Universitario de Energía  
 Coordinación de la Investigación Científica  
 Universidad Nacional Autónoma de México

## No. DE PLANTAS CON UNIDADES GENERADORAS



\* UNA PLANTA CONSTA DE UNA O MAS UNIDADES GENERADORAS

FIGURA I.3 ANALISIS DE GRUPOS AUTOGENERADORES: DATOS DE 1992				
TIPO O ACTIVIDAD DE INDUSTRIA	NUMERO DE PLANTAS	NUMERO DE UNIDADES	POTENCIA TOTAL MW	No. PROMEDIO DE UNIDADES POR PLANTA
PEGI	1	11	177	11000
SIDERURGICA INTEGRADA	6	35	424	5833
REFINACION DE PETROLEO	7	31	381	4429
PETROQUIMICA BASICA	8	28	505	3500
AZUCAR	68	206	360	3029
CERVEZA	4	11	30	2750
PAPEL	21	29	189	1381
QUIMICA	27	33	151	1222
MINERA	14	16	64	1143
TEXTIL	3	3	11	1000
<b>TOTALES</b>	<b>159</b>	<b>403</b>	<b>2292</b>	<b>35287</b>

## **MARCO LEGAL**

La reglamentación existente contempla la generación en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y en el Programa Nacional de Energía.

El primero de estos documentos establece que la prestación del servicio público de energía eléctrica es responsabilidad exclusiva de la CFE, sin embargo, contempla el otorgamiento de permisos de autoabastecimiento de electricidad y más aún, establece la posibilidad de elaborar convenios entre los permisionarios y la CFE para que ésta aproveche los excedentes a cambio de una retribución.

El Programa Nacional de Energía subraya los conceptos de ahorro y uso eficiente y racional de la energía y hace mención explícitamente a "la promoción del aprovechamiento del calor del proceso mediante la autogeneración en diversas ramas industriales". Esta legislación contempla entonces los conceptos de autoabastecimiento, con o sin cogeneración y, de cogeneración tanto para autoabastecimiento como para su entrega a la red.

Durante el último mes de 1992 se publicó la modificación a la Ley Pública que permitiría la generación eléctrica privada, este documento se presenta en el Apéndice C.

## **ASPECTOS TÉCNICOS DEL AUTOABASTECIMIENTO EN GENERAL**

El autoabastecimiento, con o sin cogeneración ligada al proceso industrial, presenta ciertas ventajas para el consumidor industrial que, en algunos casos compensan las economías de escala disponibles en la red eléctrica nacional. La mayor de ellas es la confiabilidad del suministro, en particular en aquellos casos en que la industria pueda optar por utilizar su propia fuente o el suministro público, con lo que reduce enormemente la probabilidad de una pérdida de suministro que afecte su capacidad de producción. Por otra parte, las fuentes propias de generación, dada su ubicación próxima al centro de consumo, resulta en mínimas pérdidas de transmisión y distribución.

## **ASPECTOS TÉCNICOS DE LA COGENERACIÓN**

Independientemente del destino de la producción eléctrica (autoabastecimiento o entrega a la red), existen varios esquemas para el aprovechamiento integral del ciclo térmico mediante cogeneración. Por ejemplo, se puede generar vapor a presión y temperaturas elevadas con el doble fin de incrementar la generación en un turbogenerador de vapor y utilizar parte del vapor para el proceso ya sea antes o después de pasar por el

---

turbogenerador. Un esquema de este tipo típicamente resulta en una eficiencia del 68% en la generación eléctrica.

Otro esquema es el de utilizar una turbina de gas para generar electricidad y recuperar la energía de los gases de escape mediante una caldera de recuperación de calor que produce vapor y que puede también contemplar la fuente calorífica mediante el uso de algún combustible adicional, que puede ser un derivado del mismo proceso industrial que utiliza el vapor de la caldera. Típicamente se obtienen eficiencias del orden del 60%.

También se pueden combinar ambos esquemas mediante la generación eléctrica por ciclo combinado. En este caso el contenido calorífico de los gases de escape de la turbina de gas se utilizan para generar vapor, que a su vez alimentan a un turbogenerador del cual se obtiene vapor a baja presión para utilizar en el proceso industrial. Un esquema de éste tipo puede tener una eficiencia del 70%.

---

# CAPITULO I

---

## CONCEPCION GENERAL DE LOS SERVICIOS GENERALES DE UN INGENIO

### 1.1 Fabricación de azúcar

En la actualidad, los principales métodos de procesamiento empleados para la refinación de azúcar de caña, han funcionado bien después de muchos años y no es probable que cambien en forma radical dentro de poco tiempo. Se espera que ocurran alteraciones para la conservación de la energía que tal vez reduzcan el empleo de algunos reactivos, pero no es posible que ocurran cambios en los procesos importantes. Generalmente cada ingenio cuenta con tierras de cultivo de caña, que es su materia prima. La caña se planta comúnmente con cortes que se hacen a los tallos maduros, que hechan raíces y producen una buena cantidad de nuevos tallos. Se pueden obtener hasta siete cosechas sucesivas de una sola plantación en el caso de contar con buenas condiciones. El período de crecimiento aproximado es de 6 a 9 meses. La cosecha se realiza a mano con machetes y después se quema para eliminar las hojas. Los trabajadores cortan el tallo cerca del suelo y en la punta de la caña, que se transporta en vehículos arrastrados por tractores y se conducen a los ingenios o centrales. No debe transcurrir mucho tiempo al transportar la caña recién cortada a la fábrica, porque de no procesarse dentro de las 24 horas después del corte se producen pérdidas por inversión de glucosa y fructuosa.

La producción de azúcar moscabado en la fábrica se muestra en los Diagramas 1.1 y 1.2, el primer diagrama muestra el proceso de producción de un ingenio de forma general, mientras que el segundo muestra la operación de un ingenio mexicano. En ambos casos el proceso se puede dividir en las siguientes operaciones unitarias y conversiones químicas:

Primero se lava la caña para eliminar lodo y desechos.

Se corta y se desmenuza por trituradoras como preparación para separar el jugo, que se extrae al pasar la caña triturada a través de una serie de molinos, cada uno de los cuales consta de rodillos acanalados que ejercen una gran presión.

Se pueden agregar agua y jugos ligeros para ayudar a macerar la caña y favorecer la extracción.

Aproximadamente el 93% del jugo se extrae de la caña. La caña agotada (bagazo) se puede emplear como combustible o para la manufactura de papel, cartón o material aislante, siendo el uso más generalizado el de combustible.

Diagrama 1.1 Procesos de Elaboración de Azúcar

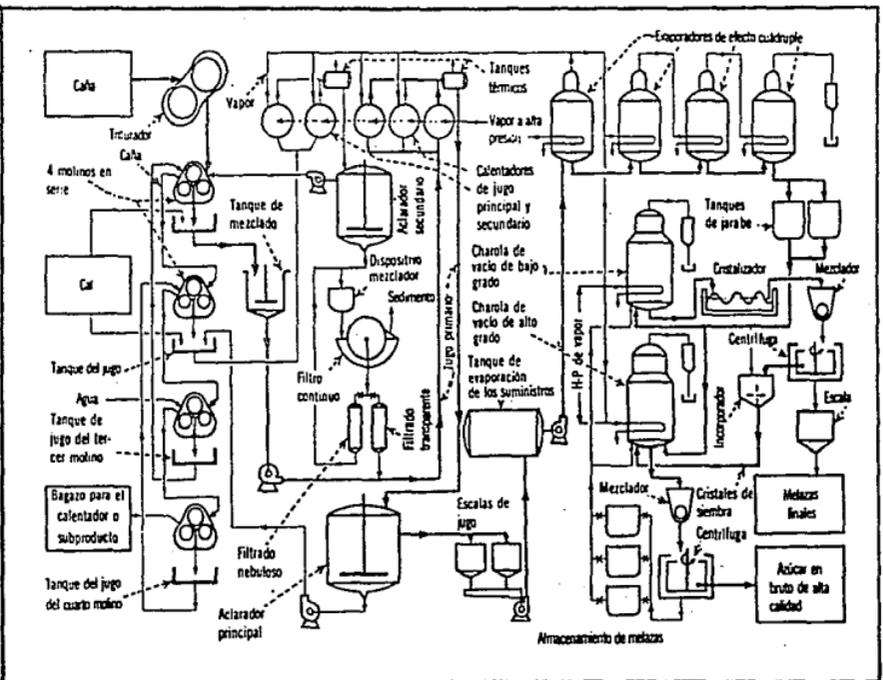
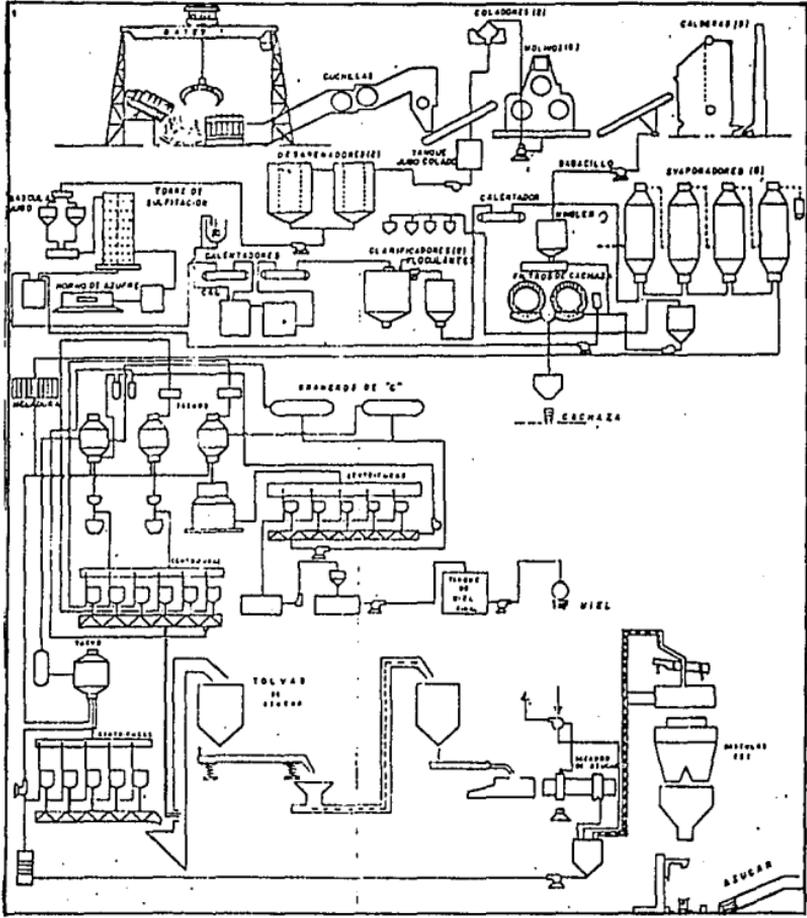


Diagrama 1.2 Proceso de Elaboración de Azúcar en un Ingenio Nacional



El jugo se tamiza para eliminar impurezas de flotación y se trata con cal para coagular parte de la materia coloidal, precipitar algunas de las impurezas y cambiar el pH. Se puede agregar ácido fosfórico por que los jugos que no contienen una pequeña cantidad de fosfatos no se pueden aclarar bien. Después se agrega un ligero exceso de cal requerido para precipitar todos los fosfatos.

La mezcla se calienta con vapor a alta presión y se deja sedimentar en tanques grandes llamados aclaradores o en depositadores continuos o en adelgazadores.

Para recuperar el azúcar que se encuentra en los lodos sedimentados se emplean filtros al vacío con tambores rotatorios continuos. Los sedimentos constituyen del 1 al 4% del peso del azúcar cargada y se emplean como abono.

El filtrado, un jugo clarificado con alto contenido de cal, contiene 85% de agua. Se evapora hasta lograr un contenido de agua de 40% en evaporadores de triple o cuadruple efecto para obtener un jugo amarillento delgado. Este jugo resultante se conduce a la primera de las bandejas de vacío de un efecto, donde se evapora a un grado predeterminado de sobresaturación. Se agregan núcleos de cristales de azúcar (semillas de choque) y, por la adición de jugo adelgazado y por evaporación controlada, los cristales se hacen crecer a un tamaño determinado. En este punto óptimo, la bandeja se llena en su mayor parte con cristales de azúcar con un contenido de 10% de agua. La mezcla de jarabe y cristales (masacocida) se conduce a un cristizador, que es un tanque de agitación horizontal equipado con serpentines de enfriamiento. Aquí se deposita más sacarosa sobre los cristales ya formados y se completa la cristalización.

Después se centrifuga la masacocida para eliminar el jarabe. Los cristales son azúcar moscabado de alta calidad, y el jarabe se trata nuevamente para obtener una o dos cosechas más de cristales. El líquido final, después de trabajarlo varias veces, se conoce como melaza.

El azúcar mascabado (de color café claro), que contiene 97.8% de sacarosa, se embarca a la refinería.

### 1.1.1 Refinación del azúcar de caña

El azúcar moscabado se distribuye a las refinерías, el Diagrama 1.3 ilustra las secuencias para la refinación<sup>1</sup>.

El primer paso para la refinación se llama afinación, donde los cristales de azúcar moscabado se tratan con un jarabe denso (60 a 80° Brix)<sup>2</sup> para eliminar la capa de melazas adherentes. Este jarabe fuerte disuelve poca o ninguna cantidad de azúcar, pero ablanda o disuelve la capa de impurezas.

Esta operación se realiza en mezcladores, que son bandas pesadas en forma de caracol.

El jarabe resultante se separa con una centrífuga y el sedimento de azúcar se rocía con agua.

Los cristales se conducen al equipo fundidor, donde se disuelven con la mitad de su peso de agua caliente, parte de la cual es agua dulce que sale de los filtros prensa. El jarabe que sale de la centrífuga se divide y una de las porciones se diluye y se vuelve a utilizar como jarabe de mezclado y el resto se diluye hasta lograr 54° Brix y se conduce a clarificación y refiltración con las bandejas para que se hierva y se funda nuevamente.

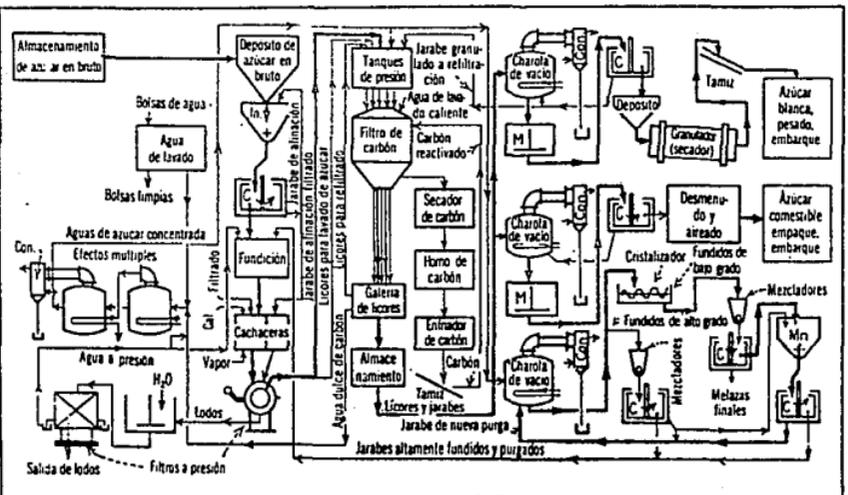
El azúcar moscabado fundido y lavado se trata por un proceso llamado clarificación o purificación; se pueden emplear procesos químicos o mecánicos. La clarificación mecánica necesita la adición de tierra de diatomeas o un material inerte similar; después se ajusta el pH y la mezcla se filtra en un filtro prensa. Este sistema proporciona una solución absolutamente transparente de color algo mejorado y forzosamente es un proceso por lotes.

1 Para producir 100 kg de azúcar refinada se necesitan los siguientes materiales y servicios:

Azúcar en bruto	106 kg	Agua de condensación	2000-3500 kg
Cal hidratada		0.05 kg Agua pura	600 kg
Diatomita	0.25 kg	Vapor para el proceso y vapor	175 kg
Carbón de hueso (proceso)	105-75 kg	Comb. para el horno de carbón	58 MJ
Carbón de hueso (reactivado)	35-75 kg	Mano de obra directa	0.66 hora-hombre
Carbón de hueso (nuevo)	0.25-0.30 kg		

2 El grado Brix es el porcentaje, en peso de azúcar en una solución de azúcar puro; comercialmente se toma como el porcentaje aproximado de materia sólida disuelta en un líquido.

Diagrama 1.3 Proceso de Refinación de Azúcar



El sistema químico emplea un clarificador por espumación o un sistema de carbonatación. El licor que se trata por espumación, que contiene burbujas de aire, se introduce al clarificador a 65°C; aquí se calienta, provocando que la espuma que se forma se dirija a la superficie transportando fosfato tricálcico junto con impurezas atrapadas. El licor clarificado se filtra y se manda decolorar. Este proceso reduce la materia colorante presente, de 25 a 45%, que disminuye bastante la magnitud de los decolorantes siguientes.

El sistema de carbonatación incluye la adición de dióxido de carbono depurado hacia el azúcar fundido, que precipita el carbonato de calcio. El precipitado se lleva 60% del material colorante presente que se elimina por filtración.

### 1.1.2 Decoloración-Filtración

El licor efluente aclarado, libre ahora de materia insoluble, posee aún gran cantidad de impurezas disueltas. Estas impurezas se eliminan por percloración mediante el uso del carbón de hueso, también se emplea carbón activado. Se requieren de 20 a 80 filtros de carbón por 1,000 tm de material fundido; la percloración se lleva a cabo a 82°C y el producto inicial es un jarabe de apariencia acuosa, transparente.

Después de cierto tiempo de empleo, el carbón pierde su capacidad decolorante y se debe reacondicionar; esto se realiza aproximadamente cada hora, al lavarlo con agua pura y calentarlo a altas temperaturas.

Los licores que salen de los filtros de carbón se conducen a la galería de licores, donde se clasifican de acuerdo con su pureza y calidad: de 99 a 99.7 grados de pureza; de 90 a 93 grados de pureza; 84 a 87 grados de pureza y 75 a 80 grados de pureza.

Los licores de color más oscuro se tratan con carbón activado, resinas de intercambio iónico o alguna combinación para formar lo que se conoce como "azúcar morena suave". Cuando el carbón pierde su poder decolorante, se puede recuperar al calentarlo entre 400 y 500°C en tubos verticales o en hornos Herreschoff.

El carbón activado es superior al carbón de hueso como decolorante por que su ciclo de adsorción es mayor, pero no elimina los compuestos inorgánicos. Para pequeñas instalaciones o lotes por temporadas, la decoloración unitaria emplea carbón pulverizado, que se desecha después de emplearse una sola vez. Cuando las sales inorgánicas son un problema, se puede usar un intercambiador iónico para eliminarlas; un intercambiador de cationes los absorbe de la solución, dejándola muy ácida.

Un intercambiador de aniones elimina los ácidos libres remanentes. El intercambio iónico se ha probado ampliamente como una alternativa para el tratamiento de carbón/carbón activado pero tiene un costo demasiado alto. Los principales problemas son la forma en que se ensucian las resinas y el manejo de las aguas de lavado que se desechan durante la regeneración.

Los jarabes más puros se reservan para azúcar líquida (agua blanca), la siguiente pureza para tabletas y azúcar granulada y el resto se destina a enlatadoras y embotelladoras, confitería y azúcar suave (morena).

El recipiente se descarga en una mezcladora, que evita que la masa se pegue, y se manda a la centrífuga donde los cristales se separan del jarabe, se lavan y se conducen al depósito de azúcar húmeda. El jarabe se regresa al proceso para una recuperación posterior de azúcar.

Cuando la pureza del jarabe disminuye, se emplea para jarabes de mesa mezclados, y los lotes de menor calidad se emplean para alimentación animal. Este jarabe se llama comúnmente melaza.

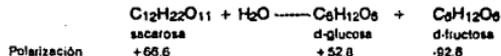
El azúcar húmedo se seca en un granulador, que es un tambor rotatorio horizontal con una serie de salientes estrechas (tramos) colocadas en su superficie interior. Estos tramos elevan el azúcar y la dejan caer a través de una corriente de aire caliente que fluye a contracorriente.

Los cristales secos pasan a través de una serie de tamices, donde se clasifican de acuerdo a su tamaño. Varias máquinas automáticas de empacado y pesado colocan el azúcar en bolsas y cajas con un porcentaje cada vez mayor en masa.

Los azúcares pulverizados se fabrican al moler azúcar granulada en molinos, pero son tan higroscópicos que es común mezclarlos con 3% de almidón de maíz para fabricar grados de confitería. Los cubitos y tabletas de azúcar se preparan al mezclar ciertos tipos de azúcar granulada con un jarabe blanco grueso para formar una masa húmeda, que se moldea y seca.

El rendimiento de azúcar refinada, que se basa en la polarización del azúcar a 96 grados, es de 93 a 94%, 5% de jarabe y 0.7% de pérdidas mecánicas y por lavado.

En el manejo del azúcar ocurre cierta inversión de acuerdo con la siguiente reacción:



El producto se llama azúcar invertida, pero la polimerización de la sacarosa pura de +66.6 (a la derecha) ahora es -20.0 (a la izquierda) para la mezcla resultante.

$$(+52.8 - 92.8)/2 = -20.0$$

El proceso de adsorción continúa que utiliza carbón de hueso en forma continua, es un gran avance en el proceso de purificación empleado durante décadas. Esto conduce a un empleo más eficiente del carbón de hueso, que no requiere mezclado de líquidos de azúcar ni depósitos de licor.

## 1.2 Bagazo

La incineración del bagazo producido desprende suficiente vapor para proporcionar energía calorífica que se usa en el proceso.

A partir del bagazo se ha fabricado tablarroca acústica y estructural<sup>3</sup>, productos para la agricultura, aditivos plásticos, furtural y fibras de refuerzo plásticas y de papel, sin embargo el uso más extendido en la actualidad es el de combustible en calderas especialmente diseñadas para quemar este subproducto.

### 1.2.1. Características del bagazo

#### 1.2.1. 1. Composición física y química

El bagazo es un residuo fibroso del tallo de la caña, que se obtiene después de extraer el jugo. Contiene agua, fibras y una cantidad relativamente pequeña de sólidos solubles. Esta composición varía de acuerdo a la variedad de la caña, su madurez, el método de cosecha y finalmente, la eficiencia del molino de la planta.

---

3 Consulta referencia 10 y 11

En promedio, se puede asumir:

Humedad:	46-52% (prom. 50%)
Fibra:	43-52% (prom. 47.7%)
Sólidos solubles (principalmente azúcar):	2-6% (prom. 2.3%)

La fibra del bagazo es insoluble en agua y esta formada principalmente por celulosa, pentosanos<sup>4</sup> y lignificantes.

La celulosa es un polisacárido de fórmula general  $(C_6H_{10}O_5)_n$  y es el principal constituyente del tejido vegetal, se encuentra mezclado con lignina, pentosanos, gomas, taninos, grasas y pigmentos. La fracción de celulosa pura en los tejidos es básicamente la misma que de glucosa. La diferencia en las propiedades de la celulosa son debidas a los diferentes grados de polimerización (polímero de 2,000 a 3,000 unidades).

De acuerdo a su solubilidad en sosa cáustica, la celulosa se clasifica en; alfa, beta y gama celulosa. La gravedad específica de la celulosa es aproximadamente de 1.55.

Las pentosanos son una clase de hemicelulosa la cual por hidrólisis produce xilosa, arabinosa y ácido urónico. Bajo la acción de ácido clorhídrico caliente cambia a furfural  $(C_5H_4O_2)$ .

Lignina es el nombre dado a un grupo de sustancias de alto peso molecular asociado con celulosa y hemicelulosa. Su posible estructura química es  $C_{49}H_{52}O_{14}$ , su estructura y tamaño no han sido establecidos satisfactoriamente.

Estructuralmente, el tallo de la caña consiste de varios tipos de tejidos fibrosos; fibra verdadera y tejido esponjoso.

---

<sup>4</sup> Polisacárido derivado de las pentosas, sustancia gomosa soluble en agua.

### 1.2.1.2. Valor calorífico del bagazo

Muchas fórmulas han sido propuestas para determinar el valor calorífico del bagazo, siendo las más usadas las de Pritzelwitz van der Horst de Java y Hessey de Australia.

a) van der Horst

Valor calorífico bruto  $19,037 - 42 \cdot S - 190.4 \cdot W$  [kJ/kg]

Valor calorífico neto  $17,791 - 42 \cdot S - 200.8 \cdot W$  [kJ/kg]

b) Hessey

Valor calorífico bruto  $19,397 - 51.5 \cdot S - 194 \cdot W$  [kJ/kg]

Valor calorífico neto  $18,092 - 51.5 \cdot S - 205 \cdot W$  [kJ/kg]

c) De acuerdo con la experiencia de Ingenieros azucareros<sup>5</sup> se recomienda usar la ecuación

Valor calorífico inferior  $4,600 - 12 \cdot S - 46 \cdot W$

donde:

W es la humedad del bagazo

S sólidos solubles expresados en porcentaje

El valor calorífico neto es la medida más real del poder térmico del combustible, ya que considera la imposibilidad de subenfriar los productos de combustión lo suficiente para condensar la humedad presente y recuperar su calor latente. Una nueva fórmula toma en cuenta la influencia de las curvas de enfriamiento.

Valor calorífico neto

$18,309 - 31.14 \cdot Bx - 207.3 \cdot W - 196.1 \cdot S$  [kJ/kg]

<sup>5</sup> Consultar referencia 4

Bx % Brix del bagazo

Bajo condiciones promedio puede asumirse que el valor calorífico es de 7,600 kJ/kg.

Los combustibles sustitutos del bagazo son, generalmente, combustóleo, carbón, ocasionalmente gas natural y rara vez madera. El valor calorífico de estos sustitutos se muestra en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1. Valor Calorífico de varios Combustibles

TIPO DE COMBUSTIBLE	VALOR CALORIFICO BRUTO (kJ/kg)	VALOR CALORIFICO NETO (kJ/kg)
Combustóleo	41,480	38,911
Carbón bituminoso	28,033	27,196
Gas Natural	51,254	46,861
Equivalente a	37,238	33,890
Madera Verde (30% de humedad)	13,493	11,715
Madera (15% de humedad)	16,694	15,061

La equivalencia de estos combustibles en términos del bagazo pueden ser expresados como una relación de los valores caloríficos respectivos, sin embargo, para las eficiencias de las calderas se tienen variaciones de acuerdo al tipo de combustible quemado. La eficiencia de quemadores de bagazo se indica en la Tabla 1.2.

