

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA REINSTALACIÓN
DE DOS TURBINAS A GAS MODELO MS-7001B**

**Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el bachiller:
Ocaña M. Pedro A.
Para optar al título
de Ingeniero Mecánico**

Caracas, 2003.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA REINSTALACIÓN DE DOS TURBINAS A GAS MODELO MS-7001B

TUROR ACADEMICO: Prof. Fabián Flores

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Nerio Villalobos

**Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el bachiller:
Ocaña M. Pedro A.
Para optar al título
de Ingeniero Mecánico**

Caracas, 2003.

DEDICATORIA

A mi gran familia tan plural y singular; mis padres: Dumas, Viviane; mis tías y tíos: Maiña, Marucha, Maigua, Mauro, Neca, Verónica, Vaneila, Pedro, Tibisay, Silvita, Arturo, mis abuelas y abuelos: Virginia, Chui, Rosa Bautista, Bartolo, Negda, Arnoldo, Ivette, Pedro, mis primas y primos: Miranda, Nella, Sebas, Gabriel, Marcelo, Filipe, Piatâ, Iker, Francisco, Víctor y mi hermana Carola.

A Judith, Antonio y Uraima por compartir tantos momentos gratos. A Carlos a quien le debo gran parte de esta vida universitaria. A Bunda Mole.

A Laura por ser mi compañera y compartir tantos aspectos de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Al gobierno venezolano por permitir mi formación universitaria de manera gratuita.

A todos los profesores que hicieron posible mi formación universitaria.

A CADAFE por brindarme la oportunidad de trabajar con un grupo de personas tan gratas y dedicadas a su labor. Al personal de Casa Matriz, planta La Mariposa, planta La Cabrera, División Central, planta Punto Fijo, División Oriental, Planta Anaco, Planta Guanta. En especial a Nerio, Johny, William, Vilchez, Eduardo, Cañizares, Serafin, Cesar, Maria, Elluz, Carolina.

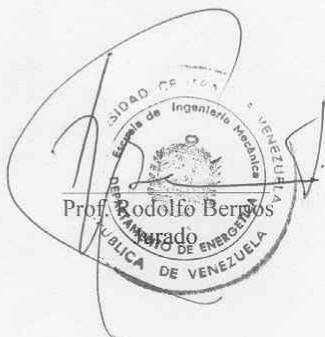
A mis amigos y panas que estuvieron y están allí, siempre que los necesito para las actividades académicas y las no tan académicas.

Caracas, Diciembre del 2003.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de la Escuela de Ingeniería Mecánica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Pedro A. Ocaña M., titulado:

“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA REINSTALACIÓN DE DOS TURBINASA GAS MODELO MS-7001B ”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Mecánico.



Prof. Rodolfo Berrios
Jurado

Seal of the Escuela de Ingeniería Mecánica, Universidad Nacional Experimental del Táchira, with text: "REPUBLICA DE VENEZUELA" and "MANTENIMIENTO DE ENERGÍA".



Prof. Cristóbal Quevedo
Jurado



Prof. Fabián Flóres
Tutor Académico

Ocaña M. Pedro A.

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA REINSTALACIÓN DE DOS TURBINAS A GAS MODELO MS-7001B

Tutor Académico: Prof. Fabián Flores

Tutor Industrial: Ing. Nerio Villalobos.

Tesis: U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica. 2003. 156 Pág.

Turbina a gas, factibilidad, estudio técnico económico, transporte, rehabilitar, repotenciar.

RESUMEN

En el presente trabajo se realizó una evaluación técnico económica para despejar la disyuntiva acerca de la posibilidad de realizar la actualización tecnológica de dos turbinas a gas pertenecientes a la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (C.A.D.A.F.E.); o la adquisición de nuevas unidades que permitan generar energía eléctrica a costos competitivos y bajo mantenimiento. Para la evaluación técnica se llevo a cabo un estudio detallado de la situación actual de las unidades y de las plantas en las cuales van a ser instaladas dichas turbinas, mediante una inspección visual. Se revisó también el transporte de éstas, a través de las vías terrestres y marítimas y de los vehículos que se utilizarían. Se investigaron, asimismo, los avances tecnológicos que el fabricante de turbinas a gas General Electric ha desarrollado y las mejoras que dichos avances aportan a las turbinas. El estudio económico incluye el cálculo del valor actual neto y la comparación entre los costos de las diferentes opciones: rehabilitar, repotenciar o la adquisición de nuevas unidades turbogeneradoras. Entre las opciones consideradas, se concluyó, basándose en el menor costo del kilovatio hora generado (de modo que los precios de generación de energía eléctrica sean competitivos) que la mejor opción es la repotenciación.

INDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA	I
AGRADECIMIENTOS	II
RESUMEN	III
INDICE DE CONTENIDO	IV
INDICE DE FIGURAS	IX
INDICE DE TABLAS	XII
INTRODUCCIÓN	XIII

CAPÍTULO 1 PRESENTACIÓN DE LAS PLANTAS

1.1 Generalidades	1
1.2 Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico CADAFE.	1
1.3 Planta “La Mariposa”	1
1.4 Planta “La Cabrera”	2

CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO

2.1 Generalidades	4
2.2 Ciclo termodinámico de potencia de aire estándar	4
2.2.1 Ciclo de Joule - Brayton (CBT)	4
2.2.1.1 Ciclo Reversible (CBT)_r	5
2.2.1.2 Ciclo irreversible (CBT)_i	6
2.2.2 Ciclo regenerativo (CBTX)	8
2.2.2.1 Ciclo regenerativo reversible (CBTX)_r	8
2.2.2.2 Ciclo regenerativo irreversible (CBTX)_i	9
2.2.3 Ciclo con recalentamiento (CBTBT)	10
2.2.4 Ciclo con enfriamiento intermedio en la compresión (CICBT)	11
2.3 Evaluación del rendimiento estimado para turbinas a gas	12
2.3.1 Correcciones del sitio	15

2.3.2 Factor de corrección por altitud	18
2.3.3 Factor de corrección de Temperatura	18
2.3.4 Consumo específico de calor (Heat Rate)	19
2.3.5 Eficiencia térmica	19
2.3.6 Flujo de Aire	20
2.3.7 Temperatura Límite de Escape	20
2.3.8 Rendimiento esperado según la temperatura de los gases de escape	20
2.4 Fundamentos Básicos para el Cálculo del Valor Actual Neto	22
2.5 Energía Generada	23
2.6 Determinación del Costo de Depreciación	23
2.7 Costo de combustible	24
2.8 Costo del kilovatio hora	24
2.9 Costo de Rehabilitación del Equipo	25
2.10 Costo de repotenciación del Equipo	25

