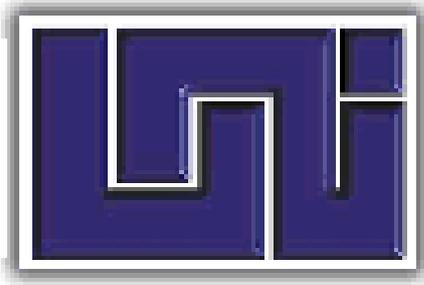


Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Tecnología de la Industria
Escuela de Ingeniería Mecánica

Mon
621.313
G124
2008



**“Estudio de Pre-factibilidad de Repotenciación o Renovación
de la Capacidad de Generación Instalada en Planta Managua”**

Trabajo de Tesis para Optar al Título de:

INGENIERO MECÁNICO

Elaborado por:

JUAN FRANCISCO GADEA HERRERA

Tutor:

Dr. FERNANDO SÁNCHEZ CUADRA

Managua, Nicaragua

2008

A DIOS

Por mi existencia, por llenar mi vida de dichas y bendiciones, quien ha permitido llegar hasta estos momentos.

A MIS PADRES

Por el apoyo recibido durante mi formación profesional, lo cual constituye la herencia más grande que pudiera recibir.

A MI HIJA

Porque su presencia ha sido y será el motivo más grande que ha impulsado para lograr esta meta.

AGRADECIMIENTO

Agradezco con gratitud, admiración, respeto y eterno reconocimiento a quienes con su ayuda, apoyo, y comprensión me alentaron a lograr esta hermosa realidad.

INDICE

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	ANTECEDENTES	1
3.	JUSTIFICACIÓN	3
4.	HIPÓTESIS	3
5.	OBJETIVOS	3
	5.1 Objetivo General	3
	5.2 Objetivos Específicos	4
6.	MARCO TEORICO	4
	6.1 Plantas Termoeléctricas Convencionales o Clásicas	4
	6.2 Plantas Termoeléctricas de Ciclo Combinado	17
	6.3 Plantas de Combustión Interna	24
7.	DIAGNOSTICO DE LA CONDICIÓN TÉCNICA DE PLANTA MANAGUA	27
	7.1 Estado Actual de los Equipos Existentes en Planta Managua	27
	7.2 Análisis de Fallas	41
	7.3 Soluciones Técnicas	52
8.	ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS	52
	8.1 Repotenciación de la Unidad No.3	52
	8.2 Plantas Nuevas Motores de Combustión Interna	57
	8.3 Comparación de Alternativas	62
9.	CONCLUSIONES	63
10.	RECOMENDACIONES	64
11.	BIBLIOGRAFÍA	65
12.	ANEXOS	
13.	FIGURAS	

1. INTRODUCCIÓN

El proyecto consistió en realizar un estudio de Pre-factibilidad para la Repotenciación o Renovación de la capacidad instalada en Planta Managua, la cual le pertenece a la Generadora Eléctrica Central S.A. (GECSA); se analizaron alternativas técnico-económicas, seleccionando la más viables para lograr una generación térmica confiable, más económica, eficiente y competitiva ya que GECSA tiene altos costos de operación, porque sus unidades generadoras son exclusivamente térmicas y varias de ellas consumen diesel.

Actualmente Planta Managua cuenta con una capacidad instalada total de 57 MW: una unidad térmica de 45 MW (bunker), que funciona con caldera y turbina de vapor y dos unidades de 6 MW cada una (bunker), las cuales son motores de combustión interna. Sin embargo, la capacidad efectiva de generación se ha visto afectada por problemas en la unidad de mayor capacidad.

En este estudio se analizaron soluciones técnicas posibles, tales como la utilización de equipos existentes y la instalación de equipos totalmente nuevos.

2. ANTECEDENTES

Planta Managua es una planta termoeléctrica ubicada en la ciudad de Managua a unos 2 km; al este del viejo centro de Managua y a orillas del lago de Managua o Xolotlán. En un inicio, en el terreno se instalaron a partir de 1,941 unidades generadoras diesel de la American Power, la cual fue la primera empresa en ofertar la energía eléctrica en Managua, contando con 2.2 MW de capacidad instalada.

En 1958 se instala la unidad No.1 a vapor (15 MW); utilizaba un circuito de enfriamiento abierto, con toma de agua llevada por gravedad desde el lago hasta las instalaciones, la unidad No.2, también a vapor (15 MW), fue instalada en

1962. Ambas unidades fueron clausuradas de forma definitiva en marzo de 1994 y desmantelada posteriormente. A finales de la década de los 60's se instala la unidad No.3 y comienza su operación en 1971. Se contaba en ese entonces con tres unidades de generación de vapor que suplen electricidad al sistema eléctrico existente.

La unidad No.3 solo contaba con una caldera, turbina, generador y equipos auxiliares; después se le agregó una torre de enfriamiento que vino a aumentar su eficiencia y confiabilidad. En la actualidad esta unidad opera, pero restringida en su potencia afectada por problemas de la caldera.

Actualmente, Planta Managua consta de tres unidades de generación. La unidad térmica No.3 con una capacidad nominal de 45 MW (40 efectivo) y dos unidades electrógenas, la No.4, instalada en 1997 y la No.5, instalada en 1998, ambas con una capacidad nominal de 6 MW (5.6 efectivo) cada una, accionadas por motores de combustión interna alimentadas por bunker, que es entregado desde la refinería por camiones cisternas y descargado en el área de descarga de combustible.

La Planta Termoeléctrica Managua cuenta con sistema cerrado agua-vapor, el agua tratada es transformada en vapor en una caldera, el que acciona una turbina acoplada a un generador eléctrico, produciendo electricidad. El vapor saliente de la turbina se descarga en un condensador, donde es transformado en agua, la que a través de calentamientos sucesivos retorna a la caldera para iniciar el ciclo.

A la fecha la capacidad efectiva de generación es de 51.2 MW. Los motores están operando aceptablemente, sin embargo la unidad No.3 presenta constantes problemas en su caldera

3. JUSTIFICACIÓN

Con el estudio de pre-factibilidad de repotenciar o renovar la capacidad instalada de Planta Managua se buscaría la alternativa técnico-económica más viable, con la cual se esperan obtener reducciones en los costos de operación y mantenimiento. Esto permitiría que GECSA se vuelva más competitiva en el mercado eléctrico al disponer de capacidad de generación más confiable, más eficiente, por lo consiguiente se reducirá el consumo de bunker.

Actualmente, GECSA tiene altos costos operativos, opera con algunas unidades de muy baja eficiencia y tiene contratos desventajosos con las distribuidoras DISNORTE y DISSUR (Unión Fenosa), las que no pagan a tiempo las facturas en concepto de compra de energía.

Como empresa, GECSA no puede competir en el mercado eléctrico ya que tiene unidades de diesel costosas, el estudio analizaría estos problemas y plantearía soluciones.

4. HIPOTESIS

La solución técnico-económica más viable para renovar la capacidad de generación de Planta Termoeléctrica Managua, es la instalación de nuevos equipos de generación que reemplacen a los actuales, los cuales le darían a GECSA sostenibilidad económica, confiabilidad, competitividad en el mercado eléctrico, mayor eficiencia y mayor vida útil.

5. OBJETIVOS

5.1 Objetivo General

Realizar un estudio de pre-factibilidad de Repotenciación o Renovación de la capacidad de generación Instalada en Planta Managua, analizando y

seleccionando la alternativa técnico-económica más viable para lograr generación térmica confiable y más económica.

5.2 Objetivos Específicos

- Estudiar y valorar los equipos de generación existentes en Planta Managua.
- Plantear y estudiar diferentes alternativas para repotenciar o renovar la capacidad de generación.
- Determinar los costos de las variables presentadas, preparando un presupuesto estimado para el proyecto.
- Obtener costos de los equipos nuevos de generación de reemplazo.
- Basado en un análisis técnico- económico seleccionar la alternativa más viable para implementarse en Planta Managua.

6. MARCO TEORICO

6.1 Plantas Termoeléctricas Convencionales o Clásicas

Una central termoeléctrica es una instalación empleada para la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente mediante la combustión de algún combustible fósil como petróleo, gas natural o carbón. Este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica.

La generación de energía eléctrica, en términos generales, consiste en transformar alguna clase de energía no eléctrica, sea ésta química, mecánica, térmica, luminosa, etcétera, en energía eléctrica.

Para la generación industrial de energía eléctrica se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, las que ejecutan alguna de las

Independientemente de cuál sea el combustible fósil que utilicen (fuel-oil, carbón o gas), el esquema de funcionamiento de todas las centrales termoeléctricas clásicas es prácticamente el mismo. Las únicas diferencias consisten en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera y en el diseño de los quemadores de la misma, que varían según sea el tipo de combustible.

Una central termoeléctrica clásica posee, dentro del propio recinto de la planta, sistemas de almacenamiento del combustible que utiliza (parque de carbón, depósitos de fuel-oil) para asegurar que se dispone permanentemente de una adecuada cantidad de éste. Si se trata de una central termoeléctrica de carbón (hulla, antracita, lignito, etc.) es previamente triturado en molinos pulverizadores hasta quedar convertido en un polvo muy fino para facilitar su combustión. De los molinos es enviado a la caldera de la central mediante chorro de aire precalentado. Si es una central termoeléctrica de fuel-oil, éste es precalentado para que fluidifique, siendo inyectado posteriormente en quemadores adecuados a este tipo de combustible.

En el caso de una central termoeléctrica de gas los quemadores están así mismo concebidos especialmente para quemar dicho combustible.

Por último, hay centrales termoeléctricas clásicas cuyo diseño les permite quemar indistintamente combustibles fósiles diferentes (carbón o gas, carbón o fuel-oil, etc.). Reciben el nombre de centrales termoeléctricas mixtas.

Una vez en la caldera, los quemadores permiten la combustión del carbón, fuel-oil o gas, generando energía calorífica. Esta convierte a su vez, en vapor a alta temperatura el agua que circula por una extensa red formada por miles de tubos que tapizan las paredes de la caldera. Este vapor entra a gran presión en la turbina de la central, la cual consta por lo general de tres cuerpos de alta, media y baja presión, respectivamente unidos por un mismo eje.

En el primer cuerpo (alta presión) hay álabes o paletas de pequeño tamaño. El cuerpo a media presión posee así mismo álabes pero de mayor tamaño que los anteriores; el de baja presión, tiene álabes aún más grandes que los precedentes.

El objetivo de esta disposición es aprovechar al máximo la fuerza del vapor, ya que este va perdiendo presión progresivamente y aumentando al mismo tiempo su volumen, por lo cual los álabes de la turbina se hacen de mayor tamaño cuando se pasa de un cuerpo a otro de la misma. Hay que advertir, por otro lado, que este vapor, antes de entrar en la turbina, ha de ser cuidadosamente deshumidificado. En caso contrario, las pequeñísimas gotas de agua en suspensión que transportaría serían lanzadas a gran velocidad contra los álabes, actuando como si fueran proyectiles y erosionando las paletas hasta dejarlas inservibles.

El vapor de agua a presión, por lo tanto, hace girar los álabes de la turbina generando energía mecánica. A su vez, el eje que une a los tres cuerpos de la turbina (de alta, media y baja presión) hace girar al mismo tiempo a un alternador unido a ella, produciendo así energía eléctrica. Esta es vertida a la red de transporte a alta tensión mediante la acción de un transformador.

El vapor de baja presión es enviado a unos condensadores, allí es enfriado y convertido de nuevo en agua. Esta es conducida otra vez a los tubos que tapizan las paredes de la caldera, con lo cual el ciclo productivo puede volver a iniciarse nuevamente.

6.1.1 Impacto Ambiental

La emisión de residuos a la atmósfera y los propios procesos de combustión que se producen en las centrales térmicas tienen una incidencia importante sobre el medio ambiente. Para tratar de paliar, en la medida de lo posible, los daños que estas plantas provocan en el entorno natural, se incorporan a las instalaciones diversos elementos y sistemas.

El problema de la contaminación es máximo en el caso de las centrales termoeléctricas convencionales que utilizan como combustible carbón. En las de fuel-oil o gas, los niveles de polución son muchos menores, prácticamente inapreciables en las plantas de gas. Sin embargo, la combustión del carbón tiene como consecuencia la emisión de partículas y ácidos de azufre. En las centrales de fuel-oil, la emisión de partículas sólidas es, como ya se ha dicho antes, mucho más pequeña, no obstante ha de tenerse en cuenta la emisión de óxidos de azufre y hollines ácidos.

6.1.2 Componentes Principales

- **Generador de Vapor**

El término de generador de vapor o caldera se aplica normalmente a un dispositivo que genera vapor para producir energía, para procesos o dispositivos de calentamiento. Las calderas se diseñan para transmitir calor de una fuente externa de combustión a un fluido (agua) contenido dentro de ella.

La caldera está compuesta por equipos como ventiladores de aire y gases, precalentadores de aire, ductos, chimenea, economizador, domo, hogar, sobrecalentador, recalentador, quemadores, accesorios, instrumentos, etc. (Fig. No. 2)

Figura No. 2
Generador de Vapor Planta Managua



- **Turbina de Vapor**

Se denomina turbina al motor rotativo que convierte en energía mecánica la energía de una corriente de agua, vapor de agua o gas. El elemento básico de la turbina es la rueda o rotor, que cuenta con palas, hélices, cuchillas o cubos colocados alrededor de su circunferencia, de tal forma que el fluido en movimiento produce una fuerza tangencial que impulsa la rueda y la hace girar. Esta energía mecánica se transfiere a través de un eje para proporcionar el movimiento de una máquina, un compresor, un generador eléctrico o una hélice. (Fig. No.3)

Figura No. 3
Turbogenerador Planta Managua



El funcionamiento de la turbina de vapor se basa en el principio termodinámico que expresa que cuando el vapor se expande disminuye su temperatura y se reduce su energía interna. Esta reducción de la energía interna se transforma en energía mecánica por la aceleración de las partículas de vapor, lo que permite disponer directamente de una gran cantidad de energía. Cuando el vapor se expande, la reducción de su energía interna en 400 calorías puede producir un aumento de la velocidad de las partículas a unos 2,900 Km/h, a estas velocidades la energía disponible es muy elevada, a pesar de que las partículas son extremadamente ligeras.

- **Generador Eléctrico**

Un generador eléctrico es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre dos de sus puntos, llamados polos, terminales o bornes.

Los generadores eléctricos son máquinas destinadas a transformar la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (denominada también estator). Si mecánicamente se produce un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se generara una fuerza electromotriz (F.E.M.).

Se clasifican en dos tipos fundamentales: primarios y secundarios. Son generadores primarios los que convierten en energía eléctrica la energía de otra naturaleza que reciben o de la que disponen inicialmente, mientras que los secundarios entregan una parte de la energía eléctrica que han recibido previamente.

- **Condensador**

El condensador es un equipo donde se realiza la condensación del vapor de escape de la turbina y drenes se efectúa el condensado, además de la extracción de algunos gases inconfesables.

Al condensador llega el agua de enfriamiento proveniente de una torre de enfriamiento o bien una fuente de agua (río, lago), las cuales enfrían el agua que descarga de la turbina.