Para otro tipo de combustibles se tienen los siguientes datos:

Eficiencia	Combustóleo	Carbón	Gas N.	Madera
Basado en VCB	84	82	82	70
Basado en VCN	90	85	89	82

Como una primera aproximación se puede decir que una tonelada de bagazo al 50% de humedad equivale como combustible a:

0.18 tm de combustóleo

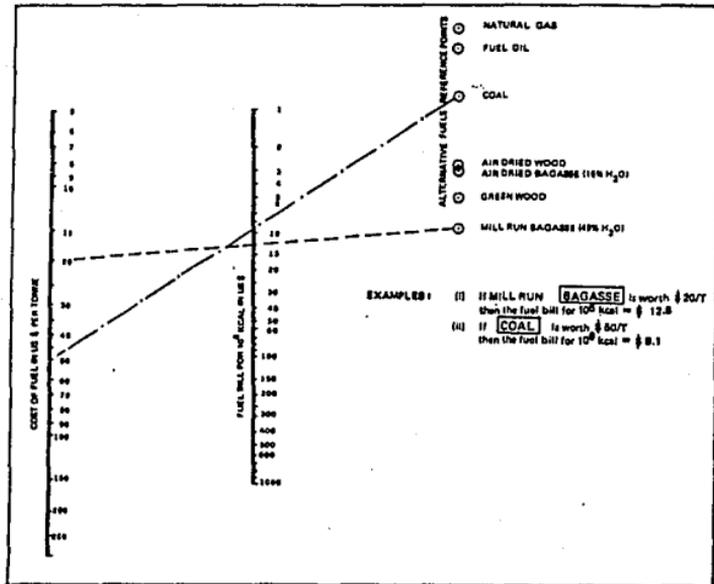
0.28 tm de carbón bituminoso

0.209 m<sup>3</sup> de gas natural (0.15 tm)

0.55 tm de madera seca

Con la ayuda de la figura 1.1 es posible calcular los precios relativos de combustibles sustitutos, los cuales pueden ser competitivos con el bagazo para producir un número fijo de unidades de calor.

Figura 1.1. Precios comparativos de combustibles sustitutos (Referencia 3)



Generalmente, en los ingenios, se asume que una tonelada de bagazo puede generar 2.25 tm de vapor. Esto variará en función del calor total generado, la eficiencia de la caldera y el porcentaje de humedad del bagazo. En la Tabla 1.2 se muestran eficiencias típicas para diferentes quemadores de bagazo.

**Tabla 1.2. Quemadores de Bagazo**

CARACTERISTICA	REJILLAS	HERRADURA DE CABALLO	DIVISIONES	CARGADOR AUTOMATIC
VCB del bagazokJ/kg	9,790	9,790	9,790	9,790
Temp. salida de gases°C	180	180	180	180
Temp. entrada agua de alimentación°C	85	85	85	85
Exceso de aire requerido%	80	70	40	30
Pérdidas(% de VCB)				
Pérdidas por combustible húmedo%	18	18	18	18
Pérdidas en gases de combustión%	13.2	13	11	10.4
Pérdidas sólidos incomburentes%	4.0	2.5	2.0	2.0
Radiación y otros%	6.0	4.0	2.5	2.5
Eficiencia de caldera (basada en VCB)%	58.8	62.5	66.5	67.1
<b>kg de vapor generado/kg de bagazo</b>				
7 kg/cm <sup>2</sup> , saturado	2.39	2.54	2.70	2.72
10 kg/cm <sup>2</sup> , 250°C	2.23	2.37	2.52	2.54
20 kg/cm <sup>2</sup> , 300°C	2.16	2.30	2.45	2.47
40 kg/cm <sup>2</sup> , 350°C	2.04	2.17	2.31	2.33

### 1.2.1.3. Eficiencia del bagazo

Para fábricas de azúcar en bruto, los requerimientos de vapor pueden ser evaluados como sigue:

- a) Fábrica vieja, electrificada parcialmente: 500 a 550 kg de vapor/tm de caña.
- b) Fábrica moderna, electrificada, calderas de presión media, evaporador de cuatro efectos, etc.: 450 a 500 kg de vapor/tm de caña.
- c) Fábrica moderna, electrificada, calderas de alta presión, evaporadores de cinco efectos, etc.: 400 a 450 kg de vapor/ tm de caña.
- d) Fábrica futura, totalmente electrificada, proceso continuo en todos los departamentos, etc.: 300 a 350 kg de vapor/tm de caña.

Este tipo de ingenios puede alcanzar un balance térmico con:

- a) 11% de fibra
- b) 10 %
- c) 9%
- d) 6.8%

y con caña con 13% de fibra pueden ahorrar:

- a) 15% del bagazo total producido
- b) 23% del bagazo total producido
- c) 31% del bagazo total producido
- d) 48% del bagazo total producido

Las paradas de la fábrica debidas a un suministro irregular de la caña o interrupciones mecánicas pueden tener un efecto significativo en el consumo de bagazo promedio. Es prudente considerar las paradas programadas y accidentales, así como, el inicio y fin de la cosecha, para reducir 10% en peso de bagazo producido para obtener el peso neto aprovechable como combustible y el excedente.

### 1.2.2. Almacenamiento del bagazo

El costo del bagazo, si es vendido en base al valor calorífico o al excedente obtenido, generalmente se incrementa por el costo de mano de obra, almacenamiento y transporte, en algunos casos es necesario algún tratamiento químico.

A parte de su uso directo como combustible en los hornos de las calderas, es muy raro encontrarle un uso inmediato. Su baja densidad ( $160 \text{ kg/m}^3$ ) y relativa inflamabilidad lo hacen un material voluminoso y costoso para manejar y transportar.

Debido a la presencia de azúcar, humedad y microorganismos en el bagazo, la fermentación ocurre rápidamente produciendo alcohol y ácido acético. Esta fermentación produce una gran cantidad de calor y grandes volúmenes de  $\text{CO}_2$  lo cual produce cambios significantes en la cantidad y calidad de la fibra.

Durante los últimos 40 años, la práctica de embalar el bagazo excedente se ha convertido en una práctica estándar, éste se almacena en lugares ventilados que permitan un secado natural rápido para usarlo en el futuro. Recientemente, han sido propuestos otros métodos. Todo esto con el fin de conservar las características combustibles del bagazo, las cuales se pierden durante el tiempo de almacenamiento, de forma gradual.

Entre estos métodos se tienen:

- a) embalaje y almacenamiento
- b) sistema de bagatex 20 (secado rápido)
- c) sistema de almacenamiento en húmedo (humedecido con licor biológico)
- d) sistema de almacenamiento en pilas abiertas

El constante desarrollo de nuevos métodos es porque el bagazo adquiere día a día mayor importancia para el proceso, además de que su valor se incrementa.

### 1.2.3. Costo del bagazo como material no procesado

Considerando los aspectos antes tratados, se puede llegar a los siguientes costos:

1. Para una fábrica con excedentes de bagazo, el costo de bagazo puede ser aproximadamente:

$$4.10 + 1.67Y + Z \quad [\text{US\$/tm de bagazo}]$$

2. Para una fábrica con bagazo sustituido por combustóleo, el costo de éste bagazo es aproximadamente de:

$$5.10 + 1.67Y + Z + 0.187X \quad [\text{US\$/tm de bagazo}]$$

Estos estimados estan basados en un tonelaje de bagazo de 30,000 toneladas por estación. Para mayores tonelajes (160,000 toneladas por estación) se tendría:

$$1.a \quad 3.98 + 1.23Y + Z$$

$$2.a \quad 4.98 + 1.23Y + Z + 0.187X$$

donde:

- X es el costo de combustible US\$/tm  
 Y es el costo de la mano de obra US\$/hora-hombre  
 Z es el costo del tratamiento de almacenaje US\$/tm de bagazo

#### 1.2.4 . Uso directo e Indirecto como combustible

##### Consideraciones generales sobre cogeneración

La combustión del bagazo para generar vapor en ingenios azucareros y el uso de este vapor para motores primarios y generación eléctrica es una práctica común en la industria azucarera. La cogeneración que generalmente se refiere al sistema secuencial que genera energía eléctrica y térmica ha sido utilizado en los ingenios para sustituir la electricidad comprada así como proveer de vapor a los servicios auxiliares.

Recientemente se ha generalizado el deseo de que las plantas sean autosuficientes en sus necesidades de energía, para lo cual se usa el bagazo, esta situación se acentuó más con la crisis energética de 1974 y 1979 lo cual obligó a buscar otro tipo de combustibles. Por otra parte los avances tecnológicos para la mejor utilización de los subproductos de la caña, han contribuido a un uso eficiente del combustible. El objetivo de todo ingenio al implantar sistemas de cogeneración es el de "extraer" la máxima potencia del combustible mediante el uso eficiente del calor del vapor y reduciendo a un mínimo las pérdidas inevitables por condensados y enfriamiento con agua y aprovechando el flujo de gases de calderas de vapor y turbinas de gas.

Para lograr esto se proponen las siguientes mejoras.

- 1) Mejorar la casa de calderas y otros departamentos de la fábrica.
- 2) Secar el bagazo para mejorar su poder calorífico como combustible.

3) Generación de electricidad, para entregar a la red, a través de:

- a) condensando vapor de alta presión con un turbogenerador
- b) turbinas de gas para generar vapor posteriormente

### 1.2.5. Proceso económico de calentamiento

Se pueden generar 60 kWh de excedentes eléctricos por tonelada de caña molida usando este método. Considerando producciones de 600 millones de caña molida anuales, el potencial de producción sería aproximadamente de 36,000 millones de kWh anuales.

Estas consideraciones son para una planta en la cual, los procesos por lotes hayan sido sustituidos por procesos continuos, se simplifiquen la molienda y la preparación de la caña y, principalmente se haya mejorado la operación de las calderas.

Es importante notar que las calderas usadas en los ingenios son por lo general, viejas y no cuentan con los avances tecnológicos. En la figura 1.2 se muestra una caldera moderna diseñada para quemar bagazo con una eficiencia de 87%. Las características de las calderas estarán dadas por el vapor que se desee generar y éste a su vez depende de:

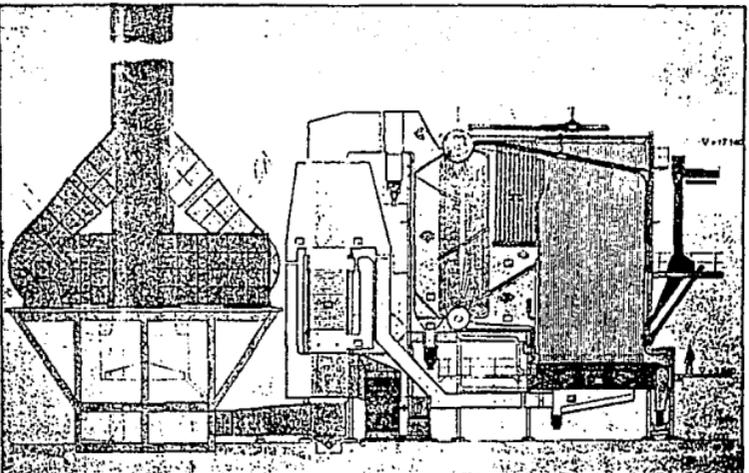
- Si el objetivo es ahorrar el máximo por medio del bagazo y no el uso directo de excedentes eléctricos, la presión de vapor puede ser de 30.6 kg/cm<sup>2</sup>.
- Si por el contrario, este es el caso más común, los excedentes eléctricos pueden ser vendidos, entonces se seleccione un vapor de presión alta, generalmente alrededor de 71.4 kg/cm<sup>2</sup>.

### 1.2.6. Bagazo seco

El valor calorífico del bagazo, puede ser mejorado reduciendo el contenido de humedad, como se indica en la Tabla 1.3. El secado del bagazo ha recibido mucha atención en los últimos años, proponiéndose tres métodos para esta operación:

1. Secadores rotatorios cilíndricos, aprovechando el flujo de gases de las calderas. Estos equipos pueden manejar alrededor de 70 tm/h de bagazo húmedo y reducir la humedad de 50 a 35% (Figura 1.3).
2. Secador neumático, desarrollado en Cuba desde 1980. Tiene una capacidad de 1.1 tm/h (Figura 1.4).
3. Secador Swedish, desarrollado por Svensk Exergitechnik (Figura 1.5).

Figura 1.2. Caldera Moderna Diseñada para quemar Bagazo



**Tabla 1.3. Valor calorífico del bagazo y energía aprovechable**

CONTENIDO DE HUMEDAD%	VALOR CALORIFICO NETOKJ/kg	PESO DE BAGAZO ** kg	ENERGIA APROVECHABLE ** MJ
55	6,565	111.1	729.4
50	7,574	100.0	757.4
45	8,582	90.9	780.1
40	9,591	83.3	789.9
35	10,599	76.9	815.1
30	11,608	71.4	828.8
25	12,616	66.7	841.5
20	13,625	62.5	851.6
15	14,633	58.8	860.4
10	15,642	55.6	869.7
5	16,550	52.6	875.8
0	17,659	50.0	883.0

\* Expresado en kg de bagazo por 50 kg de fibra

\*\* Expresado en MJ por 50 kg de fibra

Figura 1.3 Secador Rotatorio Cilíndrico

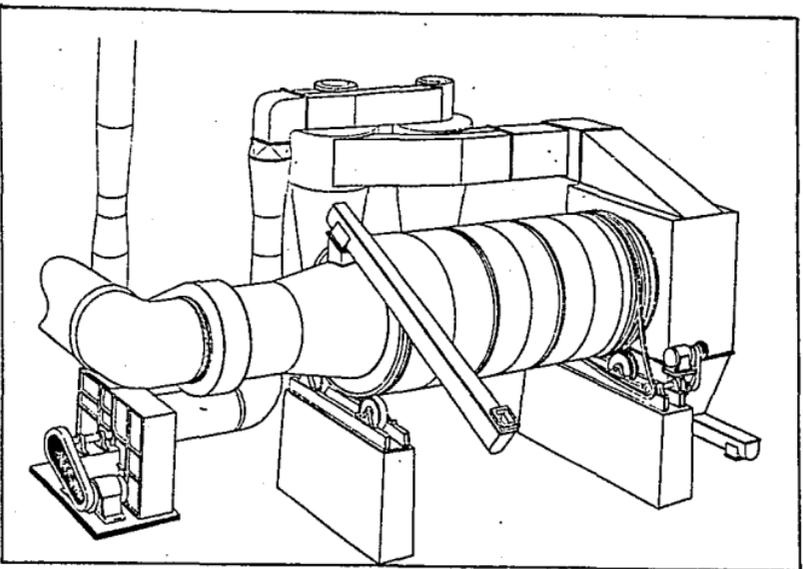


Figura 1.4 Secador Neumático

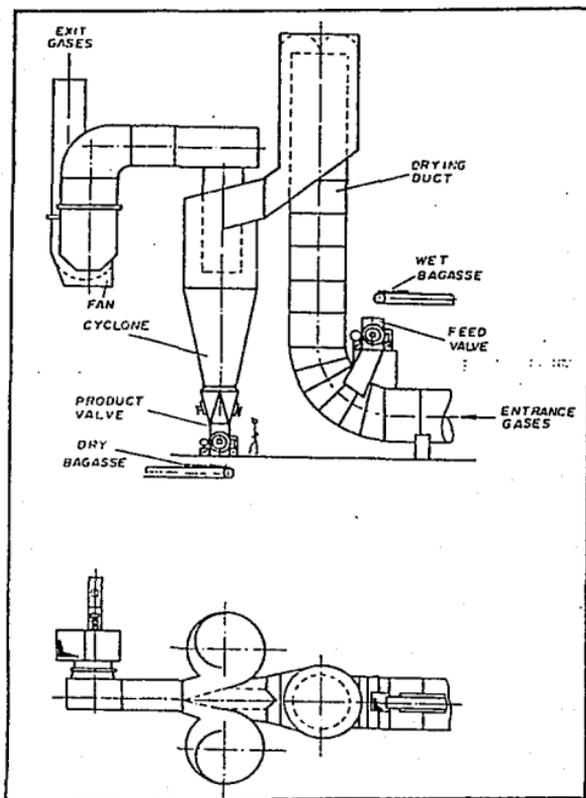
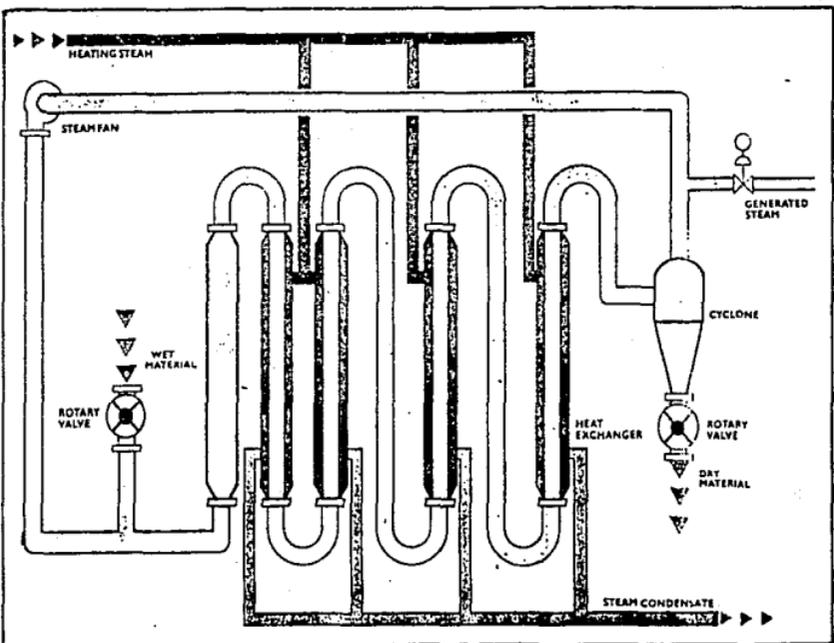


Figura 1.5 Secador Swedish



---

**CAPITULO II**

---

## BASES DE DISEÑO

Para la realización de éste trabajo, se tomarán datos típicos de un ingenio mexicano. Como característica importante se mencionará que este ingenio tendrá un crecimiento tanto en sus días de operación como en la capacidad de procesamiento de la caña.

El incremento en la cantidad de caña procesada se debe principalmente a que existen zonas en el país que cuentan con un abastecimiento mayor de caña al volumen que puede procesarse en el ingenio, presentándose ocasiones en que no se procesa toda la caña proveniente de las cosechas.

En la Tabla 2.1 puede verse el historial representativo de un ingenio nacional. Es importante considerar que se toma como modelos a aquellos ingenios que pueden presentar un crecimiento en su capacidad productiva.

**Tabla 2.1. Historial de Características de Operación del Ingenio**

Año	1988	1989	1990	1991
Caña ton/año	683,630	858,190	889,958	914,116
Bagazo ton/año	231,630	276,574	282,120	292,676
Días operación	139	162	174	193
Días producción	103	120	129	144

Debido a que el nivel de procesamiento de caña ha aumentado en 33.7 % con respecto al año de 1988, se puede estudiar la posibilidad de incrementar al doble la producción actual de tal forma que se satisfaga la demanda de azúcar y el abastecimiento de caña no este limitado por el proceso.

## 2.1 PLANTA DE FUERZA ACTUAL

La planta de fuerza actual cuenta con cinco calderas diseñadas para quemar bagazo, cuatro son operadas y una se mantiene de reserva. Cada caldera genera vapor a  $24 \text{ kg/cm}^2$  (man) y  $380^\circ\text{C}$ .

El vapor generado es distribuido por medio de un cabezal que distribuye el vapor, alimentando a las turbinas de contrapresión que accionan las cuchillas, desfibradoras, molinos y sección de azúcar, así como a la sección de turbogeneradores, equipos que producen la electricidad consumida por el ingenio durante el período de zafra, por lo que en este período no hay consumo de electricidad de la red pública.

En la sección de turbogeneradores, se cuenta con tres equipos de contrapresión, de los cuales, dos operan y uno se mantiene fuera de operación. Cada turbogenerador trabaja a 95 % de su carga nominal que es de 3,000 kW.

Tanto las turbinas que accionan las cuchillas, desfibradoras y molinos, así como los turbogeneradores descargan el vapor a  $1.78 \text{ kg/cm}^2$  (man) en un cabezal común que alimenta directamente a los equipos del proceso de elaboración de azúcar.

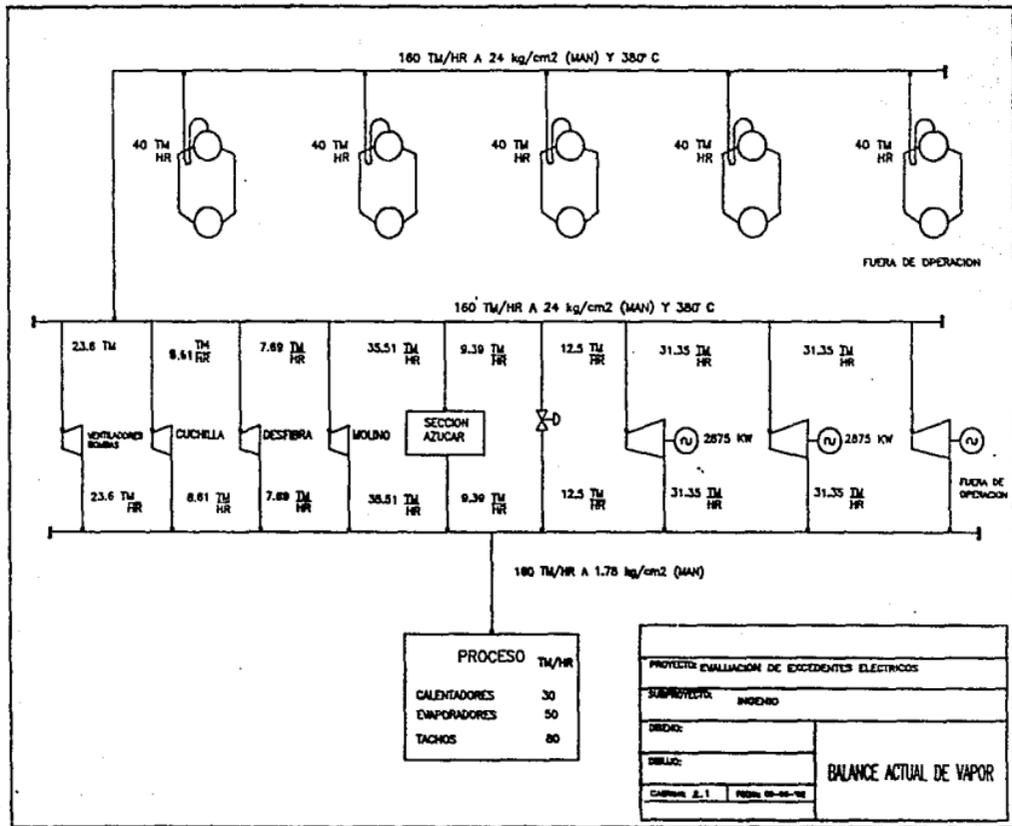
Una válvula reductora de presión, que une el cabezal de alta presión ( $24 \text{ kg/cm}^2$ ) con el cabezal de baja presión ( $1.78 \text{ kg/cm}^2$ ), permite rellenar el cabezal de baja presión para dar el flujo total de vapor requerido en el proceso.

En el Diagrama 2.1 se muestran los datos de operación de la planta actual con la distribución de los flujos de vapor.

## 2.2 DATOS BÁSICOS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA PLANTA

En las Tablas 2.2 y 2.3 se resumen las condiciones nominales y las de operación de las calderas y de los turbogeneradores. La eficiencia de las calderas se calcula a base del vapor total producido comparado con la cantidad de bagazo y combustóleo consumido durante la zafra. La eficiencia de los turbogeneradores se calcula a base de las condiciones promedio de operación presentadas en la Tabla 2.3.

La Tabla 2.4 resume los datos de la operación actual del ingenio.



## 2.3 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA OPCIÓN PROPUESTA

La opción propuesta se caracteriza porque propone una generación máxima de excedentes por medio de modificaciones al equipo de la planta de fuerza. Los detalles técnicos de esta opción se describen a continuación.

### 2.3.1 Criterios Básicos para el Diseño Conceptual de la Planta de Fuerza

La modificación propuesta implica el diseño total de una planta de fuerza nueva, cuyo diseño conceptual se basa en los siguientes puntos:

## 2.2. Resumen de Características de las Calderas

### CONDICIONES POR CADA UNA DE 4 CALDERAS FIMISA (1976)

Vapor		Condiciones Nominales	Operación Actual
Flujo	tm/h	56.7	40
Presión	kg/cm <sup>2</sup> (man)	25.8	24
Temperatura	°C	400	380
Combustible	tm/h	27	19.5
Eficiencia Promedio	%	70	53

NOTA: La generación de vapor y consumo de combustible total es de 160 tm/h y 76.2 tm/h respectivamente (cuatro calderas en operación).

Tabla 2.3 Resumen de Características de los Turbogeneradores

## CADA TURBOGENERADOR ACEC (1975)

Parámetro		Condiciones Nominales	Operación Actual
Presión	kg/cm <sup>2</sup>		
Normal		24	24
Máxima		26	
Temperatura	°C		
Normal		375	380
Máxima		380	
Contrapresión	kg/cm <sup>2</sup>	1.8	1.78
Potencia	kW	3,000	2,875
Flujo	tm/h		31.35
Eficiencia Promedio	%	70	66

NOTA: La generación de energía y el consumo de vapor total es de 5,749 kW y 62.7 tm/h respectivamente (dos turbogeneradores en operación).