CAPÍTULO 3 DESCRIPCIÓN DE LAS TURBINAS

3.1 Generalidades	26
3.2 Principio de Funcionamiento	26
3.3 Descripción de la turbina	27
3.3.1 Compartimento de control	30
3.3.2 Compartimento de potencia	31
3.3.2.1 Compartimento de los auxiliares de la turbina	32
3.3.2.2 Compartimento de la turbina	34
3.3.3 Compartimento del generador	44
3.3.4 Compartimento auxiliar del generador	45
3.4 Descripción de los sistemas	46
3.4.1 Sistema de arranque	46
3.4.2 Sistema de combustible	47
3.4.2.1 Sistema de combustible gaseoso	48

3.4.2.2 Sistema de combustible líquido	49
3.4.3 Sistema de lubricación	53
3.4.4 Sistema de agua de enfriamiento	56
3.4.5 Sistema de suministro hidráulico	57
3.4.6 Sistema de aire de atomización	59
3.4.7 Sistema de aire de enfriamiento y sello	61
3.4.8 Sistemas de control y protección	62
3.5 Tipos de mantenimiento que se realizan a las turbinas	63
3.5.1 Mantenimiento preventivo	63
3.5.2 Mantenimiento predictivo	64
3.5.3 Mantenimiento correctivo	64
3.6 Factores de operación que afectan los mantenimientos de las turbinas	64

CAPÍTULO 4 AVANCES TECNOLÓGICOS

4.1 Generalidades	67
4.2 Definición de "High Tech"	67
4.3 Mejoras tecnológicas en los evaporadores	68
4.4 Mejoras Tecnológicas en el sistema del Compresor	69
4.5 Mejoras Tecnológicas en el sistema de Combustión	70
4.6 Mejoras Tecnológicas en el paso de Gases Calientes	75
4.7 Sistemas de Control	82
4.8 Consideraciones Técnico-Económicas	85

CAPÍTULO 5 EVALUACIÓN TÉCNICA

5.1 Generalidades	87
5.2 Inspección visual de la unidad ubicada en la planta "La Cabrera"	87
5.3 Inspección visual de la unidad ubicada en la planta "La Mariposa"	95

CAPÍTULO 6 INSPECCIÓN A PLANTAS

6.1 Generalidades	101
6.2 Estudio de las posibles plantas receptoras de las unidades	101
6.2.1 Planta Alfredo Salazar en Anaco	101
6.2.2 Planta Guanta en Guanta	108

CAPÍTULO 7 TRANSPORTE

7.1 Generalidades	114
7.2 Etapas del transporte	114
7.2.1 Ubicación actual – Puerto Cabello	115
7.2.2 Puerto Cabello – Puerto de Guanta	122
7.2.3 Puerto de Guanta – Ubicación final	127

CAPÍTULO 8 CONSIDERACIONES ECONÓMICAS

8.1 Generalidades	130
8.2 Posibilidades de actualización Tecnológica	130
8.2.1 Rehabilitación de las unidades	130
8.2.2 Repotenciación de las unidades	131
8.2.3 Sustitución por nuevas unidades	131
8.3 Desmontaje y montaje de las unidades	132
8.4 Costo de transporte	132
8.5 Obras conexas	133
8.6 Costos totales	135
8.7 Cálculo del Valor Actual Neto (VAN)	136
8.8 Costo de producción del Kilovatio hora (kWh) en la actualidad	137
8.9 Costo de producción del Kilovatio hora (kWh) con la planta a plena carga	140

8.10 Costo de producción del Kilovatio hora (kWh) al rehabilitar las Unidades	143
8.11 Costo de producción del Kilovatio hora (kWh) al repotenciar las Unidades	146
8.12 Costo de producción del Kilovatio hora (kWh) con Unidades Nuevas	149
CONCLUSIONES	154
RECOMENDACIONES	156
BIBLIOGRAFÍA	157

INDICE FIGURAS

Figura 1.1, Ubicación geográfica planta La Cabrera y planta La Mariposa.	3
Figura 2.1, Esquema ciclo simple CBT.	5
Figura 2.2, Diagrama T-s ciclo simple CBT ideal.	6
Figura 2.3, Diagrama T-s ciclo simple CBT real.	7
Figura 2.4, Esquema ciclo regenerativo CBTX.	8
Figura 2.5, Diagrama T-s ciclo regenerativo reversible CBTX.	9
Figura 2.6, Esquema ciclo con recalentamiento CBTBT.	10
Figura 2.7, Diagrama T-s ciclo con recalentamiento CBTBT.	11
Figura 2.8, ciclo con enfriamiento intermedio en la compresión CICBT.	12
Figura 2.9, Diagrama T-s ciclo con enfriamiento intermedio en la compresión CICBT.	12
Figura 2.10, Curva característica típica de una turbina a gas.	14
Figura 2.11, Factor de corrección por altitud.	16
Figura 2.12, Efecto de la temperatura de entrada sobre potencia, consumo específico de calor, flujo de aire y temperatura de escape.	17
Figura 3.1, Esquema de funcionamiento.	26
Figura 3.2, Vista exterior de la turbina.	28
Figura 3.3, Esquema y dimensiones de la unidad.	29
Figura 3.4, Esquema de compartimentos de la unidad.	29
Figura 3.5, Compartimento de control.	30
Figura 3.6, Esquema general del sistema del panel de control.	31
Figura 3.7, Esquema del compartimento de potencia.	32
Figura 3.8, Distribución del compartimento de auxiliares.	33
Figura 3.9, Secciones del compartimento de la turbina.	35
Figura 3.10, Sección de entrada de aire al compresor.	36
Figura 3.11, Carcaza del compresor.	37
Figura 3.12, Disposición general del sistema de combustión.	38
Figura 3.13, Flujo de gases en la cámara de combustión.	39
Figura 3.14, Rotor de la turbina modelo MS-7001.	40
Figura 3.15, Álabes de la turbina MS-7001.	40