El sistema del condensado se inicia en el condensador y llega hasta el desareador, pasando por diferentes equipos en los cuales adquiere más temperatura, todo el sistema esta compuesto por los siguientes equipos:

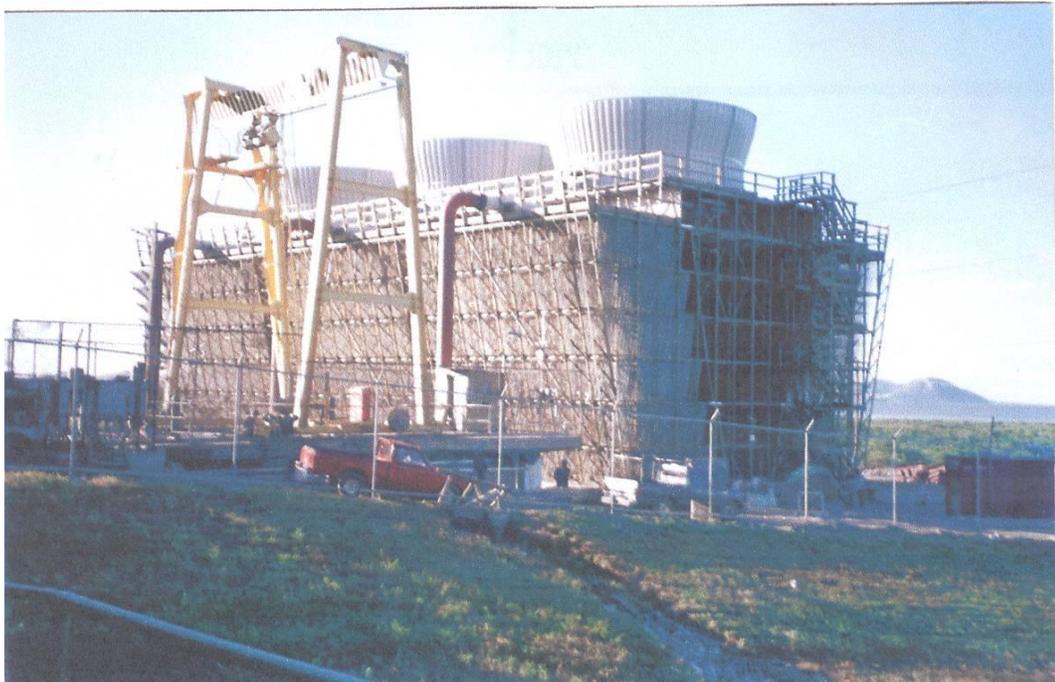
- 1) Condensador de superficie en el cual el vapor de descarga de la turbina se condensa, recuperando así un porcentaje de agua de alimentación que se evapora en la caldera. El condensador trabaja con presión negativa (vacío) con la finalidad de mejorar la eficiencia de la turbina, obtener más trabajo del vapor y facilitan la condensación del vapor.

2) Bomba de condensado tiene la función de enviar el condensado al desareador pasándolos por los diferentes equipos, enfriando estos y adquiriendo temperatura.

- **Torre de Enfriamiento**

Las torres de enfriamiento son dispositivos de enfriamiento artificial de agua. Se clasifican como intercambiadores de calor entre un volumen en circuito cerrado de agua y aire atmosférico. (Fig. No.4)

Figura No. 4
Torre de Enfriamiento Planta Managua



Básicamente las torres de enfriamiento son intercambiadores de calor de mezcla, efectuando la transmisión de calor por cambio de sustancia y convección entre los medios. El agua cede calor al aire sobre todo por evaporación, lo hace también por convección, pero en forma secundaria.

Las primeras torres atmosféricas tienen debido a que se basan en la circulación normal circulación natural del aire, cargas altas de bombeo y pérdidas por rocío,

así como reemplazos excesivos, y en gran parte han sido desplazadas por tres tipos importantes:

- De tiro forzado
- De tiro inducido
- Hiperbólicas

1) DE TIRO FORZADO

En esta torre se tiene un suministro controlable de aire que proviene de ventiladores ubicados de manera conveniente para su inspección y mantenimiento, al nivel del piso y una carga reducida de bombeo para el agua.

En las torres se presentan los problemas de una distribución no uniforme del aire sobre el área del piso de la celda de la torre, recirculación de vapor de la descarga de la torre de admisión de la misma, con sus efectos perjudiciales y la formación de hielas en los ventiladores durante el invierno y por último, las limitaciones sobre el diámetro físico de los ventiladores.

2) DE TIRO INDUCIDO

El ventilador está montado en la parte superior a la celda, con la consecuente que mejora en la distribución del aire dentro de la celda, los de acarreo reducen las necesidades de agua de reemplazo, las boquillas aspersoras, los tubos de baja y barras difusoras aseguran una amplia superficie de evaporación para el agua, con coeficiente volumétrico máximos de calor.

3) TORRE HIPERBOLICA

Se utiliza el efecto chimenea (altura más o menos 300 pies), para tener circulación natural. Deben tomarse precauciones para evitar los problemas de congelación en invierno, los riegos de incendio con operaciones intermitentes, la corrosión, la formación de incrustaciones y el crecimiento microbiológico. La ubicación debe evitar la recirculación.

Las torres con longitudes de hasta 250 pies, la orientación del eje mayor debe ser paralela a la dirección de los vientos predominantes; las torres de longitud mayor que 250 pies, deben disponerse de costado a los vientos predominantes, debe quedar aislada tanto como se pueda; fuentes adyacentes de calor obligas a especificar temperaturas del bulbo húmedo.

Para el caso de las torres de enfriamiento, se utilizó la siguiente terminología:

Acceso: Es la diferencia entre las temperaturas de agua fría que sale de la torre y la del ambiente del bulbo húmedo.

Rango de enfriamiento (intervalo): Es la diferencia entre las temperaturas de agua caliente que entra y el agua fría que sale de la torre.

Acarreo: Es el agua que se pierde como niebla o gotitas arrastradas por el aire que circula y se descarga a la atmosfera; se agrega la pérdida por evaporación y se minimiza por medio de un buen diseño.

Reemplazo: Es el agua requerida para compensar las pérdidas totales por evaporación, acarreo, purga y pequeñas fugas.

- **Bombas**

De acuerdo con el mecanismo que mueve el flujo, las principales son las centrífugas, existen bombas centrífugas de baja presión las cuales bombean el vapor condensado proveniente de condensador hacia los calentadores de baja presión, para que este pase a un desareador donde el oxígeno es extraído, existe otra bomba de alta presión que cumple con el trabajo de impulsar el agua saliente del desareador hasta los calentadores de alta presión donde también reciben por extracción vapor proveniente de la turbina, para ser bombeado nuevamente a la caldera y así iniciar un nuevo ciclo.

- **Intercambiadores de Calor**

Existen variedades de intercambiadores de calor entre los cuales se tienen los de alta presión, baja presión, desareadores, torres de enfriamiento, etc.

Los intercambiadores de baja presión (calentadores) tienen la función de calentar el vapor condensado proveniente del condensador con vapor extraído directamente de la turbina, para ser enviado a un desareador.

El desareador es un intercambiador donde se realiza la separación del oxígeno del agua y así este es bombeado luego a los intercambiadores de alta presión, donde el vapor se calienta aún más, también con la ayuda del vapor extraído directamente de la turbina. El agua del circuito es enviado a la caldera para iniciar un nuevo ciclo.

Las torres de enfriamiento son intercambiadores de calor que tienen la finalidad de que el agua ceda calor al aire por evaporación y por convección de forma secundaria.

- **Tratamiento y Monitoreo de Agua**

La alimentación de agua a la caldera constituye, desde el punto de vista químico, uno de los principales problemas de operación; porque influye en la confiabilidad de la operación de forma decisiva.

En las plantas termoeléctricas la alimentación a la caldera es principalmente de condensado de la turbina (alrededor de 95-99%); las pérdidas por purgas, fugas de vapor y condensado, atomización de combustible, etc; deben compensarse con agua de repuesto cuyo volumen varía de 1-5%.

El agua de repuesto proviene de fuentes naturales de superficie o pozos profundos; en ninguno de los dos casos se encuentra en estado puro.

El tratamiento químico se realiza con el objetivo de mantener un pH balanceado y monitorear los niveles de corrosión.

- **Sistemas de Combustibles**

El sistema de combustible está compuesto por los siguientes equipos:

- a) Tanque de almacenamiento de gran capacidad, se utiliza para mantener un inventario suficiente del combustible a ser consumido.

- b) Calentador a la salida del tanque de combustible llamado calentador de succión, cuya función es la de calentar el combustible en un rango de 50-60°C. Esto permite bajar la viscosidad del combustible y facilita el bombeo del mismo.
 - b.1 Válvula de suministro de vapor al calentador lo que mediante un sistema de control, suministra la cantidad de vapor necesario para alcanzar en el combustible temperaturas deseada (50-60°C).

 - b.2 Trampa mecánica para controlar la carga del condensado, producto del intercambio vapor/combustible, esta trampa ayuda a mantener la estabilidad de la temperatura en el combustible por lo que su funcionamiento no debe de fallar.

 - b.3 Válvulas manuales para interceptar el vapor o el combustible para casos en que haya que hacer mantenimiento o reparación al calentador.

 - b.4 Instrumentos para medir la temperatura del combustible y la presión del vapor suministrado, así como en algunos casos su viscosidad.

- c) Filtros auto limpiantes con instalación para vapor para su calentamiento, éstos están colocados a la succión de la bomba para combustible y a la salida del calentador de superficie.

- d) Bombas de combustible diseñadas para caudal, presión y temperatura determinadas.
- e) Válvula reguladora de presión del combustible que es enviado a la caldera. El excedente retorna al tanque de almacenamiento.
- f) Calentador de combustible de superficie, el que se encarga de subir la temperatura del combustible a 125 °C. Este calentador utiliza vapor para calentar el combustible y el flujo es controlado por una válvula automática; tiene además una trampa mecánica para el condensado a gotas del calentador, la cual ayuda a mantener estable la temperatura del combustible.

6.2 Plantas Termoeléctricas de Ciclo Combinado

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogas y vapor. Una vez terminado el ciclo de generación de la energía eléctrica en las unidades turbogas, los gases desechados con una alta temperatura se utilizan para calentar agua llevándola a la fase de vapor que se aprovecha para generar energía eléctrica adicional.

La combinación de estos dos tipos de generación permite el máximo aprovechamiento de los combustibles utilizados, dando la mejor eficiencia térmica de todos los tipos de generación termoeléctrica.

Los combustibles que se utilizan en los sistemas de cogeneración son:

1) Combustibles clásicos tales como:

- ✓ Gas natural
- ✓ Diesel

2) Combustibles derivados de los procesos productivos:

- ✓ Alcohol
- ✓ Biocombustibles

- ✓ Biomasa
- 3) Energía térmica derivada de los procesos productivos:
- ✓ Vapor
 - ✓ Gases calientes

Los sistemas de cogeneración pueden clasificarse de acuerdo con el orden de producción de electricidad y energía térmica en:

- Sistemas superiores (Topping Cycles).
- Sistemas inferiores (Bottoming Cycles).

Los sistemas superiores de cogeneración que son los más frecuentes, son aquellos en los que una fuente de energía primaria (como el gas natural, diesel, carbón u otro combustible similar) se utiliza directamente para la generación de energía eléctrica en el primer escalón. A partir de la energía química del combustible se produce un fluido caliente que se destina para generar la energía mecánica y la energía térmica resultante, el denominado calor residual como vapor o gases calientes, es suministrada a los procesos industriales ya sea para secado, cocimiento o calentamiento, que constituyen el segundo escalón. Este tipo de sistemas se utiliza principalmente en la industria textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, entre otras, donde sus requerimientos de calor son moderados o bajos con temperaturas de 250 ° C a 600 ° C.

En los sistemas inferiores la energía primaria se utiliza directamente para satisfacer los requerimientos térmicos del proceso del primer escalón y la energía térmica residual o de desecho, se usa para la generación de energía eléctrica en el segundo escalón. Los ciclos inferiores están asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas como el cemento, la siderúrgica, vidriera y química. En tales procesos resultan calores residuales del orden de 900 ° C, que pueden ser utilizados para la producción de vapor y electricidad.

Como los gases tienen todavía una temperatura muy alta se utilizan para producir vapor que mueve una segunda turbina, esta vez de vapor. Cada una de estas turbinas está acoplada a su correspondiente alternador para generar la electricidad como en una central termoeléctrica clásica.

Son las centrales más baratas de construir (teniendo en cuenta el precio por megavatio instalado, especialmente las de carbón, debido a la simplicidad comparativamente hablando) de construcción y la energía generada de forma masiva.

Las centrales de ciclo combinado de gas natural son mucho más eficientes que una termoeléctrica convencional, aumentando la electricidad generada (y por tanto, las ganancias) con la misma cantidad de combustible.

En una central eléctrica el ciclo de gas genera energía eléctrica mediante una turbina de gas y el ciclo de vapor de agua lo hace mediante una o varias turbinas de vapor. El principio sobre el cual se basa es utilizar los gases de escape a alta temperatura de la turbina de gas para aportar calor a la caldera o generador de vapor de la turbina de vapor.

Consiguiendo aumentar la temperatura de entrada de los gases en la turbina de gas, se obtienen rendimientos de la turbina de gas cercanos al 60%, exactamente 57.3%. Este rendimiento implica una temperatura de unos 1,350°C a la salida de los gases de la cámara de combustión.

El límite actualmente es la resistencia a soportar esas temperaturas por parte de los materiales cerámicos empleados en el recubrimiento interno de las cámaras de combustión de esas turbinas.

Las centrales de ciclo combinado son como todas ellas contaminantes para el medio ambiente y para los seres vivos, incluidas las personas por los gases tóxicos que expulsan al ambiente. No obstante es la que menos contamina de

todas las industrias de producción de electricidad por quema de combustible fósil.

Básicamente las emisiones son de CO₂. Las emisiones de NO_x y SO₂ son insignificantes, no contribuyendo por tanto a la formación de lluvia ácida.

El proceso de generación de energía eléctrica en una planta de Ciclo Combinado comienza con la aspiración de aire desde el exterior siendo conducido al compresor de la turbina de gas a través de un filtro. El aire es comprimido y combinado con el combustible (gas natural) en una cámara donde se realiza la combustión el resultado es un flujo de gases calientes que al expandirse hacen girar la turbina de gas proporcionando trabajo. Un generador acoplado a la turbina de gas transforma este trabajo en energía eléctrica.

Los gases de escape que salen de la turbina de gas pasan a la caldera de recuperación de calor. En esta caldera se extrae la mayor parte del calor aún disponible en los gases de escape produciendo vapor de agua a presión para la turbina de vapor.

El vapor producido se hace pasar a una turbina de vapor acoplada a un generador eléctrico, el vapor que sale de la turbina de vapor, pasa a un condensador donde se transforma en agua. Este condensador es refrigerado mediante aire o agua, el aire circula por la superficie del condensador lo que ocasiona la disipación del calor latente contenido en el vapor a la atmósfera, posteriormente el agua es bombeada a alta presión hasta la caldera de recuperación para iniciar nuevamente el ciclo.