Tabla 2.4. Resumen de la Operación Actual del Ingenio

Concepto		Durante Zafra	Fuera de Zafra
Días de operación		193	172
Días de paro		49	
Días reales de operación		3,456	4,128
Caña procesada	tm/año	914,116	
	tm/día	2,033	
	tm/h	84.7	
Bagazo producido (51% de humedad)	tm/año	292,676	
	tm/día	2,033	
	tm/h	84.7	
Bagazo utilizado como combustible	tm/h	76.2	
Vapor generado (24 kg/cm <sup>2</sup> man, 380 °C)	tm/h	160	
Electricidad generada	kWh/año	19,868,800	
	kw promedio	5,749	
Consumo de combustóleo	tm/año	17,500	
	tm/h	5.06	
Electricidad comprada	kWh/año		1,982,000
	kw promedio		480
Poderes caloríficos			
Bagazo	kJ/kg		8,330
Combustóleo	kJ/kg		42,340

- El ingenio incrementará su producción de azúcar al doble de la actual; la planta de fuerza debe satisfacer las necesidades de vapor y de energía eléctrica requeridas por el proceso de elaboración de azúcar.
- Los días de operación para el período de zafra, serán considerados los mismos que se reportan en la Tabla 2.4, excepto que se considerará 20 % del tiempo perdido, teniéndose por lo tanto:

$$\text{Tiempo de zafra} = 193 * 24 * 0.80 = 3705 \text{ h/año}$$

- La cantidad máxima de caña a procesar será de 500 tm/h.
- El bagazo total generado se obtiene considerando que el 32 % de la caña molida es bagazo, teniéndose:

$$\text{Bagazo producido} = 500 * 0.32 = 160 \text{ tm/h}$$

- El vapor utilizado en proceso, será estimado considerando el vapor requerido por el proceso actual más el vapor requerido por la ampliación del ingenio, teniéndose:

$$\text{Vapor a proceso actual} = 160 \text{ tm/h (De la Tabla 2.2)}$$

De acuerdo a la información presentada en el capítulo anterior la relación de vapor por tonelada de caña en la nueva parte del ingenio sería de 350 kg/tm caña; en consecuencia el vapor requerido en el proceso para la ampliación sería:

$$\begin{aligned} \text{Vapor a proceso en ampliación} &= 350 \text{ kg/tm caña} * 250 \text{ tm caña/h} \\ &= 87,500 \text{ kg/h} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Vapor total a proceso} &= \text{vapor a proceso actual} + \text{vapor proceso} \\ &= 160 + 87.5 = 247.5 \text{ tm/h} \end{aligned}$$

Se considerarán 250 tm/h.

- Durante el proceso de zafra se quemará sólo bagazo y fuera de este período se usará combustóleo.

---

## CAPITULO III

---

## DIAGRAMAS DE FLUJO DE PROCESO

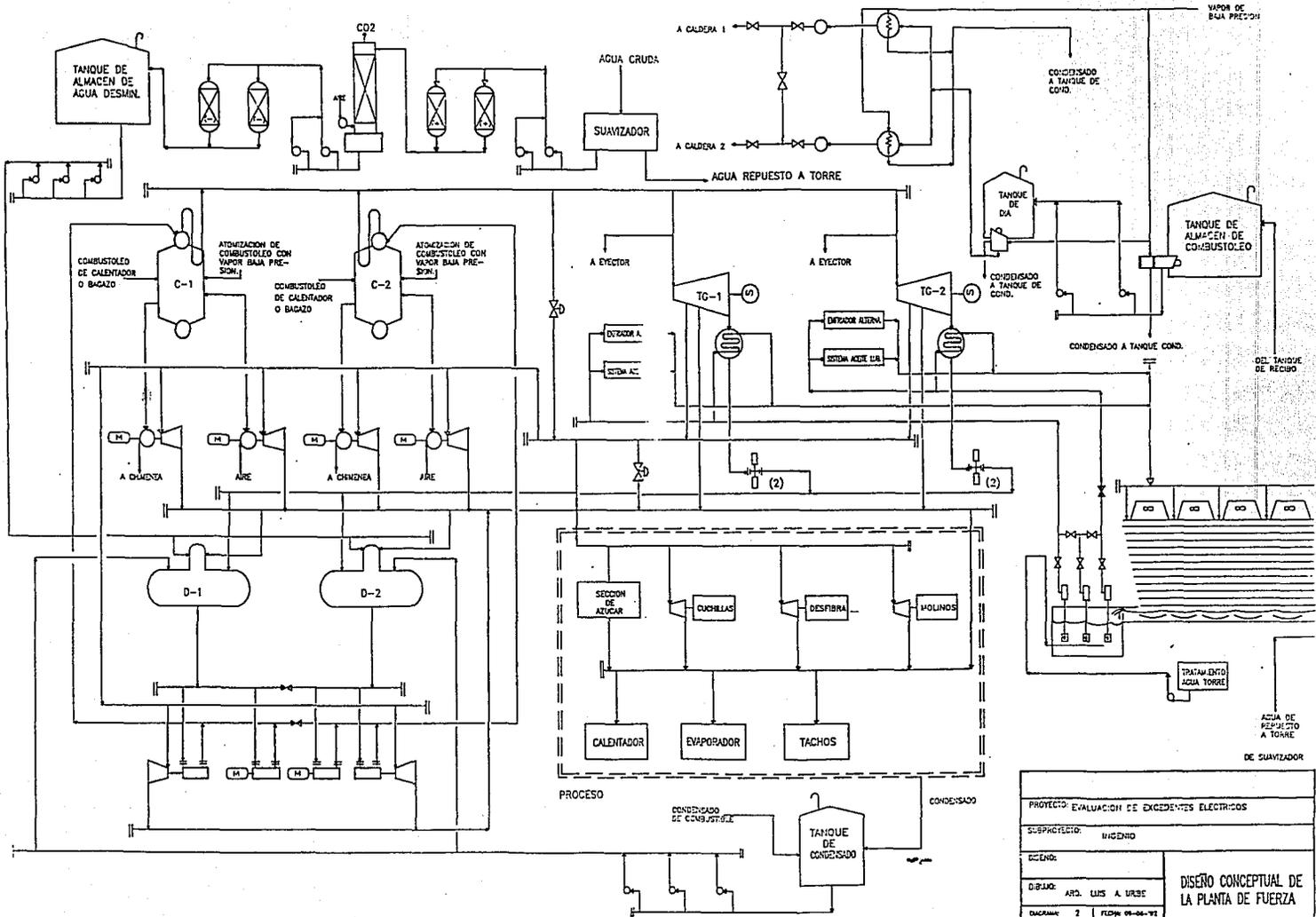
En éste capítulo se muestra el diagrama conceptual de la planta de fuerza propuesta para la operación del ingenio ya sea dentro del período de zafra como fuera de él.

Se trata de un diagrama sencillo, en el cual se presenta la secuencia de las operaciones, indicando los puntos de suministro de materiales; y de cualquier energía necesaria, así como los puntos de distribución de los productos energéticos y subproductos.

Considerando que el ingenio producirá grandes cantidades de bagazo al incrementar su producción, se analiza la conveniencia de instalar una planta de fuerza completamente nueva. Esta planta estará constituida por dos calderas de alta presión (70 kg/cm<sup>2</sup>) y dos turbogeneradores de extracción-condensación. Esta nueva planta suministrará todo el vapor de media y baja presión requerido para la producción total de azúcar (producción actual más incremento planeado). La planta operará todo el año quemando el 100% de bagazo producido durante el período de zafra mezclado con 5 litros de combustóleo por tonelada de caña, y 100% combustóleo fuera del período de zafra.

En el Diagrama 3.1 se presentan los servicios auxiliares para la operación de la planta de fuerza. Se pueden distinguir los siguientes bloques de equipos:

- Equipos para almacenar combustóleo
- Equipo para tratamiento del agua alimentada a las calderas y tanques de almacenamiento
- Equipo generador de vapor, calderas de alta presión
- Desareadores y equipo auxiliar
- Equipo de generación eléctrica, turbogeneradores de doble extracción-condensación
- Torre de enfriamiento y equipo auxiliar
- Tanque de condensados
- Equipo de proceso del ingenio



PROYECTO: EVALUACION DE EXCEDENTES ELECTRICOS	
SUBPROYECTO: INCENDIO	
DISEÑO:	
DIBUJO: ARO. LUIS A. URIBE	
DIAGRAMA: 2	FECHA: 09-06-91

**DISEÑO CONCEPTUAL DE LA PLANTA DE FUERZA**

### 3.1 DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL DE LA PLANTA DE FUERZA

El vapor generado a  $70 \text{ kg/cm}^2$  descargará directamente en un cabezal que alimentará a los turbogeneradores de doble extracción y

El flujo de la primera extracción ( $24 \text{ kg/cm}^2$ ) descargará en un cabezal de vapor de presión media, el cual alimentará a las

turbinas que accionan las cuchillas, desfibradoras y molinos. Estos equipos descargarán el vapor de  $1.78 \text{ kg/cm}^2$  (man) en un cabezal común, de presión baja, que alimenta directamente a los equipos del proceso de elaboración de azúcar.

Como medida de seguridad se tendrá una válvula reductora de presión, que unirá el cabezal de alta presión [ $70 \text{ kg/cm}^2$  (man)] con el cabezal de presión media [ $24 \text{ kg/cm}^2$  (man)], que permita rellenar la línea de presión media cuando cualquier turbogenerador salga de operación o cuando los equipos auxiliares de las calderas de la planta de fuerza, tales como ventilador de tiro forzado, tiro inducido y bombas de alimentación, requieran vapor para su operación.

El flujo de la segunda extracción ( $1.78 \text{ kg/cm}^2$ ) descargará en el cabezal de vapor de presión baja, el cual, junto con el vapor procedente de las turbinas satisficará la demanda de vapor de los equipos del proceso.

Nuevamente, se tendrá una válvula reductora de presión que unirá el cabezal de presión media ( $24 \text{ kg/cm}^2$ ) con el cabezal de presión baja ( $1.78 \text{ kg/cm}^2$ ) que permita rellenar la línea de presión baja cuando cualquier turbogenerador salga de operación.

Una torre de enfriamiento de tiro inducido y flujo cruzado proporcionará el agua requerida para la condensación del vapor y el enfriamiento del aceite del turbogenerador nuevo. El agua será succionada del cárcamo de la torre por bombas centrífugas verticales.

Los condensados obtenidos serán bombeados por bombas de barril vertical hacia los desaeradores en donde junto con los condensados de proceso y agua desmineralizada de repuesto serán calentados hasta la temperatura de saturación correspondiente al vapor alimentado ( $1.78 \text{ kg/cm}^2$ ) y consecuentemente desaerados (eliminación de  $\text{O}_2$  y  $\text{CO}_2$  principalmente).

El combustible se suministra al ingenio por medio de camiones tanque (pipas) o carros tanque de ferrocarril, siendo descargado en un tanque de recibo y posteriormente bombeado al tanque de almacenamiento, desde el cual el combustible es trasgado a

tanques de día y por último a los calentadores finales de donde sorá pasado directamente a las calderas.

Se considera que en la mayoría de los casos los equipos auxiliares que se utilizan actualmente para la generación de vapor no podrán ser usados en la ampliación del ingenio y tendrían que reemplazarse por equipo auxiliar nuevo. Una lista del equipo requerido se presenta en el Apéndice B, Tabla B.1.

### **3.2 DISEÑO CONCEPTUAL ELECTRICO**

La nueva planta de fuerza estará formada por dos nuevos turbogeneradores que producirán 25,149 kW cada uno a 4,160 V, pensando en la posibilidad de utilizar parte del equipo de distribución existente y la experiencia del personal de operación y mantenimiento. La energía producida se alimentará a las nuevas barras de distribución de 4,160 V y 8,000 A y se alimentarán a la red pública de la C.F.E. a través de un transformador 115 kV/4.16 kV.

El equipo eléctrico requerido para esta nueva planta de fuerza se describe en el Apéndice, B., Tabla B.1.

---

## **CAPITULO IV**

---

## **BALANCES DE MATERIA Y ENERGIA**

Los balances de materia y energía se realizan para la operación del ingenio dentro del período de zafra y fuera de él.

La descripción de la planta de fuerza se realizó en el capítulo anterior.

### **4.1 OPERACIÓN DURANTE EL PERIODO DE ZAFRA**

Durante éste período se considera que el bagazo disponible tendrá 51 % de humedad como máximo lo cual permitirá usar solamente bagazo como combustible.

El Diagrama 4.1 muestra la operación propuesta durante éste período.

#### **4.1.1 Estimación de Excedentes en Epoca de Zafra**

La estimación de excedentes se evalúa en función de la generación eléctrica total y el consumo eléctrico del ingenio.

La potencia generada, incluyendo pérdidas del generador, sería de:

$$2 \text{ turbos} * 25,149 \text{ kW} * 0.99 = 49,795 \text{ kW}$$

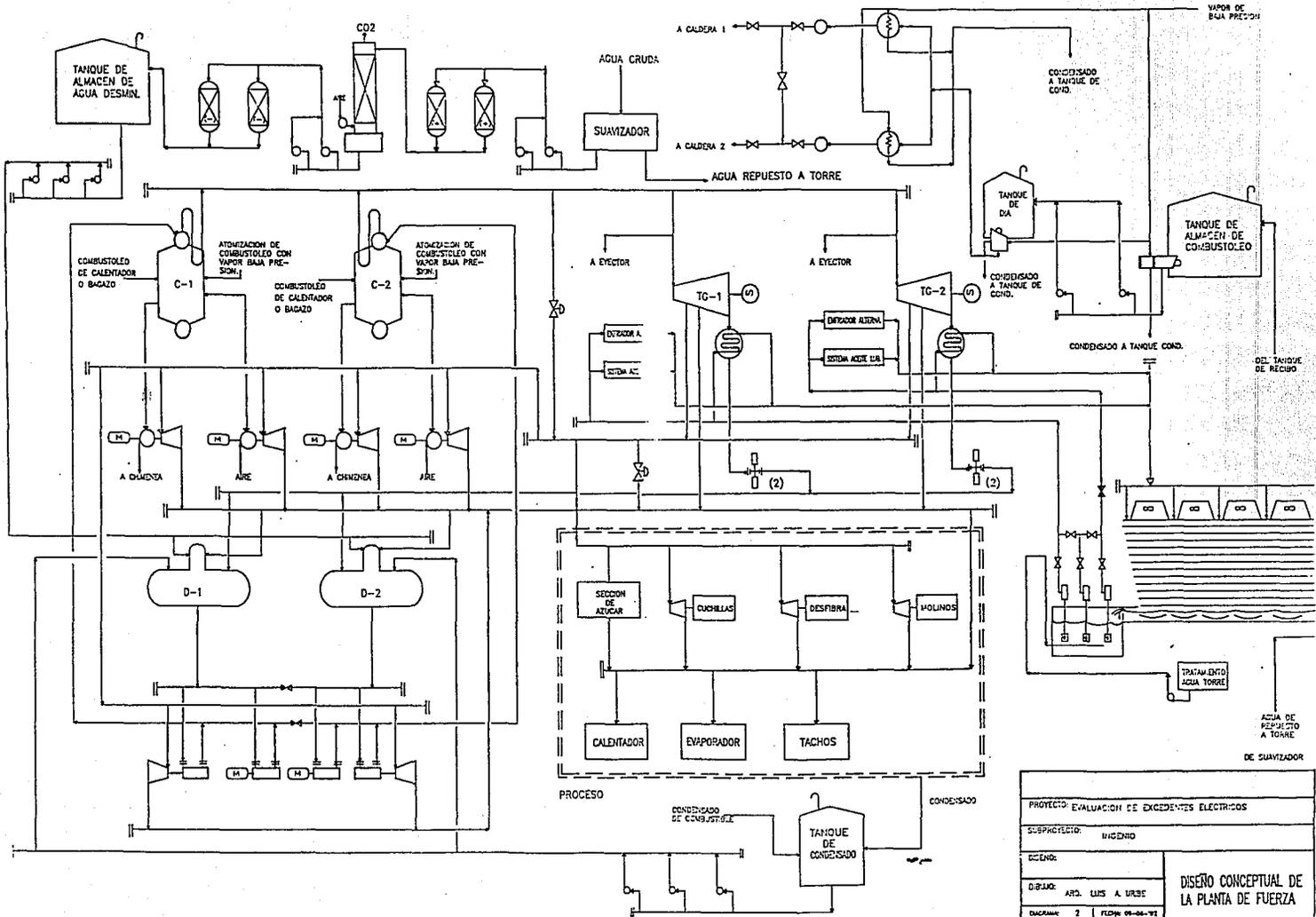
El consumo eléctrico futuro del ingenio se muestra en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1. Consumo Eléctrico de la Operación

Parámetros Anuales		En zafra	Fuera de zafra
Operación	h/año	3,705	4,128
Potencia Generada	kW	49,795	42,377
Energía Generada	MWh	184,490	174,932
Demanda Interna	kW	13,200	2,150
Consumo Interno	MWh	48,90	68,875
Excedentes	MWh	135,584	166,057

#### 4.1.2 Consumo de Combustible

El consumo de combustible para la operación durante el período de zafra es únicamente el bagazo producido por los molinos.



PROYECTO: EVALUACION DE EXCEDENTES ELECTRICOS	
SUBPROYECTO: INCENDIO	
DISEÑO:	
DISEÑO: ARO. LUIS A. URIBE	
DIAGRAMA: 2	FECHA: 09-06-91

**DISEÑO CONCEPTUAL DE LA PLANTA DE FUERZA**

## 4.2 Operación Fuera del Período de Zafra

Para generar electricidad fuera del período de zafra el ingenio deberá quemar combustóleo. El Diagrama 4.2 muestra la operación propuesta para este período. Se propone operar una sola caldera a 38 % de carga, generando en promedio 175 tm de vapor/h.

### 4.2.1 Estimación de Excedentes Fuera del Período de Zafra

La potencia generada por cada turbogenerador de extracción-condensación es de 21,402.5 kW (ver Apéndice A). Incluyendo las pérdidas del generador, la potencia de las dos turbinas sería de :

$$(21,402.5 * 2 * 0.99) \text{ kW} = 42,377 \text{ kW}$$

Las características de generación fuera del período de zafra se resumen en la Tabla 4.1.

### 4.2.2 Consumo de Combustible

Una caldera generando 175 tm/h trabajando a una eficiencia de 85% de vapor tendrá un consumo de combustóleo de:

$$= 175 \text{ tm/h} * (3,434.11 - 549) \text{ MJ/tm} / (0.85 * 42,340) \text{ MJ/tm}$$

$$= 14.03 \text{ tm/h}$$

El consumo anual sería de:

$$= 14.03 \text{ tm/h} * 4,128 \text{ h/año}$$

$$= 57,916 \text{ tm/año}$$



---

## CAPITULO V

---

## **DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS**

Como ya se mencionó, este caso se analiza con los siguientes criterios:

- Aprovechar al máximo la energía calorífica del bagazo producido por la molienda de caña para generar vapor y posteriormente cogenerar energía eléctrica.
- Aprovechar la energía térmica del vapor y la energía eléctrica generada en el proceso y servicios propios del ingenio.
- Entregar excedentes a la red pública.

Ya que el dimensionamiento de la planta de fuerza se basa en el aprovechamiento al máximo de la energía del bagazo, la capacidad instalada será de 50 MW, permitiendo entregar aproximadamente 35 MW de excedentes eléctricos a la red pública.

Las plantas de fuerza han de cumplir, en general, las misiones siguientes:

- aprovechamiento de combustibles no destinados a la venta (tales como carbones de baja calidad, gases de escape, bagazo, etc.) procedentes de las industrias del carbón, acero, petróleo y del azúcar.
- suministro de calor y de energía eléctrica al proceso industrial.
- suministro de energía mecánica para el accionamiento de compresores, bombas, etc.

A tal efecto se emplean los equipos siguientes:

### **Turbinas:**

- turbinas para centrales de calefacción, del tipo de contrapresión o de extracción y contrapresión, para accionamiento de otros elementos o del tipo de extracción y condensación.
- turbina para accionamiento de diversos elementos, del tipo de contrapresión o de condensación con velocidad variable.

Se tienen los siguientes tipos básicos de turbinas:

1o. Turbinas de contrapresión.

- El calor del vapor de escape se conduce a los consumidores con las características correspondientes a la presión del vapor de contrapresión.

2o. Turbina de extracción y contrapresión.

El calor del vapor de extracción y de escape se envía a los consumidores.

3o. Turbina de extracción y condensación.

Cuando la demanda de energía eléctrica es considerable se condensa una parte del vapor, mientras que el calor de la extracción se conduce a los consumidores en uno o varios grados de presión.

**Calderas:**

Las calderas empleadas son diseñadas para quemar bagazo y otro combustible generalmente combustóleo.

La tendencia ha sido instalar unidades con capacidades cada vez mayores, siendo ya común el encontrarse con calderas capaces de evaporar 260,000 y hasta 400,000 lb/h a 450 o 600 psig y 700F de sobrecalentamiento.

Recientemente y para capacidades como las arriba mencionadas, la preferencia de la industria se ha inclinado hacia las calderas tipo Bi-Drum, con horno totalmente enfriado por agua, para permitir altas liberaciones de calor, así como el uso de combustibles auxiliares. Las altas eficiencias exigidas, requieren el uso de calentadores de aire y/o economizadores.

Para capacidades moderadas se prefieren las calderas Stirling en sus variantes de cuatro y tres domos, las cuales son de gran aceptación en la industria por sus cualidades de duración en las condiciones más adversas, su gran rapidez de respuesta a demandas súbitas de vapor, la sencillez de su operación y mantenimiento, así como por sus cortos tiempos de montaje.

Los arreglos para generar electricidad pueden ser:

**1. Generación de electricidad por medio de un turbogenerador de condensación.**

Esta operación emplea el bagazo para generar vapor y alimentar un turbogenerador. Esto puede hacerse mediante la instalación de una planta de fuerza individual o colectiva si existen otros ingenios.

Con el objeto de que la planta opere eficientemente, deberán manejarse los siguientes parámetros:

- Manejar alrededor de 200 tm/h de caña
- Presión del vapor generado aproximadamente de 25.5 kg/cm<sup>2</sup>

Generar electricidad por este método supone que sólo será posible durante la época de zafra. En algunas ocasiones se tienen excedentes de bagazo, los cuales pueden ser quemados fuera del período de zafra con el objeto de continuar generando electricidad. Sin embargo, esto incrementa considerablemente el costo del kWh generado.

En la Tabla 5.1 se muestra un cálculo del costo del kWh generado por este método.

**2. Generación eléctrica a través de una turbina de gas.**

Recientemente se han hecho estudios para operar una turbina de gas por inyección de vapor, con lo cual se pretende reducir los costos de operación.

Tabla 5.1. Electricidad generada con bagazo

Características		Condiciones Óptimas	Condiciones Moderadas
Capacidad de caldera (46 Bar, 440 C)	tm de vapor/h	90	90
Capacidad del turbogenerador (condensando a 0.10 Bar)	MW	20	20
Inversión total en la planta de fuerza	US\$M	12	15
Electricidad generada	GWh/año	150	120
Cantidad de bagazo utilizado	tm	333,000	266,000
Costo del almacenamiento del bagazo	US\$/tm	10	15
Costo promedio del transporte de bagazo	US\$/tm	4	5
Costo de la electricidad generada	US\$/kWh		
Depreciación y mantenimiento (10%)		0.80	1.25
Amortización (0.13147 por 15 años a 10% de intereses)		1.05	1.64
Administración (US\$ 100,000 anuales)		0.07	0.08
Costo del transporte del bagazo		0.89	1.11
Costo del almacenamiento del bagazo		2.22	3.33
Costo de la Generación Total por kWh		5.03	7.41

Los resultados preliminares obtenidos en laboratorio prometen buenos resultados en planta. En la tabla 5.2 se muestran estos resultados.

**Tabla 5.2. Comparación entre una turbina de vapor y una de gas**

	Condensados en turbina de vapor		Vapor inyectado a turbina de gas	
	Mediana 10 MW	Grande 27 MW	Mediana 20 MW	Grande 50 MW
Exportación de kWh por tm de caña (aún fuera de zafra)	200	220	450	475
Costo de generación US\$ cent/kWh	6.0	5.0	4.1	3.8
Tasa de retorno % anual	11	16	22	26

### 5.1 Dimensionamiento de las Calderas

El dimensionamiento de las calderas se basa en la producción total de vapor que puede ser obtenido quemando todo el bagazo, así como en las características del vapor generado. El vapor generado por las calderas debe satisfacer las siguientes condiciones después de ser expandidos en los turbogeneradores.

- El proceso cuenta con turbinas de contrapresión que accionan la cuchilla, desfibadora y molino. Estas turbinas requieren vapor de  $24 \text{ kg/cm}^2$  (man) y  $380^\circ\text{C}$ .
- Los calentadores, evaporadores y tachos consumen vapor de  $1.78 \text{ kg/cm}^2$  (man).

Por lo anteriormente mencionado, los dos generadores de vapor producirán vapor para ser expandido en turbogeneradores de doble extracción y condensación para satisfacer la demanda de vapor y generar energía eléctrica. Deben generar el vapor con las siguientes características:

Presión 70 kg/cm<sup>2</sup> (man)

Temperatura 510 °C

La capacidad total de vapor generado será calculada mediante la siguiente ecuación:

$$W = \frac{C_b \cdot PCS_b \cdot N}{(h_g - h_f)}$$

En donde :

W = Vapor total generado en tm/h

C<sub>b</sub> = Consumo de bagazo en kg/h

PCS<sub>b</sub> = Poder calorífico superior del bagazo en MJ/tm

N = La eficiencia de las calderas es supuesta en 75 %.

h<sub>g</sub> = Entalpía del vapor a 70 kg/cm<sup>2</sup> (man) y 510 °C

h<sub>f</sub> = Entalpía del agua de alimentación a la temperatura correspondiente a 1.78 kg/cm<sup>2</sup> (man)

Sustituyendo valores en (1):

$$W = \frac{160 \cdot 8.330 \cdot 0.75}{(3.434.11 - 549)} = 346.46 \text{ tm/h}$$

La capacidad por caldera será de 173.23 tm/h, por lo que se proponen dos calderas de 200 tm/h para generar vapor a 70 kg/cm<sup>2</sup> (man) y 510 °C.

## 5.2 Dimensionamiento de los Turbogeneradores

Cada turbogenerador debe ser capaz de suministrar el vapor de media y baja presión para el proceso. El vapor de media se obtendrá de la primera extracción a 24 kg/cm<sup>2</sup> (man) y 380 °C y alimentará a las turbinas de contrapresión que accionan las cuchillas desfibradoras y molinos, estimándose un flujo de 61.2 tm/h, como se muestra en el Diagrama 4.1 del Capítulo IV.

El vapor de baja presión se obtiene de la segunda extracción a  $1.78 \text{ kg/cm}^2$  (man) estimándose un flujo total de  $80 \text{ tm/h}$ ; de los que aproximadamente  $28 \text{ tm/h}$  se utilizan en el desaerador.

El vapor restante generado se alimenta directamente a condensación siendo el flujo  $32 \text{ tm/h}$  a una presión de  $0.1036 \text{ kg/cm}^2$  (abs)

Cabe hacer notar que la presión de escape fue estimada considerando agua de una torre de enfriamiento con temperatura de aproximación de  $6^\circ\text{C}$  arriba de la temperatura de bulbo húmedo.

Bajo las condiciones indicadas en la parte superior, la potencia generada por turbina es de  $25,149 \text{ kW}$  (ver cálculo de potencia en el Apéndice A).