Figura 3.16, Detalles de los agujeros de refrigeración en los álabes.	41
Figura 3.17, Paso de los gases de escape de la turbina.	42
Figura 3.18, Cojinete principal en la sección de escape.	43
Figura 3.19 Esquema del compartimento del generador.	44
Figura 3.20, Vista exterior del compartimento de los auxiliares del generador.	46
Figura 3.22, Esquema del sistema de combustible de la turbina.	48
Figura 3.23, Diagrama general del sistema de lubricación.	54
Figura 3.24, Diagrama del suministro hidráulico.	58
Figura 3.25, Diagrama del sistema de aire de atomización.	60
Figura 3.26, Diagrama del sistema de aire de enfriamiento y sello.	61
Figura 4.1, Antiguo combustor de las turbinas MS-7001B.	73
Figura 4.2, Nuevo combustor de baja producción de NOx.	73
Figura 4.3, Álabes que soportan mayores temperaturas.	76
Figura 4.4, Nuevo panel de control para turbinas MS-7001EA.	82
Figura 4.5, Interfase del controlador Mark V.	83
Figura 4.6, Típico modulo del procesador del controlador.	83
Figura 5.1, Aspecto exterior de la unidad.	88
Figura 5.2, Faltan piezas del kit de combustible.	88
Figura 5.3, Falta cluth de combustible liquido.	89
Figura 5.4, Falta compresor aire atomización.	89
Figura 5.5, Falta bujía de encendido.	90
Figura 5.6, Falta rotor de la turbina, se observa el mal estado del bobinado del estator.	90
Figura 5.7, Falta divisor de flujo de combustible líquido.	91
Figura 5.8, Paneles del compartimento de turbina	91
Figura 5.9, Aspecto exterior de la unidad turbogas.	92
Figura 5.10, Aspecto exterior de la unidad turbogas.	92
Figura 5.11, Aspecto exterior de la unidad.	95
Figura 5.12, Faltan piezas del skid de combustible.	96
Figura 5.13, Falta del sistema de aire acondicionado.	96
Figura 5.14, Deterioro por abandono de la unidad.	97
Figura 5.15, Aspecto exterior de la cámara de combustión.	97

Figura 5.16, Oxidación de la puerta de inspección de la chimenea.	97
Figura 5.17, Eje y segundo rodete de la turbina.	98
Figura 5.18, Aspecto exterior de la chimenea de la turbina.	98
Figura 6.1, Mantenimiento mayor en la casa de filtros de una unidad MS-7001E	102
Figura 6.2, Partes y piezas a ser utilizadas en el mantenimiento mayor de una unidad MS-7001E	103
Figura 6.3, Partes y piezas a ser utilizadas en el mantenimiento mayor de una unidad MS-7001E	103
Figura 6.4, Tanques para almacenaje de combustible líquido	104
Figura 6.5, Estación de gas de la planta	104
Figura 6.6, Unidad MS-7001E	105
Figura 6.7, Skid de combustible para la unidad	105
Figura 6.8, Vista Este del lugar sugerido para la instalación de la unidad	106
Figura 6.9, Vista Oeste del lugar sugerido para la instalación de la unidad	106
Figura 6.10, Plano de planta Alfredo Salazar, se observa la ubicación sugerida para la instalación de la unidad	107
Figura 6.11, Unidad MS-7001E ubicada en planta Guanta	108
Figura 6.12, Tanques de combustible líquido de la planta	109
Figura 6.13, Estación de gas	109
Figura 6.14, Polvo de cemento depositado en la unidad	110
Figura 6.15, Antiguas bases de turbinas MS-5001	110
Figura 6.16, Ubicación sugerida para la unidad a ser instalada en planta Guanta	111
Figura 6.17, Plano de planta Guanta, se observa la ubicación sugerida para la instalación de la unidad	112
Figura 7.1, Trayecto planta La Mariposa a Puerto Cabello.	116
Figura 7.2, Trayecto planta La Cabrera a Puerto Cabello.	116
Figura 7.3, Bomba y divisor de flujo hidráulico para los gatos.	117
Figura 7.4, Gato hidráulico usado para levantar los compartimentos.	118
Figura 7.5, Gato hidráulico usado para desplazar los compartimentos horizontalmente.	118
Figura 7.6, Vista posterior del desplazamiento de los compartimentos.	119
Figura 7.7, Vista posterior del Low Boy, de diez ejes.	120

Figura 7.8, Detalle del operador del Low Boy.	120
Figura 7.9, Maniobra para el cruce del Low Boy.	121
Figura 7.10, Vista posterior del Low Boy, de ocho ejes.	121
Figura 7.11, Ruta a seguir para el transporte marítimo.	122
Figura 7.12, Vista delantera de la unidad de transporte marítimo.	122
Figura 7.13, Vista posterior de la unidad de transporte marítimo.	123
Figura 7.14, Vista interior delantera de la unidad de transporte marítimo.	123
Figura 7.15, Vista interior posterior de la unidad de transporte marítimo.	124
Figura 7.16, Características del transporte marítimo Karma Meru.	125
Figura 7.17, Características del transporte marítimo Rora Meru.	126
Figura 7.18, Trayecto Puerto Guanta a planta Guanta	127
Figura 7.19, Trayecto Puerto Guanta a planta Alfredo Salazar	128
Figura 8.1, Enmallado de la base de la turbina.	133
Figura 8.2, Base de la turbina, ya fraguada.	134
Figura 8.3, Patio del transformador y pararrayo.	134
Figura 8.4, Base del transformador.	135

INDICE DE TABLAS

Tabla 4.1, Variación de los rendimientos en unidades MS-7001 aplicando alta tecnología.	86
Tabla 5.1, Partes y piezas faltantes Unidad planta La Cabrera.	93
Tabla 5.2, Tarjetas faltantes Unidad planta La Cabrera.	94
Tabla 5.3, Partes y piezas faltantes Unidad planta La Mariposa.	99
Tabla 5.4, Tarjetas faltantes Unidad planta La Mariposa.	100
Tabla 6.1, Características de operación según sitio de colocación.	113
Tabla 7.1, Características de la unidad de carga Low Boy.	119
Tabla 8.1, Costos de transporte por unidad.	132
Tabla 8.2, resumen de costos unidad La Cabrera.	135
Tabla 8.3, resumen de costos unidad La Mariposa.	136
Tabla 8.4, Costos de la unidad.	136
Tabla 8.5, Gastos de producción del kW/h de las unidades actualmente.	139
Tabla 8.6, Gastos de producción del kW/h de las unidades a plena carga.	142
Tabla 8.7, Gastos de producción del kW/h al rehabilitar las unidades.	145
Tabla 8.8, Gastos de producción del kW/h al repotenciar las unidades.	148
Tabla 8.9, Gastos de producción del kW/h al comprar nuevas unidades.	151
Tabla 8.10, Resultados según las posibilidades de actualización de las unidades.	153

INTRODUCCION

Venezuela es uno de los países con mayor grado de electrificación en América Latina. Más del 94% de su población dispone de servicio eléctrico. El país cuenta con un sofisticado sistema de transmisión con tensiones de 765 kV, 400 kV y 230 kV, que interconectan los principales centros de producción de energía eléctrica con todas las ciudades y grandes sectores industriales de la nación. Sin embargo, el desarrollo eléctrico del país se plantea de forma distinta actualmente al de los años anteriores.