6.2.1 Elementos Comunes de Ciclo Combinado (Fig. No. 5)

1º Fuente de energía primaria:

- Gas natural
- Combustibles líquidos
- Otros combustibles

2º Elemento motor:

- Turbina de gas
- Turbina de vapor
- Motores alternativos

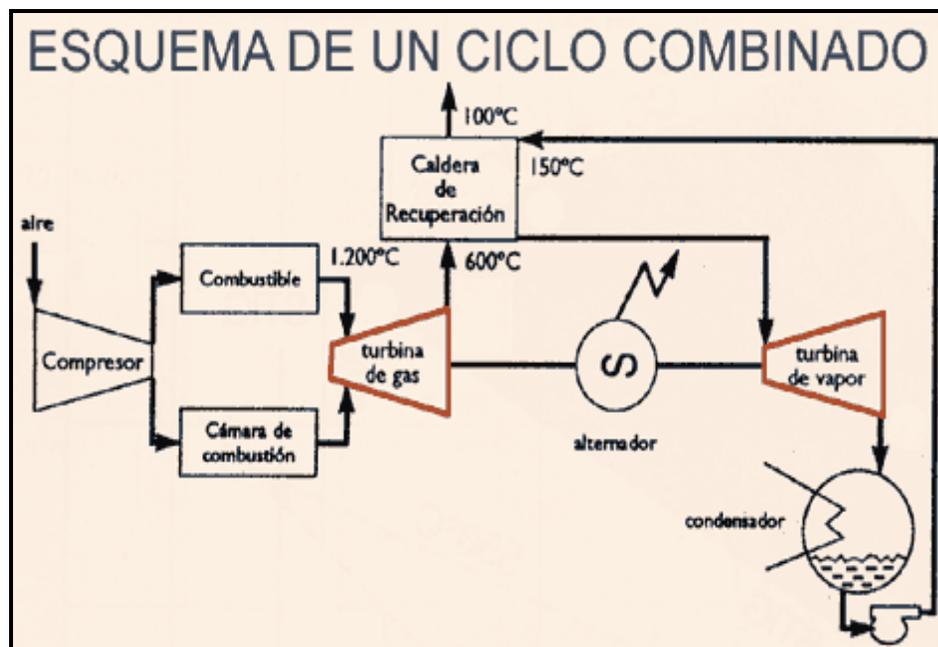
3º Sistema de aprovechamiento de la energía calorífica:

- Caldera convencional
- Caldera de recuperación
- Secadero
- Intercambiadores

4º Sistema de aprovechamiento de la energía mecánica:

- Accionamiento de generadores eléctricos
- Accionamientos mecánicos (compresores, bombas)

Figura No. 5
Esquema de un Ciclo Combinado



6.2.2 Equipos de una Central de Ciclo Combinado

- Una o más turbinas de gas que proporcionan 2/3 de la potencia total de la planta.
- Una o más turbinas de vapor que proporcionan 1/3 de la potencia total de la planta.
- Una o más calderas de recuperación de calor. Este equipo genera vapor de agua aprovechando la energía disponible en los gases de escape de la turbina de gas, el cual se expansiona en la turbina de vapor. En este tipo de instalaciones se dispone de una caldera de recuperación por cada turbina de gas.
- Estación medidora y reductora de la presión del gas natural.
- Sistema de control basado en microprocesadores para la central.
- Sistema de refrigeración cuyo fin último es condensar el vapor expansionado en la turbina de vapor de forma que el agua condensada pueda ser alimentada de nuevo en la caldera de recuperación.

6.2.3 Ventajas Medioambientales

- Gas natural como combustible. El gas natural es el combustible fósil más limpio de la naturaleza.
- Son las generadoras de energía más adecuadas para cumplir con los objetivos del Protocolo de Kioto, que obliga a sus firmantes a reducir sus emisiones en dióxido de carbono.
- Emisiones de dióxido de azufre son inapreciables debido a la utilización del gas natural como combustible.
- 35 % menos de consumo de combustible que una central convencional.
- Consumo de agua reducido frente a las centrales convencionales (1/3 de lo que consume una central de ciclo simple de fuel o carbón) debido a que la turbina de gas no precisa de refrigeración alguna y únicamente se requiere agua para el ciclo de vapor.

6.2.4 Ventajas de la Cogeneración

1. Ahorro energético

Para 100 Kwh de energía primaria consumida en un sistema de cogeneración, que incorpore una turbina de gas y una caldera de recuperación de gases de escape se generarían:

a) 20.00 Kwh de energía eléctrica.

b) 65.7 Kwh de energía calorífica aprovechable.

Para producir las mismas cantidades de energía por procedimientos convencionales, harían falta 132 Kwh de energía primaria.

2. Ahorro económico

Este se deriva del ahorro energético explicado en el punto anterior y es muy diferenciado en función de los precios de los combustibles.

3. Mejora del medio ambiente

- Se necesita una cantidad de energía primaria menor que para producir la misma cantidad útil.
- Los combustibles que normalmente se emplean en los sistemas de cogeneración son menos contaminantes que los utilizados en los sistemas convencionales.
- El impacto ambiental causado por el transporte, refinado y extracción de la energía es menor.

4. Disminución de la dependencia energética del exterior.

6.3 Plantas de Combustión Interna

La energía eléctrica tal y como la conocemos hoy la producen grandes alternadores de corriente alterna instalados en centrales eléctricas, y estas, a su vez, necesitan otro tipo de energía (mecánica) que contribuya al movimiento del alternador. En muchas ocasiones la demanda es tan grande que en determinadas circunstancias se hace uso de máquinas que suplen este déficit o, por otra parte, cuando hay un corte en el suministro eléctrico; a estas máquinas se las conoce como grupos electrógenos o de emergencia. Son máquinas que mueven un generador a través de un motor de combustión interna. (Fig. No. 6)

Figura No. 6
Plantas de Combustión Interna



6.3.1 Motores de Combustión Interna

Tipo de máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía química producida por un combustible que arde dentro de una cámara de

combustión, la parte principal de un motor. Se utilizan motores de combustión interna de cuatro tipos: el motor cíclico Otto, el motor diesel, el motor rotatorio y la turbina de combustión.

El motor cíclico Otto, cuyo nombre proviene del técnico alemán que lo inventó, Nikolaus August Otto, es el motor convencional de gasolina que se emplea en automoción y aeronáutica.

El motor diesel, llamado así en honor del ingeniero alemán nacido en Francia Rudolf Christian Karl Diesel, funciona con un principio diferente y suele consumir diesel. Se emplea en instalaciones generadoras de electricidad, en sistemas de propulsión naval, en camiones, autobuses y algunos automóviles. Tanto los motores Otto como los diesel se fabrican en modelos de dos y cuatro tiempo.

6.3.2 Impacto Ambiental

La energía mecánica, indispensable para poner en acción diferentes máquinas se puede obtener utilizando energía térmica, hidráulica, solar y eólica. La que más se utiliza es la energía térmica obtenida de los combustibles de naturaleza orgánica.

Los equipos energéticos que más aceptación han tenido son los motores de combustión interna (MCI), a ellos corresponde más de un 80% de la totalidad de la energía producida en el mundo.

El impacto ambiental de los MCI está estrechamente relacionado con un problema social surgido por la utilización creciente del mismo: la reducción de los niveles de emisión de sustancias tóxicas y de los llamados "gases de invernadero", y la reducción de los niveles de ruido.

Las discusiones internacionales acerca de las causas e implicaciones para la humanidad del llamado "efecto invernadero", provocado por las crecientes emisiones a la atmósfera de gases tales como: CO₂, metano, óxido nitroso y los cloro-fluorocarbonatos, reflejan la necesidad de un enfoque integral en el

tratamiento de los problemas ambientales y del desarrollo, así como la necesidad de una acción concertada de la comunidad internacional para mitigar los efectos del calentamiento global.

6.3.3 Compuestos Emitidos al Medio Ambiente Durante la Combustión

Componentes tóxicos	Motores Diesel	Motores de carburador
Monóxido de carbono, %	0.2	6
Óxidos de nitrógeno. %	0.35	0.45
Hidrocarburos, %	0.04	0.4
Dióxido de azufre, %	0.04	0.007
Hollín, mg/l	0.3	0.05

6.3.4 Componentes de un Grupo de Electrónico

Los componentes principales de los motores de combustión interna son:

- 1) Motor: Determina la potencia útil, además es un mecanismo para convertir la energía química del combustible en energía calorífica convirtiéndola en energía mecánica.
- 2) Sistema eléctrico del motor: El sistema eléctrico del motor es de 12 VCC o 24 VCC, negativa a masa, el sistema influye un motor de arranque una(s) batería(s) libre(s) de mantenimiento (acumuladores de plomo).
- 3) Alternador: Dispositivo donde se produce la energía eléctrica accionado por un motor.

- 4) Sistema de refrigeración: El sistema puede ser por medio de agua, aceite o aire, el principal objetivo es enfriar el motor.
- 5) Sistema de combustible: Alimenta al motor a plena carga, surte de combustible a los cilindros.
- 6) Sistema de inducción de aire: Surte aire a los cilindros para que se junte el combustible y se realice la combustión.
- 7) Sistema de lubricación: Reduce la fricción y el desgaste entre las piezas del motor, ayuda al enfriamiento.
- 8) Sistema de enfriamiento: Mantiene la temperatura del motor para una mejor operación.
- 9) Sistema de escape y silenciador: Controla los gases peligrosos emitidos por el motor a la atmósfera producto de la combustión y reduce la emisión de ruidos producidos por el motor.

7. DIAGNÓSTICO DE LA CONDICIÓN TÉCNICA DE PLANTA MANAGUA

7.1 Estado Actual de los Equipos Existentes en Planta Managua

7.1.1 Condición de la Unidad No.3

Esta es una unidad que cuenta con un sistema cerrado agua-vapor, el agua tratada es transformada en vapor en una caldera el que acciona una turbina acoplada a un generador eléctrico lo que produce electricidad. (Ver anexo 1)

7.1.2 Mantenimientos Realizado al Generador de Vapor

En el periodo de Diciembre 2006–Abril 2007 fue necesario realizarle un mantenimiento mayor debido a que la unidad No.3 se encontraba limitada a 23 MW, ya que presentaba un 42% de tubos cancelados por rotura en el sobrecalentador primario, también presentaba un 33.33% de tubos cancelados en la tuberías de soportes y un 15% en la tubería del banco de generación.

Finalmente, cuando se realizó la inspección en sitio se observó que las averías eran mayores y se tomó la decisión de realizar el cambio total de los dos sobrecalentadores primario y secundario, además el cambio en un 38.36% en la tubería del banco de generación, esto para garantizar mayor confiabilidad y disponibilidad de la caldera.

Así mismo, se incluyó el mantenimiento mayor a algunos equipos auxiliares relevantes tales como: bombas de circulación de agua fría y caliente lado A, torre de enfriamiento, tanque de agua cruda, transformador de la unidad de 4000 KVA, reparación del aislamiento térmico, tubería del ciclo térmico y de combustible. (Ver anexo 2)

Para lograr que el generador de vapor recupere la producción máxima continua de vapor se le realizó lo siguiente:

- Cambio de sobrecalentadores primario y secundario.
- Cambio de tubería soporte de sobrecalentadores.
- Cambio de pared refractaria lateral izquierda.
- Reemplazo de tubería dañada de la pared oeste, área de sobrecalentadores.
- Sustitución de tubería dañada pared lateral izquierda y derecha.
- Reparación total del techo de sobrecalentadores.

- Cambio de 392 tubos del banco de generación.
- Cambio de juntas de expansión conducto A/G caldera.
- Cambio de cremallera y cesto lado frío y caliente del Ljungstrom (CAR).
- Reparación parcial de refractario de la chimenea.
- Mantenimiento mayor a quemadores.

Con estos alcances se logró la capacidad de producción de vapor que tiene la caldera para generar los 40 MW. (Ver anexo 3)

En la actualidad los elementos internos de la caldera presentan alto nivel de deterioro, mismos que deben ser atendidos de forma impostergables, ya que afectan directamente la confiabilidad y disponibilidad de la caldera.

Esta reparación fue necesaria ya que son zonas de mayor deterioro, de no efectuarse estaba en riesgo el buen funcionamiento de ésta, además se cumplió con el objetivo de restablecer las condiciones óptimas de operación de la caldera.

Del informe realizado se concluye que además de las reparaciones mencionadas y realizadas es necesario realizar otras reparaciones tales como:

- 1) Cambiar el 100% de las curvas de entrada y salida de los serpentines de los sobrecalentadores a los colectores.
- 2) Dar seguimiento a la operación de la caldera por un posible efecto en los tubos del banco de generación (domo-domo), ya que se colocaron tubos nuevos con viejos, debido a que no había en almacén.
- 3) Sustituir los tubos soportes de los sobrecalentadores después del tramo cambiado.
- 4) En las paradas de la unidad para reparación y/o mantenimiento se debe garantizar la limpieza del piso donde están los tubos soportes de los sobrecalentadores.
- 5) Cambio de la tubería del piso del hogar.

- 6) Cambio de tubos en la primera membrana metálica deflectora de gases.
- 7) Cambio de colectores laterales.

7.1.3 Mantenimiento Realizado a la Turbina de Vapor

Esta turbina es de acción y reacción combinadas, diseñada para obtener un mayor rendimiento y seguridad durante su funcionamiento. Tiene una capacidad de generar 45,000 Kw continuos. (Ver anexo No.4)

Además la turbina contaba con las horas de operación prescritas por el fabricante, una vez comunicado esto al fabricante, se autorizó la revisión y posteriormente la reparación.

El trabajo en la turbina se realizó en el año 2,000 porque se presentaron averías en el cojinete No.1.

Como resultado de la inspección se observó la existencia de fisuras en la caja de válvulas del cilindro superior entre la 1ra y 2da válvula de regulación.

La avería en el 1er. cojinete de la turbina inició desde septiembre de 1999, donde presentó incrementos de temperaturas y arrastre de metal blanco. Estos incrementos bruscos de temperatura eran de 70° a 120° C; y más en el metal blanco. Este problema persistió, teniendo que ser reparada en cuatro ocasiones, la primera vez la reparación la realizó el personal de la planta, persistiendo el problema, teniendo que ser reparada por segunda y tercera vez; en esta ocasión la ejecutó el personal de la empresa Italiana ANSALDO¹ y en la cuarta ocasión la ejecutó la empresa BESCO².

El cojinete dañado por la última avería se puso a disposición para ser analizado encontrándose el metal blanco dañado, habiendo perdido las dimensiones de diseño.

La empresa ANSALDO reemplazó el cojinete por uno nuevo. El cojinete nuevo tenía un juego de 0.80mm y no el de 0.5mm que era el requerido, ANSALDO tomó la decisión de instalar este (cojinete) ya que se encontraba dentro del margen de tolerancia de fabricación, una vez cambiado realizaron con sonda óptica el conducto de aceite al cojinete encontrándose en buenas condiciones, la temperatura del cojinete nunca excedió su temperatura (70°C) expuesto a cargas variables. (Ver anexo 5)

A la vez, se efectuaron todos los controles necesarios y se cambiaron todos los juegos de sellos de los álabes.