Hasta este momento sólo se han mencionado las bases de diseño de los equipos principales de la planta de fuerza (calderas y turbogeneradores). Sin embargo existen equipos auxiliares, tanto de la caldera como de los turbogeneradores y equipos generales de la planta que también fueron dimensionados. Los cálculos se muestran en el Apéndice A..

---

## CAPITULO VI

## **EVALUACION ECONOMICA**

### **6.1 ANALISIS COSTO BENEFICIO**

En ésta sección se presenta en forma breve un resumen de costos de inversión inicial, de mantenimiento y operación, y de ahorros esperados, para cuantificar la rentabilidad de las inversiones requeridas en el caso propuesto.

Es importante mencionar que éste estudio es solamente para evaluar el costo que tendría la generación eléctrica si se implementase la operación propuesta. Se hace mención de estudios económicos y financieros pero estos no se desarrollan en éste trabajo.

#### **6.1.1 Consideraciones y Suposiciones para el Análisis Costo Beneficio**

Las suposiciones más importantes que afectan el análisis de rentabilidad se listan a continuación:

- El análisis se hace de manera incremental, comparando las inversiones y los beneficios de los casos propuestos con el caso (teórico) de base que prevería la ampliación del ingenio con una planta de fuerza igual a la existente.
- Como la electricidad utilizada dentro del ingenio sería de todos modos producida por el bagazo, su valor incremental para el análisis es cero.
- En la situación actual, el combustóleo normalmente se quema en una proporción aproximada de 19 litros por tonelada de caña. De acuerdo con estudios realizados en ingenios, con baja inversión se puede bajar este consumo a 5 litros/tm caña. Se supone que en el caso base, el consumo de combustóleo sería de esta cantidad reducida.
- Los costos de mantenimiento se estiman en \$US 1.6 millones anuales (ver Apéndice B, Tabla B.4).
- El valor de las ventas de electricidad se basa en la tarifa H-SL para la región peninsular del país, ya que se supone que en esta zona existen mayores necesidades de energía eléctrica.
- Ya que el ingenio no tiene una localización real, no puede estimarse la inversión requerida para la línea de transmisión que estaría a cargo del ingenio.

- El costo anual de los seguros se estima en 3% de la inversión inicial.

## 6.2 Inversiones Necesarias

La inversión total de la planta nueva se estima en US\$ 57.5 millones, incluyendo ingeniería y construcción (ver Apéndice B, Tabla B.1 y B.2). Estos costos fueron estimados durante 1992.

Los análisis de rentabilidad se basan en el costo incremental de Inversiones, comparando la inversión propuesta con la inversión de base, la que de todos modos tendría que hacerse para ampliar el ingenio, pero con calderas de baja presión. El costo de base para ampliar el ingenio incluiría una nueva caldera y dos nuevos turbogeneradores, todos con las mismas características de los equipos existentes; su costo se estima en US\$ 7.0 millones. Entonces la inversión neta o incremental sería de US\$ 52.6 millones.

## 6.3 Rentabilidad del Proyecto

Para evaluar la rentabilidad del proyecto, se deben desarrollar los siguientes pasos:

- Análisis técnico de la opción, descritos anteriormente en los capítulos 3 y 4, y resumidos en la Tabla 6.1.
- Análisis financiero preliminar, resumido en la Tabla 6.2.
- Análisis económico, tomando en cuenta tanto parámetros económicos como financieros.
- Análisis financiero, evaluando varios escenarios con diferentes esquemas de financiamiento.
- Análisis de sensibilidad sobre el mejor escenario financiero, demostrando los efectos de cambios en los parámetros más importantes, como son los de precio de venta de electricidad excedente y costo de combustible.

Como ya se mencionó los últimos tres puntos no se realizan en este trabajo, sólo se presenta un escenario general para su realización. En las tablas antes mencionadas se indican los parámetros necesarios para realizar los análisis económico y financiero.

Tabla 6.1 Análisis Técnico

		Unidad	Durante Zafra	Durante Zafra	Fuera de Zafra	Total Anual
1	Capacidad Instalada	MW	D			50
2	Combustible	D	Bagazo	Combustión	Combustión	Bagazo
3	Horas de Operación	D	3705	3705	4128	7833
4	PCS	Btu/lb	D	3,581	18,203	18,203
5	PCS (Btu/ton o Btu/bbl)			7896105	6,271,898	6,271,898
6	Flujo Combustible	lb/h	D	352,800	5441	30,891
7	Consumo Anual de Combustible	tm/a	C	592,800	9,142	57,831
8	Energía Total Consumida	MBtu/h	C	1,263	99	562
9	Eficiencia Caldera	%	D	69.5	69.5	85
10	Entalpía Vapor Salida	Btu/lb	D	1476.4	1476.4	1476.3
11	Entalpía Agua Alimentación	Btu/lb	D	236	236	236
12	Vapor Generado	lb/h	C	707,874	55,492	385,360
13	Vapor a Turbinas Extracc. 1	lb/h	D	250,272	19,620	0
14	Potencia Gen. Extracc. 1	kW	C	7,317	574	0
15	Vapor a Turbinas Extracc. 2	lb/h	D	328,380	25,743	0
16	Potencia Gen. Extracc. 2	kW	C	23,763	1,863	0
17	Vapor a Condensación	lb/h	D	129,776	10,174	339,211
18	Potencia Gen. Condens.	kW	C	15,095	1,183	42,377
19	Potencia Gen. TOTAL	kW	C	46,175	3,620	42,377
20	MWh TOTALES Generados	MWh/a	C	171,079	13,411	174,932
21	Factor Capacidad de Planta	C	0.39	0.03	0.40	0.82
22	% de GWh de este Combustible	%	C	47.6	3.7	48.7
23	Cons. Especifico (Heat Rate)	Btu/kWh	C	27,361	27,361	13,269
24	Consumo Eléctrico Casa Fuerza	kW	D	4,000		2,150
25	Consumo Eléctrico Casa Fuerza	%	C	8.0		4.3
26	Generación Anual Neta	MWh/a	C	169,670		166,057
27	Consumo Eléctrico en Proceso	kW	D	9,200		0
28	Consumo Eléctrico en Proceso	MWh/a	C	34,086		0
29	Excedentes Eléctr. Entregados	kW	C	36,595		40,227
30	Excedentes Eléctr. Entregados	MWh/a	C	135,584		166,057
31	% GWh Netos Usados en Planta	%	C	20.1		0.0
32	Factor de Carga Eléctrica	D	0.8		1	0.8
33	% MW Netos Utilizados en Planta	%	C	25.1		0.0
34	Capacidad Firme	MW	D	36.60		40.23
35	% MW Net Util en Planta cap firme	%	C	20.45		
36	Consumo de Vapor en Proceso	lb/h	C	562,275		
37	Vapor de Proceso	Mlb/a	C	2312		2312
38	Vapor de Proceso/kWh bruto	lb/kWh	C	6.43		
39	Producción Total de Vapor	Mlb/a	C	2623	206	1591
40	Cons. Esp. Prod de Vapor	Btu/lb	C	1785		844

D: datos definidos o de diseño; C: datos calculados \* datos a entrar en el modelo económico financiero

Tabla 6.2 Análisis Financiero Preliminar

		Unidad				
1	Cambio: Peso mexicano/US\$		3100			
2	Costo de combustóleo	\$mn/kg	258			
3	Costo de combustóleo	US\$/tm	83.23			
4	Costo de combustóleo	US\$/bbl	11.77			
5	Costo de combustóleo	US\$/Mbtu	1.88			
6	Consumo anual de combustóleo	tm/a	57,831			
7	Consumo anual de combustóleo	bbl/a	370,097			
8	Costo anual de combustóleo	US\$/a	4,813,058			
9	Excedentes de demanda	MW	34.3			
10	Excedentes energía eléctrica	MWh	301,642			
11	Costos Electr. (Tarifa HS-L)		US\$	\$mn		
12	Cargo por demanda	\$/kW/m	8.93	27,673		
13	Cargo por energía (punta)	\$/kWh	0.0944	292.79		
14	Cargo por energía (normal)	\$/kWh	0.0254	78.65		
15	Cargo por energía (promedio)	\$/kWh	0.0352	109.16		
16	Costo promedio (dem + energ)	\$/kWh	0.0482	149.44		
17	Venta de energía	US\$/a	10,621,442	3.293E+10		
18	Valor de capacidad firme	US\$/a	3,673,725	1.139E+10		
19	Factor aplic. a precio venta		1	1		
20	Valor total de venta	US\$/a	14,295,167	4.432E+10		
21	Costo de seguros (3%)	US\$/a	1,200,000			
22	Costo de mantenimiento	US\$/a	1,600,000			
23	Costo de mantenimiento	US\$/kWh	0.00445			
24	Costo de manten. (fijo)	\$/kW/a	20			
25	Costo de manten. (variable)	\$/kWh/a	0.00167			
26	Ahorro neto	US\$/a	6,682,109			
27	Inversión dif. planta fuerza	US\$	52,572,000			
28	Tiempo de recuperación simple	años	7.87			

\* datos a entrar en el modelo económico financiero

### **6.3.1 Análisis Económico**

#### **6.3.1.1 Metodología del Análisis Económico**

El análisis económico debe tomar la perspectiva de la economía nacional, reflejando los costos y beneficios al país de implementar el proyecto. Se recomienda que el análisis económico se haga bajo las siguientes suposiciones:

- El costo de capital (tasa de descuento) no es el de la industria, más bien el de la economía nacional.
- Separar el componente del costo de equipo e instalación en moneda extranjera y nacional. Se eliminan todos los impuestos y se eliminan los aranceles de importación de equipos extranjeros.
- Se deben utilizar los precios internacionales de los combustible (Golfo de México), como costo de oportunidad a la economía.
- El costo económico sobre las divisas extranjeras en la inversión inicial y diferida de equipos se considera a un costo de 12% por año en un plazo de 7 años y 1 año de gracia.
- Los equipos no se amortizarían ya que esto representa aspectos fiscales solamente.
- Los precios de venta de excedentes de energía eléctrica de las industrias son iguales a las de las tarifas, suponiendo que estas serán idénticas a los costos marginales de la CFE.
- Se supone una duración de la vida del proyecto de 20 años.

## 6.3.2 Análisis Financiero

### 6.3.2.1 Metodología del Análisis Financiero

El análisis financiero toma la perspectiva de la empresa, reflejando los costos y los beneficios reales que le representaría implementar el proyecto. El análisis deberá elaborarse bajo las siguientes suposiciones:

- El análisis se realizará en \$ de EE.UU. constantes a la fecha del estudio.
- La tasa de inflación proyectada para ese momento en México se basará en estimaciones de otras instituciones, como pueden ser:
  - Oficial
  - Centro de Estudio del Sector Privado CEESP
  - PROBURSA
  - Macro Asesoría Económica
  - CIEMEX-Wharton.
- El criterio financiero desde el punto de vista del inversionista con respecto a su tasa de retorno requerida mínima. Esta tasa de retorno sobre la inversión se comparará al resultado de la operación.
- Un impuesto sobre la renta de 35%, IVA de 10%, y aranceles de importación de equipo de 20%.
- Los precios de combustibles son los estimados en US\$.
- Los precios de venta de excedentes de energía eléctrica de la industria son iguales al precio de compra de energía de la CFE actual.
- Una depreciación lineal de los equipos, que se considera como un mecanismo e incentivo fiscal.
- Una relación deuda patrimonio de 70%.

- Una duración de la vida del proyecto de 20 años.
- En el Apéndice C se resumen algunos esquemas de financiamiento útiles para evaluar proyectos de cogeneración en México.

---

## **CAPITULO VII**

---

## ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 7.1 Resumen de la Operación Propuesta

Dadas las características de operación y de los equipos existentes en el ingenio, no es posible proponer una operación que incremente el nivel de generación eléctrica actual, por medio de una inversión pequeña.

Es por esto que el estudio se basó en el diseño de una planta de fuerza completamente nueva, que aprovechara de forma eficiente el bagazo generado en los molinos del ingenio, tratando al mismo tiempo de quemar la menor cantidad de combustóleo. La cantidad de combustóleo quemada se basa en el hecho de que el bagazo requiere de otro combustóleo auxiliar para tener una combustión completa. La relación de combustóleo quemado por tonelada de caña (5 litros por tonelada de caña) es la que se tendría si se operará el ingenio con equipo eficiente.

En la Tabla 7.1 se muestra un resumen de los datos de generación eléctrica obtenidos.

**Tabla 7.1. Resumen de la Operación Propuesta**

Epoca de trabajo	Excedentes		Combustibles tm/año	
	MWk	Wh/año	Bagazo	Combustóleo
Zafra	36.59	135,584,480	592,800	9,142
Fuera de zafra	40.22	166,057,060		57,831
<b>TOTAL</b>		<b>301,642,080 kWh/año</b>	<b>592,800</b>	<b>66,973</b>

Con el objeto de compensar la inversión que sería necesario realizar, se propone estudiar la posibilidad de vender excedentes eléctricos a la red. Bajo esta característica es necesario considerar que la entrega de excedentes eléctricos debe ser de forma constante, por lo que será necesario operar el ingenio fuera de zafra. La operación fuera de zafra se realizará quemando combustóleo, ya que la alternativa de reservar cierta cantidad de bagazo para quemarla en este período no es rentable, ya que esto implicaría gastos adicionales para conservar en condiciones adecuadas el bagazo.

La inversión total para la realización de éste proyecto es aproximadamente de 53 millones de dólares. El ahorro neto considerando la venta de excedentes eléctricos, el ahorro en combustóleo quemado y los costos de mantenimiento y seguros es aproximadamente de 6.7 millones de dólares. El tiempo de recuperación de la inversión es de 7.8 años.

Los resultados del análisis financiero preliminar se resumen en la Tabla 7.2.

**Tabla 7.2 Resultados de análisis financiero preliminar**

Consumo anual de combustóleo	tn/año	57,831
Costo anual de combustóleo	US\$/año	4,813,058
Excedentes de demanda	MW	34.3
Excedentes de energía eléctrica	MWh	301,642
Valor total de la venta	US\$/año	14,295,167
Costos de seguros y mantenimiento	US\$/año	2,800,000
Ahorro neto	US\$/año	6,682,109
Inversión planta de fuerza	US\$	52,572,000
Costo promedio del kWh generado	US\$/kWh	0.0534
Tiempo de recuperación simple	años	7.87

El valor presente de la inversión representa unos US\$ 5.58 millones. Como resultado, el costo promedio de la energía eléctrica (potencia y energía) generada por la planta sería de 5.34 centavos/kWh (US\$ 0.0534/kWh). El costo de la capacidad instalada es estimado en US\$ 956 por kW (incluyendo los costos de capital en divisas extranjeras).

Para realizar el análisis económico preliminar se tomaron costos promedios de equipo y combustibles, para realizar un estudio económico detallado sería necesario evaluar nuevamente o bien actualizar los costos presentados.

Es importante considerar que un aumento en el costo marginal de la CFE, puede hacer que el proyecto sea más atractivo, por ejemplo un incremento de 10% resultaría en una tasa de retorno de 13.5 %. De la misma forma, el proyecto sería atractivo si se considera una tasa de descuento de 10% en vez del 12% que fué utilizado en este caso. Ya que la rentabilidad económica es cercana al costo de capital, los escenarios financieros deben considerarse en detalle.

Los parámetros técnicos del proyecto, y las condiciones financieras disponibles para la industria, determinarán a un nivel crítico si éste es o no rentable.

**Análisis de Sensibilidad.** El caso presentado debe estudiarse detalladamente para precisar de la mejor manera posible los datos que se usarán en los análisis; sin embargo, sería interesante evaluar la sensibilidad de los resultados con respecto a ciertos parámetros, con dos objetivos principales:

- 1) demostrar los efectos de cambios en los parámetros que más pueden afectar los resultados, o en los datos que son menos fiables.
- 2) proporcionar información sobre el rango de rentabilidad o aplicabilidad del caso estudiado, y los límites de su aplicación.

Es importante hacer notar que en el análisis no se consideran posibles ahorros por evitar fallas eléctricas ocasionadas por el mal suministro de C.F.E.

---

## CAPITULO VIII

---

## CONCLUSIONES

Una vez realizado el estudio técnico, así como la evaluación preliminar del caso propuesto para la operación del ingenio deben destacarse los siguientes comentarios:

1. Generalmente las plantas de fuerza de los ingenios son diseñadas para quemar el bagazo de la caña, de tal forma que autosatisfagan de un 95 a 100% su demanda térmica y eléctrica durante la zafra. A pesar de generar vapor a partir del bagazo, se queman adicionalmente entre 16,000 y 17,500 t/año de combustóleo, en promedio.
2. Otra característica importante es que en la mayoría de los casos, la planta de fuerza esta subutilizada, llegando incluso a utilizarla en un 30% unicamente. Este aspecto es importante ya que a pesar de tener la capacidad instalada para cubrir sus demandas eléctricas, la mayoría de los ingenios compran energía eléctrica a la red, aún durante el período de zafra.

Es por esta razón que en éste trabajo, se propone aprovechar todos los energéticos existentes en el ingenio, principalmente bagazo ya que se trata de un combustible sin costo adicional para los ingenios, de tal forma que se tenga una operación autosuficiente.

3. El principal problema que enfrentan la realización de éste tipo de proyectos, es que en muchas ocasiones existen compañías papeleras cercanas al ingenio que compran el bagazo excedente. Es común que el precio de venta del bagazo resulte más atractivo que el precio de procesarlo para generar energía ya sea térmica o eléctrica.
4. Es importante considerar que muchos ingenios operan fuera del período de zafra para producir alcohol. Consumos promedios de electricidad indican un valor de aproximadamente 517,000 kWh/mes, mismos que son suministrados por la red de C.F.E.

En el estudio realizado, no se consideró que el ingenio produjera alcohol, en caso de querer incluir esta producción sería necesario considerar la existencia de consumos adicionales de vapor, combustóleo y energía eléctrica. Como datos promedios se podrían considerar los siguientes: 28,000 t/año de vapor, 4,100 t/año de combustóleo y 517,000 kWh/mes de electricidad.

5. El consumo específico de vapor para la situación presentada es de 605 kg/t de caña. Sin embargo este parámetro fluctúa en los ingenios nacionales entre 550 y 610 kg de vapor por tonelada de caña molida, pudiendo presentarse casos con consumos de 984 kg/t de caña. Estos niveles de consumo están dados en función del mantenimiento que se le da al equipo, ya que en la mayoría de los casos se trata de equipo viejo (instalados en 1947). De acuerdo con estudios recientes, el consumo específico para este tipo de ingenios puede llegar a estar entre 400 y 500 kg de vapor por tonelada de caña, en función del mantenimiento que se le da al equipo.
  
6. Los incrementos de generación con los equipos existentes en el ingenio podrán darse si se toman las siguientes acciones:
  - a) Para las calderas actuales, que fueron instaladas alrededor de los años cincuenta, se deben mejorar los sistemas de distribución y manejo de bagazo o reemplazarlo por un nuevo sistema mecánico de distribución automática uniforme. Las paredes exteriores se deben aislar eficientemente y de ser necesario se debe instalar recubrimiento refractario para minimizar las pérdidas térmicas a la atmósfera.
  - b) El incremento de producción de vapor, obtenido con estas acciones, debe ser alimentado directamente al proceso a través de los turbogeneradores existentes. Evitando al máximo el empleo de válvulas reductoras.
  
7. En la mayoría de los ingenios, los factores que limitan el potencial de excedentes (7 kWh por tonelada de caña molida, aproximadamente), 13% del potencial en una planta moderna son: la baja eficiencia de las calderas utilizadas y el empleo de turbinas de contrapresión. Estos dos factores involucran otros problemas, como pueden ser; la falta de instrumentos de medición, los sistemas auxiliares de regulación, otros equipos eléctricos y la falta de personal capacitado.

Este último punto, no es un problema en todos los ingenios ya que existen algunos que cuentan con personal técnico de buen nivel que pueden realizar modificaciones para ahorrar energía y reducir el consumo de combustible durante la zafra.

8. Dentro de éste estudio se analizó la posibilidad de mejorar el nivel de autosuficiencia del ingenio, sin embargo se llegó a la conclusión de que, al igual que en otros ingenios, no se tienen posibilidades de generar más electricidad con inversiones limitadas.

De los Ingenios que existen en el país, en el mejor de los casos, algunos podrían llegar a generar 500 kW, sin embargo esto no es muy atractivo, si se compara con los costos que involucraría este incremento en la generación.

9. Como consecuencia del punto anterior, se realizó el diseño de una planta de fuerza completamente nueva. Esta planta estará constituida por calderas de alta presión con eficiencias de 75% y turbogeneradores nuevos de extracción-condensación.

Una inversión de esta magnitud es alta, sin embargo, puede compensarse con la venta de excedentes eléctricos a la red pública.

Dentro de éste estudio se hizo una evaluación económica preliminar del proyecto propuesto, de la cual se obtiene un tiempo de recuperación simple de 7,8 años. Sería interesante realizar una evaluación económico-financiera detallada, para conocer la rentabilidad de una inversión de este tipo.

10. Finalmente es importante mencionar que la cogeneración de energía (producción conjunta de energía térmica y eléctrica de manera simultánea para aumentar la eficiencia operacional, reducir el consumo de combustible y disminuir las emisiones contaminantes) representa una buena oportunidad para que la industria en general, garantice su autoabastecimiento energético y reducir en buena medida sus emisiones contaminantes.

Este proceso representa ventajas ya que eficiente procesos y reduce costos, con una ganancia adicional por la generación eléctrica (turbina de gas 1,000 MV, turbina de vapor de 800 a 900 MV, sistemas combinados de 3,000 a 5,000 MV).

Dadas las condiciones de comercialización y distribución de energía eléctrica existentes en nuestro país, así como la política de ahorro energético iniciada recientemente por el gobierno, este tipo de generación presenta problemas para su realización y estos son:

- suministro de gas natural
- instrumentos fiscales (no habrá subsidios)
- tarifas del combustible sujetas a fluctuaciones del mercado

Es por esto que es necesario buscar nuevas fórmulas de financiamiento ya que en la

actualidad los bancos estan menos dispuestos a financiar proyectos de riesgo.

---

## **APENDICE A**

---

## BASES DE DISEÑO PARA EQUIPOS PRINCIPALES DE LA PLANTA DE FUERZA

La planta de fuerza contará con dos generadores de vapor que producirán vapor para ser expandidas en turbogeneradores de extracción doble y condensación, para generar energía eléctrica.

La capacidad de las calderas será determinada en función del bagazo producido (160 ton/hr) y las características del vapor que será generado estará en función de los siguientes puntos:

- Actualmente el ingenio utiliza en su proceso turbinas de contrapresión para accionar la cuchilla, desfibradora y molinos, estas turbinas operan con vapor de 24 kg/cm<sup>2</sup> y 380C.
- Debido a que el turbogenerador será de doble extracción, la primera extracción será la que nos deba suministrar vapor a 24 kg/cm<sup>2</sup> y 380C para poder seguir utilizando las turbinas que operan actualmente. Cabe hacer notar, que los equipos de molinos de la ampliación también deberán ser solicitados a las mismas condiciones.

Considerando lo anterior las características del vapor generado resultan ser:

$$P = 70 \text{ kg/cm}^2 \text{ (man) y } 510^{\circ}\text{C.}$$

La capacidad de generación por turbina, será determinada en función del vapor generado, el bagazo y las características de su diseño serán:

- Condiciones de vapor en la alimentación: P : 70 kg/cm<sup>2</sup> (man) y 510°C.
- Condiciones de vapor en la primera extracción: P = 24 kg/cm<sup>2</sup> (man) y temperatura de sobrecalentamiento (arriba de 380°C).
- Condiciones de vapor en la segunda extracción: P = 1.767 kg/cm<sup>2</sup> (man) y temperatura obtenida por expansión.
- Condiciones de vapor en el escape: Estas se determinarán en función del comportamiento de la torre de enfriamiento (Ver pág. A.7).

La capacidad para el sistema de almacenamiento y calentamiento de combustible será calculado para una sola caldera, considerando que ésta trabaje a 100% de su capacidad. Cabe hacer notar que se selecciona una sola caldera porque no sería económico operar

dos calderas a baja capacidad como será demostrado más adelante.

La capacidad de la torre de enfriamiento será determinada considerando que el turbogenerador trabaje a condensación pura y se comparará con otras condiciones de operación del turbogenerador, seleccionando la más desfavorable para condiciones de operación.

El sistema de tratamiento de agua y el desmineralizador serán determinados en función de balances y considerando que se debe disponer de agua de repuesto para cuando el condensado recuperado de proceso sea contaminado, en cuyo caso no se recuperará condensado. Es importante hacer notar que el condensado obtenido de proceso se recuperará atmosféricamente.

### DETERMINACION DE LAS PROPIEDADES DEL VAPOR DE AGUA A LAS CONDICIONES DE UTILIZACION EN EL INGENIO

Las bases para el cálculo de las propiedades del vapor de agua a las diferentes condiciones del ingenio son las siguientes condiciones supuestas:

Localización de ingenio: Al sureste del país.