Debido a la situación del sistema eléctrico nacional en la actualidad, donde cerca del 70% de la energía eléctrica se obtiene mediante generación hidroeléctrica, y cuyos embalses han disminuido sus cotas debido a varios años de prolongadas sequías, es necesario ampliar el parque de generación termoeléctrico nacional para así poder cubrir la demanda de energía eléctrica del país.

La Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), consciente de esta situación, ha emprendido diversas acciones con el fin de mejorar la calidad del servicio eléctrico que presta, entre las cuales se encuentra la actualización tecnológica del parque de generación Turbogas, que permita brindar energía eléctrica a un precio competitivo y de buena calidad, para sectores de la población que habitan en gran parte del interior del país.

Dado que CADAFE posee unidades turbogeneradores que están fuera de servicio por presentar fallas o por falta de partes y piezas, se plantea la necesidad de recuperarlas, con el fin de ponerlas operativas y que presten servicio eléctrico. De allí el objetivo de este trabajo, de llevar a cabo una evaluación técnico económica para la reinstalación de dos turbinas a gas, del modelo MS-7001, ubicadas en las plantas de La Mariposa y La Cabrera.

Para llevar a cabo esta evaluación técnico-económica se revisaron las opciones de rehabilitación, repotenciación y adquisición de nuevas unidades. Para su desarrollo se consideraron no solo el costo kilovatio hora generado sino también la garantía de una

mejor calidad del servicio eléctrico en el Oriente del país, que es una de las zonas, con más problemas de este tipo actualmente.

1.1 Generalidades

En este capítulo, se realizará una presentación de la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico, CADAFE, al igual que las plantas estudiadas planteando su ubicación geográfica, y una pequeña reseña histórica en la cual se comenta acerca de las máquinas que han operado en ella, sus fechas de instalación, de desincorporación y la ocupación actual.

1.2 Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico CADAFE.

La Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico, CADAFE, es una empresa estatal, que fue creada en 1958 con el fin de administrar y fomentar los programas de electrificación a nivel nacional, centralizando la administración para obtener mejor control y rendimiento de la inversión.

CADAFE es la empresa encargada de generar, transmitir y distribuir energía eléctrica a gran parte del interior del país, trabajando día a día para mejorar el servicio prestado y hacerlo llegar a los lugares de la nación que aún no lo poseen.

En la actualidad, CADAFE cuenta con 11 plantas de generación en funcionamiento distribuidas a nivel nacional, teniendo una capacidad instalada de 3.600 Mega Watts (MW), de los cuales 2.000 MW son generados por Planta Centro, la única planta de generación a vapor que posee en funcionamiento la empresa, otros 620 MW son generados por plantas hidroeléctricas y los 980 MW restantes son generados por plantas Turbo-gas.

1.3 Planta “La Mariposa”

La planta “La Mariposa”, ubicada en la carretera vieja Caracas-Paracotos, sector Las Mayas, Edo. Miranda; pasó a formar parte de la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (C.A.D.A.F.E.) desde 1958. Inicialmente fue concebida como planta

Termoeléctrica, con dos (2) unidades a vapor, marca General Electric con capacidad instalada de 40 MW cada una, para satisfacer la demanda de energía eléctrica de la zona.

Motivado a la creciente demanda de energía eléctrica, en 1986 se instaló una (1) unidad Turbogas, marca General Electric modelo MS-7001B con capacidad nominal de 50 MW, esta unidad desde su instalación presentó problemas con el generador y otros dispositivos por lo cual la unidad no pudo generar a plena carga. Antes de ser desincorporada, le fue realizado un mantenimiento mayor. Para su funcionamiento, la planta cuenta con una capacidad de almacenamiento de combustible líquido (Gasoil) de 12.800.000 L.

Finalmente, la demanda de energía eléctrica de la zona fue absorbida por el Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.) en el año de 1996, pasando a estar totalmente fuera de servicio. Debido a esto no existe una estructura organizativa, actualmente, para su operación.

Actualmente, en esta planta se encuentra en funcionamiento el despacho de carga central y el despacho de carga nacional, los cuales se encargan del monitoreo permanente y en tiempo real de las diferentes plantas, líneas de distribución y transmisión a su cargo.

1.4 Planta “La Cabrera”

La planta “La Cabrera”, ubicada en la carretera nacional Maracay-Mariara, sector La Cabrera, límite entre los estados Aragua y Carabobo a orillas del lago de Valencia, inició su funcionamiento en el año 1947, con la instalación de dos (2) Turbinas a Vapor General Electric de 7.5 MW c/u.

A lo largo del tiempo y debido a la creciente demanda de energía eléctrica de la zona, se fueron instalando una serie de turbinas adicionales, tanto a gas como a vapor, hasta llegar, en el año de 1971, a sumar una capacidad nominal instalada de 78.7 MW. Para esta misma fecha, todas las Turbinas a Gas fueron desmanteladas para ser trasladadas a otras

subestaciones en crecimiento. A cambio, para 1973, entran en funcionamiento dos (2) turbinas General Electric MS-7001B de 50 MW cada una. Dos años más tarde, éstas son las únicas en funcionamiento y luego, en 1977, se instalan tres (3) Turbinas de 20 MW cada una, para totalizar 160 MW de capacidad nominal instalada. Esta planta cuenta con una capacidad de almacenamiento de combustible líquido de 9.400.000 L.