En el caso de la grieta en la caja de válvulas del cilindro superior entre la 1ra y 2da válvula de regulación, el trabajo que se le realizó en esa ocasión fue esmerilar y sellar la grieta la cual, era de 30mm, aunque ésta no se pudo eliminar totalmente. En la actualidad hay indicios de más grietas.

En vista que el problema de fugas ocasionadas por las grietas persiste y afecta a la unidad, en noviembre del 2005 GECSA contrata los servicios de la empresa BESCO para efectuar las reparaciones de las fisuras detectadas en la caja de válvulas de la turbina.

BESCO realiza una revisión exhaustiva de la unidad a través de pruebas no destructivas (líquidos penetrantes) en toda el área de la turbina, con el objetivo de determinar exactamente la ubicación y las dimensiones de las fisuras. Una vez concluida esta operación se observaron tres fisuras una de aproximadamente 30 pulgadas de longitud, localizada en la entrada y salida del vapor; otra de 18 y otra de 6 pulgadas de longitud. (Ver Fig. No.7)

El informe entregado por BESCO recomienda evitar los cambios de temperaturas, aislar la unidad con un material aislante buena.

La fisura No.2 fue sellada y soldada por encima, lo que se recomienda que no deba ser removida, ésta debe ser chequeada y monitoreada con frecuencia.

¹ Empresa Constructora de Equipos de Generación Térmica Radicada en Italia

² Empresa de Servicios de Mantenimiento Radicada en Estados Unidos

7.1.4 Mantenimiento Realizado al Generador Eléctrico

El generador eléctrico sale de operaciones por el mantenimiento a la caldera.

Aprovechando esta parada se le realiza una revisión, donde se encontró en buen estado eléctrico y mecánico, así como la prueba de hermeticidad inicial que reflejó que se encontraba hermético. (Ver anexo No.6)

Se sustituyeron tres de los seis bushing (aisladores pasantes de la fase R y S), aunque aparentemente estaban trabajando satisfactoriamente. Se hace mención de solamente tres bushing porque en 1994, la unidad salió de operaciones por fallas en el generador eléctrico debido a que estos (bushing) presentaban derrame de aceite, donde solamente tres fueron cambiados totalmente nuevos y los tres restantes se repararon e instalaron nuevamente debido a que tres de los seis nuevos presentaron fallas de fábrica. (Ver Fig. No.8)

Este generador es propenso a que los valores de aislamiento de su enrollado bajen rápidamente y absorban humedad con el transcurso de los días; este fenómeno es acentuado en la fase R, esto por no contar con resistencias internas que posibiliten el sostenimiento de la temperatura en su interior por encima de los 40° C, y al estar este sin hidrógeno y abierto, la humedad penetra en su aislamiento y hace bajar los valores de resistencia del mismo.

Para realizar el cambio de los tres bushing y durante el tiempo que duraran los trabajos, se construyeron dos instalaciones con cuatro bujías cada una para introducirlas por los espacios donde van los enfriadores desmontados y así poder mantener caliente el generador y que no absorba mucha humedad ni que bajen los valores del aislamiento. Se colocaron ocho bujías de 500 watt cada una para obtener el calor deseado.

Una vez construidas las dos instalaciones y para lograr con el objetivo y obtener resultados satisfactorios se realizaron las siguientes actividades:

- 1) Desmontaje y desconexión de barras de salida, de los enfriadores lado excitación, de los transformadores de corriente fase R y fase S y desmontajes de los bushing a cambiar.
- 2) Preparación de los tres bushing nuevos, montaje, conexión y encintado de los mismos, montaje de enfriadores, montaje y conexión de los transformadores de corriente.
- 3) Mediciones de resistencia del aislamiento, resistencia ohmica al enrollado del estator después de montar los bushing.
- 4) Pruebas de fugas y prueba de hermeticidad.

Del informe se dispone que al sustituir los tres bushing nuevos aumentará su confiabilidad, evitando cualquier fuga de hidrógeno y posibles averías. Las pruebas realizadas a los materiales aislantes y el valor de voltaje de 40Kv. de corriente continua que la barra de cobre soportó, nos da garantía que la tecnología del aislamiento utilizada en las uniones de las barras internas del generador con los bushing es confiables para el trabajo continuo del generador por los próximos años. (Ver anexo 7)

En vista que las pruebas fueron satisfactorias se espera una mayor confiabilidad al no tener fugas de hidrógeno.

En el informe se presentan trabajos futuros que se deben de realizar:

- 1) Programar la revisión de las cuñas, revisión de los separadores y barnizaje al rotor y estator.
- 2) Revisar que no exista grietas en los anillos y en las paletas de los ventiladores.

7.1.5 Estado del Condensador

Al condensador no se ha realizado mantenimientos de grandes magnitudes ya que este, está operando satisfactoriamente.

Actualmente la tubería que conforman el condensador se encuentra aceptables, ya que solamente 10 tubos de los 8,000 se encuentran taponeados. Aunque esta tubería nunca ha sido reemplazada, sería recomendable cambiarlos en un 50 %.

La presión de vacío esta siendo controlada y no se existen entradas de aire.

7.1.6 Mantenimiento Realizado a la Torre de Enfriamiento

La torre de enfriamiento es la que se encarga de enfriar el agua que proviene del sistema de refrigeración de los equipos, su función es mantener la temperatura óptima comprendida entre 25°-30° C, la cual permite enfriar el agua caliente proveniente del sistema de refrigeración, esta agua llega a la torre con una temperatura de aproximadamente 40°- 42° C. (Ver anexo No.8)

En la inspección en sitio se encontró que parte de estructura interna longitudinal y transversal y el techo estaban parcialmente dañados lo que se decidió realizar el cambio total sustituyéndola con madera totalmente nueva. (Ver Fig. No.9)

7.1.7 Conclusiones del Estado Físico de la Unidad No. 3

La caldera, aún con todos los mantenimientos que se le han realizado durante los últimos años, siempre presenta problemas principalmente en la tubería del banco de generación. Este problema persistirá hasta que no se efectúe un cambio total de dicha tubería. Este cambio permitirá tener un mejor control CO₂ y del O₂ para que no haya concentración de sedimentos, lo que facilitará que los

gases circulen libremente, y se logrará que los tubos no sean corroídos rápidamente.

En la turbina el problema de mayor relevancia se refleja en la caja de la tapa de válvulas, la cual está muy deteriorada, presentando posiblemente micro-fisuras. Con estos indicios, es necesario el cambio de esta tapa, de lo contrario persistirá este problema y la unidad siempre tendrá fugas de vapor y posibles averías que pueden ser irreparables.

Con los cambios de los tres bushing al generador eléctrico, éste aumentó su confiabilidad, permitiendo una operación confiable en los próximos años.

7.1.8 Condiciones de las Unidades de Combustión Interna

La Unidad No.4 y No.5 son plantas de combustión internas que producen energía con grandes alternadores de corriente alterna los cuales necesitan otro tipo de energía (mecánica) que contribuya al movimiento del alternador. A estas máquinas se les conoce como grupos electrógenos o de emergencias, son máquinas que mueven un generador a través de un motor de combustión interna. (Ver anexos No.9 y 10)

7.1.9 Mantenimiento Realizado a la Unidad No. 4

Los mantenimientos a estas unidades se deben de realizar según lo recomienda el fabricante, cada 8,000 horas de trabajo.

A esta unidad (No.4) se le practicó el mantenimiento a las 46,725 hrs. de trabajo, conforme lo indica el fabricante aproximadamente a las 40,000 horas de servicios.

Dentro de los trabajos que se le realizaron se detallan los siguientes:

- 1) Drenaje, desmontaje y limpieza al cárter del motor principal.
- 2) Exhaustiva limpieza en el árbol de leva y cigüeñal.
- 3) Desmontaje general a las 18 culatas.
- 4) Desmontaje y limpieza general a las 18 bielas.
- 5) Desarme total de los 18 pistones, coronas y bulones, limpieza general.
- 6) Desmontaje, desarme general y limpieza a los enfriadores de aire.
- 7) Desmontaje del turbo-cargador A y B.
- 8) Desmontaje y cambio de las 18 bombas inyectoras.
- 9) Desmontaje, revisión y limpieza a las 18 camisas el block.
- 10) Desmontaje y cambio de las dos bombas de agua de baja y alta temperatura.
- 11) Desmontaje y cambio de una bomba de aceite.
- 12) Cambio de los 10 cojinetes de bancada.
- 13) Cambio de tres válvulas de arranque A1, A2, B4.
- 14) Cambio de 4 válvulas de seguridad.
- 15) Inspección de las caras de contacto de la leva.
- 16) Limpieza y lubricación a cremalleras y varillas de accionamiento.
- 17) Desmontaje, limpieza general, cambio de empaquetadura, aplicación de pintura de acuerdo al código de sistema a la tubería de agua de enfriamiento de alta y baja temperatura.
- 18) Drenaje, cambio de elementos filtrantes del filtro de aceite.

- 19) Cambio general de los elementos filtrantes el filtro de admisión de aire, limpieza de la estructura, prueba de fuga.
- 20) Desmontaje, limpieza general del filtro de combustible, revisión, limpieza, cambio de empaquetadura y prueba de fuga a los chimbos.
- 21) En el múltiple de escape se realizó el desmontaje, mantenimiento general.
- 22) Drenaje, enjuague y cambio de aceite al generador.

7.1.10 Mantenimiento Realizado a la Unidad No. 5

El mantenimiento a esta unidad se realizó 30,925 horas de trabajo, aunque en realidad se le ejecutó a las 30,945 horas, lo recomendado por el fabricante. Dentro de los trabajos realizados se detallan los siguientes:

- 1) Drenaje, limpieza y relleno de aceite.
- 2) Desmontaje y mantenimiento general a las 18 culatas.
- 3) Desmontaje, desarme y limpieza general a las 18 bielas.
- 4) Desarme general de los 18 pistones, coronas y bulones.
- 5) Desmontaje y cambio de los dos enfriadores de aire de carga.
- 6) Al turbo-compresor A y B se le realizó cambio de aceite, limpieza externa y pintado.
- 7) Desmontaje de las 18 conexiones en U (tubos de inyección), mangueras de la bomba de inyección para revisión y limpieza.
- 8) Desmontaje de los 18 inyectores para mantenimiento general.

- 9) Desmontaje, revisión general y limpieza mecánica de las 18 camisas del block.
- 10) Desmontaje y reemplazo de dos bombas de agua una baja y una de alta temperatura.
- 11) Desmontaje de la bomba principal de aceite se le ejecutó mantenimiento y limpieza.
- 12) Desmontaje de los cojinetes No.2, No.6, No.9 de bancada para su debida inspección.
- 13) Mantenimiento general cambio de empaquetadura a las válvulas de seguridad y de arranque.
- 14) Se desmontaron todas las tapas de inspección del árbol de leva y cigüeñal.
- 15) Limpieza y lubricación a cremalleras y varillas de accionamiento.
- 16) Desmontaje, limpieza y cambio de empaquetaduras al sistema de agua de enfriamiento de alta y baja temperaturas.
- 17) Se desmontó el filtro de aceite lubricante del motor, se realizó drenaje, cambio de los elementos filtrantes, limpieza de chimbos, limpieza de la bandeja, prueba de hermeticidad.
- 18) Cambio general de los elementos filtrantes del filtro de admisión de aire, limpieza de la estructura.
- 19) Desmontaje del filtro de combustible para limpieza general, cambio de filtros, limpieza de los chimbos, cambio de empaquetaduras, pruebas de fugas.
- 20) Drenaje, enjuague y cambio de aceite al generador.

21) En el múltiple de gases de escape del motor, se realizó inspección y reparación de fugas, cambio de pernos dañados

De los informes presentados se recomienda realizar trabajos tales como:

Para la unidad No.4, se deben de cambiar los cojinetes de las bielas ya que la mayoría se encontraron con arrastres y oscuro sobrecalentado por las horas de servicio que se ha expuesto.

Para la unidad No.5 según informes se debe de realizar:

- Para el próximo mantenimiento es necesario cambiar todas las juntas debido a que están en mal estado.
- Se debe de realizar el cambio del amortiguador flexible entre el motor y el generador eléctrico debido a que se encuentra bastante dañado.
- En este mantenimiento solo se logró cambiar dos cilindros, cuatro coronas de pistones, tres pistones, pero es necesario cambiarlos todos.

Es posible que el exceso de trabajo haya producido una alteración en el desgaste en cada elemento o al menos hay diferencias en materiales con respecto a la unidad No.4.

7.1.11 Conclusiones del Estado Físico de las Unidades No. 4 y No. 5

El último mantenimiento de la unidad No. 4 se tenía que realizar a las 40,000 horas, pero realmente se ejecutó a las 46,725 horas, esto se debió a que 1) el fabricante autoriza realizarlos en un 20-30% de lo que normalmente recomienda que es cada 8,000 horas, 2) porque cuando aumenta la demanda de energía o porque otras generadoras están en mantenimiento no permite que se realice su

debido mantenimiento y 3) por la falta de repuestos en la planta, ya que los pedidos se realizan en tiempo y forma pero no hay repuesta inmediata lo que permite que la unida se extralimite a realizar mayores horas de trabajo.

Con respecto a la unida No.5 el mantenimiento de debió de realizar a las 24,000 horas, aunque por motivos de la demanda energético que presenta actualmente el país, se le realizó a las 30,945 horas, este incremento es considerado bastante alto de 6,945 horas. Con este mantenimiento la unidad operó hasta las 47,148.5 horas, ya que desde enero del 2007 la unidad salió totalmente de operaciones presentando fallas en las turbo-compresor y altas temperaturas en los cilindros.

A esta unidad es necesario practicarle un overhaul completo, para que vuelva a tener una operación confiable.

7.2 Análisis de Fallas

7.2.1 Análisis de Fallas Presentadas en la Unidad No. 3 Periodo 2002-2006

Se realizó un análisis de las fallas presentadas de la unidad No.3 durante el periodo 2002-2006, a fin de determinar que equipos o sistemas han presentado la mayor cantidad de fallas, que a su vez han incidido en salidas forzadas de la unidad, repercutiendo esto en los factores de disponibilidad y confiabilidad.