Temperatura de bulbo seco: 34°C

Temperatura de bulbo húmedo: 27°C

### CALCULO DE LAS PROPIEDADES DEL VAPOR DE ALTA PRESION

Presión de vapor: 70 kg/cm<sup>2</sup> (man)

$$70 + 1.033 = 71.033 \text{ kg/cm}^2 \\ (\text{abs})(1010.08 \text{ psia})$$

Temperatura de vapor: 510°C (950°F)

Para el cálculo de las propiedades de estiman: P = 1010 psia y 510°C con lo que se tiene:

hg = entalpía del vapor generado = 1476.40 BTU/lb

sg = entropía del vapor generado = 1.63105 BTU/lb °F

vg = volumen específico del vapor generado 0.7868 ft<sup>3</sup>/lb

**PROPIEDADES DEL LIQUIDO  
SATURADO A 1010 PSIA**

$h_f$	=	entalpía del líquido saturado
	=	543.92 BTU/lb
$s_f$	=	entropía del líquido saturado
	=	0.7444 BTU/lb °F
$v_f$	=	volumen específico del líquido saturado
	=	0.0216 ft <sup>3</sup> /lb

**PROPIEDADES DEL VAPOR  
SATURADO A 1010 PSIA**

$h_g$	=	entalpía del vapor saturado
	=	1191.42 BTU/lb
$s_g$	=	entropía del vapor saturado
	=	1.3885 BTU/lb °F
$v_g$	=	volumen específico del vapor saturado
	=	0.4408 ft <sup>3</sup> /lb

Temperatura de saturación = 545.8°F

**CALCULO DE PROPIEDADES DEL VAPOR DE MEDIA PRESION**

Presión de vapor = 24 kg/cm<sup>2</sup> (man)  
 = 24 + 1.033 = 25.033 kg/cm<sup>2</sup> (abs)(355.96 psia)

Para el cálculo de las propiedades se estiman 356 psia y la temperatura de sobrecalentamiento que dé la expansión (esta temperatura debe ser arriba de 380C) con lo que se tiene:

$h_g$	=	entalpía del vapor en la primera extracción = 1373.6 BTU/lb
$s_g$	=	entropía del vapor en la primera extracción = 1.6609 BTU/lb °F
$v_g$	=	volumen específico del vapor en la primera extracción
	=	1.8941 ft <sup>3</sup> /lb

**PROPIEDADES DEL LIQUIDO SATURADO A 358 PSIA**

$h_f$	=	entalpía del líquido saturado
	=	411.47 BTU/lb
$s_f$	=	entropía del líquido saturado
	=	0.6076 BTU/lb °F
$v_f$	=	volumen específico del líquido saturado
	=	0.01915 ft <sup>3</sup> /lb

**PROPIEDADES DEL VAPOR SATURADO A 358 PSIA**

$h_g$	=	entalpía del vapor saturado
	=	1204.02 BTU/lb
$s_g$	=	entropía del vapor saturado
	=	1.4951 BTU/lb °F
$v_g$	=	volumen específico del vapor saturado
	=	1.3041 ft <sup>3</sup> /lb

Temperatura de saturación = 433.3 °F

**CALCULO DE LAS PROPIEDADES DEL VAPOR DE BAJA PRESION**

Presión de vapor = 1.767 kg/cm<sup>2</sup> (man)  
 = 1.767 + 1.033 = 2.8 kg/cm<sup>2</sup> (abs) 39.816 psia

Para el cálculo de las propiedades se estiman 40 psia.

**PROPIEDADES DEL LIQUIDO SATURADO A 40 PSIA**

$h_f$	=	entalpía del líquido saturado
	=	236.03 BTU/lb
$s_f$	=	entropía del líquido saturado
	=	0.3919 BTU/lb °F
$v_f$	=	volumen específico del líquido saturado
	=	0.01715 ft <sup>3</sup> /lb

**PROPIEDADES DEL VAPOR SATURADO A 40 PSIA**

$h_g$	=	entalpía del vapor saturado
	=	1169.70 BTU/lb
$s_g$	=	entropía del vapor saturado
	=	1.6763 BTU/lb °F
$v_g$	=	volumen específico del vapor saturado
	=	10.498 ft <sup>3</sup> /lb

Temperatura de saturación = 267.25 °F

### CALCULO DE LAS PROPIEDADES DEL VAPOR DE ESCAPE

Para las propiedades del vapor de escape se estiman 3 pulgadas de Hg abs. (ver el cálculo de esta presión en el comportamiento del agua de enfriamiento de la torre, página 4).

#### PROPIEDADES DEL LIQUIDO SATURADO A 3 IN DE Hg

$h_f$	=	entalpía del líquido saturado
	=	82.99 BTU/lb
$s_f$	=	entropía del líquido saturado
	=	0.1560 BTU/lb <sup>o</sup> F
$v_f$	=	volumen específico del líquido saturado
	=	0.01618 ft <sup>3</sup> /lb

#### PROPIEDADES DEL VAPOR SATURADO A 3 IN DE Hg

$h_g$	=	entalpía del vapor saturado
	=	1111.6 BTU/lb
$s_g$	=	entropía del vapor saturado
	=	1.9456 BTU/lb <sup>o</sup> F
$v_g$	=	volumen específico del vapor saturado
	=	231.60 ft <sup>3</sup> /lb

### ESTIMACION DE LA PRESION DE ESCAPE DEL TURBOGENERADOR Y DEL COMPORTAMIENTO DEL AGUA DE LA TORRE

#### DETERMINACION DE LA PRESION DE ESCAPE DEL TURBOGENERADOR

La presión de escape del turbogenerador será estimada en función de la temperatura de bulbo húmedo, la cual es:

$$T_{BH} = 27 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

La temperatura de aproximación varía de 4 a 8 <sup>o</sup>C, si se estima una temperatura de aproximación de la media aritmética; es decir, 6 <sup>o</sup>C se tendrá una temperatura de agua fría igual a:

$$T_a = T_{BH} + 6 = 27 + 6 = 33 \text{ }^{\circ}\text{C} (91.4 \text{ }^{\circ}\text{F})$$

Si estimamos que la diferencia de temperaturas entre el vapor de escape y el agua de enfriamiento sea de 20 <sup>o</sup>F tendremos:

$$DT = T_v - T_a \quad \text{entonces; } T_v = DT + T_a = 20 + 91.4 \\ = 111.4^{\circ}\text{F}(44.1^{\circ}\text{C})$$

A esta temperatura corresponde una presión de 2.71 in de Hg. Como seguridad consideraremos una presión de escape de 3 in de Hg absolutas. Con lo cual la torre tendrá capacidad para absorber pequeñas variaciones de temperatura a través de incremento de bulbo húmedo.

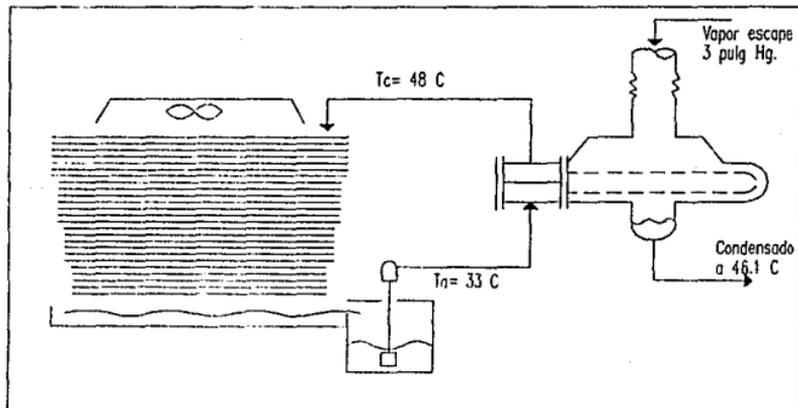
### COMPORTAMIENTO DE LA TORRE DE ENFRIAMIENTO

Si se estima una temperatura de la torre de  $15^{\circ}\text{C}$ , tendremos:

$$DT = T_c - T_a \quad \text{entonces; } T_c = DT + T_a = 15 + 33 \\ = 48^{\circ}\text{C} (118.42^{\circ}\text{F})$$

Esta operación se presenta en el Diagrama A.1.

Diagrama A.1. Operación Torre de Enfriamiento



### CALCULO DE LA CAPACIDAD DE LOS GENERADORES DE VAPOR

El cálculo se efectúa considerando 160 ton/h de bagazo con 51% de humedad y con las siguientes ecuaciones:

$$Q_T = W(h_g - h_f) \quad (1)$$

En donde:

$Q_T$  = Calor generado por la caldera en BTU/h

$W$  = Masa del vapor generado en lb/h

$h_g$  = Entalpía del vapor generado a 1010 psia y 950°F

$h_f$  = Entalpía del agua alimentada a 267.25°F (130.7°C)

Por otro lado se tiene:

$$C_c = \frac{Q_T}{PCS * E} \quad (2)$$

En donde:

$C_c$  = Consumo de combustible en lb/h

$Q_T$  = Calor generado por la caldera en BTU/h

$PCS$  = Poder calorífico del combustible en BTU/lb

$E$  = Eficiencia de la caldera

Sustituyendo (2) en (1)

$$C_c = \frac{W(h_g - h_f)}{PCS * E} \quad (3)$$

Entonces:

$$W = C_c * PCS * E \quad (4)$$

$$(h_g - h_f)$$

Los valores para estimación de cálculo serán:

$$\begin{aligned} C_c &= 160 \text{ ton/h} * 2205 \text{ lb/ton} = 352\,800 \text{ lb/h} \\ PCS &= 8330 \text{ KJ/kg} * (1 \text{ BTU/lb} / 2.376 \text{ KJ/kg}) = 3581.5 \text{ BTU/lb} \\ h_g &= 1476.4 \text{ BTU/lb} \qquad h_f = 236.03 \text{ BTU/lb} \end{aligned}$$

La eficiencia será estimada, para una caldera moderna de 75% de eficiencia quemando bagazo, sustituyendo valores en (4).

$$W = \frac{352800 \text{ lb/h} * 3581.25 \text{ BTU/lb} * .075}{(1476.4 - 236.03) \text{ BTU/lb}} = \frac{947\,598\,750}{1240.37} = 763\,964.58 \text{ lb/h}$$

Se estiman dos calderas de 175 ton/h cada una para producir vapor de 1010 psia y 950 °F.

#### ESTIMACION DE LAS POTENCIAS DE LOS AUXILIARES DEL GENERADOR DE VAPOR

La determinación de la potencia de los auxiliares de la caldera, tales como ventiladores de tiro forzado y tiro inducido se hará por comparación con caldera conocidas. La bomba de alimentación se estimará por cálculo, con lo cual se tiene:

##### Ventilador de tiro inducido

Las características de la caldera actual son:

Producción de vapor = 56.7 ton/h (125 023.25 lb/h)  
 Presión del vapor nominal: 25.8 kg/cm<sup>2</sup> (386.86 psia)  
 Temperatura de operación = 400°C (752°F)  
 Agua de alimentación = 110°C (230°F)  
 Eficiencia, supuesta, cuando estaba nueva = 0.70  
 La entalpía del vapor = 1392.37 BTU/lb  
 La entalpía del agua = 198.23 BTU/lb

$$\begin{aligned}
 Q_T &= 125\,032.25 \text{ lb/h (1392.37 - 198.23) BTU/lb} \\
 &= 149\,306\,011 \text{ BTU/h} \\
 &= 149\,306\,011 \text{ BTU/h} \\
 C_c &= \frac{\quad}{3681.25 \text{ BTU/lb} * 0.70} = 59\,558.61 \text{ lb/h}
 \end{aligned}$$

Las características de la caldera propuesta son:

Producción de vapor = 175 ton/h (385 875 lb/h)  
 Presión de vapor = 70 kg/cm<sup>2</sup> (man) (1010 psia)  
 Temperatura de operación = 510°C (950°F)  
 Agua de alimentación = 130.7°C (267.25°F)  
 Eficiencia supuesta para caldera nueva moderna = 0.75  
 La entalpía del vapor = 1476.4 BTU/lb  
 La entalpía del agua = 236.03 BTU/lb

$$\begin{aligned}
 Q_T &= 385\,875 \text{ lb/h (1476.4 - 236.03) BTU/lb} \\
 &= 478\,627\,773.8 \text{ BTU/h} \\
 &= 478\,627\,773.8 \text{ BTU/h} \\
 C_c &= \frac{\quad}{3581.25 \text{ BTU/lb} * 0.75} = 178\,197.65 \text{ lb/h}
 \end{aligned}$$

Considerando las capacidades anteriores, la potencia de tiro inducido para la caldera nueva es:

$$P = \frac{178\,197.65 * 300}{59\,558.61} = 897.59 \text{ HP} = 1000 \text{ HP}$$

### VENTILADOR DE TIRO FORZADO

Considerando una caldera de la siguientes características:

Capacidad de generación de vapor = 117 ton/h  
 Presión de vapor = 67 kg/cm<sup>2</sup> (man) (967.5 psia)  
 Temperatura de vapor = 500°C (932°F)  
 Consumo de combustible = 8017 kg/h (17 677.48 lb/h)  
 Potencia del motor de tiro inducido = 200 HP

Considerando la capacidad de la caldera propuesta se tendrá:

Producción de vapor = 175 ton/h (385 875 lb/h)

Presión de vapor = 70 kg/cm<sup>2</sup> (man) (1010 psia)

Temperatura de operación: 510°C (950°F)

Agua de alimentación = 130.7°C (267.25°F)

Eficiencia supuesta para la caldera nueva quemando combustóleo = 0.85

La entalpía del vapor = 1476.4 BTU/lb

La entalpía del agua = 236.03 BTU/lb

$$\begin{aligned} Q_T &= 385\,875 \text{ lb/h} (1476.4 - 236.03) \text{ BTU/lb} \\ &= 478\,627\,773.80 \text{ BTU/h} \end{aligned}$$

PCS del combustóleo = 42.34 MJ/kg = 18 203 BTU/lb

$$C_c = \frac{478\,627\,773.80}{18\,203 \cdot 0.85} = 30\,933.99 \text{ lb/h}$$

$$\text{Potencia del motor} = \frac{30\,933.99 \cdot 200}{17\,677.48} = 349.98 \text{ HP}$$

### BOMBA DE ALIMENTACION DE AGUA

Para calcular las dimensiones de éste equipo se toman los siguientes datos:

Capacidad de la caldera = 175 tm/h (385,875 lb/h)

Volúmen específico del agua de alimentación = 0.01715 ft<sup>3</sup>/lb

$$\begin{aligned} Q &= 385,875 \text{ lb/h} \cdot 0.01715 \text{ ft}^3/\text{lb} \cdot 7.48 \text{ gal/ft}^3 \cdot 1 \text{ h}/60 \text{ min} \\ &= 825 \text{ GPM} \end{aligned}$$

Estimando un 10% de sobrediseño se tendrá:

$$Q = 825 \text{ GPM} * 1.10 = 907 \text{ GPM}$$

De acuerdo al Diagrama A.2 y aplicando un balance de Bernoulli, se tiene:

$$H = h_2 + P_2V_2 + h - h_1 - P_1V_1 \quad (5)$$

$$h_1 = 15 \text{ m} = 49.21 \text{ ft}$$

$$P_2V_2 = (1,010 + 10) \text{ psia} * 144 \text{ lb/ft}^2/\text{lb/in}^2 * 0.01715 \text{ ft}^3/\text{lb} = 2,519 \text{ ft}^3$$

$$h_2 = 20 \text{ m} = 65.61 \text{ ft}$$

$$P_1V_1 = 40 \text{ psia} * 144 \text{ lb/ft}^2/\text{lb/in}^2 * 0.01715 \text{ ft}^3/\text{lb} = 98.78 \text{ ft}$$

$h_f$  en la succión se estima de 0.20 psi/100 ft y a la descarga de 2 psi/100 ft.

La longitud del tubo a la succión es de 20 m (65.61 ft) y a la descarga es 60 m (196.8 ft).

Con estos datos tenemos que el delta P será de:

$$DP_B = 0.20 * 65.61 / 100 = 0.13 \text{ psi}$$

$$DP_d = 2 * 196.8 / 100 = 3.937 \text{ psi}$$

$$DP_{\text{total}} = DP_{\text{succión}} + DP_{\text{descarga}} + DP_{\text{valvula de control}} = 0.13 + 3.937 + 10 = 14.067 \text{ psi}$$

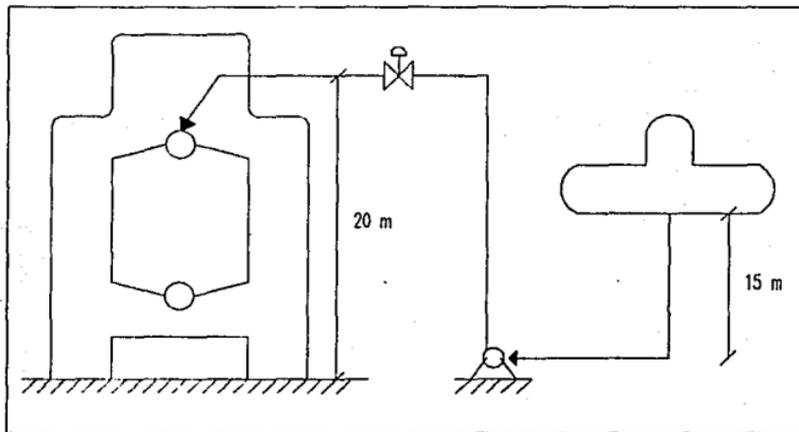
$$h = DP_{\text{total}} * 144 \text{ lb/ft}^2/\text{psi} * V_f = 14.067 * 144 * 0.01715 = 34.74 \text{ ft}$$

Sustituyendo en la ecuación (5)

$$H = 65.61 + 2,519 + 34.74 - 49.21 - 98.78 = 2,471.36 \text{ ft}$$

$$HP = \frac{Q * H * P_e}{3,960 * \text{efic}}$$

$$HP = 907 * 2,471.36 * 1 / 3,960 * 0.65 = 870.83 \text{ HP}$$

**Diagrama A.2. Distancia Estimada entre el Desaerador y la Sala de Calderas****Cálculo del consumo de vapor de los equipos auxiliares del generador de vapor**

El vapor que se suministrará se obtendrá de la primera extracción, es decir el vapor será de 356 psia y temperatura de sobrecalentamiento, teniéndose:

$$S_g = S_f + x * S_{fg} \quad (6)$$

en donde:

$S_g$ : entropía del vapor a 356 psia y temperatura de sobrecalentamiento en BTU/lb°F

$S_f$ : entropía del vapor a 40 psia y temperatura de saturación en BTU/lb°F

$S_{fg}$ : entropía de vaporización a 40 psia y temperatura de saturación en BTU/lb°F

$$1.6609 = 0.3919 + x * 1.2849$$

$$x = 0.9880$$

Calculando la temperatura isoentrópica, mediante la siguiente ecuación:

$$h_2 = h_f + x * h_{fg} \quad (7)$$

en donde:

$h_2$ : entalpía isoentrópica de expansión en BTU/lb

$h_f$ : entalpía del condensado líquido a 40 psia en BTU/lb

$h_{fg}$ : entalpía de vaporización a 40 psia en BTU/lb

sustituyendo:

$$h_2 = 236.03 + 0.9880 * 933.67 = 1,158.49 \text{ BTU/lb}$$

La entalpía real de expansión considerando 70% de eficiencia será:

$$h_2' = h_1 - \text{efic} * (h_1 - h_2) \quad (8)$$

en donde:

$h_1$ : entalpía del vapor alimentado a la turbina en BTU/lb

$h_2$ : entalpía isoentrópica en BTU/lb

sustituyendo:

$$h_2' = 1,373.6 - 0.70 * (1,373.6 - 1,158.9) = 1,223.9 \text{ BTU/lb}$$

Entonces, el consumo real de vapor será, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{CRV} = 3,413 / (h_1 - h_2') \quad (9)$$

$$\text{CRV} = 3,413 / (1,373.6 - 1,223.9) = 22.799 \text{ lb/kWh}$$

Sustituyendo valores para el ventilador de tiro inducido, se tendrá:

Potencia ventilador inducido =  $1,000 \text{ HP} * 0.7457 \text{ kW/HP} = 745.7 \text{ kW}$

Potencia entregada en la flecha =  $745.7 / 0.99 = 753.23 \text{ kW}$

Consumo de vapor =  $753.23 \text{ kW} * 22.662 \text{ lb/kWh} / 0.98 = 17,418 \text{ lb/h}$

Sustituyendo valores para el ventilador de tiro forzado se tendrá:

Potencia ventilador forzado =  $400 \text{ HP} * 0.7457 \text{ kW/HP} = 298.28 \text{ kW}$

Potencia entregada a la flecha =  $298.28 \text{ kW} / 0.99 = 301.29 \text{ kW}$

Consumo de vapor =  $301.29 \text{ kW} * 22.662 \text{ lb/kWh} / 0.98 = 6,967.17 \text{ lb/h}$

La bomba del agua de alimentación será de:

Potencia bomba de agua =  $900 \text{ HP} * 0.7457 \text{ kW/HP} = 671.13 \text{ kW}$

Consumo de vapor =  $671.13 \text{ kW} * 22.662 \text{ lb/kWh} / 0.98 = 15,519.53 \text{ lb/h}$

Resumiendo consumos se tiene:

Vapor a ventilador de tiro forzado	6,967.17 lb/h
Vapor a ventilador de tiro inducido	17,418.00 lb/h
Vapor a bomba de agua de alimentación	15,519.53 lb/h
Vapor total por servicios de caldera	39,904.70 lb/h

#### **Estimación de la capacidad de almacenamiento de combustóleo**

Este cálculo esta basado en la capacidad total de una sola caldera operando a 100% de carga. Se considera esta operación porque fuera de zafra normalmente se quemará, adicionalmente al combustóleo, bagazo utilizando dos calderas y fuera de zafra solo se quemará bagazo en una caldera.

Del cálculo para el ventilador de tiro forzado se tiene que el consumo de combustóleo es de 30,933.99 lb/h. Se considera un flujo aproximado de 30,934 lb/h y una densidad de 61.464 lb/ft<sup>3</sup>.

### Cálculo del volúmen a almacenar

Flujo alimentado a la caldera:

$$= 30,934 \text{ lb/h} / 61.464 \text{ lb/ft}^3 = 503.286 \text{ ft}^3/\text{h} \text{ (14.25 m}^3/\text{h)}$$

Estimando un período de suministro de combustóleo de 10 días, se debe tener capacidad de almacenamiento de:

$$= 503.286 \text{ ft}^3/\text{h} * 24 \text{ h/día} * 10 \text{ días} = 120,788.64 \text{ ft}^3 \text{ (3,420.73 m}^3)$$

Actualmente se tiene una capacidad de almacenamiento de 2,050 m<sup>3</sup> de combustóleo, por lo tanto es necesario un volúmen adicional de 1,370.73 m<sup>3</sup>.

En base al volúmen faltante se propone la instalación de dos tanques más de almacenamiento con la finalidad de facilitar el mantenimiento de los mismos. La dimensión de los tanques deberá ser de:

$$A_s = \pi D h + (\pi/2) D^2 \quad (10)$$

$$V = (\pi/4) D^2 h \quad (11)$$

entonces:  $h = (4 * V) / (\pi D^2)$  (12)

sustituyendo (12) en (10):

$$A_s = \pi D * [(4 * V) / (\pi D^2)] + (\pi/2) D^2$$

$$A_s = (4 * V / D) + (\pi/2) D^2 \quad (13)$$

Derivando esta ecuación con respecto a D e igualando a cero para optimizar se tendrá:

$$dA_s/dD = -4 * V * D^{-2} = 0$$

de donde se obtiene que:  $D = (4 * V / \pi)^{1/3}$  (14)

sustituyendo y ordenando (14) en (12):

$$h = (4 * V / \pi)^{1/3} \quad (15)$$

Como puede verse, el diámetro óptimo es igual a la altura óptima. Al sustituir valores en la ecuación (14) se tiene que:

$$D = [(4 * 1,370.73 / 2) / 3.1416]^{1/3} = 9.556 \text{ m} = 9.7 \text{ m}$$

Resumiendo, se deberán instalar dos tanques con las siguientes características:

Capacidad del tanque	716.8 m <sup>3</sup>
Material del tanque	acero al carbón
Tipo de tanque	cilíndrico vertical
Diámetro del tanque	9.7 m
Altura del tanque	9.7 m

**Estimación del sistema de calentamiento y del sistema de bombeo del combustible del tanque de recibo al tanque de almacenamiento**

Para fijar la capacidad de los calentadores de bayoneta se toma en cuenta el siguiente criterio:

- el gasto de combustible que llega al tanque de recibo se sacará el doble, por consiguiente este gasto estará en función del tiempo de descarga de un carro tanque de ferrocarril.

Volúmen de un carro tanque 38.5 m<sup>3</sup>  
 Tiempo de vaciado 2 h  
 Gasto de descarga  $38.5 \text{ m}^3 * 2 \text{ h} / 120 =$   
 0.6416 m<sup>3</sup>/min (169.5 GPM)

- el gasto que llegue a los tanques de almacenamiento será el mismo que se extraiga y por consiguiente el que se almacene en los tanques de día. El llenado de estos tanques deberá realizarse en no más de dos horas.

**Estimación de la capacidad de los tanques de día y sus dimensiones**

Se consideran dos tanques de día con un tiempo de descarga de 5 h cada uno, teniéndose:

$$\text{Volúmen por tanque de día} \quad 14.25 \text{ m}^3/\text{h} * 5 \text{ h} = 71.25 \text{ m}^3$$

$$\begin{aligned} &\text{Volúmen de llenado del tanque de día} \\ &71.25 \text{ m}^3 / 0.6416 \text{ m}^3/\text{min} = 111.05 \text{ min (1 h y 51 min)} \end{aligned}$$

Con estos tiempos los tanques se llenarán en menos de dos horas y tendrán capacidad para trabajar un turno completo de ocho horas.

Las dimensiones se obtienen aplicando las ecuaciones (14) y (15), obteniéndose:

$$D = (4 * 71.25 / 3.1416)^{1/3} = 4.493 \text{ m} = 4.6 \text{ m}$$

$$h = 4.6 \text{ m}$$

Resumiendo los resultados, se deberá contar con dos tanques de las siguientes características:

Capacidad del tanque	71.25 m <sup>3</sup>
Material del tanque	acero al carbón
Tipo de tanque	cilíndrico vertical
Diámetro del tanque	4.6 m
Altura del tanque	4.6 m

El calentamiento final se realizará con dos calentadores, cada uno con capacidad para bombear combustóleo a la caldera. Durante la zafra operará un solo calentador y el otro será de repuesto. El sistema final se muestra en el Diagrama A.3.

#### **Estimación del condensado obtenido del calentamiento de combustible**

Cuando el ingenio trabaje fuera de zafra los condensados obtenidos del combustible serán los únicos que se recuperen junto con los condensados de los turbogeneradores. Los primeros condensados se recuperan atmosféricamente.