Estas turbinas se encontraban en funcionamiento hasta 1998, cuando fueron definitivamente puestas fuera de servicio, y una de ellas fue trasladada a planta Punto Fijo en el estado Falcón, quedando la segunda aún instalada pero sin prestar servicio eléctrico, sirviendo como eventual suministro de repuestos para la unidad instalada en Punto Fijo.

Actualmente, la planta La Cabrera sirve como patio de transmisión. En ella se encuentra personal de vigilancia para el resguardo de las unidades allí instaladas.

En la siguiente imagen se puede observar la ubicación geográfica tanto de la planta La Cabrera como de la planta La Mariposa:

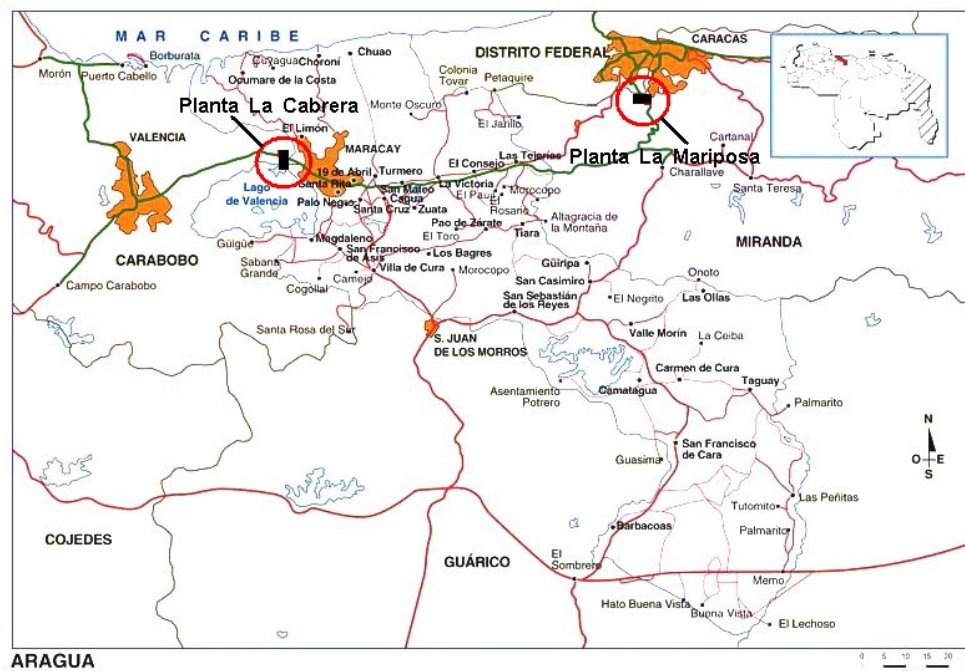


Figura 1.1, Ubicación geográfica planta La Cabrera y planta La Mariposa

2.1 Generalidades

En este capítulo se exponen los fundamentos termodinámicos que rigen los procesos de conversión de energía que son llevados a cabo dentro de una turbina a gas, así como las ecuaciones para obtener su rendimiento térmico explicando los procedimientos para la evaluación del mismo, mediante el uso de sus curvas características. El procedimiento para realizar las pruebas técnicas para obtener la potencia de salida en el sitio y el consumo específico de calor. Finalmente se tratan los principios básicos bajo los cuales se realizan las consideraciones económicas de este estudio de factibilidad.

2.2 Ciclo termodinámico de potencia de aire estándar

En los ciclos reales de potencia a gas el fluido de trabajo es principalmente aire, mas los productos de combustión tales como dióxido de carbono y vapor de agua. Como el gas predominantemente es el aire, es conveniente explicar las consideraciones que son tomadas en cuenta al momento de realizar los cálculos correspondientes:

1. Durante todo el ciclo el fluido de trabajo es aire, el cual se comporta como un gas ideal.
2. El proceso de combustión se sustituye por la adición de calor desde una fuente externa.
3. Se emplea un proceso de rechazo de calor hacia los alrededores que sirve para regresar el fluido a su estado inicial.

En el ciclo estándar de aire se supone que las capacidades térmicas específicas son c_p y c_v y la relación de capacidades térmicas específicas k tienen valores constantes, a la temperatura ambiente del lugar de trabajo.

2.2.1 Ciclo de Joule - Brayton (CBT)

El ciclo de potencia simple para una turbina a gas (CBT) está formado por un compresor (C), una cámara de combustión (B) y una turbina (T). Al compresor entra un flujo estable de aire atmosférico donde se comprime a una presión de varias atmósferas. El

aire comprimido se entrega al quemador donde se inyecta combustible continuamente y donde la combustión ocurre a una presión substancialmente constante causando un aumento de temperatura. Los gases calientes producto de la combustión entran luego a la turbina donde se expanden hasta la presión atmosférica al mismo tiempo que hacen trabajo sobre el rotor de la turbina. La potencia de la turbina no solo es suficiente para accionar el compresor sino que además entrega potencia neta a la máquina que acciona (generador).

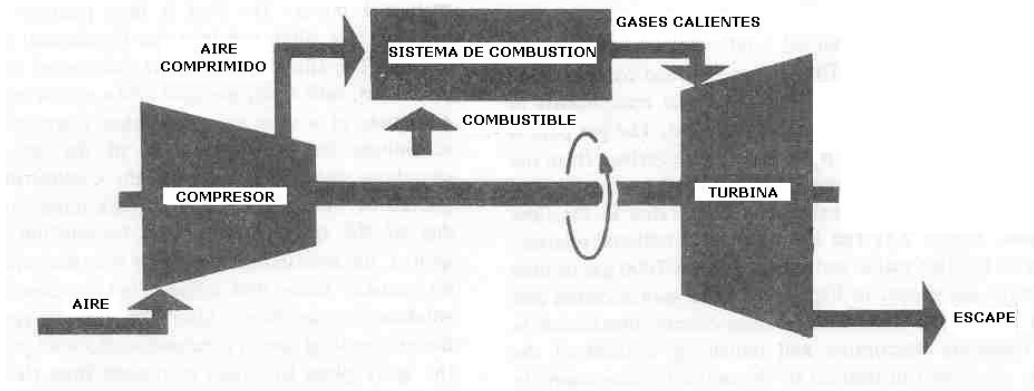


Figura 2.1, Esquema ciclo simple CBT

2.2.1.1 Ciclo Reversible (CBT)r

El ciclo reversible se refiere al formado por procesos ideales, donde no hay fricción. La transmisión de calor a fuentes o receptores externos no se logra necesariamente con una diferencia de temperatura infinitesimal. En la figura 2.2 se observa que la compresión se realiza isentrópicamente de 1-2, el suministro de calor es a presión constante de 2-3, la expansión es isentrópica a lo largo de 3-4 y la expulsión de calor a presión constante de 4-1. El área 12341 es igual al trabajo neto.