El Departamento de Operaciones de Planta Managua lleva un control de las fallas ocurridas a través de las hojas de solicitud de despejes que se envían al Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Se analizaron un total de 34 fallas en el periodo 2002-2006. De estas la mayor parte de fallas comprendían salidas forzadas por roturas en la tubería de la caldera manifestándose como fugas de agua. Otras fallas presentadas fueron fuga de vapor por la cacaza de la turbina, fuga de gases en el calentador de aire regenerativo y en las paredes de

la caldera, bloqueo de quemadores, fugas de vapor en los calentadores de alta presión y en la tubería de los sobrecalentadores. (Ver anexo No.11)

A continuación se presenta una tabla, donde se indican los equipos que fueron afectados por las diferentes fallas y las frecuencias de salidas en determinado periodo. (Ver tabla No.1)

Tabla No.1
Frecuencias de Salidas de los Equipos Unidad No.3
Período 2002-2006

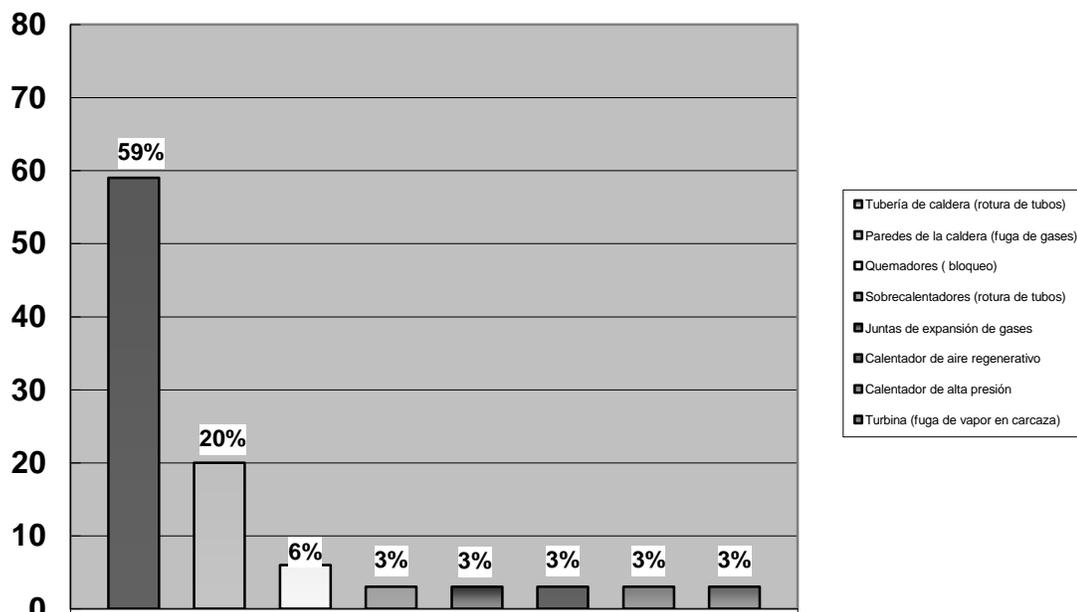
No.	Descripción	Salidas (unid)
1	Tubería de caldera (rotura de tubos)	20
2	Paredes de la caldera (fuga de gases)	7
3	Quemadores (bloqueo)	2
4	Sobrecalentadores (rotura de tubos)	1
5	Juntas de expansión de gases (caldera-calentador de aire)	1
6	Calentador de aire regenerativo (fugas de vapor)	1
7	Calentadores de Alta Presión (fuga de vapor)	1
8	Turbina (fugas de vapor)	1
	Total	34

Fuente: Departamento de Operaciones Planta Managua

En la tabla mostrada se observa que en la caldera, la rotura de la tubería ha incidido con mayor frecuencia en las salidas forzadas de la unidad.

En el siguiente gráfico se muestra que el mayor porcentaje de fallas se presenta en la tubería de la caldera, fugas de gases en las paredes y fugas de vapor en el calentador de aire regenerativo. El 94% de las salidas forzadas fueron provocadas por componentes de la caldera. (Ver gráfico No.1)

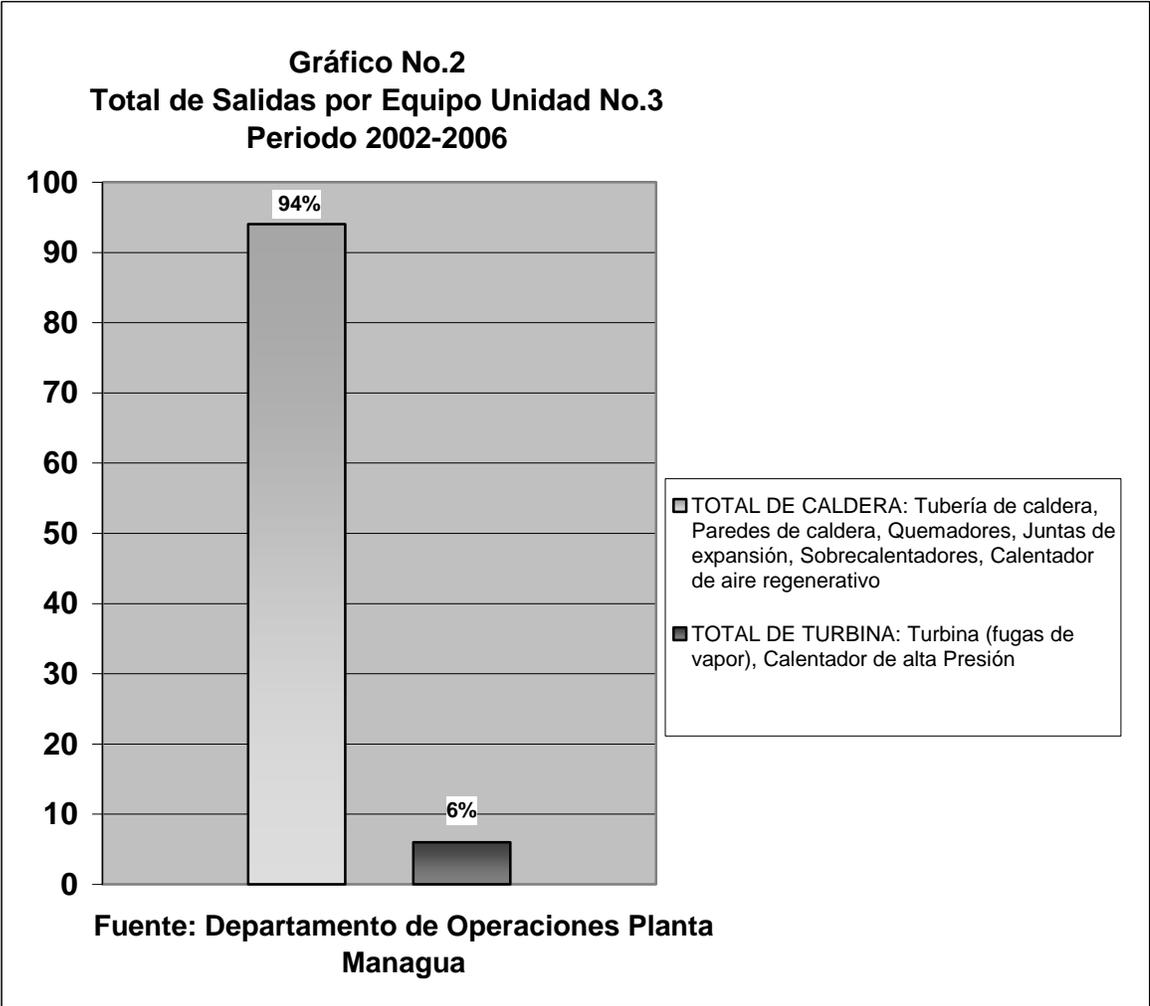
Gráfico No.1
Frecuencias de Salida de los Equipos Unidad No.3
Periodo 2002-2006



Fuente: Departamento de Operaciones Planta Managua

En el gráfico No.2 se observa el porcentaje de participación de los equipos caldera y turbina en la frecuencia de salida de la unidad 3.

Claramente se manifiesta que las fallas en la caldera son las que ocasionan la mayor cantidad de salidas de la unidad, lo que afecta la disponibilidad y confiabilidad de la misma.



Así mismo, se analizaron el número de horas que la unidad ha estado fuera de servicio a consecuencias de determinadas fallas. En la siguiente tabla se refleja la cantidad de horas en la que estuvo fuera de servicio la unidad a causa de las fallas analizadas en el periodo 2002-2006. (Ver tabla No.2)

Tabla No.2
Horas de Indisponibilidad de los Equipos Unidad No.3
Período 2002-2006

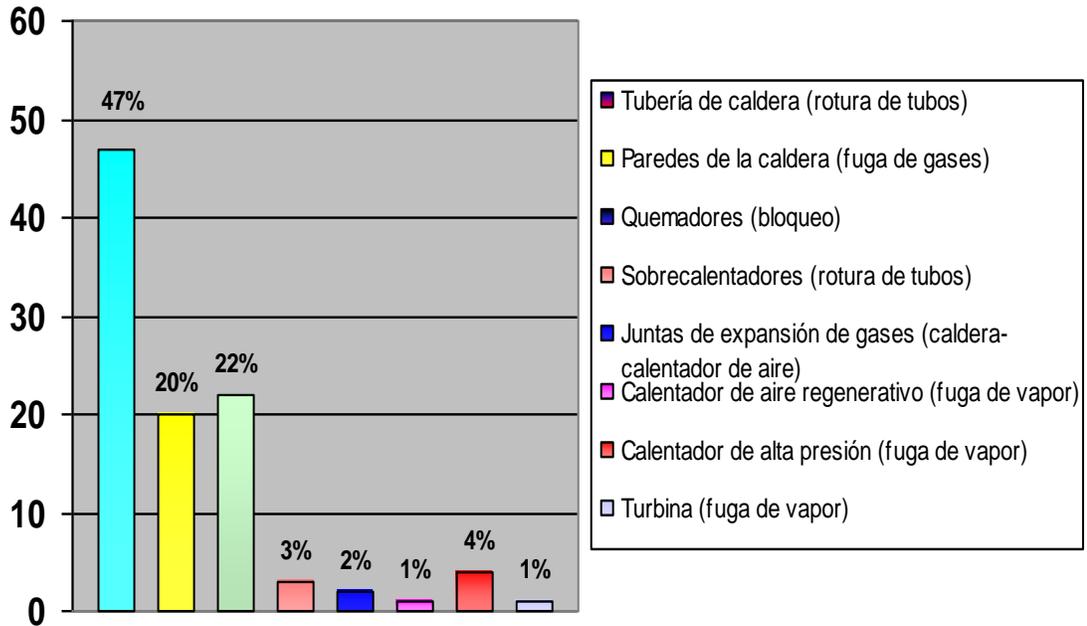
No.	Descripción	Horas fuera de Servicio
1	Tubería de caldera (rotura de tubos)	2,601
2	Paredes de la Caldera (Fuga de gases)	1,083
3	Quemadores (bloqueo)	1,224
4	Sobrecalentadores (rotura de tubos)	180
5	Juntas de Expansión de gases (caldera-calentador de aire)	87
6	Calentador de aire regenerativo (fuga de vapor)	64
7	Calentador de alta presión (fuga de vapor)	203
8	Turbina (fuga de vapor)	50
	Total	5,492

Fuente: Departamento de Operaciones Planta Managua

Del análisis de la cantidad de horas que la unidad estuvo fuera de servicio en dicho periodo, se observa que la rotura en la tubería, el bloqueo de los quemadores y las fugas de gases en las paredes sumaron el mayor tiempo de indisponibilidad (4,908 horas); la fuga de vapor en la carcaza de la turbina, en el calentador de aire regenerativo y en los calentadores de alta presión y la rotura de tubos en los sobrecalentadores, provocaron todas juntas salidas de la unidad por una cantidad de horas (584 horas) que representó el 11% del total de horas fuera de servicios de la unidad. Por el contrario, el bloqueo de quemadores, las fugas de gases en las paredes de la caldera y la rotura de tuberías representaron el 89% del total de las horas que la unidad No.3 estuvo indisponible a causa de estas fallas.

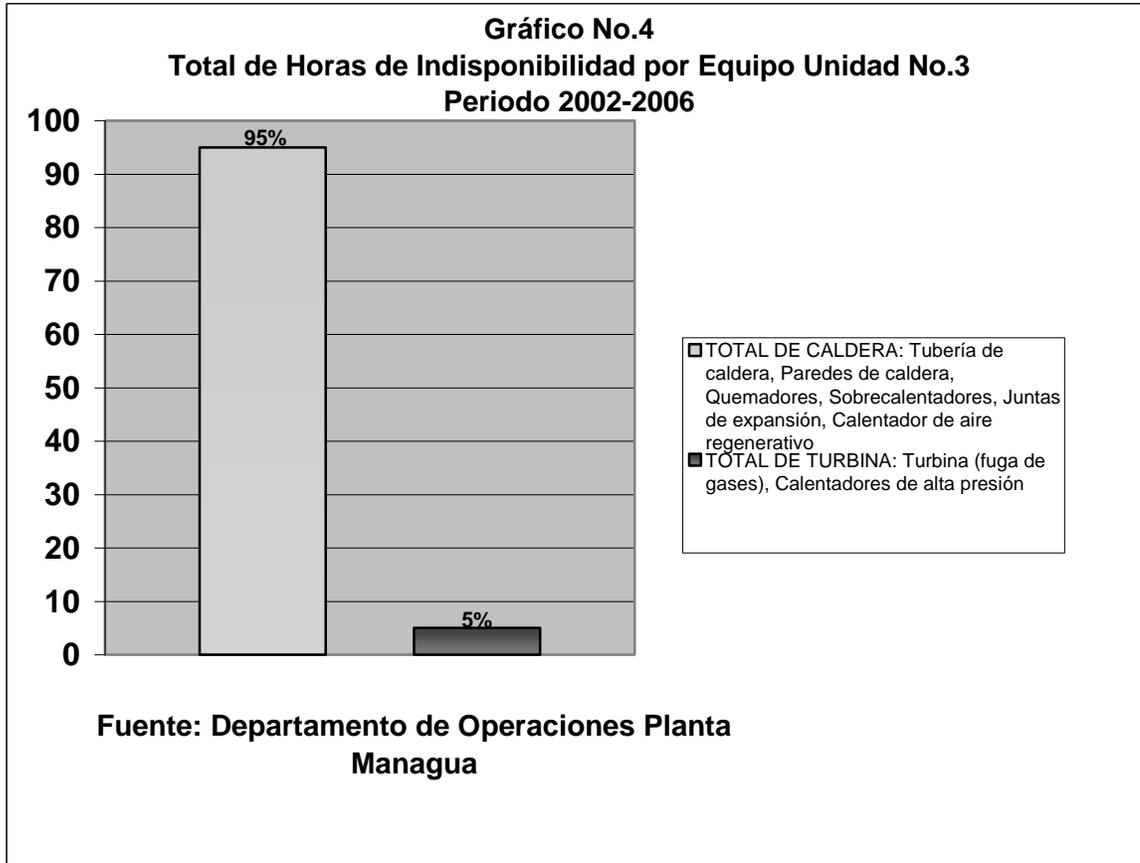
En el gráfico No.3 se muestra el porcentaje de las horas que estuvo fuera la unidad por los distintos componentes. (Ver gráfico No.3)

Gráfico No.3
Horas de Indisponibilidad de los Equipos Unidad No.3
Periodo 2002-2006



Fuente: Departamento de Operaciones Planta
Managua

El gráfico No.4 muestra en resumen del porcentaje de horas de indisponibilidad en la unidad 3, por los principales componentes: caldera, turbina.



Siguiendo con los análisis de las fallas que provocaron salidas forzadas a la unidad, también se analizaron los diferentes tipos de fallas y sus incidencias, estas se muestran en la tabla No.3.