*Calculo del calor absorbido por el calentador de recibo para trasiego de combustible al tanque de almacen.*

Para este cálculo se utilizará la ecuación:

$$Q_A = W * C_p * (T_2 - T_1) \quad (16)$$

en donde:

Q<sub>A</sub>: calor absorbido por el combustóleo en BTU/h

W: gasto másico de combustóleo en lb/h

C<sub>p</sub>: calor específico en BTU/lb<sup>o</sup>F

T<sub>2</sub>: temperatura de fluidización del combustóleo, estimada en 43<sup>o</sup>C

T<sub>1</sub>: temperatura del combustóleo recibido, 25<sup>o</sup>C

$$W = 169.5 \text{ GPM} * 60 \text{ min/h} * 1 \text{ ft}^3/7.48 \text{ gal} * 61.464 \text{ lb/ft}^3 = 83,568.03 \text{ lb/h}$$

Sustituyendo en la ecuación (16)

$$\begin{aligned} Q_A &= 83,568.03 \text{ lb/h} * 0.47 \text{ BTU/lb}^{\circ}\text{F} * (110 - 77)^{\circ}\text{F} \\ &= 1,296,140.14 \text{ BTU/h} \end{aligned}$$

*Cálculo del vapor requerido para calentar el combustóleo.*

Se utilizará la ecuación:

$$Q_C = w * (h_g - h_f) \quad (17)$$

en donde:

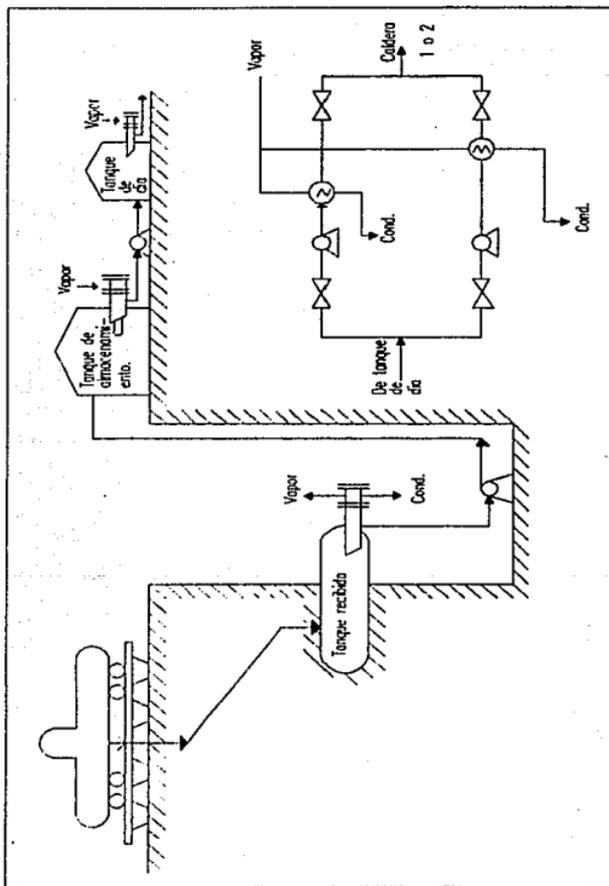
Q<sub>C</sub>: calor cedido por el vapor en BTU/h

W: gasto másico de vapor en lb/h

h<sub>g</sub>: entalpía del vapor de calentamiento a 40 psia y temperatura de extracción

h<sub>f</sub>: entalpía del líquido saturado a 40 psia

Diagrama A.3 . Sistema de Almacenamiento de Combustible



Como el calor cedido es igual al calor absorbido, se tiene que  $Q_c = Q_a$ , entonces:

$$W = \frac{W * C_p * (T_2 - T_1)}{h_g - h_f} \quad (18)$$

$$w = 1,296,140.14 \text{ BTU/h} / (1,222 - 236.03) \text{ BTU/lb}$$

$$w = 1,314.58 \text{ lb/h}$$

*Cálculo del vapor requerido para el trasego del combustóleo del tanque de almacenamiento al tanque de día.*

Para este caso al igual que para el trasego del tanque de recibo al tanque de almacenamiento, el gasto es el mismo, teniéndose que el vapor requerido será 1,314.58 lb/h, igual que en el caso anterior.

*Cálculo del vapor requerido para trasegar el combustóleo del tanque de día al calentador.*

El calor absorbido se calcula con la ecuación (16) considerando que la temperatura en estos tanques sigue siendo de 25°C. El gasto en este caso es de 14.25 m<sup>3</sup>/h teniéndose:

$$\begin{aligned} QA &= 30,931.5 \text{ lb/h} * 0.47 \text{ BTU/lb}^\circ\text{F} * (110 - 77)^\circ\text{F} \\ &= 479,747.56 \text{ BTU/h} \end{aligned}$$

el vapor requerido se calcula con la ecuación (18)

$$w = 479,747.56 \text{ BTU/h} / (1,222 - 236.03) \text{ BTU/lb}$$

$$w = 486.57 \text{ lb/h}$$

*Cálculo del vapor requerido en el calentador final.*

Se utilizan los mismos datos que para el punto anterior, considerando que la temperatura del combustóleo es de 105°C para poder atomizarlo en la caldera, con lo que se tiene:

Utilizando la ecuación (16):

$$QA = 30,931.5 \text{ lb/h} * 0.47 \text{ BTU/lb}^\circ\text{F} * (221 - 110)^\circ\text{F}$$

$$= 1,613,696.35 \text{ BTU/h}$$

el vapor necesario, usando la ecuación (18):

$$w = 1,613,696.35 \text{ BTU/h} / (1,222 - 236.03) \text{ BTU/lb}$$

$$w = 1,636.65 \text{ lb/h}$$

En la Tabla A.1 se muestran los resultados obtenidos en el análisis del vapor requerido para calentar el combustóleo. Esta tabla presenta los datos para una caldera o dos calderas en operación.

**Tabla A.1. Vapor necesario para calentar combustóleo**

Vapor necesario para calentar combustóleo para trasiego de:	lb/h	Para una caldera	Para dos calderas
Tanque de recibo a tanque de almacen		1,314.58	1,314.58
Tanque de almacen a tanque de día		1,314.58	1,314.58
Tanque de día a calentador final		486.57	973.14
Calentador final a generadores de vapor		1,636.65	3,273.3
Vapor total	lb/h	4,752.38	6,875.6

*Cálculo del condensado obtenido.*

Se estima que el 3% de vapor se pierde por fugas, en consecuencia, el vapor real suministrado deberá ser:

$$\text{Vapor suministrado por una caldera} \quad 4,752.38 \quad * \quad 1.03 = 4,894.95 \text{ lb/h}$$

$$\text{Vapor suministrado por dos calderas} \quad 6,875.6 \quad * \quad 1.03 = 7,081.86 \text{ lb/h}$$

Para calcular el condensado obtenido si se considerará que el vapor suministrado se condensa en su totalidad y que se recupera atmosféricamente. El flasheo al cambiar de

presión se calcula mediante las siguientes ecuaciones:

Por balance de materiales

$$C = V + L \quad (19)$$

Por balance de energía

$$C \cdot h_C = V \cdot h_V + L \cdot h_L \quad (20)$$

en donde:

C: condensado real obtenido en lb/h

V: vapor obtenido del flasheo en lb/h

L: líquido obtenido del flasheo en lb/h

$h_C$ : entalpía del condensado en BTU/lb

$h_V$ : entalpía del vapor flasheado en BTU/lb

$h_L$ : entalpía del líquido flasheado en BTU/lb

de la ecuación (19):  $V = C - L \quad (21)$

sustituyendo la ecuación (21) en la (20) y simplificando, se obtiene:

$$L = \frac{C \cdot (h_C - h_V)}{(h_C - h_L)} \quad (22)$$

Sustituyendo valores se tendrá:

$$L = \frac{4,752.38 \text{ lb/h} \cdot (236.03 - 1,150.4) \text{ BTU/lb}}{(180.07 - 1,150.4) \text{ BTU/lb}}$$

$$L = 4,478.3 \text{ lb/h para una caldera y,}$$

$$L = 6,479.07 \text{ lb/h para dos calderas}$$

De la ecuación (21) se obtiene que el vapor obtenido del flasheo es:

$$V = 274.07 \text{ lb/h para una caldera}$$

$$V = 396.52 \text{ lb/h para dos calderas}$$

*Determinación de los consumos específicos de vapor en los turbogeneradores.*

En los turbogeneradores el vapor se expande de 1,010 psia y 950°F a 356 psia, que es la primera extracción, posteriormente se expande a 40 psia, segunda extracción, y finalmente a 3 pulg de Hg absolutas.

*Cálculo del consumo específico de vapor en la primera extracción.*

Presión de admisión	1,010 psia
Temperatura	950°F
$h_g$	1,476.4 BTU/lb
$S_g$	1.63105 BTU/lb °F

La entalpía isoentrópica cuando el vapor se expande de 1,010 psia y 950°F a 356 psia, se encuentra mediante las tablas de vapor o un diagrama de Molliere. Esta entalpía resulta ser de 1,338.86 BTU/lb.

La entalpía real del vapor se calcula considerando una eficiencia de 75% y aplicando la ecuación (8):

$$h_2' = 1,476.4 - 0.75 * (1,476.4 - 1,338.86) = 1,373.25 \text{ BTU/lb}$$

el consumo específico real del vapor se determinará con la ecuación (9), obteniéndose:

$$\text{CRV} = 3,413 / (1,476.4 - 1,373.25) = 33.088 \text{ lb/kWh}$$

*Cálculo del consumo específico de vapor en la segunda extracción.*

Presión de vapor	1,010 psia
Temperatura	950 °F
$h_g$	1,476.4 BTU/lb
$S_g$	1.63105 BTU/lb °F
Presión de extracción	40 psia

Aplicando la ecuación (6):

$$1.63105 = 0.3919 + x * 1.2844$$

$$x = (1.63105 - 0.3919) / 1.2844 = 0.9647$$

la entalpía isoentrópica se determina con la ecuación (7):

$$h_2 = 236.03 + 0.9647 * 933.67 = 1,136.74 \text{ BTU/lb}$$

la entalpía real se obtiene con la ecuación (8):

$$h_2' = 1,476.4 - 0.75 * (1,476.4 - 1,136.74) = 1,221.66 \text{ BTU/lb}$$

el consumo específico real del vapor se determinará con la ecuación (9), obteniéndose:

$$CRV = 3,413 / (1,476.4 - 1,221.66) = 13.40 \text{ lb/kWh}$$

Cálculo del consumo específico de vapor en el escape.

Presión de vapor	1,010 psia
Temperatura	950°F
$h_g$	1,476.4 BTU/lb
$S_g$	1.63105 BTU/lb °F
Presión de escape	3 pulg de Hg abs.

Aplicando la ecuación (6):

$$1.63105 = 0.1560 + x * 1.7896$$

$$x = (1.63105 - 0.1560) / 1.7896 = 0.8242$$

la entalpía isoentrópica se determina con la ecuación (7):

$$h_2 = 82.99 + 0.8242 * 1,028.61 = 930.77 \text{ BTU/lb}$$

la entalpía real se obtiene con la ecuación (8):

---

$$h_2' = 1,476.4 - 0.75 * (1,476.4 - 930.77) = 1,067.18 \text{ BTU/lb}$$

el consumo específico real del vapor se determinará con la ecuación (9), obteniéndose:

$$\text{CRV} = 3,413 / (1,476.4 - 1,067.18) = 8.34 \text{ lb/kWh}$$

### **Cálculo de la potencia máxima generada durante la zafra y sin turbinas auxiliares**

El vapor requerido en el proceso es de 250 t/h, mismo que debe suministrarse con las extracciones de la turbina. Para los calculos se consideraran los siguientes puntos:

- |  |  |
|--|--|
| - Vapor real suministrado a proceso                                      | 250 * 1.02 = 255 t/h                               |
| - Vapor de alta presión requerido en proceso                             | 61.2 * 2 = 122.4 t/h                               |
| - Vapor de baja presión requerido en proceso                             | 255 - 122.4 = 132.6 t/h                            |
| - Vapor de baja presión para calentamiento de combustible y desareadores | 28 t/h   |
|  | Vapor total de baja presión 160.6 t/h              |
| - Vapor extraído de la primera extracción                                | 122.4/2 = 61.2 t/h<br>(134,946 lb/h)               |
| - Vapor extraído de la segunda extracción                                | 160.6/2 = 80.3 t/h<br>(177,061.5 lb/h)             |
| - Vapor a condensación   | 173 - (61.2 + 80.3)<br>= 31.5 t/h (69,947.78 lb/h) |

Con estos datos se calcula la potencia generada por los turbogeneradores.

*Potencia en la primera etapa:*

$$\text{kW} = 139,946 * 0.98 / 33.088 \text{ lb/kWh} = 4,144.92 \text{ kW}$$

*Potencia en la segunda etapa:*

$$\text{kW} = 177,061.5 * 0.98 / 13.40 \text{ lb/kWh} = 12,949.27 \text{ kW}$$

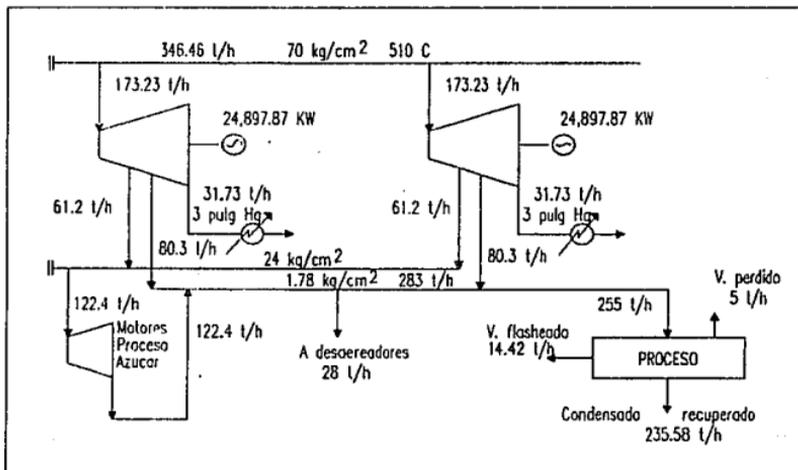
*Potencia en la tercera etapa:*

$$kW = 69,974.78 * 0.98 / 8.34 \text{ lb/kWh} = 8,222.46 \text{ kW}$$

**Potencia total:**  $4,144.92 + 12,949.27 + 8,222.46 = 25,316.65 \text{ kW}$

En el Diagrama A.4 de distribución de vapor se muestra la operación de la planta durante el período de zafra y sin turbinas auxiliares.

**Diagrama A.4. Distribución del Vapor durante la Zafra**



El condensado real de proceso recuperado se calcula con las ecuaciones (22) y (21):

$$L = 551,250 * (236.03 - 1,150.4) / (180.07 - 1,150.4)$$

$$L = 519,458.8 \text{ lb/h}$$

$$V = 31,791.19 \text{ lb/h}$$

Aplicando un balance en el desoerador se tendrá:

Balance de materiales

Balance de energía

$$A = F + I - V_C - C_T - C_P \quad (23)$$

$$A h_A = F h_F + I h_I - V_C h_{V_C} - C_T h_{C_T} - C_P h_{C_P} \quad (24)$$

en donde:

A : agua de repuesto en lb/h

F : agua alimentada a la caldera en lb/h

I : inertes purgados en lb/h

V<sub>C</sub> : vapor de calentamiento en lb/h

C<sub>T</sub> : condensados de turbogeneradores en lb/h

C<sub>P</sub> : condensados de proceso en lb/h

h<sub>A</sub> : entalpía a 20°C del agua de repuesto en BTU/lb

h<sub>F</sub> : entalpía a 40 psia del agua alimentada a calderas en BTU/lb

h<sub>I</sub> : entalpía de inertes en BTU/lb (se considera vapor a presión atmosférica)

h<sub>V<sub>C</sub></sub> : entalpía a 40 psia del vapor de calentamiento en BTU/lb

h<sub>C<sub>T</sub></sub> : entalpía a 3 pulg de Hg del condensado de turbogeneradores en BTU/lb

h<sub>C<sub>P</sub></sub> : entalpía del condensado de proceso a presión atmosférica en BTU/lb

Si  $F = 763,964.55 * 1.0075 = 769,694.28$  lb/h y sustituyendo en la ecuación (23), se tiene:

$$\begin{aligned} A &= 769,694.28 + 200 - 61,740 - 69,974 * 2 - 519,458.8 \\ &= \underline{48,745.92 \text{ lb/h}} \end{aligned}$$

Despejando h<sub>F</sub> de la ecuación (24) se tiene:

$$h_F = \frac{A h_A - I h_I + V_C h_{V_C} + C_T h_{C_T} + C_P h_{C_P}}{F} \quad (25)$$

Sustituyendo valores en la ecuación anterior, se tiene:

$$\begin{aligned} h_F &= \frac{[(48,745.92 * 36.04) - (200 * 1,150.4) + (61,740 * 1,221.66) \\ &+ (69,974.78 * 82.99) + (519,458.8 * 180.07)]}{769,694.28} \end{aligned}$$

$$h_F = 229.05 \text{ BTU/lb}$$

La entalpía es ligeramente mayor pero el cálculo se considera satisfactorio.

Resumiendo se tiene:

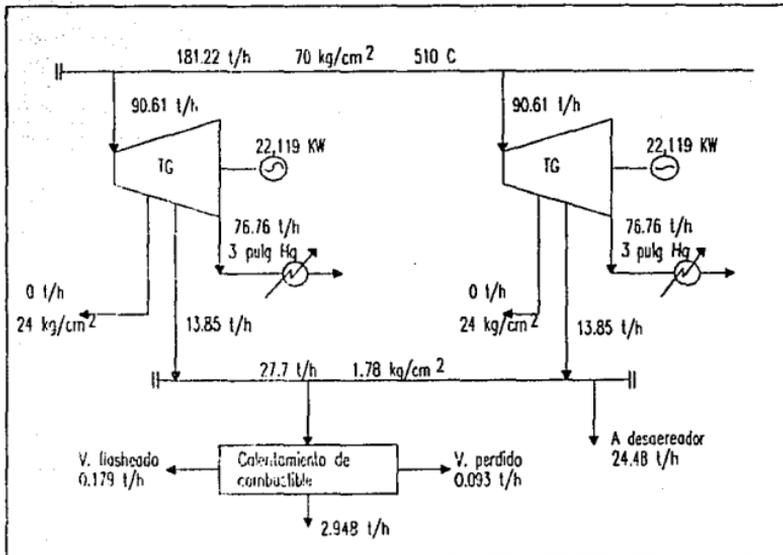
Materia a la entrada	Materia a la salida
Agua desmineralizada	Vapor perdido 11,025 lb/h
48,745.92 lb/h	Vapor venteado 31,791.19 lb/h
	Incondensables 200 lb/h
	Purgas a calderas
	769,694.28 - 763,964.55
	= 5,729.72 lb/h
	Total 48,745.91 lb/h

#### Cálculo de la potencia generada fuera del período de zafra y sin turbinas auxiliares

En este caso el turbogenerador trabaja sin suministrar vapor al proceso, únicamente se extraerá la cantidad de vapor requerido para el calentamiento del combustible y uso del desaerador. La operación se muestra en el Diagrama A.5.

Potencia máxima generada durante la zafra :	$24,897.87 \times 2 = 49,795.74 \text{ kW}$
Potencia utilizada en el proceso y servicios propios:	10,000 kW
Potencia posible de entregar:	$49,795.74 - 10,000 = 39,795.74 \text{ kW}$

**Diagrama A.5. Distribución del Vapor Fuera de Zafra y sin turbinas auxiliares**



Fuera de zafra de desea mantener el mismo nivel de generación, en consecuencia, la potencia posible de entregar será incrementada con 4,000 kW para poder dar servicio a los equipos auxiliares de la planta de fuerza, teniéndose:

Potencia fuera de zafra por  
turbogenerador:

$$(39,795.74 + 4,000) / 2 = 21,897.87 \text{ kW}$$

Potencia entregada en la fecha:  $21,897.87 / 0.99 = 22,119 \text{ kW}$

Considerando que unicamente se extrae vapor para los desaeradores y calentamiento de combustible, y este vapor requerido es extraído a 40 psia, se tendrá:

Vapor extraído por turbina: 13.85 t/h  $(30,539.25 \text{ lb/h})$

Potencia generada por el vapor extraído:  $(30,539.25 * 0.98) / 13.407 = 2,232.3 \text{ kW}$

Potencia faltante:  $22,119 - 2,232.3 = 19,886.7 \text{ kW}$   
 Consumo de vapor a condensación:  $(19,886.7 * 8.3411) / 0.98 = 169,262.19 \text{ lb/h}$

Aplicando la ecuación (23) se tiene:

$$A = 402,599.9 + 200 - 53,996.64 - 169,262.19 * 2 - 6,479.07$$

$$= 3,799.81 \text{ lb/h}$$

Sustituyendo en la ecuación (24):

$$hf = [(3,799.81 * 36.04) + (53,996.64 * 1,222) + (169,262.19 * 2 * 82.99) + (6,479.07 * 180.07) + (200 * 1,150.4)] / 402,599.9 = 236.34 \text{ BTU/lb}$$

El valor obtenido de entalpía es ligeramente alta, sin embargo se considera aceptable la aproximación.

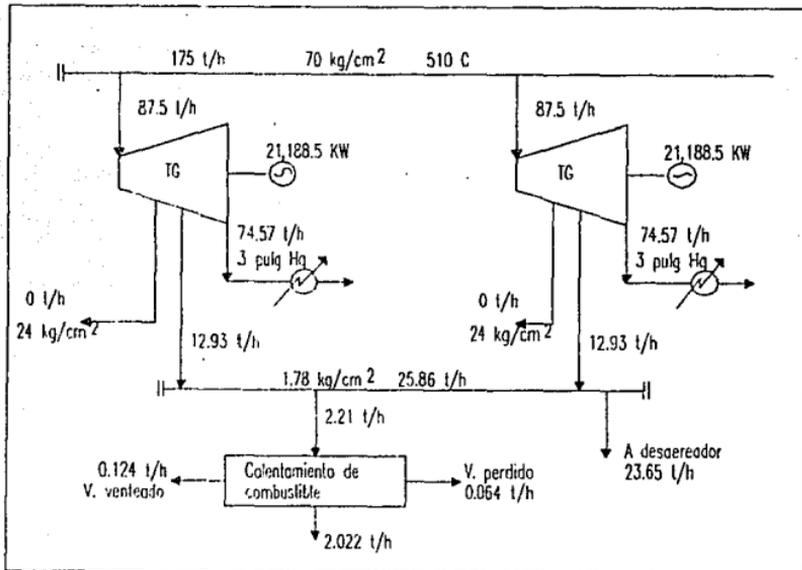
Resumen del balance:

Entra:	Sale:
Agua desmineralizada:	Vapor perdido: 206.26 lb/h
3,799.81 lb/h	Vapor venteado: 396.52 lb/h
	Incondensables: 200.00 lb/h
	Purgas de calderas: 2,997.02 lb/h
	Total: 3,799.8 lb/h

Como puede notarse, el mantener la misma generación fuera de zafra, requiere de la operación de dos calderas, cada una con una generación de 90.61 t/h, lo que

representaría que cada caldera operara a 51.7% de su capacidad nominal. Esta no es una medida práctica de ingeniería, por lo que se estima que sólo una caldera trabaje y la producción de vapor se distribuya en los dos turbogeneradores por lo que la electricidad que se puede generar bajo estas condiciones se determinará haciendo un balance de materiales. El arreglo se muestra en el Diagrama A.6.

Diagrama A.6. Generación Eléctrica fuera de Zafra



Considerando que la extracción de un turbogenerador sea de 12.93 t/h (28,510.65 lb/h).

Potencia generada por  
vapor extraído:

$$(28,510.65 * 0.98) / 13.407$$

$$= 2,084 \text{ kW}$$

Vapor a condensación:	192,937.5 - 28,510.65 = 164,426.85 lb/h
Potencia generada por vapor condensado:	(164,426.85 * 0.98) / 8.3411 = 19,318.6 kW
Potencia total generada:	2,084 + 19,318.6 = 21,402.6 kW
Potencia entregada:	21,402.6 * 0.99 = 21,188.5 kW

Aplicando la ecuación (23) se tiene:

$$\begin{aligned}
 A &= 388,769.06 + 100 - 52,126.35 - 164,426.85 * 2 - 4,478.3 \\
 &= 3,410.71 \text{ lb/h}
 \end{aligned}$$

Sustituyendo en la ecuación (24):

$$h_3 = [(3,410.71 * 36.04) + (52,126.35 * 1,222) + (164,426.85 * 82.99) + (4,478.3 * 180.07) - (100 * 1,050.4)] / 388,769.06 = 236.14 \text{ BTU/lb}$$

Resumen del balance

Entra:	Sale:
Agua desmineralizada: 3,410.71 lb/h	Vapor perdido: 142.57 lb/h Vapor venteado: 274.07 lb/h Incondensables: 100.00 lb/h Purgas de la caldera: 2,894.06 lb/h Total: 3,410.70 lb/h

### Cálculo de la potencia generada durante la zafra y con turbinas auxiliares

Cuando el ingenio trabaje dentro de zafra con las turbinas auxiliares de las calderas, se tendrán los siguientes valores:

Potencia generada por vapor de extracción a 356 psia:	174,850.7 * 0.98 / 33.182 = 5,164 kW
---	---

Potencia generada por vapor de extracción a 40 psia:	$137,084.85 * 0.98 / 13.407$ $= 10,020.37 \text{ kW}$
Vapor a condensación:	$381,982.28 - (174,850.7 + 137,084.85) = 70,046.73 \text{ lb/h}$
Potencia generada por vapor de condensación:	$70,046.73 * 0.98 / 8.3411$ $= 8,229.82 \text{ kW}$
Potencia total generada:	$23,414.19 \text{ kW}$
Potencia entregada:	$23,414.19 * 0.99 = 23,180 \text{ kW}$

La operación se muestra en el Diagrama A.7.