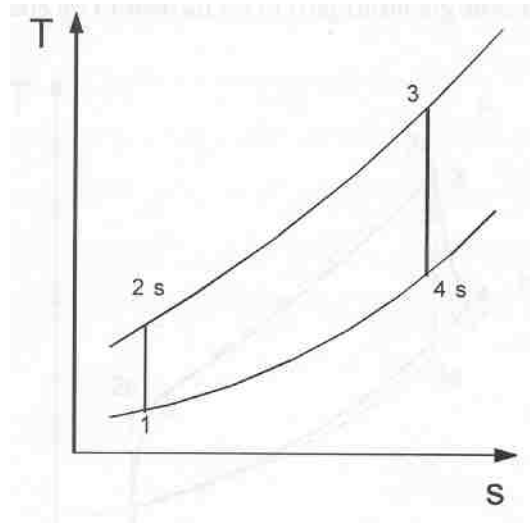


Figura 2.2, Diagrama T-s ciclo simple CBT ideal

La eficiencia del ciclo reversible viene dada por:

$$\eta_{t,(CBT)r} = 1 - \frac{q_{salida}}{q_{entrada}} = 1 - \frac{c_p (T_{4s} - T_1)}{c_p (T_3 - T_{2s})} = 1 - \frac{1}{r_p^{\frac{(k-1)}{k}}} \quad (\text{Ec 2.1})$$

donde:

Cp: Calor específico a presión constante

Ti: Temperatura en el punto i de la figura

Rp: Relación de presión

K: relación de los calores específicos

2.2.1.2 Ciclo irreversible (CBT)i

En las turbinas a gas reales los procesos no son reversibles. La irreversibilidad está presente como resultado de la fricción y turbulencia en los procesos de compresión y expansión así como en los conductos por donde fluye el aire y los gases producto de la combustión. En cuanto al comportamiento termodinámico de la turbina al tomar en cuenta las irreversibilidades se encuentra que el trabajo neto alcanza un valor máximo a una relación de presiones menor, y se reduce para cualquier relación de presión aunque se elijan

eficiencias térmicas altas para el compresor y la turbina. Los procesos se muestran en el diagrama siguiente:

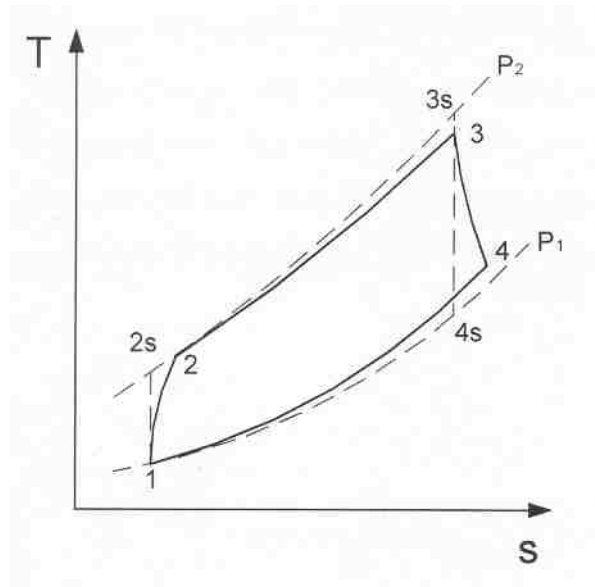


Figura 2.3, Diagrama T-s ciclo simple CBT real

La compresión ocurre de 1-2 con un rendimiento definido como:

$$\eta_c = \frac{h_{2s} - h_1}{h_2 - h_1} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

La expansión ocurre de 3-4 con un rendimiento definido como:

$$\eta_T = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_{4s}} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

donde:

hi: Entalpía en el punto i según figura 2.3

2.2.2 Ciclo regenerativo (CBTX)

Un procedimiento para mejorar el rendimiento de una turbina de gas consiste en recuperar parte del calor perdido en los gases de escape, los cuales se encuentran a altas temperaturas, para calentar el aire comprimido antes de que entre en la cámara de combustión. Aunque el uso de estos dispositivos presenta ciertos inconvenientes: necesidad de una gran superficie de tubos; conservar limpia la superficie de los mismos; aumento de la resistencia al paso de los gases. Por otro lado es posible, reducir la cantidad de combustible inyectada en el quemador, al utilizar un intercambiador. El intercambio de calor entre las dos corrientes se lleva a cabo en un intercambiador de calor llamado usualmente *regenerador*.

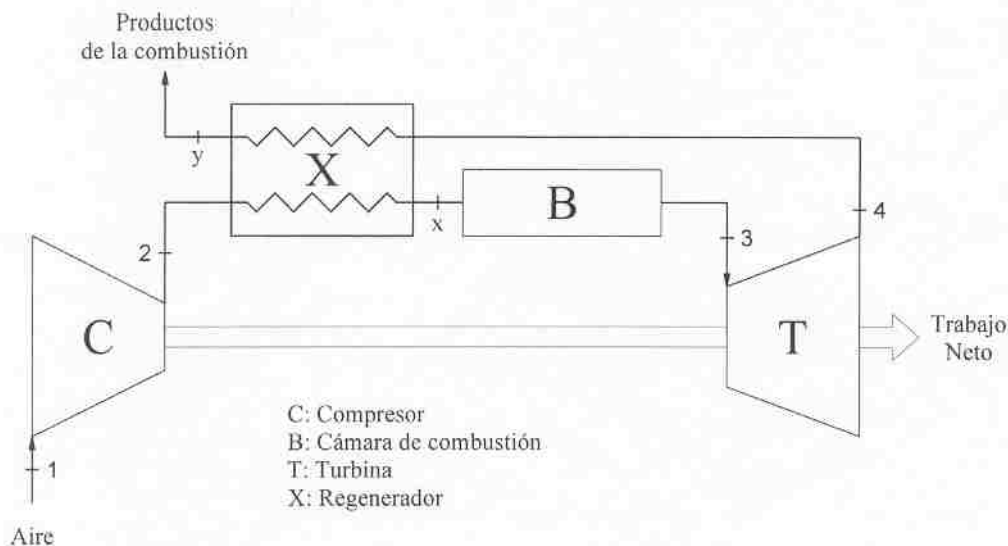


Figura 2.4, Esquema ciclo regenerativo CBTX

2.2.2.1 Ciclo regenerativo reversible (CBTX)_r

En la situación ideal se supone que el flujo a través del regenerador se mantiene a presión constante. Si se supone un intercambiador de calor reversible internamente, el flujo de calor desde la corriente que viene de la turbina debe ser igual al calor que recibe la corriente de salida del compresor, por lo que sería posible calentar la corriente de salida del