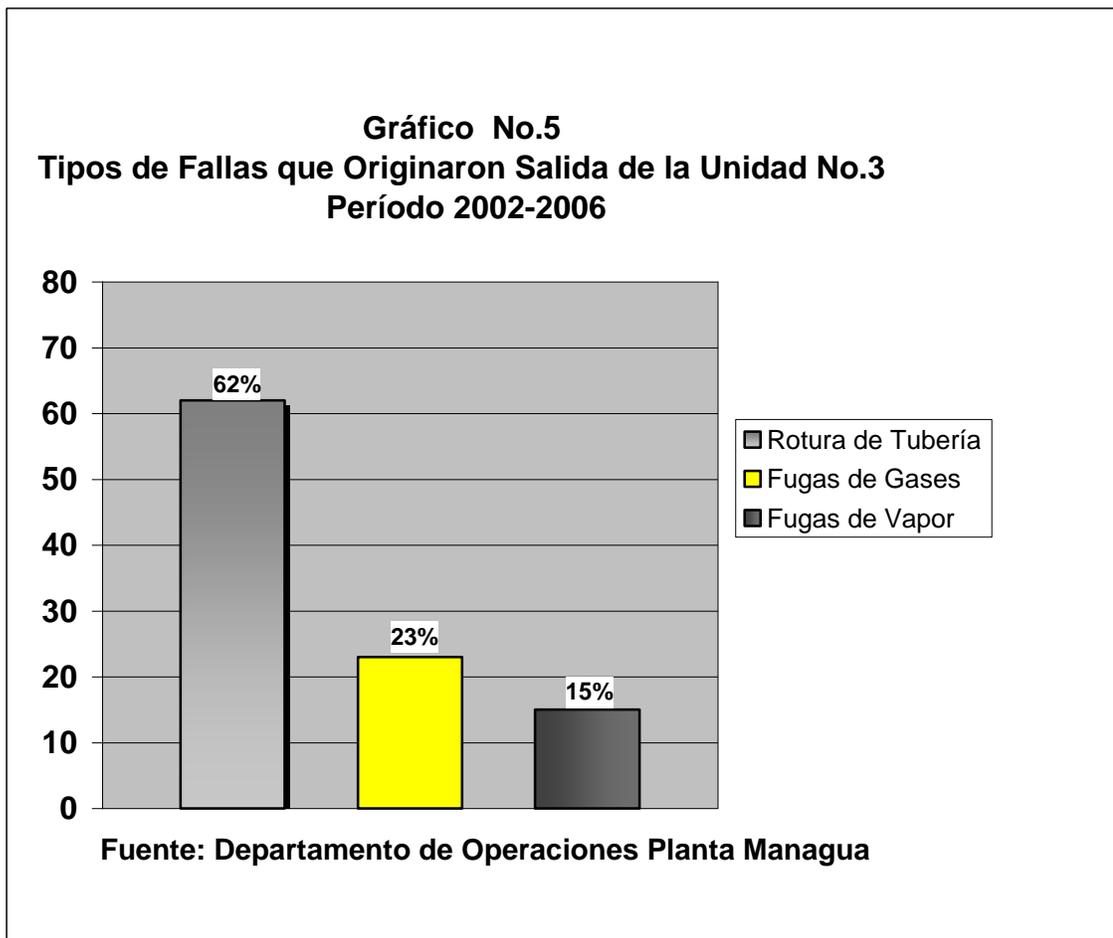
Tabla No.3
Tipos de Fallas que Originaron Salida de la Unidad No.3
Período 2002-2006

No.	Descripción	Fallas (unid)
1	Rotura de Tubería	21
2	Fugas de Gases	8
3	Fugas de Vapor	5
Total		34

Fuente: Departamento de Operaciones Planta Managua

En esta tabla se observa que de un total de 34 fallas analizadas, la rotura en la tubería y las fugas de gases fueron las principales causas de las salidas forzadas de la unidad.

En el siguiente gráfico se muestran los porcentajes de las diferentes fallas (por tipo) que incidieron en la salida de la unidad durante el periodo analizado. (Ver gráfico No.5)



De este análisis se concluye que el componente más débil de la unidad 3 es la caldera de vapor en su conjunto. La misma ha sido sometida a un régimen de trabajo con frecuentes variaciones de carga térmicas, las que han influido con el tiempo a la fatiga del material de la caldera. Esto llevó a la aparición de fallas

frecuentes en la tubería domo-domo, lo que indispuso en todos los casos a la unidad y afectó la producción de energía.

Basado en el análisis de las fallas presentadas en el periodo 2002-2006, se recomienda realizar una rehabilitación de los principales equipos de la unidad No.3, se sugiere también realizar pruebas no destructivas. Es necesario el cambio de la tubería del banco de generación, que es donde se dan con mayor frecuencia las roturas, lo que ha provocado las salidas forzadas; cambio de las curvas de los cabezales de los sobrecalentadores; cambio de las válvulas de seguridad del domo superior y de la línea principal de vapor. También es necesario el cambio de la tubería del piso del hogar, así como el ladrillo refractario del mismo.

Siguiendo con el análisis de las fallas, las que se presentaron con mayor frecuencia fueron las fugas de gases, producto del desprendimiento del material refractario, del mal estado del aislamiento térmico (colchón de lana mineral). Estos deben de ser cambiados en su totalidad para tener una hermeticidad en la caldera y mayor eficiencia.

La caldera en algunas ocasiones se somete a la reducción de carga (20 MW) producto de ensuciamiento en los chimbos de refrigeración, lo que disminuye el proceso de generación de energía, para eliminar esta incidencia es necesario cambiar la tubería estos chimbos.

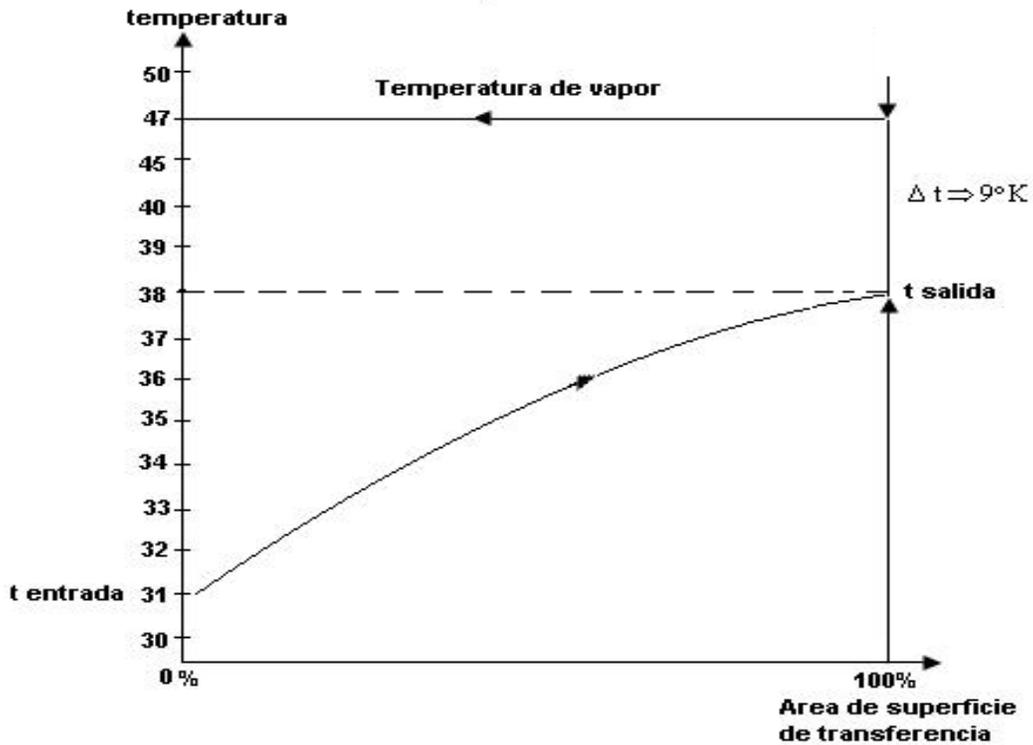
De los reportes presentados a GECSA, por las empresas que en su momento le realizaron reparación a la turbina, se recomienda realizarle a la turbina pruebas no destructivas para dar seguimiento y detectar con tiempo la aparición de posibles nuevas fisuras en el cuerpo superior de la caja de válvulas. Es también necesario el cambio de cojinetes.

Así mismo a la turbina se le realizó una inspección en los álabes móviles, fila No.30 de baja presión, con el objetivo de evaluar el estado de los mismos y determinar si hay deterioro sustancial en las zonas antes reportadas. En la inspección se detectó que dicha fila está erosionada, comprobándose que la erosión ha aumentado a valores que ameritan corregir a la brevedad posible, para evitar una rotura eventual.

En el condensador es necesario realizar cambio de tubería, ya que actualmente existen tubos taponeados, lo que incide en la eficiencia de la unidad. En el gráfico No.6 se muestra la condición actual operativa del condensador; el gradiente de temperatura Δt es de 9 °K³, cuando lo aceptable es de 4-7°K.

³ Hojas de lecturas y controles, Fecha: 17 de Octubre, Hora: 9:00 a.m, Carga: 20MW, Departamento de Operaciones.

Gráfica No. 6
Condición Operativa del Condensador



La torre de enfriamiento presenta algunos deterioros en los separadores de gotas por lo que se sugiere un cambio de los mismos para mantener la temperatura óptima de enfriamiento, cambio de lumbreras ya que se encuentran en muy mal estado y nunca han sido cambiadas.

De acuerdo al reporte de revisión del generador eléctrico realizado por un especialista en generadores eléctricos, es necesario realizarle un mantenimiento que incluya la revisión y cambio de los cojinetes para el rotor del alternador, anillos colectores, anillos de sellos de hidrógeno, juego de cuñas, bobinas del estator, barnizaje al rotor y estator.

Realizando estos trabajos se lograría obtener una generación más confiable y eficiente de la unidad No.3.

7.3 Soluciones Técnicas

Para lograr recuperar los 45 MW de generación de energía de la unidad No.3 de Planta Managua se ha realizado un diagnostico de la condición técnica de los equipos y basados en el análisis de los datos proporcionados por los departamentos de Operación y Mantenimiento de dicha planta y de las fallas que ocasionaron las salidas forzadas de la unidad en el periodo comprendido 2002-2006, se debe de realizar una de las alternativas que a continuación se detallan:

- a) Repotenciación de la Unidad No.3.
- b) Plantas nuevas basadas en Motores de Combustión Interna.

8. ANALISIS DE ALTERNATIVAS

8.1 Repotenciacion de la Unidad No.3

8.1.1 Descripción

Esta es una unidad que cuenta con un sistema cerrado agua-vapor, el agua tratada es transformada en vapor en una caldera, el que acciona una turbina acoplada a un generador eléctrico, lo que produce electricidad.

Del análisis de las fallas que se presentaron en el periodo 2002-2006 se concluye que a dicha unidad se debe de realizar una repotenciación que permita restablecer la condición técnica en: la caldera ya que es donde se presentan todas las fallas, más directamente en la tubería que la conforman, siendo la mayor causa las roturas de la tubería, además a la turbina, generador eléctrico y torre de enfriamiento.

Tabla No. 4

COSTOS REPARACIÓN UNIDAD No.3 PLANTA MANAGUA

No.	DESCRIPCIÓN	Cantidad	U/M	Costo Unit. US\$	Costo Total US\$
CALDERA					
1	Pruebas no destructivas	1	Unid.	60,000	60,000
2	Tubería del banco de generación	1,036	Unid.	680	704,480
3	Tubería del piso del hogar	79	Unid.	548	43,292
4	Tubería de los chimbos de refrigeración	1,604	Unid.	41	65,764
5	Curvas de los cabezales de los sobrecalentadores	200	Unid.	180	36,000
6	Válvula de seguridad del domo superior	2	Unid.	33,100	66,200
7	Válvulas de la línea principal de vapor	2	Unid.	33,100	66,200
8	Refractario del piso del hogar	80.80	mts ²	306.77	24,787
9	Refractario de las paredes laterales (este y oeste)	40.26	mts ²	306.77	12,350
10	Aislamiento Térmico (Colchón de lana mineral)	67	rollo	242	16,214
Sub-Total US\$					1,095,287
Mano de Obra US\$					438,115
SUB-TOTAL US\$					1,533,402

Tabla No. 5

No.	DESCRIPCIÓN	Cantidad	U/M
	TURBINA *		
1	Pruebas no destructivas	1	Unid.
2	Cambio de Cojinetes 1 y 2	2	Unid.
3	Rectificación de los álabes fila No.30 baja presión	140	Unid.
4	Cambio de estelita	140	Unid.
5	Cambio de sellos y pernería	1	juego
6	Cambio de la tapa de caja de válvulas	1	Unid.
	Sub-Total US\$		1,485,000
	Mano de Obra US\$		314,000
	SUB-TOTAL US\$		1,799,000

*Se tiene cotización del costo total de reparación que incluyen los ítems descritos en la tabla No.5

Tabla No. 6

No.	DESCRIPCIÓN	Cantidad	U/M
	GENERADOR ELÉCTRICO *		
1	Cambio de los cojinetes	2	Unid.
2	Cambio de anillos colectores	1	juego
3	Cambio de sellos de hidrógeno	4	Unid.
4	Cambio de juego de cuñas del rotor	1	juego
5	Cambio de bobinas del estator	14	Unid.
6	Aplicación de barniz al rotor y estator	2	Unid.
7	Válvulas manuales del sistema de hidrógeno	1	juego
8	Secador de hidrógeno	1	juego
9	Juego de repuestos del panel de excitación	1	juego
	Sub-Total US\$		300,000
	Mano de Obra US\$		120,000
	SUB-TOTAL US\$		420,000

*Se tiene cotización del costo total de reparación que incluyen los ítems descritos en la tabla No.6

Tabla No. 7

No.	DESCRIPCIÓN	Cantidad	U/M
	TORRE DE ENFRIAMIENTO *		
1	Cambio de separadores de gotas	100	Unid.
2	Lumbreras	220	Unid.
	Sub-Total US\$		180,000
	Mano de Obra US\$		72,000
	SUB-TOTAL US\$		252,000
	TOTAL US\$		4,004,402

* Se tiene cotización del costo total de reparación que incluyen los ítems descritos en la tabla No.7

U/M: Unidad de Medida

Costo Unit: Costo Unitario

8.1.2 Evaluación Financiera

El monto de la inversión requerido para desarrollar el proyecto de repotenciar la unidad No.3 de planta Managua es de US\$ 4,004,402 millones de dólares, para poner en marcha el proyecto se requiere que el período probable para implementarlo tenga duración de 12 meses.

Rentabilidad Financiera Punto de Vista de la Inversión Total (Proyecto Puro)

En el flujo de caja financiero desde el punto de vista de la inversión total se excluye de los ingresos los recursos aportados por los inversionistas privados o estatales, con este análisis calculamos la rentabilidad y medimos el impacto que tiene el proyecto para asegurar su ejecución. En el marco financiero se da por supuesto que la repotenciación de la unidad No.3, requiere subsidio gubernamental y que el desafío del gobierno es optimizarlo. Nótese que las

actualizaciones del VAN, TIR y R B/C, a la tasa de descuento del 12% son desfavorables. (Ver Anexo No.12)

Rentabilidad de la Inversión Total.

VAN= US\$ -1,381,903

TIR = -3.12%

R B/C= 0.99

Este proyecto para ser atractivo requiere US\$ 1,381,903 de subsidio, indicado por el VAN financiero negativo, la TIR no alcanza el 12% del costo de oportunidad del capital, y la relación beneficio costo no es igual a la unidad, que es el valor indicado como criterio de aceptación. Estos resultados sugieren que el proyecto es inviable, no factible y conviene que no sea realizado.