Aplicando la ecuación (23) se tiene:

$$A = 769,694.28 + 200 - 61,596.1 - 70,046.72 * 2 - 519,458.8$$

$$= 48,745.92 \text{ lb/h}$$

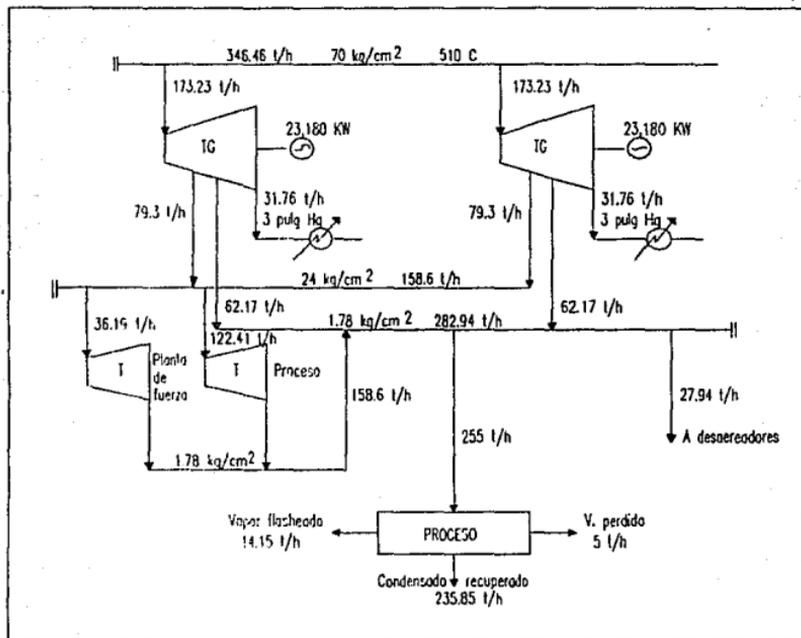
Sustituyendo en la ecuación (24):

$$h_F = [(48,745.2 * 36.04) + (61,596.1 * 1,222) + 70,046.72 * 2 * 82.99] + (519,458.4 * 180.07) - (200 * 1,1150.4) / 769,694.28 = 236.4 \text{ BTU/lb}$$

*Resumen del balance*

Entra:	Sale:
Agua desmineralizada 48,745.92 lb/h	Vapor perdido: 11,025 lb/h Vapor venteado: 31,791.12 lb/h Incondensables: 200.00 lb/h Purgas de las calderas: 5,729.72 lb/h Total: 48,745.91 lb/h

**Diagrama A.7. Operación durante la Zafra y con Turbinas Auxiliares**

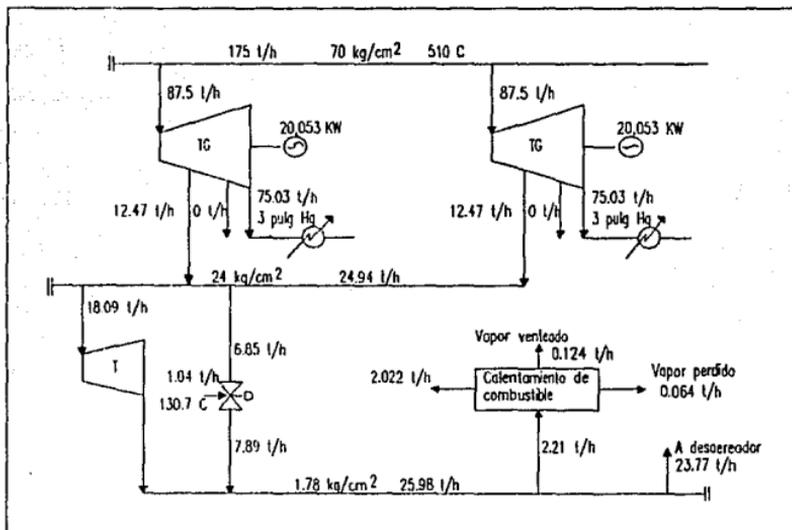


**Cálculo de la potencia generada fuera de zafra y con turbinas auxiliares**

En el Diagrama A.8, se muestra la operación para este caso. Todo el vapor se obtendría de la extracción a 356 psia.

En este caso se tiene que rellenar la línea de desobrecalentando vapor, para lo cual utilizamos las siguientes ecuaciones :

Diagrama A.8. Operación Fuera de Zafra y con Turbinas Auxiliares



Por balance de materia

$$VR + A = VS$$

(26)

Por balance de energía

$$VRhR + AhA = VShS$$

(27)

en donde:

VR : vapor sobrecalentado extraído de la turbina lb/h

A : agua para desobrecalentamiento lb/h

Vs : vapor desobrecalentado a 40 psia lb/h

- hR : entalpía del vapor extraído a 356 psia BTU/lb  
 hA : entalpía del agua para sobrecalentamiento BTU/lb  
 hS : entalpía del vapor sobrecalentado a 40 psia BTU/lb

De la ecuación (26) se tiene:  $A = VS - VR$  (28)

Sustituyendo la ecuación (28) en la (27) y reacomodando se tiene:

$$VS = VR (hR - hA) \quad (29)$$

$$A = VR * \frac{(hR - hA)}{(hS - hA)} - VR \quad (30)$$

Sustituyendo valores se tiene:

$$VS = 15,095.3 * (1,373.6 - 236.04) / (1,223 - 236.04) = 17,398.68 \text{ lb/h}$$

$$A = 15,095.3 * (1,373.6 - 236.04) / (1,223 - 236.04) - 15,095.3 = 2,303.38 \text{ lb/h}$$

Aplicando las ecuaciones (23) y (24) se tiene:

$$A = 391,072.44 + 100 - 52,408.43 - 165,437.5 * 2 - 4,478.3 = 3,410.71 \text{ lb/h}$$

$$hF = [(3,410.71 * 36.04) + (52,408.43 * 1,223) + (165,437.5 * 2 * 82.99) + (4,478.3 * 180.07) - (100 * 1,150.4) / 391,072.44 = 236.19 \text{ BTU/lb}$$

*Resumen del balance*

Entra:  
 Agua desmineralizada  
 3,410.71 lb/h

Salen:  
 Vapor perdido: 142.57 lb/h  
 Vapor venteado: 274.07 lb/h  
 Incondensables: 100.00 lb/h  
 Purgas de las calderas: 2,894.06 lb/h  
 Total: 3,410.70 lb/h

El agua desmineralizada total será la suma de:

$$\begin{aligned} & \text{Agua a caldera} + \text{agua a desobrecalentamiento} \\ & = 385,875 * 1.0075 + 2,303.38 = 391,072.44 \text{ lb/h} \end{aligned}$$

Bajo estas condiciones, la potencia generada será:

Potencia en la 1a. extracción:	$27,500 * 0.98 / 33.182$ $= 818.18 \text{ kW}$
Potencia en la condensación:	$165,437.5 * 0.98 / 8.3411$ $= 19,437.33 \text{ kW}$
Potencia total:	$20,255.51 \text{ kW}$
Potencia real:	$20,255.51 * 0.99$ $= 20,052.95 \text{ kW}$

#### Cálculo de la potencia generada a pura condensación

Cuando la planta trabaje a pura condensación, no todo el vapor generado será utilizado para generar corriente eléctrica, ya que una parte tendrá que ser utilizado para calentamiento del desaerador y combustible. La operación bajo estas características se muestra en el Diagrama A.9.

El vapor recalentado se calcula en función del vapor saturado mediante las ecuaciones (26) y (27). Despejando de la ecuación (29) los términos VR y A, quedándonos:

$$A = VS * \frac{(hs - hR)}{(hA - hR)} \quad (31) \qquad VR = Vs - Vs * \frac{(hs - hR)}{(hA - hR)} \quad (32)$$

Sustituyendo valores se tendrá:

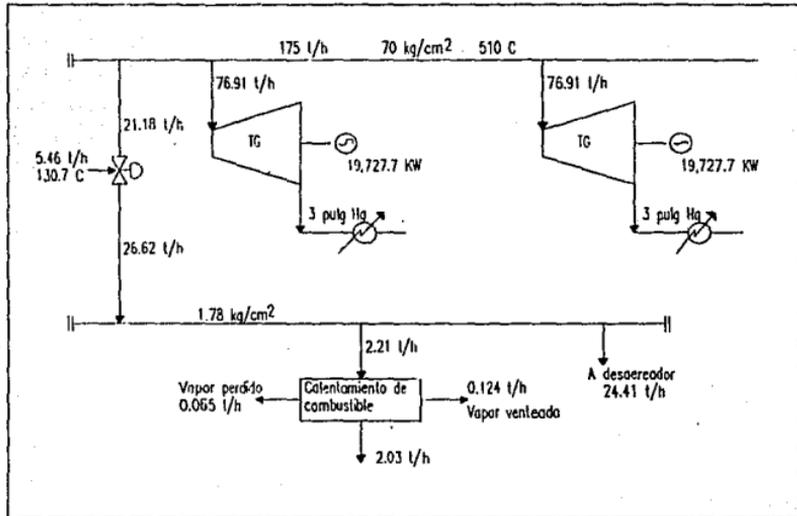
$$\begin{aligned} A &= 12,035.71 \text{ lb/h} \\ VR &= 46,664.28 \text{ lb/h} \end{aligned}$$

Sustituyendo valores en las ecuaciones (23) y (24), tendremos:

$$A = 400,804.77 + 100 - 53,805.05 - 169,605.35 * 2 - 4,478.3$$

$$A = 3,410.72 \text{ lb/h}$$

Diagrama A.9. Operación a 100% de Condensación



$$h_F = [(3,410.72 * 36.04) + (53,805.05 * 1,222) + (169,605.35 * 2 * 82.99) + (4,478.3 * 180.07) - (100 * 1,150.4)] / 400,804.77 = 236.31 \text{ BTU/lb}$$

*Resumen del balance*

Entra:

Agua: 3,410.72 lb/h

Sale:

Vapor perdido: 142.57 lb/h

Vapor venteado: 274.07 lb/h

Incondensables: 100.00 lb/h

Purga a las

calderas: 2,894.06 lb/h

Total: 3,410.7 lb/h

Bajo estas condiciones, la turbina unicamente podrá generar:

$$= 1698,605.35 * 0.98 / 8,3411 = 19,927.01 \text{ kW}$$

$$\text{Potencia real} = 19,927.01 \text{ kW} * 0.99 = 19,727.74 \text{ kW}$$

---

**APENDICE B**

---

TABLA B.1. LISTA EQUIPOS PRINCIPALES PARA LA PLANTA DE FUERZA

EQUIPO DE GENERACION DE VAPOR

CANT.	EQUIPO	CONDICION DE OPERACION POR EQUIPO	POTENCIA ESTIMADA POR EQUIPO	COSTO EQUIPO NACION. US\$	COSTO EQUIPO EXTRAN. US\$	ING.	OBRA CIVIL	PUESTA EN OP.	RESFACC.	RECURSOS	COSTO EN US \$
2	Generadores de Vapor Incluyendo los sig. equipos: - Sobrecalentador - Economizador - Aisnaporador - Preacondicionador aire de Comb. - Ventilador tipo Forzado (Accionador P/turbina y Motor Eléctrico) - Ventilador tipo Inducido (Acc. P/turbina y Motor Eléctrico) - Sistema P/queimado de Bagazo - Sist. P/queimado de Comb. - Sopledores de Hojas, fijos y Rotatorios - Sist. de Cont. de la Caldera - Sistema de Instrumentación - Tablero local de la Caldera - Tanque Purga Continua - Chimeneas - Ductos - Estructuras: Incluyendo Bases, Escaleras, Pasillos	Capacidad: 200 TPH Presión=70kg/cm <sup>2</sup> (1010psia). Temperatura=510 °C (950 °F)	400 HP 1000 HP	17,529		Var p.	Var p.	63	539	339	18,499

CANT.	EQUIPO	CONDICION DE OPERACION POR EQUIPO	POTENCIA ESTIMADA POR EQUIPO	COSTO EQUIPO NACION. KUS\$	COSTO EQUIPO EXTRAN. KUS\$	ING.	OBRA CIVIL	PUESTA EN OP.	REFACC.	SEGUROS	COSTO EN KUS \$
	Un paquete de calentamiento final de combustión, incluyendo: - 2 Calentadores del Tipo Tubo y Coraza como medio calentamiento Vapor - 2 Bombas P/Trasiego de comb. a calderas; filtros en succión y descarga; tuberías, rodactores, filtros		3 HP								
1	Planta Desmineralizadora Inclu. el Sig. Equipo - 2 Unidades de Resin aniónica - 1 Torre desgasificadora y Vent. - 2 Bombas P/Trasiego de Agua del desgasificador a unidades catiónicas - 2 Unidades Cationicas - Sistema de Regeneración de Unidades Cationicas son: Tanque P/dilución de Acido Sulfúrico, Bomba de Alimentación de Acido Diluido a la unidad Cationica - Valvulas de 4 vías P/C/Unidad - Tablero de Control Local - Sistema de Control o Instrumentación de Equipo	Q = 1542 GPM Cationes Totales= 1-2ppm como CaCo3 SiO2 = 0.2 ppm pH = 6.7	50 HP	2,167		234	513	26	88	60	3,088
1	Sistema de Tratamiento Interno de Agua P/Calderas Incluyendo:  - 2 Tanques P/dilución de fosfato y Trióxido de Sodio. - 2 Agitadores	Q = 30 GPH	1 1/2 HP								Incluido en costo cald.

CANT.	EQUIPO	CONDICION DE OPERACION POR EQUIPO	POTENCIA ESTIMADA POR EQUIPO	COSTO EQUIPO NACION. KUS\$	COSTO EQUIPO EXTRAN. KUS\$	ING.	OBRA CIVIL	PUESTA EN OP.	REFACC.	SEGUROS	COSTO EN KUS \$
2	Bombas accionadas con turbinas de vapor	H = 2472 pie col. H2O Para turbinas de vapor las cond. operacion son: 380 °C (716 °F) P. Escape p = (1.78 kg/cm2) (40 psia)			1,502			13	44		1,559
2	Bombas accionadas con motor eléctrico										
	Tanque de recibio de combustible	Este tanque se considera existente y solo se requiere instalando calentadores de succión y bombas									
1	Calentadores de succión para tanque de recibio	Q = 169.5 GPM Temp. entrada = 25 °C (77 °F) Temp. salida = 43 °C (110 °F)		2.00							2
2	Bombas para trasiego de combustible de tanque	Q = 169.5 GPM H = 80 pie	7 1/2 HP	21.00							21
2	Tanques almacenamiento de combustible - Tipo cilindrico vertical - Material acero al carbon - Diametro/altura = 9.70 mts	Q = 685 m3		38.00							38
2	Calentadores de succión para tanques almacenamiento	Q = 169.5 GPM Temp. entrada = 25 °C (77 °F) Temp. salida = 43 °C (110 °F)		4.00							4
2	Bombas para trasiego de combustible de tanque almacen a tanque día	Q = 169.5 GPM H = 60 pie	5 HP	2.00							2
2	Tanque de día de combustible - Tipo cilindrico vertical - Material acero al carbon - Diametro/altura = 4.60 mts	Q = 71.25 m3		4.00							4
2	Calentadores de succión para tanque de día	Q = 63 GPM Temp. entrada = 25 °C (77 °F) Temp. salida = 105 °C (221 °F)		0.5							1

CANT.	EQUIPO	CONDICION DE OPERACION POR EQUIPO	POTENCIA ESTIMADA POR EQUIPO	COSTO EQUIPO NACION. €US\$	COSTO EQUIPO EXTRAN. €US\$	ING.	OBRA CIVIL	PUESTA EN OP.	REFACC.	SEGUROS	COSTO EN €US \$
1	Tanque almacen. de agua - Tipo cilíndrico vertical - Acero al carbono recubierto con epoxico. - Diámetro/altura = 10 mts.	715m <sup>3</sup> (Tiempo de residencia de 2 Hr. 20 min.)		35.00							35
2	Bombas para trasiego de agua a desecadores tipo centrífugas horizontales	Q = 771 GPM H = 160 pie col H2O	50 HP	26.00							26
2	Desecadores con las siguientes características:	Q = 200 TPH  Presión operación = 40 psia Temp. agua salida = 130 °C Contenido O2 a la salida = 0.05 % max. Tanques de almacenamiento para 10 min.		1,293.00							1,293
2	Bombas para trasiego de agua suave al desmineralizador (tipo centrífugo)	Q = 771 GPM H = 50 pie	20 HP	10.00							10
1	Tanque de almacenamiento de condensados	SE CONSIDERA QUE EL EXISTENTE ES ADECUADO									
2	Bombas para trasiego de condensados a desecador tipo centrífugo horizontal. (del tanque de condensado)	Q = 362.7 GPM H = 152 pie	25 HP	12.00							12
EQUIPO DE GENERACION DE CORRIENTE ELECTRICA Y SUS AUXILIARES											
2	Turbogenerador de doble extracción y condensación, incluyendo los siguientes equipos: - Turbina de doble extracción y condensación - Reductor de velocidad acoplado con alternador - Generador de corriente con sistema de excitación	Capacidad = 251.50 kW presión de vapor alimentado P = 70 kg/cm <sup>2</sup> (1010 psia) T = 510 °C (950 °F) Extracción I Presión extracción = 24kg/cm <sup>2</sup> (356 psia) Flujo = 61 TPM Extracción II Presión extracción = 1.78kg/cm <sup>2</sup> (40 psia) Flujo = 80 TPM			16,125.00			35	500	340	17,000

CANT.	EQUIPO	CONDICION DE OPERACION POR EQUIPO	POTENCIA ESTIMADA POR EQUIPO	COSTO EQUIPO NACION. KUS\$	COSTO EQUIPO EXTRAN. KUS\$	ING.	OBRA CIVIL	PUESTA EN OP.	REFACC.	SEGUROS	COSTO EN KUS \$
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistemas de regulación de las extrucciones</li> <li>- Sistema de lubricación (incluyendo:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Bomba principal de aceite de lubricación accionada por la flecha turbinas principal</li> <li>- Bomba auxiliar de aceite de lubricación accionada por motor eléctrico</li> <li>- Enfradores de aceite</li> <li>- Filtros de aceite</li> <li>- Tanque de almacenamiento de aceite</li> <li>- Sistema de aceite de control incluyendo:                   <ul style="list-style-type: none"> <li>- Bomba principal de aceite accionada por motor eléctrico</li> <li>- Bomba principal de aceite accionada por turbinas vapor</li> </ul> </li> <li>- Filtros, tanque almacenamiento</li> <li>- Junta de expansión entre turbinas principal y condensador</li> <li>- Condensador de superficie</li> <li>- Sistema de cyostores con sus trocendadores intermedios</li> <li>- Válvula atmosférica</li> <li>- Sistema de control e instrumentación del turbogenerador</li> <li>- Tablero de control local</li> </ul> </li> </ul>	Vapor escape: Presión escape: 3 pulg (abs) Vapor a condensación = 31.7 TPH	10 HP								
1	Torre de enfriamiento del tipo tiro inducido, fluido cruzado. Relleno = pulg. Estructura de concreto 4 ventiladores de tiro inducido	Capacidad total = 25680 GPM No. de celdas = 4 Capacidad por celda = 6420 GPM Temp. salida del agua = 33 °C Temp. entrada del agua = 48 °C	60 HP	2,083.00							2,083

CANT.	EQUIPO	CONDICION DE OPERACION POR EQUIPO	POTENCIA ESTIMADA POR EQUIPO	COSTO EQUIPO NACION. KUS\$	COSTO EQUIPO EXTRAN. KUS\$	ING.	OBRA CIVIL	PUESTA EN OP.	REFACC.	SEGUROS	COSTO EN KUS \$
	- 4 Ventiladores de tipo inducido con un reductor de velocidad y sistema de lubricación	Temp. de bulbo húmedo = 27°C Pérd. evaporación = 1% Max. Pér. arrastre = 0.1% Max.									
3	Bombas centrífugas para trasiego de agua fría a condensadores del tipo vertical	Q = 12840 GPM H = 85 pie	500 HP		1074.9						1,075
4	Bombas centrífugas para trasiego de condensados del condensador a desarmadores del tipo vertical de lata o barril.	Q=342 GPM H = 170 pie	25 HP	24.00							24
1	Sistema de tratamiento de agua para la torre incluyendo: - Dosificación de H2SO4 con bomba y almacenamiento. - Dosificación de cloro con pesado de taques y clorodors. - dosificación de aditivos para controlados.		5 HP	1.00							1
EQUIPOS COMUNES A LA PLANTA DE FUERZA											
1	Estación reductora y desobrecalentadores de vapor de alta presión a media presión.	Q = 61 TPH Presión inicial = 70 kg/cm2 (1010psia) Temp. Inl. Vap. = 510°C (950°F) Pres. F. Vap. = 24kg/cm2(356psia) Temp. F. Vap. = 380°C(710°F) Medio enf. = Agua desmineralizada			40.00						40
1	Estación reductora y desobrecalentadores de vapor de media presión a baja presión.	Q = 80TPH Presión Inl. Vap. = 74kg/cm2(316psia) Temp. Inl. Vap. = 380°C(716°F) Pres. F. Vap = 1.78kg/cm2 (40 psia)Temp. F. Vap. = 187.8 °C (370.7 °C) Medio de enf. = Agua Dura.			27.00						27

CANT.	EQUIPO	CONDICION DE OPERACION POR EQUIPO	POTENCIA ESTIMADA POR EQUIPO	COSTO EQUIPO NACION. KUS\$	COSTO EQUIPO EXTRAN. KUS\$	ING.	OBRA CIVIL	PUESTA EN OP.	REFACC.	SEGUROS	COSTO EN KUS \$
1	Grúa Viajera para mantenimiento de los turbogeneradores (Op. manual)	Capacidad=50TM Claro Aprox.=10 Mts	40 HP	60.00							60
1	Tanque para almacenamiento de Diesel para arranque de la planta.	ESTE TANQUE ES EXISTENTE Y YA NO DEBE SER CONSIDERADO.									
1	Compresor de aire de los instrumentos incluyendo: - Filtro succión. - Tanque de almacenamiento.	Q = 1.5 MCM Pd = 12.3 kg/cm2 (man)	20 HP	11.66							12
<b>EQUIPO ELECTRICO</b>											
3	Aparatos de Oxido de Zinc para 96 Kv.			544.05	292.95	97.40	213.80	40.00	36.75	25.00	1,250
1	Trampa de coque para 123 Kv de tensión máxima.										
3	Transformador de potencial tipo capacitivo para 123Kv de tensión máxima.										
3	Transformador de corriente tipo derivado para 123Kv.										
6	Cuchilla disyuntora tripolar para 123 Kv de tensión máxima.										
1	Interruptor tripolar de potencia en SF6 para 123 Kv de tensión máxima.										

CANT.	EQUIPO	CONDICION DE OPERACION POR EQUIPO	POTENCIA ESTIMADA POR EQUIPO	COSTO EQUIPO NACION. KUS\$	COSTO EQUIPO EXTRAN. KUS\$	ING.	OBRA CIVIL	PUESTA EN OP.	REFACC.	SEGUROS	COSTO EN KUS \$
1	Transformador trifásico de potencia para una capacidad máxima de 45 MVA, enfriamiento O/A/F/A, relación de transformación de 115/4.16 Kv.										
1	S.E. Metal Clad para un sistema de 4.16 Kv completa con interruptores en aire.			1,000		120	264	80	45	31	1,540
1	Línea de transmisión de 115 Kv de f										
	Edificios y Construcciones	Edificio para alojamiento de equipo de generación de vapor.				2599.8	4571.6	110		508	7,729
		Edificio para alojamiento de equipo de generación de corriente eléctrica.				1028.7	1051.7	35		205.8	2,321
		Construcción y construcción de torre enfriamiento.				69.6	125.3	17		14	226
<b>TOTALES =</b>				<b>24,867</b>	<b>19,062</b>	<b>4,089</b>	<b>6,739</b>	<b>419</b>	<b>1,253</b>	<b>1,543</b>	<b>57,971</b>
Impuestos (10% sobre equipo nacional y 66% de las refacciones)											2,569
Impuestos (25% sobre equipo extranjero y 34% de las refacciones)											4,872
TOTAL Impuestos											7,441
<b>GRAN TOTAL.</b>											<b>65,413</b>

Tabla B.2

**Estimación del Costo de Equipos de la Planta de Fuerza del Ingenio Cuando se Duplique la Línea de Molinos**

**I. CONSUMO DE VAPOR ACTUAL:**

- \* en molinos: 51.81 t/h
- \* en la producción de energía eléctrica: 62.7 t/h
- \* en la producción de azúcar: 160 t/h
- \* producción de energía eléctrica: 7,861 kWh
- \* consumo de energía eléctrica: 5,749 kWh

**II. VAPOR NECESARIO PARA LA NUEVA LINEA DE MOLINOS**

- \* Para satisfacer la demanda de vapor a la nueva línea de molinos, se requieren 51.81 t/h, sin tomar en cuenta el vapor requerido para producir azúcar.

- \* Quemando el bagazo producido, sería posible poner a funcionar la quinta caldera y con ello incrementar la producción de vapor. Las calderas solo generan un máximo de 45.35 t/h de vapor, cuando se quema bagazo, por lo tanto se tendrá una máxima generación de:

226.75 t/h de vapor

- \* Para producir azúcar con la nueva línea de molinos, será necesario producir un mínimo de 250 t/h de vapor y para satisfacer esa cantidad se requiere una nueva caldera de características similares a las existentes.

**III. ENERGIA ELECTRICA NECESARIA**

- \* El nuevo consumo de energía eléctrica que se requiere al incrementar la capacidad de la nueva planta será de 13,200 kW, la capacidad de generación de energía eléctrica instalada es de 9,000 kW, por lo que será necesario poner en operación el tercer generador que se encuentra en reserva y adquirir dos turbogeneradores de características similares a los ya instalados.

- \* El costo estimado de una caldera nueva, instalada y operando con características similares a los instalados es de:

2,580 KUS\$

- \* El costo de dos turbogeneradores nuevos, instalados y operando con características similares a los instalados, es de:

3,634 KUS\$

**IV. COSTO TOTAL DE LA INVERSION PARA EQUIPOS DE GENERACION TERMICA Y ELECTRICA PARA DUPLICAR LA MOLIENDA DE CAÑA DE AZUCAR.**

- \* Los costos de inversión para duplicar la molienda de caña y por lo tanto la producción de bagazo, con objeto de tener el máximo de producción de vapor para el autoabasto de energía eléctrica del costo de inversión para la opción presentada.

Basado en los datos de la Tabla B.1 (ver primera columna de la Tabla B.3) se desglosan los costos del caso base en las mismas proporciones (segunda columna de la Tabla B.3). La diferencia se hace por cada rubro; todas las diferencias se suman para llegar a la inversión incremental total US\$ 52.6 millones (tercera columna de la Tabla B.3).

**Tabla B.3 Cálculo de Inversión Incremental**

	<b>OPCION PROPUESTA</b>	<b>CASO BASE</b>	<b>DIFERENCIA</b>
<b>EQUIPO</b>	43,929	6,214	37,715
<b>INGENIERIA</b>	4,089	621	3,468
<b>OBRA CIVIL</b>	7,158	994	6,164
<b>REFACCIONES</b>	1,253	186	1,067
<b>SEGURO</b>	1,543	186	1,357
<b>VALOR DE SALVAMENTO</b>	-4,000	-	-4,000
<b>SUBTOTAL</b>	53,972	8,201	45,771
<b>IMPUESTOS</b>	7,441	640	6,801
<b>TOTALES</b>	61,413	8,841	52,572

Tabla B.4

**Estimación del Presupuesto de Mantenimiento en la Nueva  
Planta de Fuerza del Ingenio**

El costo por mantenimiento en las plantas de fuerza de la Comisión Federal de Electricidad es del 25% de generación de energía eléctrica anual.

El presupuesto asignado para los ingenios, basado en el costo de producción de azúcar anual es aproximadamente el 15% de este costo.

Para efecto del cálculo de este estudio se utiliza un 20% del costo de generación anual de energía eléctrica en el ingenio, como una estimación preliminar de los costos de mantenimiento. El cálculo se presenta a continuación.