compresor hasta la temperatura de la corriente de salida de la turbina, entonces la eficiencia térmica para una regeneración ideal se reduce a:

$$\eta_{t,(CBTX)_r} = 1 - \frac{T_1}{T_3} r_p^{\frac{k-1}{k}} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Así, la eficiencia térmica del ciclo de una turbina a gas de tipo regenerativo es función no sólo de la relación de presiones, sino también del cociente de la temperatura mínima entre la temperatura máxima que ocurren en el ciclo. A continuación se muestra el diagrama T - s para el ciclo regenerativo ideal.

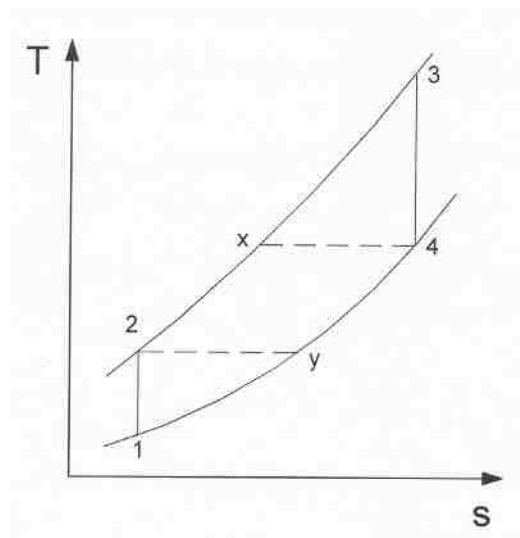


Figura 2.5, Diagrama T-s ciclo regenerativo reversible CBTX

2.2.2.2 Ciclo regenerativo irreversible (CBTX)i

En la práctica no es posible calentar la corriente de salida del compresor hasta la temperatura de la corriente de salida de la turbina, ya que esto exige una gran superficie para la transferencia de calor para garantizar que la diferencia de temperatura entre ambas corrientes sea aproximadamente cero. Como una medida de la tendencia a esta condición límite, se define la *efectividad de regenerador* como:

$$\eta_{t,x} \equiv \frac{\text{transferencia} \cdot \text{real} \cdot \text{de} \cdot \text{calor}}{\text{m} \cdot \text{m} \cdot \text{transferencia} \cdot \text{de} \cdot \text{calor} \cdot \text{posible}} = \frac{h_x - h_2}{h_4 - h_2} = \frac{T_x - T_2}{T_4 - T_2} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

2.2.3 Ciclo con recalentamiento (CBTBT)

La potencia que puede producir una turbina de combustión esta limitada por la temperatura de trabajo máxima permisible por el material de la turbina. En vista de esta limitación, la potencia puede mejorarse dividiendo la turbina en dos o más etapas, y recalentando el fluido de trabajo hasta la temperatura limite entre las etapas.

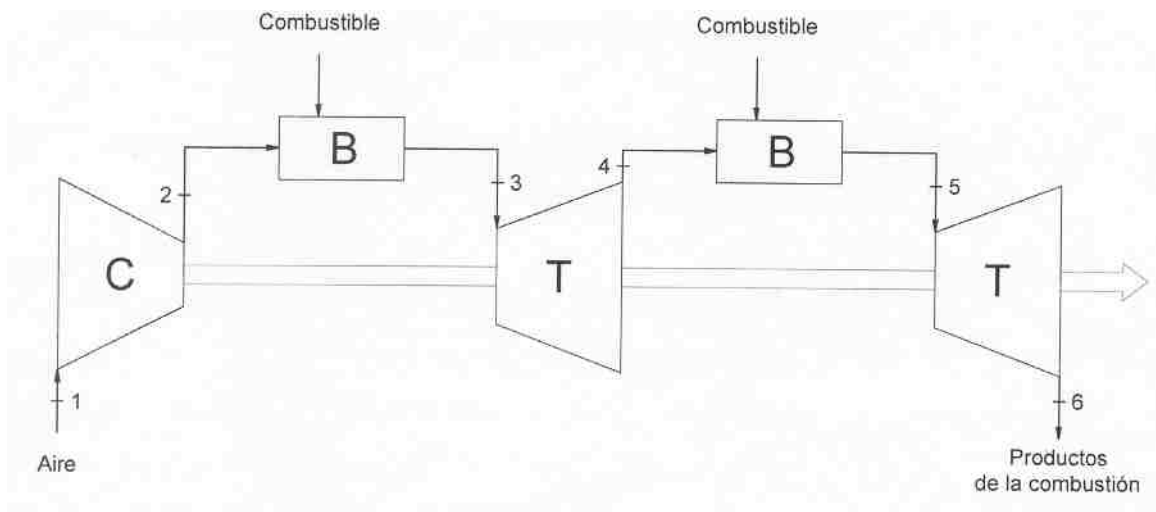


Figura 2.6, Esquema ciclo con recalentamiento CBTBT

A continuación se muestra el diagrama T-s del ciclo con recalentamiento donde se puede observar como se aumenta el trabajo de la turbina sin cambiar el trabajo del compresor o la temperatura máxima, aumentando ampliamente la cantidad de calor intercambiado en el regenerador.