Rentabilidad Financiera Punto de Vista del Inversionista Privado

En el flujo de caja financiero bancario desde el punto de vista del inversionista propietario se incluye como ingreso los préstamos de largo plazo, pero no los recursos aportados por los accionistas, dado que lo que se trata de medir es la rentabilidad de los fondos aportados por los propietarios.

El inversor privado que acude al financiamiento bancario debe incluir en el flujo de caja financiero como parte de los ingresos los préstamos bancarios recibidos. En los egresos debe incorporar los intereses y la amortización del préstamo que conforman el servicio de la deuda, cumpliendo las condiciones del financiamiento bancario, que establecen plazo del préstamo por 5 años, con tasa bancaria del 8% y pago del financiamiento bajo el sistema de cuota nivelada.

Los resultados de los indicadores de rentabilidad, actualizado a la tasa de descuento del 12% no satisfacen los criterios de aceptabilidad y no conviene que el proyecto deba realizarse. (Ver Anexo No.13)

Rentabilidad de la Inversión Privada.

VAN= US\$ -1070,647

TIR = Indefinido

R B/C= 0.99

8.2 Plantas Nuevas “Motores de Combustión Interna”

8.2.1 Descripción

Para una mejora, disponibilidad, maniobrabilidad y disminución de los costos de la generación, mejorar la eficiencia por la reducción de las pérdidas, con generación directa a la distribución, se prevé poner en explotación una capacidad de grupos electrógenos con motores combustión interna, que consumen Fuel Oil.

El grupo electrógeno contará de 18 motores de al menos 2.5 MW cada uno, con sus debidas baterías, logrando así la renovación de los 45 MW que genera la unidad No.3, los cimientos de estos motores serán independientes e irán dentro de una nave (Sala de Máquinas), enfriados por radiadores, además una caldera recuperadora por cada batería con su chimenea.

Los grupos electrógenos operarían a 900 rpm y se conectarían para trabajo en paralelo con la Red Nacional, usando combustible diesel para su arranque, parada, grandes fluctuaciones de la carga y el barrido de las líneas y usando el fuel oil como combustible base.

Los grupos electrógeno contará con sus correspondientes generadores eléctricos y con salida a un transformador común, una instalación de aire comprimido, una instalación para los paneles eléctricos, equipos de enfriamiento

y una instalación para la Sala de Control, además de las instalaciones propias del sistema de combustible.

Con la instalación de 18 de unidades de 2.5 MW, basado en motores de combustión interna, suman un total de 45 MW de potencia disponible de generación a base de bunker, se estaría recuperando 9% de la potencia demandada por la población.

A manera de ejemplo se han descrito a continuación motores similares a los propuestos, que son de fabricación Coreana y marca Hyundai.

Especificaciones Técnica:

Tipo: HYUNDAI – **HIMSEN** 9H25/33

Velocidad: 900 rpm

Cantidad de pistones: 9

Potencia eléctrica en el generador: 2500 Kw.

Combustible: Fuel Oil (HFO) y Diesel ligero

Viscosidad HFO: 700 Cst/50° C

Valor calórico inferior del combustible: 38,511 kJ/Kg.

Tipo de aceite de lubricación: SAE 40

Densidad relativa del aceite: 900 kg/m³

Calor específico del aceite de lubricación: 0.45 kcal/Kg.

Velocidad de los pistones: 9.9 m/s

Rendimiento: 19.6 Kwh. /gal

Otros datos:

- Flujo de gases de escape: 19288 kg/h = 4.19 m³/s (considerando una densidad de los gases de 1.28 kg/m³)

- Temperatura de los gases: 231°C (considerando la caldera recuperadora)
- Emisión de SO₂: 10.19 g/s (para un contenido de Azufre en el combustible de 4 %)
- Emisión de NO_x : 10.5 g/Kwh. = 7.61 g/s
- Altura de chimenea: 15 m
- Diámetro de la boca de la chimenea: 1.4 m
- Área aproximada del emplazamiento: 200x100 m

8.2.2 Evaluación Financiera

El monto de inversión requerido para desarrollar el proyecto de reemplazo de los 45 MW de unidad No.3 de planta Managua por Motores de Combustión Interna es de US\$ 67.50 millones de dólares; para construir y poner en marcha el proyecto el período probable para implementarlo tendrá duración de 18 a 24 meses.

Rentabilidad Financiera Punto de Vista de la Inversión Total

En el flujo de caja financiero desde el punto de vista de la inversión total se excluyen de los ingresos los recursos aportados por los inversionistas privados o estatales; con este análisis se calcula la rentabilidad y se mide el impacto que tiene el proyecto para asegurar su ejecución. Desde el punto de vista del propietario el análisis muestra que no se requiere del subsidio gubernamental para financiar la inversión. Se da por supuesto que el reemplazo de la unidad No.3 por motores de combustión interna totalmente nuevos es viable, factible y conviene ejecutarlo. Nótese que las actualizaciones del VAN, TIR y R B/C, a la tasa de descuento del 12% son favorables. (Ver Anexo No.14)

Rentabilidad de la Inversión Total.

VAN= - US\$ 3,615,129

TIR = 13.19%

R B/C= 1.01

Rentabilidad Financiera Punto de Vista del Inversionista Privado

En el flujo de caja financiero desde el punto de vista del inversionista propietario se incluye como ingreso los préstamos de largo plazo, pero no los recursos aportados por los accionistas, dado que lo que se trata de medir es la rentabilidad de los fondos aportados por los propietarios.

El inversor privado que acude al financiamiento bancario debe incluir en los egresos los intereses y la amortización del préstamo que conforman el servicio de la deuda, cumpliendo las condiciones del financiamiento bancario, que establecen plazo del préstamo por 15 años, con tasa bancaria del 8% y pago del financiamiento bajo el sistema de cuota nivelada.

Los US\$ 67.50 millones de dólares de inversión, se estructuran con la obtención de un préstamo por US\$ 54 millones (80% de la inversión), que el propietario debe solicitar al mercado de capitales, los restantes US\$ 13.50 millones provienen del aporte del gobierno.

Los resultados de sus indicadores de rentabilidad, actualizado a la tasa de descuento del 12% satisfacen los criterios de aceptabilidad y conviene que el proyecto deba realizarse. (Ver Anexo No.15)

Rentabilidad de la Inversión Privada.

VAN= US\$ 9,993,695

TIR = 20.26%

R B/C= 1.03

Hay que considerar que para recuperar dicha inversión el precio monómico de oferta de venta de la energía deberá ser de US\$ 138.90/MWh², la cual se le venderá a la empresa distribuidora Unión Fenosa.

Estos motores pueden ser instalados en las cercanías de las unidades Wartsilas, sincronizados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), y bajo el mando del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Como área prevista a instalar estos motores puede considerarse el espacio ubicado en la vecindad a planta Managua en el taller de maquinado, almacén, los cuales pueden ser removido e instalados en otro sitio, este espacio comprende una área de 4,579.9 m. (Ver Fig. No.9)

² Precio de venta según pliego tarifario (Incluye Mercado de Ocasión y de Contrato), CNDC febrero de 2008

8.3 Comparación de Alternativas

En la tabla No.8 se muestra que para una repotenciación de la unidad No.3 el proyecto no debe de realizarse, ya que los indicadores de rentabilidad no satisfacen los criterios de aceptabilidad y conveniencia.

Por consiguiente la alternativa de renovar totalmente la capacidad de generación de la unidad es rentable y viable tanto desde el punto de vista de la inversión total (proyecto puro), como de la inversión privada (utilizando el subsidio gubernamental), ya que en ambos casos los indicadores de rentabilidad satisfacen los criterios de aceptabilidad y conveniencia.

Tabla No. 8

	Repotenciación		Renovación	
	Inv. Total	Inv. Privado	Inv. Total	Inv. Privado
VAN	1,381,903	-1,070,647	3,615,129	9,993,695
TIR	-3.12%	#¡NUM!	13.19%	20.26%
R B/C	0.99	0.99	1.01	1.03

9. CONCLUSIONES

- ✚ Los objetivos propuestos al inicio fueron logrados satisfactoriamente. El enfoque del estudio demuestra la parte técnica, así como también la parte económica del proyecto.
- ✚ El propósito del estudio era demostrar que tan factible y viable sería repotenciar o renovar la capacidad de generación de la planta Managua, lo cual se demostró con datos concretos y actuales, tanto del punto de vista técnico como económico.
- ✚ Después de las comparaciones de las dos alternativas (repotenciación o renovación), se llegó a la conclusión que la alternativa de renovar con Motores de Combustión Interna (MCI) la capacidad de generación de la unidad No.3, es la más factible y viable, desde el punto de vista de la inversión privada, ya que los indicadores de rentabilidad satisfacen los criterios de aceptabilidad del proyecto.
- ✚ En relación a las unidades No.4 y No.5, realizándoles el debido mantenimientos a como lo indica el fabricante de cada 8,000 horas y ejecutándoles un overhaul, les daría confiabilidad, eficiencia y mayor vida útil.
- ✚ Renovar la capacidad de generación de Planta Termoeléctrica Managua, con la instalación de nuevos equipos de generación que reemplacen a la unidad No.3, le daría sostenibilidad económica, confiabilidad, competitividad en el mercado eléctrico y mayor eficiencia.

10. RECOMENDACIONES

- ❖ La inversión podrá ser realizada por el gobierno utilizando el subsidio gubernamental.
- ❖ Dar el debido mantenimiento a las unidades, en el tiempo que determina el fabricante, con el objetivo de brindar un servicio seguro, estable y alargar la vida útil de las unidades.
- ❖ Preparación técnica previa al personal que estarían operando las unidades, con el objetivo de proporcionarle a las unidades un mantenimiento adecuado, correcto y eficiente.
- ❖ Mantener reservas de bunker en casos de emergencia, logrando así el continuo trabajo de las unidades, además conservar un stock de repuestos.

11. BIBLIOGRAFIA

- [1] Baumeister & Marks
Manual del Ingeniero Mecánico
Edición No.13
- [2] Central de Vapor
G. A. GAFFERT
Editorial Reverté, S. A
MCMLXXIII
- [3] Hojas de Lectura y Control de Operaciones
Elaborado por: Personal de Sala de Controles
- [4] Informe Técnico del Mantenimiento al Generador de Vapor
Elaborado por: Ing. Javier Rivera
Jefe del Departamento de Mantenimiento
Mayo 2007
- [5] Informe Técnico del Mantenimiento a la Turbina de Vapor
Elaborado por: Empresa BESCO
Mayo 2005
- [6] Informe Técnico del Mantenimiento al Generador Eléctrico
Elaborado por: Ing. Rubén Suárez
Especialista en Mantenimiento a Generadores Eléctricos -MEGASA
Abril 2007
- [7] Informe Técnico del Mantenimiento a la Unidad No.4
Elaborado por: Ing. Omar Silva
Octubre 2006

- [8] Informe Técnico del Mantenimiento a la Unidad No.5
Elaborado por: Ing. Omar Silva
Enero 2007
- [9] Índices Energéticos de Rendimientos de la Unidad No.3
Elaborado por: Ing. Walter Sandoval
Jefe del Departamento de Operaciones
- [10] Leland Blank, Anthony Tarquin
Ingeniería Económica
Quinta Edición
Editorial Mc. Graw Hill
- [11] Manual de Operaciones Unidad No.3
Planta Termoeléctrica Managua
Enero 1997
- [12] Manual de Evaluación de Impacto Ambiental
Editorial Mc. Graw Hill
- [13] Solicitudes de Despejes para Mantenimientos
Elaborado por: Ing. Walter Sandoval
Jefe del Departamento de Operaciones
- [14] <http://es.wikipedia.org/wiki/central-termoel%C3%A9ctrica#V,C3,9ase,C3,A9n>
- [15] <http://html.rincondelvago.com/grupo.de.cogeneración.html>
- [16] http://www.cfe.gob.mx/es/Templates/otras/cms_VerImprimible.aspx?
- [17] <http://html.rincondelvago.com/motores-de-combustión-interna-3.html>

- [18] <http://www.monografias.com/trabajos14/impacto-ambiental/impactoambiental.shtml>
- [19] <http://es.geocities.com/bfgnet/>
- [20] <http://www.electrabel.es/content/mybusiness/Combined-Cycle-es.asp>
- [21] <http://html.rincondelvago.com/bombas-compresores-y-turbinas.html>
- [22] <http://es.wikipedia.org/wiki/Generador-el%C3%A9ctrico>
- [23] <http://www.institucion.org/mestral/tecnotreball/centraterm.htm>
- [24] <http://hhi-esd.com/esd/bbs/esd/product3.php>

ANEXO No.1

Datos Técnicos del Generador de Vapor

Este generador de vapor es de flujo natural, consta de dos tambores (domos), dos sobrecalentadores, un calentador de aire tipo regenerativo con eje horizontal. El generador cuenta con una capacidad de producción de 196 toneladas de vapor por hora, a 92 kg/cm² a 515°C, fue construida por la Compañía Franco Tosi y el diseño es de la Combustión Engineering de Inglaterra.

Fabricante: Franco Tosi S.P.A

Año de Construcción: 1969

Matricula: № 7738

Diseño: Combustión Engineering

Producción Continua de Vapor: 117.5 t/h

Producción Máxima Continua de Vapor: 196 t/h

Temperatura Salida de Vapor Sobrecalentado: 515°C

Presión de Salida: 92 kg/cm²

Presión de Diseño: 110 kg/cm²

Hogar

Área: 1170 m²

Volumen: 577 m³

Profundidad: 7.25 m

Ancho: 8.08 m

Tambor Superior

Diámetro Interno: 1554 m

Espesor: 120/7mm

Tambor Inferior

Diámetro Interno: 1151 m

Espesor: 88 mm

Anexo No.3

Anexo No.2

Solicitud de Despejes por Fallas Unidad No.3

Fecha de Salida	Hora	Causa	Actividades Realizadas	Fecha de Entrada	Hora
24/11/2006	22:00	Mantenimiento Mayor a la Unidad	Reemplazo de los sobrecalentadores primario y secundario Reemplazo del 38.36% de tubería del Banco de Generación Cambio completo de costos del calentador regenerativo de aire (Ljunstrong) Cambio de 3 bushing del generador eléctrico Reparación del techo de la caldera Mantenimiento general a equipos auxiliares de la caldera y turbina	29/03/2007	07:00
19/04/2007	22:00	Fuga de vapor en el manhol del dosificador del desareador Fugas de gases en diferentes partes de la caldera	Reparación de la tubería en el evaporador Cambio del aislamiento térmico	27/04/2007	10:00
29/04/2007	00:00	Falla en los chimbos de refrigeración y condensado	Limpieza en los chimbos (la unidad fue limitada a 25 MW)	29/04/2007	04:15
03/05/2007	00:30	Falla en los chimbos de refrigeración y condensado	Limpieza en los chimbos (la unidad fue limitada a 25 MW)	03/05/2007	05:15
03/05/2007	22:00	Falta de combustible	Suministro de combustible a la unidad.	04/05/2007	10:30
09/05/2007	00:30	Falla en los chimbos de refrigeración y condensado	Limpieza en los chimbos (la unidad fue limitada a 25 MW)	08/05/2007	05:15
13/05/2007	00:30	Falla en los chimbos de refrigeración y condensado	Limpieza en los chimbos (la unidad fue limitada a 25 MW)	13/05/2007	05:30
19/05/2007	23:00	Fuga de vapor en el calentador de aire Fuga de aceite del cojinete lado libre del tiro forzado Fuerzas oscilaciones de corrientes den caja reductora	Reparació de tubería del calentador de aire Cambio del cajinete lado libre del tiro forzado Revisión de caja reductora del Ljunstrong	20/05/2007	18:00
16/06/2007	10:00	Fuertes vibraciones en caja reductora del Ljunstrong	Cambio de la caja reductora	17/06/2007	12:00
29/06/2007	23:00	Fuga de vapor en el sobrecalentador primario	Repación de la tubería en el sobrecalentador primario	01/07/2007	12:00
19/07/2007	02:00	Fuga de vapor saturado en la línea que alimenta los calentadores de combustible	Reparación de la tubería del calentador de combustible	19/07/2007	17:00
27/07/2007	23:00	Falla en los chimbos de refrigeración y condensado	Limpieza en los chimbos (la unidad fue limitada a 25 MW)	28/07/2007	06:00

Parámetros Operativos de la Caldera

Significado	Unid. de Medida	Datos de Diseño	Datos Actuales de Trabajo		
Potencia	MW	45	25	38	40
Temperatura de Vapor	°C	515	511	509	509
Presión de Vapor	Bar	92	86.32	86.8	86.5

Anexo No. 4

Datos Técnico de la Turbina

Esta turbina es de acción y reacción combinadas, diseñada para obtener un mayor rendimiento y seguridad durante su funcionamiento. Tiene una capacidad de generar 45,000 Kw. Continuos, fabricada e instalada por Franco Tosi.