Costo de los equipos	US\$ 60,000,000
Tiempo de amortización	15 años
Amortización Anual	US\$ 4,000,000
Costo de Combustóleo	US\$ 64.74 /t * 57,831 t/año = US\$ 3,900,000/año
Costo Total de Generación Anual	US\$ 8.0 millones/año

Estimado del costo de mantenimiento y operación para la propuesta, basado en 20% del costo anual de generación:

$$\text{US\$ 8.0 millones/año} * 0.20 = \text{US\$ 1.6 millones/año}$$

---

## **APENDICE C**

---

### Esquemas Financieros

En el contexto de un análisis de costo beneficio para las plantas de cogeneración en México, se pueden considerar seis esquemas de financiamiento en la evaluación de proyectos; estos se describen a continuación.

- 1) **Financiamiento por patrimonio.** Esto implica una inversión financiada en totalidad con fondos propios disponibles de la empresa, sin tener que conseguir financiamiento a través de créditos bancarios.
- 2) **Financiamiento comercial.** Este esquema implica que los términos financieros serán los que la industria podría conseguir en el mercado libre bancario de México. El préstamo se pagaría en un plazo de 5 años con 0 años de gracia.
- 3) **Financiamiento preferencial/bilateral.** Este esquema podría considerar líneas de acuerdo bilaterales con México, parecidas a la línea de crédito de EE.UU. (Eximbank) y Europa (CEE). Los términos de financiamiento podrían ser definidos con una tasa de interés de 8% en el préstamo, a pagar en 6 años, con 2 años de gracia.
- 4) **Financiamiento a través de proveedores de equipo extranjero.** Este esquema considera acceso al mercado bancario de EE.UU. con tasas de interés que podrían ser más atractivas que las comerciales en México, pero también tienen que considerar el costo más elevado del riesgo del inversionista extranjero que requiere del proyecto. La tasa de interés en el financiamiento del préstamo será la "Prime" en unos 8%. Ya que el proveedor de equipo toma un riesgo, se puede estimar un costo adicional de un 2%. Los términos de financiamiento podrían ser definidos con una tasa de interés de 10% en el préstamo, a pagar en 5 años, con 0 años de gracia. En éste análisis de costo beneficio debe incluirse un costo anual del seguro del préstamo a 1%, y otros costos financieros de 1% al inicio. Estos datos, se verificarán con la lista de compra de equipos y proveedores de equipos directamente para precisar mejor los términos financieros.

- 5) **Financiamiento a través de arrendamiento.** Este esquema se puede elaborar en un arrendamiento puro o financiero. En EE.UU. el más común es el puro, en el cual el propietario del equipo es el que ofrece el equipo y no la empresa que lo recibe. Dentro de ese contexto, la empresa que recibe no puede amortizar de manera fiscal el equipo, pero sí tiene la flexibilidad de poder tomar posesión cuando le convenga. Esto es útil especialmente cuando la vida útil del equipo para la empresa es inferior al período de amortización fiscal. En México, el arrendamiento financiero es el más común, e implica que la empresa que recibe toma posesión del equipo al inicio, así que en algunos casos sí lo puede amortizar en parte (sobre los pago de intereses) para obtener beneficios fiscales. El arrendamiento financiero que es más común en México, se puede considerar en CETES X 1.8 + 2.5% de fianzas - 12.5% inflación = 13.5% a pagar en 4 años. El atractivo fiscal es que, se tratan los costos de pagar el capital como si fuese todo intereses (se puede deducir de ingresos sobre la renta). Este esquema financiero como el anterior se necesita precisar más según las condiciones de la empresa y las características específicas de los equipos.
- 6) **Banco de Desarrollo/ Fondos Revolventes.** Este esquema puede considerar financiamiento a través de fondos disponibles en BANCOMEXT, Fideicomisos, NAFIN, etc. Los términos financieros se podrían considerar como CPP + 5% - 12.5% de inflación = 9% en términos reales. El plazo del préstamo será de 10 años, y con 1 año de gracia de pago de capital. Para las inversiones relacionadas con el mejoramiento del medio ambiente se podría considerar un plazo de 18 años y un período de gracia total de hasta 2 años.

PODER EJECUTIVO  
SECRETARIA DE GOBERNACION  
SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

SECRETARIA DE LA CONTRALORIA GENERAL DE LA FEDERACION

FE de errata a los Lineamientos para la aplicación de los recursos federales destinados a la publicidad y difusión, y en general a las actividades de comunicación social, publicado el 22 de diciembre de 1992.

En la página 3, columna derecha, primer renglón, dice:

DECIMO CUARTO.- Dentro de los primeros veinte días del mes de enero de 1993, deberán remitirse a la Secretaría de la Contraloría General de la Federación debidamente validada por el órgano interno de control de la dependencia o entidad que corresponda, una relación por cada una de las partidas a que se refiere el lineamiento primero, de todas las contrataciones que se hayan formalizado en el mes inmediato anterior con cargo a las mismas, debiendo contener como mínimo:

- Número progresivo y referencia de la operación
- Descripción de lo contratado
- Cantidad
- Unidad de medida
- Monto total (sin incluir el I. V. A.)
- Nombre de la persona física o moral contratada y su R. F. C.
- Observaciones que se estimen convenientes.

Debe decir:

DECIMO CUARTO.- Dentro de los primeros veinte días del mes de enero de 1993, cada entidad deberá remitir al órgano interno de control de la

Dependencia Coordinadora de Sector, la documentación relativa a la asignación autorizada para cada una de las partidas a que se refieren los lineamientos primero y decimo sexto, la que conjuntamente con la de la propia Dependencia, será turnada a la Secretaría de la Contraloría General de la Federación, a más tardar el día último del citado mes de enero.

DECIMO QUINTO.- Dentro de los primeros diez días de cada mes, iniciando a partir de febrero de 1993, deberán remitirse a la Secretaría de la Contraloría General de la Federación debidamente validada por el órgano interno de control de la dependencia o entidad que corresponda, una relación por cada una de las partidas a que se refiere el lineamiento primero, de todas las contrataciones que se hayan formalizado en el mes inmediato anterior con cargo a las mismas, debiendo contener como mínimo:

- Número progresivo y referencia de la operación
- Descripción de lo contratado.
- Cantidad
- Unidad de medida.
- Monto total (sin incluir el I. V. A.).
- Nombre de la persona física o moral contratada y su R. F. C.
- Observaciones que se estimen convenientes.

SECRETARIA DE ENERGIA, MINAS E INDUSTRIA  
PARAESTATAL

DECRETO que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Al margen un sello con el escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Presidencia de la República

CARLOS SALINAS DE GORTARI, Presidente Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos, a sus habitantes sabed:

Que el H. Congreso de la Unión, se ha servido dirigirme el siguiente

DECRETO

"EL CONGRESO DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS, DECRETA:

SE REFORMA, ADICIONA Y DEROGA DIVERSAS DISPOSICIONES DE LA LEY DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA

ARTICULO UNICO.- Se reforman los artículos 3o.; 8o., fracción III; 10, primer párrafo, 27, fracciones II y III; 28; 29, 31, primer párrafo; 36; 37; 38; 39; 40, primer párrafo y fracciones V y VI, 42, 44, 45, y 46; se adicionan los artículos 13, fracción VII, con un inciso h), 26, con las fracciones V y VI y

un último párrafo; y 38-Bis; y se derogan el último párrafo del artículo 27 y el penúltimo párrafo del artículo 40, todos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, para quedar como sigue:

"ARTICULO 3o.- No se considera servicio público:

- I.- La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción;
- II.- La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad;
- III.- La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción;
- IV.- La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios; y
- V.- La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas

de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica"

"ARTICULO 9o. ....

I. y II. ....

III.- Exportar energía eléctrica y, en forma exclusiva, importarla para la prestación del servicio público.

IV. a IX. ....

"ARTICULO 10.- La Comisión Federal de Electricidad estará regida por una Junta de Gobierno, integrada por los Secretarios de Hacienda y Crédito Público; de Desarrollo Social; de Comercio y Fomento Industrial; de Agricultura y Recursos Hidráulicos y de Energía, Minas e Industria Paraestatal, quien la presidirá. También formarán parte de la Junta de Gobierno, el Director General de Petróleos Mexicanos y tres representantes del sindicato titular del contrato colectivo de trabajo que rija las relaciones laborales en la Comisión Federal de Electricidad.

"ARTICULO 13.- ....

I. a VII. ....

a) a g) ....

h) No habrá aportaciones a cargo del solicitante cuando éste convenga con la Comisión Federal de Electricidad que la construcción de la línea sea a cargo de él mismo, de acuerdo con las especificaciones y normas respectivas; o cuando dicha entidad se beneficie sustancialmente por las obras a cargo del solicitante. Podrá convenirse, cuando proceda el reembolso, la compensación con energía eléctrica."

"ARTICULO 26.- ....

I. a IV.- ....

V.- Cuando se esté consumiendo energía eléctrica sin haber celebrado el contrato respectivo; y

VI.- Cuando se haya conectado un servicio sin la autorización del suministrador.

En cualesquiera de los supuestos anteriores, la Comisión Federal de Electricidad procederá al corte inmediato del servicio, sin requerirse para el efecto intervención de autoridad. En los supuestos a que se refieren las fracciones I, III y IV que anteceden, se deberá dar aviso previo."

"ARTICULO 27.- ....

I.- ....

II.- Por la realización de trabajos de mantenimiento, reparaciones normales, ampliación o modificación de sus instalaciones. En estos casos, deberá mediar aviso previo a los usuarios a través de un medio de difusión masiva, o notificación individual tratándose de usuarios industriales servidos en alta tensión con más de 1000 KW contratados o prestadores de servicios públicos que requieran de la energía eléctrica como insumo indispensable para prestarlos, en cualquiera de los casos con un mínimo de cuarenta y ocho horas de antelación al inicio de los trabajos respectivos; y

III.- Por defectos en las instalaciones del usuario o negligencia o culpa del mismo.

Ultimo párrafo.- (Se deroga)"

"ARTICULO 28.- Corresponde al solicitante del servicio realizar a su costa y bajo su responsabilidad, las obras e instalaciones destinadas al uso de la energía eléctrica, mismas que deberán satisfacer los requisitos técnicos y de seguridad que fijen las Normas Oficiales Mexicanas.

Cuando se trate de instalaciones eléctricas para servicios en alta tensión, y de suministros en lugares de concentración pública, se requerirá que una unidad de verificación aprobada por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, certifique, en los formatos que para tal efecto expida ésta, que la instalación en cuestión cumple con las Normas Oficiales Mexicanas aplicables a dichas instalaciones. La Comisión Federal de Electricidad sólo suministrará energía eléctrica previa la comprobación de que las instalaciones a que se refiere este párrafo han sido certificadas en los términos establecidos en este artículo."

"ARTICULO 29.- Los productos, dispositivos, equipos, maquinaria, instrumentos o sistemas que utilicen para su funcionamiento y operación la

energía eléctrica, quedan sujetos al cumplimiento de las Normas Oficiales Mexicanas."

"ARTICULO 31.- La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con la participación de las Secretarías de Energía, Minas e Industria Paraestatal y de Comercio y Fomento Industrial y a propuesta de la Comisión Federal de Electricidad, fijará las tarifas, su ajuste o reestructuración, de manera que tienda a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público, y el racional consumo de energía.

....."

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

- I.- De autoabastecimiento de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales, siempre que no resulte inconveniente para el país a juicio de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. Para el otorgamiento del permiso se estará a lo siguiente:
- a) Cuando sean varios los solicitantes para fines de autoabastecimiento o partir de una central eléctrica, tendrán el carácter de copropietarios de la misma o constituirán al efecto una sociedad cuyo objeto sea la generación de energía eléctrica para satisfacción del conjunto de las necesidades de autoabastecimiento de sus socios. La sociedad permissionaria no podrá entregar energía eléctrica a terceras personas físicas o morales que no fueren socios de la misma al aprobarse el proyecto original que incluya planes de expansión, excepto cuando se autorice la cesión de derechos o la modificación de dichos planes, y
  - b) Que el solicitante ponga a disposición de la Comisión Federal de

Electricidad sus excedentes de producción de energía eléctrica, en los términos del artículo 36-Bis.

- II.- De Cogeneración, para generar energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica y siempre que, en cualesquiera de los casos:
  - a) La electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, siempre que se incrementen las eficiencias energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor que la obtenida en plantas de generación convencionales. El permisionario puede no ser el operador de los procesos que den lugar a la cogeneración.
  - b) El solicitante se obligue a poner sus excedentes de producción de energía eléctrica a la disposición de la Comisión Federal de Electricidad, en los términos del artículo 36-Bis.
- III.- De Producción Independiente para generar energía eléctrica destinada a su venta a la Comisión Federal de Electricidad, quedando ésta legalmente obligada a adquirirla en los términos y condiciones económicas que se convengan. Estos permisos podrán ser otorgados cuando se satisfagan los siguientes requisitos:
  - a) Que los solicitantes sean personas físicas o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional, y que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación aplicable;
  - b) Que los proyectos motivo de la solicitud estén incluidos en lo planeación y programas respectivos de la Comisión Federal de Electricidad o sean equivalentes. La Secretaría de Energía, Minas e

Industria Paraestatal, conforme a lo previsto en la fracción III del artículo 3o., podrá otorgar permiso respecto de proyectos no incluidos en dicha planeación y programas, cuando la producción de energía eléctrica de tales proyectos haya sido comprometida para su exportación; y

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

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

- a) Que los solicitantes sean personas físicas de nacionalidad mexicana o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional, y que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación aplicable;
- b) Que los solicitantes destinen la totalidad de la energía para su venta a la Comisión Federal de Electricidad. En este caso, la capacidad total del proyecto, en un área determinada por la Secretaría, no podrá exceder de 30 MW, y
- c) Alternativamente a lo indicado en el inciso b) y como una modalidad del autoabastecimiento a que se refiere la fracción I, que los solicitantes destinen el total de la producción de energía eléctrica a pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan de la misma y que la utilicen para su autoconsumo, siempre que los interesados constituyan cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones o sociedades civiles, o celebren convenios de cooperación solidaria para dicho propósito y que los proyectos, en tales casos, no excedan de 1 MW,

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

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

- 1) El ejercicio autorizado de las actividades a que se refiere este artículo podrá incluir la conducción, la transformación y la entrega de la energía eléctrica de que se trate, según las particularidades de cada caso;
- 2) El uso temporal de la red del sistema eléctrico nacional por parte de los permisionarios, solamente podrá efectuarse previo convenio celebrado con la Comisión Federal de Electricidad, cuando ello no ponga en riesgo la prestación del servicio público ni se afecten derechos de terceros. En dichos convenios deberá estipularse la contraprestación en favor de dicha entidad y a cargo de los permisionarios;
- 3) La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, podrá otorgar permiso para cada una de las actividades o para ejercer varias, autorizar la transferencia de los permisos e imponer las condiciones pertinentes de acuerdo con lo previsto en esta Ley, su Reglamento y las Normas Oficiales Mexicanas, cuidando en todo caso el interés general y la seguridad, eficiencia y estabilidad del servicio público;
- 4) Los titulares de los permisos no podrán vender, revender o por cualquier acto jurídico anajar capacidad o energía eléctrica, salvo en los casos previstos expresamente por esta Ley; y
- 5) Serán causales de revocación de los permisos correspondientes, a juicio de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, el incumplimiento de las disposiciones de esta Ley, o de los términos y condiciones establecidos en los permisos respectivos."

"ARTICULO 36-BIS.- Para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público, a cuyo efecto se observará lo siguiente:

- I.- Con base en la planeación del Sistema Eléctrico Nacional elaborada por la Comisión Federal de Electricidad, la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal determinará las necesidades de crecimiento o de sustitución de la capacidad de generación del sistema;
- II.- Cuando dicha planeación requiera la construcción de nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad informará de las características de los proyectos a la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. Con base en criterios comparativos de costos, dicha Dependencia determinará si la instalación será ejecutada por la Comisión Federal de Electricidad o si se debe convocar a particulares para suministrar la energía eléctrica necesaria.
- III.- Para la adquisición de energía eléctrica que se destinó al servicio público, deberá considerarse la que generen los particulares bajo cualesquiera de las modalidades reconocidas en el artículo 36 de esta Ley.
- IV.- Los términos y condiciones de los convenios por los que, en su caso, la Comisión Federal de Electricidad adquiera la energía eléctrica de los particulares, se ajustarán a lo que disponga el Reglamento, considerando la firmeza de las entregas; y
- V.- Las obras, instalaciones y demás componentes serán objeto de Normas Oficiales Mexicanas o autorizadas previamente por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal."

"ARTICULO 37.- Una vez presentadas las solicitudes de permiso de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción, de exportación o de importación, a que se refiere el artículo 36, y con la intervención de la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial en el ámbito de sus atribuciones, la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal resolverá sobre las mismas en los términos que al efecto señale esta Ley.

Los titulares de dichos permisos quedan obligados, en su caso, a:

- a) Proporcionar, en la medida de sus posibilidades, la energía eléctrica disponible para el servicio público, cuando por causas de fuerza mayor o caso fortuito el servicio público se interrumpa o restrinja, y únicamente por el lapso que comprenda la interrupción o restricción. Para estos casos, habrá una contraprestación a favor del titular del permiso;
- b) Cumplir con las Normas Oficiales Mexicanas que expida la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, relativas a las obras e instalaciones objeto de los permisos a que se refiere el artículo 36; y
- c) La entrega de energía eléctrica a la red de servicio público, se sujetará a las reglas de despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional que establezca la Comisión Federal de Electricidad."

"ARTICULO 38.- Los permisos a que se refieren las fracciones I, II, IV y V del artículo 36 tendrán duración indefinida mientras se cumplan las disposiciones legales aplicables y los términos en los que hubieran sido expedidos. Los permisos a que se refiere la fracción III del propio artículo 36 tendrán una duración de hasta 30 años, y podrán ser renovados a su término, siempre que se cumpla con las disposiciones legales vigentes."

"ARTICULO 39.- Salvo lo dispuesto en el inciso c) de la fracción IV del artículo 36, no se requerirá de permiso para el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda de 0.5 MW. Tampoco se requerirá de permiso para el funcionamiento de

plantas generadoras, cualquiera que sea su capacidad, cuando sean destinadas exclusivamente al uso propio en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica; dichas plantas se sujetarán a las Normas Oficiales Mexicanas que establezca la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, escuchando a la Comisión Federal de Electricidad."

"ARTICULO 40.- Se sancionará administrativamente con multa hasta de tres veces el importe de la energía eléctrica consumida, a partir de la fecha en que se cometió la infracción, en los casos a que se refieren las fracciones I a IV. Cuando se trate de las infracciones previstas en las fracciones V y VI, la multa será de cien veces el salario mínimo general diario vigente para el Distrito Federal, por cada KW de capacidad de la planta de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente o de pequeña producción o por cada KW vendido o consumido. En el caso de la fracción VII la multa será de cincuenta a cien veces el importe de dicho salario mínimo

I a IV.- .....

V.- A quien venda, revenda o, por cualquier otro acto jurídico, enajene capacidad o energía eléctrica, salvo en los casos permitidos expresamente por esta Ley;

VI.- A quien establezca plantas de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente o de pequeña producción o a quien exporte o importe energía eléctrica sin los permisos a que se refiere el artículo 36 de esta Ley; y

VII.- .....

Penúltimo párrafo.- (Se deroga)

..... "

"ARTICULO 42.- La imposición de las sanciones a que se refieren los artículos 40 y 41, no libera al usuario de la obligación de pagar la energía eléctrica consumida indebidamente, más un cargo por concepto de indemnización, calculado a una tasa equivalente al importe mensual que se establezca para recargos en las disposiciones fiscales aplicables por cada mes o fracción de entigüedad del adeudo, en favor del suministrador."

"ARTICULO 44.- La aplicación de la presente Ley y de sus disposiciones reglamentarias es de la competencia del Ejecutivo Federal, por conducto de las Secretarías de Energía, Minas e Industria Paraestatal y de Hacienda y Crédito Público, en los términos de esta propia Ley."

"ARTICULO 45.- En todos los actos, convenios y contratos en que intervenga la Comisión Federal de Electricidad, serán aplicables las leyes federales conducentes, y las controversias nacionales en que sea parte, cualquiera que sea su naturaleza, serán de la competencia exclusiva de los Tribunales de la Federación, quedando exceptuada de otorgar las garantías que los ordenamientos legales exijan a las partes, aun en los casos de controversias judiciales."

"ARTICULO 46.- La Comisión Federal de Electricidad estará obligada al pago de un aprovechamiento al Gobierno Federal por los activos que utiliza para prestar el servicio de energía eléctrica.

El aprovechamiento a que se refiere este artículo se determinará anualmente en función de la tasa de rentabilidad establecida para el ejercicio correspondiente a las entidades paraestatales. Dicha tasa se aplicará al valor del activo fijo neto en operación del ejercicio inmediato anterior reportado en los estados financieros dictaminados de la entidad y presentados ante la Secretaría de la Contraloría General de la Federación. Contra el aprovechamiento a que se refiere este artículo, se podrán bonificar los subsidios que el Gobierno Federal otorgue a través de la Comisión Federal de Electricidad, a los usuarios del servicio eléctrico.

El entero del aprovechamiento a que se refiere este precepto se efectuará en cuartas partes en los meses de abril, julio, octubre y enero del año siguiente.

Los montos que se deriven del pago del aprovechamiento mencionado se destinarán para complementar las aportaciones patrimoniales que efectúa el Gobierno Federal a la Comisión Federal de Electricidad para inversión en nuevas obras de infraestructura eléctrica hasta el monto asignado para tal efecto, conforme al Presupuesto de Egresos de la Federación y se aplicarán de acuerdo con los preceptos y lineamientos autorizados"

## TRANSITORIOS

**PRIMERO.-** El presente Decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el "Diario Oficial" de la Federación.

**SEGUNDO.-** Se derogan todas las disposiciones que se opongan al presente Decreto. En tanto el Ejecutivo Federal expide el Reglamento de la presente Ley, se aplicarán, en lo que no se opongan a la misma, las disposiciones reglamentarias vigentes a la fecha de entrada en vigor del presente Decreto

**TERCERO.-** Para una mayor atención y eficiente despacho de los asuntos de la competencia de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal en materia de regulación de energía, el Ejecutivo Federal dispondrá la constitución de una Comisión Reguladora, como órgano desconcentrado de la citada Dependencia, con facultades específicas para resolver las diversas cuestiones que origine la aplicación de esta Ley o la de otros ordenamientos relacionados

con los aspectos energéticos de todo el territorio nacional. Al crearse dicho órgano se establecerán, con arreglo a esta disposición, su estructura, organización y funciones, así como la participación de otras dependencias involucradas, para el adecuado cumplimiento de sus fines.

México, D.F., a 18 de diciembre de 1992.- Sen. Carlos Sales Gutiérrez, Presidente.- Dip. Salvador Abascal Carranza, Presidente.- Sen. Ramón Serrano Ahumada, Secretario.- Dip. Layda Elena Sansores San Román, Secretaria.- Rúbricas."

En cumplimiento de lo dispuesto por la fracción I del Artículo 89 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y para su debida publicación y observancia, expido el presente Decreto en la residencia del Poder Ejecutivo Federal, en la Ciudad de México, Distrito Federal, a los veintidós días del mes de diciembre de mil novecientos noventa y dos.- Carlos Salinas de Gortari.- Rúbrica.- El Secretario de Gobernación, Fernando Gutiérrez Barrios.- Rúbrica.

## SECRETARÍA DE COMUNICACIONES Y TRANSPORTES

**SOLICITUD** de concesión para la explotación mediante su operación, conservación y ampliación a cuatro carriles del tramo Zapotlanejo-Guadalupe de la autopista de peaje México-Guadalupe.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice Estados Unidos Mexicanos - Secretaría de Comunicaciones y Transportes - Subsecretaría de Infraestructura.

Solicitud de concesión para la explotación mediante su operación, conservación y ampliación a cuatro carriles del tramo Zapotlanejo-Guadalupe de la autopista de peaje México-Guadalupe

Con fecha 1º de septiembre de 1992, la empresa Autopistas Mexicanas Concesionadas,

SA de C.V., presentó ante la Secretaría de Comunicaciones y Transportes solicitud para que se le otorgue la concesión para la explotación mediante su operación, conservación y ampliación a cuatro carriles del tramo Zapotlanejo-Guadalupe de la autopista de peaje México-Guadalupe, para el caso de que así proceda y se considere económico y financieramente factible, la cual se publica de conformidad con lo dispuesto por los artículos 8º y 15 de la Ley de Vías Generales de Comunicación para los efectos conducentes

La Secretaría de Comunicaciones y Transportes - Rúbrica

---

**BIBLIOGRAFIA**

**Boletín Informativo de Babcock and Wilcox de México,  
S.A. de C.V. , BABCOCK EN LA INDUSTRIA AZUCARERA.**

**Turner, W.C.**

**ENERGY MANAGEMENT HANBOOK (MANUAL DE  
ADMINISTRACION DE ENERGIA)**

**Ed, Wiley Interscience, 1982**

**J. Maurice Paturau**

**BY-PRODUCTS OF THE CANE SUGAR INDUSTRY**

**3a. Edición, Editorial Elsevier, 1989**

**Cap. 3 y 4**

**E. Hugot**

**HANDBOOK CANE SUGAR ENGINEERING**

**3a. Edición, Editorial Elsevier, 1986**

**Cap. 41**

---

---

**BIOENERGY SYSTEMS REPORT**

**Office of Energy, U.S. Agency for International Development**

**Agosto 1989.**

**Jesús Cuevas Salgado**

**COGENERACION INDUSTRIAL EN MEXICO, DIAGNOSTICO Y  
PERSPECTIVAS**

**C.F.E. 1989**

**Ing. Percy Castillo Nelra**

**AHORRO DE ENERGIA EN LA OPERACION DE CALDEROS  
INDUSTRIALES**

**Ed. Servicios Integrados S.A., Perú**

**Cap. 2, 4, 5 y 6**

**Paul Mehta D., Ph. D. Albert Thumann**

**HANDBOOK OF ENERGY ENGINEERING**

**Ed. The Fairmont Press, Inc., 1989**

**Cap. 9**

---

---

**Instituto Cubano de Investigaciones de los Derivados de la  
Caña de Azúcar 1988.**

**MANUAL DE LOS DERIVADOS DE LA CAÑA DE AZUCAR**

**Cap. 1, 3 y 4**

**James C.P. Chen**

**MANUAL DEL AZUCAR DE CAÑA**

**Ed. Limusa 1991**

**Cap. 4 y 40**

**José de Jesús Guadarrama**

**"COGENERACION" DE ENERGIA, OPCION DE REDUCIR LA EMISION  
DE CONTAMINANTES EN LA INDUSTRIA: CONAE**

**El Financiero, 2 de abril de 1992.**

---