Marca: Franco Tosi S.P.A

Tipo: T.V.M 16

Potencia: 45,000 Kw.

Velocidad de Giro: 3,600 rpm

Temperatura de Admisión: 510°C

Año de Construcción: 1970

Número de Serie: 5229

Extracciones de Vapor: 5

Anexo No.5

Parámetros Operativos de la Turbina de Vapor

Significado	Unid. de Medida	Cargas de Trabajo Actuales		
Potencia	MW	25	38	40
Vibraciones en turbina				
Cojinete No.1	μm	51	49	49
Cojinete No.2	μm	25	25	25
Cojinete No.3	μm	25	18	18
Cojinete No.4	μm	25	18	18

Anexo No. 6

Datos Técnico del Generador Eléctrico

Este le pertenece al generador eléctrico primario ya que convierte la energía mecánica de la turbina en energía eléctrica.

Fabricante: ANSALDO SAN GIORGIO

Tipo: TH-2-55200-3600-13800

Voltaje: 13,800 volt

Conexión: Estrella

Número: 1471

Año de Construcción: 1968

Parámetros Operativos del Generador Eléctrico

Significado	Parámetro	Unid. de Medida	Datos Actuales de Trabajo		
Potencia		MW	25	38	40
Corriente	R	Amp	1,090	1,700	1,810
	S	Amp	1,070	1,700	1,870
	T	Amp	1,060	1,700	1,840
Voltaje		Volt	13.10	13.10	13.10

Anexo No. 8

Datos Técnicos de la Torre de Enfriamiento

Esta en una torre de flujo cruzado.

PM: 45,000 HW: 104.4 CW: 87.8 WB: 78.8 DEGF

Modelo: 6616-4-03

Serie: 055483-6616-94

Reductor de Velocidad: Serie 36 Coeficiente 14.84/1

Diámetro del Ventilador: 28 ft

Velocidad del Ventilador: 120 rpm

Potencia del Enfriador: 191 Hp

Eje Conductor: Serie 301, clase de II

Especiales: Modelo Metrix 5173-04

Interruptor de Vibraciones

ANEXO No. 9

Datos Técnicos de la Unidad No.4

Estas dos (unidades) son máquinas que mueven un generador por medio de un motor de combustión interna, los generadores son síncrono sin escobillas, accionados con motores de cuatro tiempos.

Unidad No. 4 (Motor de Combustión Interna)

Nº: 12603

Engine Typ: VASA 18V32E

Engine No: 6280

Specification: 17284

Kw: 6484

Velocidad: 720 rpm

Generador Eléctrico

Tipo: HSG 900 XU 10

Valores Nominales:

Potencia: 7,850 KA

Factor de Potencia: 0.80

Tensión: 13,800 v

Frecuencia: 60 Hz

Intensidad: 328 A

Velocidad: 720 rpm

Sobrevelocidad: 864 rpm

Momento de Inercia: 1,500 KG/M2

Año: 1993

ANEXO No. 10

Datos Técnicos de la Unidad No.5

Unidad No. 5 (Motor de Combustión Interna)

Nº: 12603

Engine Typ: VASA 18V32D

Engine No: 7818

Specification: 173197

Kw: 6480

Velocidad: 720 rpm

Generador Eléctrico

Tipo: HSG 900 XU 10

Valores Nominales:

Potencia: 7,850 KA

Factor de Potencia: 0.80

Tensión: 13,800 v

Frecuencia: 60 Hz

Intensidad: 328 A

Velocidad: 720 rpm

Sobrevelocidad: 864 rpm

Momento de Inercia: 1,500 KG/M2

Año: 1993

Anexo No. 11
Fallas Analizadas en el Periodo 2002-2006

PLANTA TERMoeLECTRICA MANAGUA
TIEMPO FUERA DE OPERACION DE UNIDAD N.3

Año: 2002

Fecha	F.I.	Observaciones
17/02/2002	5.73	Mantenimiento de emergencia para reparar fuga de válvula de alimentación de vapor al eyector de la turbina
05/04/2007	1.99	Mantenimiento de emergencia limpieza en el condensador, eliminar fuga de gases en el Ljungstrom, corregir problemas en el lazo control de combustible a la caldera, eliminar fuga agua bomba de circulación 3A
06/04/2007	24.00	"
07/04/2007	24.00	"
08/04/2007	13.58	"
29/04/2002	2.27	Mantenimiento de emergencia para eliminar fuga en la caldera
30/04/2002	24.00	"
01/05/2002	24.00	"
02/05/2002	24.00	"
03/05/2002	24.00	"
04/05/2002	8.70	"
28/05/2002	1.84	"
29/05/2002	24.00	"
30/05/2007	24.00	"
31/05/2002	20.99	"
04/06/2002	2.12	Fuera de servicio para reparación de la junta de expansión lado de gases caldera-calentador de aire
05/06/2002	24.00	"
06/06/2002	24.00	"
07/06/2002	24.00	"
08/06/2002	12.90	"
01/12/2002	15.22	fuera de servicio para cambiar flang de bomba de alimento, revisión al condensador
11/12/2002	1.74	Mantenimiento de emergencia para acoplamiento de la bomba de agua 3C
12/12/2002	5.08	"
TOTAL	356.16	

PLANTA TERMoeLECTRICA MANAGUA
TIEMPO FUERA DE OPERACION DE UNIDAD No.3
Año: 2003

Fecha	F.I.	Observaciones
27/02/2003	24.00	Mantenimiento de emergencia rotura de tubería
28/02/2003	24.00	''
01/03/2003	15.47	''
19/04/2003	2.49	Fuera de servicio por fuga en los calentadores de alta presión # 4y5
20/04/2003	24.00	''
21/04/2003	24.00	''
22/04/2003	24.00	''
23/04/2003	24.00	''
24/04/2003	24.00	''
25/04/2003	24.00	''
26/04/2003	24.00	''
27/04/2003	24.00	''
28/04/2003	8.43	''
09/07/2003	9.63	Revisar caja reductora de velocidad del calentador de aire Ljungstrom
10/07/2003	21.98	Eliminar fuga de gases en la pared lateral este de la caldera
11/07/2003	24.00	"
12/07/2003	24.00	"
13/07/2003	24.00	"
14/07/2003	24.00	"
15/07/2003	24.00	"
16/07/2003	24.00	"
17/07/2003	24.00	"
18/07/2003	24.00	"
19/07/2003	9.60	"
14/08/2003	4.92	Fuera de servicio por rotura de tubería en la caldera
15/08/2003	24.00	''
16/08/2003	24.00	''
17/08/2003	24.00	''
18/08/2003	24.00	''
19/08/2003	1.56	''
TOTAL	602.08	

TIEMPO FUERA DE OPERACION DE UNIDAD No.3**Año: 2003**

Fecha	F.I.	Observaciones
14/09/2003	2.59	Fuera de servicio por rotura de tubería en la caldera
15/09/2003	24.00	''
16/09/2003	24.00	''
17/09/2003	24.00	''
18/09/2003	12.11	''
24/10/2003	10.66	Por Problema en el calentador de aire Ljungstrong
06/12/2003	10.67	Fuera por daño en la caja reductora del calentador de aire Ljunstrong
07/12/2003	18.53	''
19/12/2003	0.62	Se dispara la unidad al dispararse la bomba de combustible 3B
30/12/2003	0.58	Caldera se dispara por alta temperatura en la entrada a la turbina
TOTAL	127.7	

PLANTA TERMOELECTRICA MANAGUA
TIEMPO FUERA DE OPERACION DE UNIDAD No.3
Año: 2004

Fecha	F.I.	Observaciones
02/02/2004	18.58	Fuera de servicio por rotura de tubería en la caldera
04/02/2004	24.00	"
05/02/2004	11.23	"
18/02/2004	10.55	Se dispara la unidad por bajo presión aire
08/04/2004	2.52	Fuera de servicio por rotura de tubería en la caldera
09/04/2004	24.00	"
10/04/2004	24.00	"
11/04/2004	24.00	"
12/04/2004	5.15	"
17/06/2004	2.50	Fuera de servicio por fuga de gases en la caldera
18/06/2004	24.00	"
19/06/2004	24.00	"
20/06/2004	24.00	"
21/06/2004	24.00	"
22/06/2004	10.30	"
20/08/2004	2.07	Unidad fuera de servicio para reparar desprendimiento de ladrillo refractario en caldera y eliminar fuga de agua
21/08/2004	24.00	"
22/08/2004	24.00	"
23/08/2004	24.00	"
24/08/2004	24.00	"
25/08/2004	24.00	"
26/08/2004	15.38	"
01/09/2004	2.98	Disparo por bloqueo de los controladores
TOTAL	423.06	

**PLANTA TERMOELECTRICA MANAGUA
TIEMPO FUERA DE OPERACION DE UNIDAD No.3**

Año: 2005

Fecha	F.I.	Observaciones
31/07/2005	4.54	Fuera de servicio por rotura de tubería en la caldera
01/08/2005	24.00	"
02/08/2005	24.00	"
03/08/2005	24.00	"
04/08/2005	24.00	"
05/08/2005	24.00	"
06/08/2005	24.00	"
07/08/2005	24.00	"
08/08/2005	17.83	"
25/08/2005	16.23	Se bloquea al unidad por fuerte lluvia que causó chisporroteo en la línea del generador Mufas
08/09/2005	3.17	"
09/09/2005	3.93	"
10/09/2005	24.00	"
11/09/2005	24.00	"
12/09/2005	24.00	"
13/09/2005	24.00	"
14/09/2005	23.45	"
22/09/2005	12.50	Fuera de servicio por rotura de tubería en la caldera
23/09/2005	24.00	"
24/09/2005	24.00	"
25/09/2005	24.00	"
26/09/2005	24.00	"
27/09/2005	11.12	"
07/10/2005	2.08	Reparación de fuga de vapor en la carcasa de la turbina, y en el evaporador
08/10/2005	24.00	"
09/10/2005	24.00	"
10/10/2005	1.50	Se bloquea al dispararse los quemadores #3,4 y 5, al encender el quemador #2
11/10/2005	5.78	"
12/10/2005	24.00	"
13/10/2005	24.00	"
14/10/2005	24.00	"
TOTAL	582.13	

TIEMPO FUERA DE OPERACION DE UNIDAD No.3

Año: 2005

Fecha	F.I.	Observaciones
15/10/2005	24.00	Se bloquea al dispararse los quemadores #3,4 y 5, al encender quemador #2
16/10/2005	24.00	"
17/10/2005	24.00	"
18/10/2005	24.00	"
19/10/2005	24.00	"
20/10/2005	24.00	"
21/10/2005	24.00	"
22/10/2005	24.00	"
23/10/2005	24.00	"
24/10/2005	24.00	"
25/10/2005	24.00	"
26/10/2005	24.00	"
27/10/2005	24.00	"
28/10/2005	24.00	"
29/10/2005	24.00	"
30/10/2005	24.00	"
31/10/2005	24.00	"
01/11/2005 al 30/11/2005	706.40	"
02/12/2005	13.82	Fuera de servicio por rotura de tubería en la caldera
03/12/2005	24.00	"
04/12/2005	24.00	"
05/12/2005	4.13	"
24/12/2005	6.30	Fuera se servicio por rotura de tubería en la caldera
25/12/2005	24.00	"
26/12/2005	24.00	"
27/12/2005	24.00	"
28/12/2005	24.00	"
29/12/2005	2.20	"
TOTAL	876.85	

PLANTA TERMOELECTRICA MANAGUA
TIEMPO FUERA DE OPERACION DE UNIDAD No.3

Año: 2006

Fecha	F.I.	Observaciones
01/07/2006	6.73	Fuera de servicio por rotura de tubería en la caldera
02/07/2006	24.00	"
03/07/2006	24.00	"
04/07/2006	24.00	"
05/07/2006	24.00	"
06/07/2006	22.25	"
07/07/2006	12.05	Problema en la caja del Ljungstrong
08/07/2006	24.00	"
09/07/2006	10.00	"
19/07/2006	0.33	Fuera de servicio por rotura de tubería en la caldera
20/07/2006	24.00	"
21/07/2006	24.00	"
22/07/2006	24.00	"
23/07/2006	10.87	"
12/08/2006	16.08	Fuera de servicio por rotura de tubería en la caldera
13/08/2006	24.00	"
14/08/2006	24.00	"
15/08/2006	24.00	"
16/08/2006	24.00	"
17/08/2006	5.97	"
22/08/2006	0.58	Fuera de servicio por rotura de tubería en la caldera
23/08/2006	24.00	"
24/08/2006	24.00	"
25/08/2006	24.00	"
26/08/2006	0.28	"
09/09/2006	5.68	Fuga de agua en la líneas de agua de alimentación
05/10/2006	22.70	Fuera de servicio por rotura de tubería en la caldera
06/10/2006	24.00	"
07/10/2006	24.00	"
08/10/2006	24.00	"
09/10/2006	24.00	"
10/10/2006	24.00	"
11/10/2006	18.42	"
12/10/2006	24.00	"
13/10/2006	24.00	"
14/10/2006	6.27	"
15/10/2006	15.08	Reparación de fuga de combustión a través de la cubierta de la caldera
TOTAL	681.29	

FIGURAS

Figura No.7
Fisuras en Caja de Válvulas de Turbina



Figura No. 8
Cambio de Bushing al Generador Eléctrico



Figura No. 9
Techo y Estructura Parcialmente Dañado de Torre de
Enfriamiento Planta Managua



Figura No. 10
Área Propuesta Para Instalar Plantas Nuevas