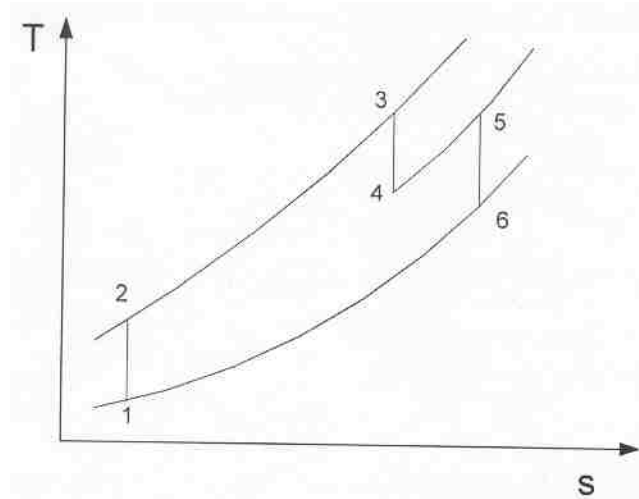


Figura 2.7, Diagrama T-s ciclo con recalentamiento CBTBT

El rendimiento de este ciclo viene dado por:

$$\eta_{t,(CBTBT)} = \frac{\text{Trabajo de la turbina} - \text{Trabajo del compresor}}{\text{Calor suministrado}} = \quad (\text{Ec. 2.6})$$

$$\eta_{t,(CBTBT)} = \frac{C_p(T_3 - T_4) + C_p(T_5 - T_6) - C_p(T_2 - T_1)}{C_p(T_3 - T_2) + C_p(T_5 - T_4)}$$

2.2.4 Ciclo con enfriamiento intermedio en la compresión (CICBT)

La eficiencia total de un ciclo de turbina de gas puede aumentar al disminuir el trabajo suministrado al proceso de compresión o al aumentar la salida de trabajo de la turbina. Con el uso de este enfriador intermedio se puede disminuir de manera notable el tamaño del regenerador, comparado a si se utilizara este último por si solo. Para cualquier relación de compresión, la potencia requerida por unidad de masa del fluido de trabajo ha ser comprimido, es directamente proporcional a la temperatura de entrada. Entonces, si la compresión es llevada a cabo en dos o más etapas con enfriamiento entre las etapas, el trabajo de compresión se reducirá apreciablemente.

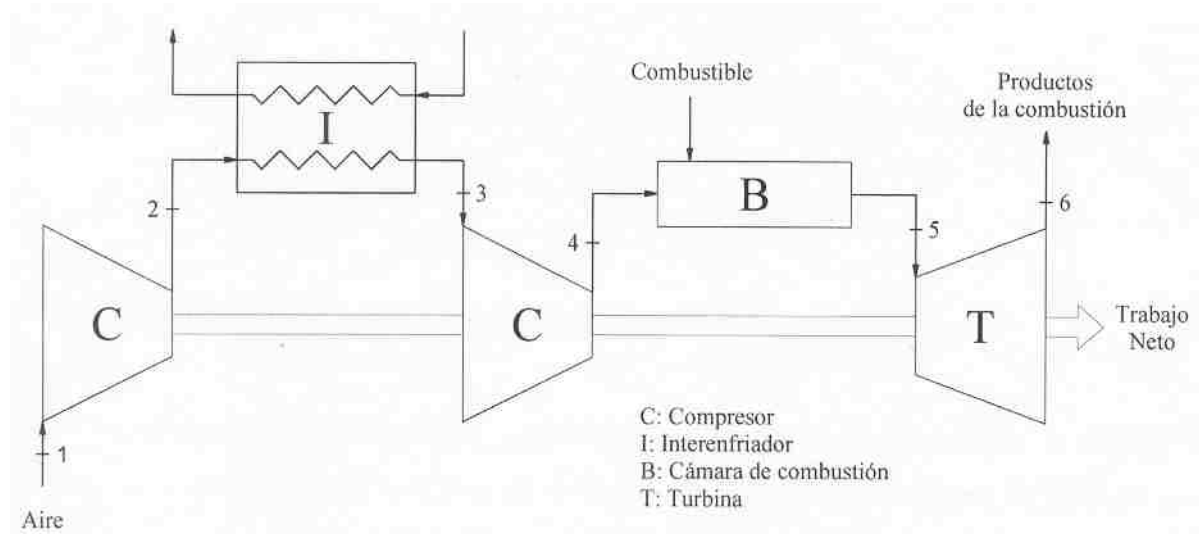


Figura 2.8, ciclo con enfriamiento intermedio en la compresión CICBT

El diagrama T-s se muestra a continuación, se puede observar que la temperatura T4 es menor a la temperatura que se alcanzaría si no hubiese enfriamiento intermedio.

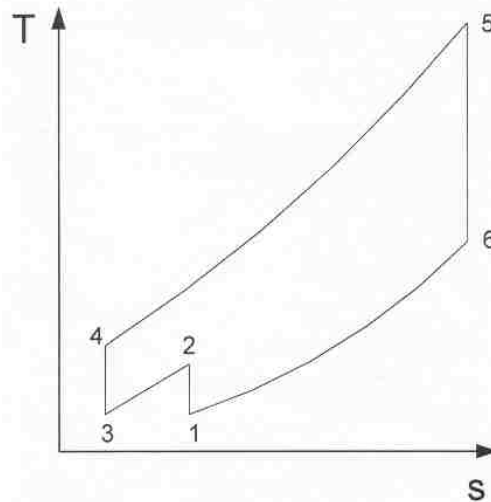


Figura 2.9, Diagrama T-s ciclo con enfriamiento intermedio en la compresión CICBT

2.3 Evaluación del rendimiento estimado para turbinas a gas

Una vez tomada la decisión de instalar una unidad turbogeneradora, es necesario evaluar el rendimiento que tendrá la máquina, lo cual no es otra cosa que la relación que

existe entre la energía generada y la energía suministrada, utilizando las curvas características facilitadas por el fabricante.

Este tipo de curva característica (ver fig. 2.10) siempre es incluida en los manuales de servicio de las unidades al momento de la compra, ya que es necesaria, debido a que el rendimiento de la turbina a gas es afectado por la temperatura ambiente y la presión atmosférica. Los datos suministrados por el fabricante son obtenidos al evaluar la unidad a una temperatura ambiente de 15° C (59° F) y a nivel del mar, que es equivalente a 101.3 kPa (14.7 psia), según lo establecido en las normas ISO (International Standards Organization).

Estas curvas vienen dadas en porcentaje de los valores nominales de potencia de salida y consumo específico de calor, entre las curvas características que suministra el fabricante, se incluye una para obtener el factor de corrección por altitud y otra para calcular el efecto de la temperatura de entrada al compresor sobre la potencia de salida, el consumo específico de calor, el flujo de aire y el consumo de combustible. Las referencias de diseño se pueden encontrar en tablas para gas natural y aceite combustible.

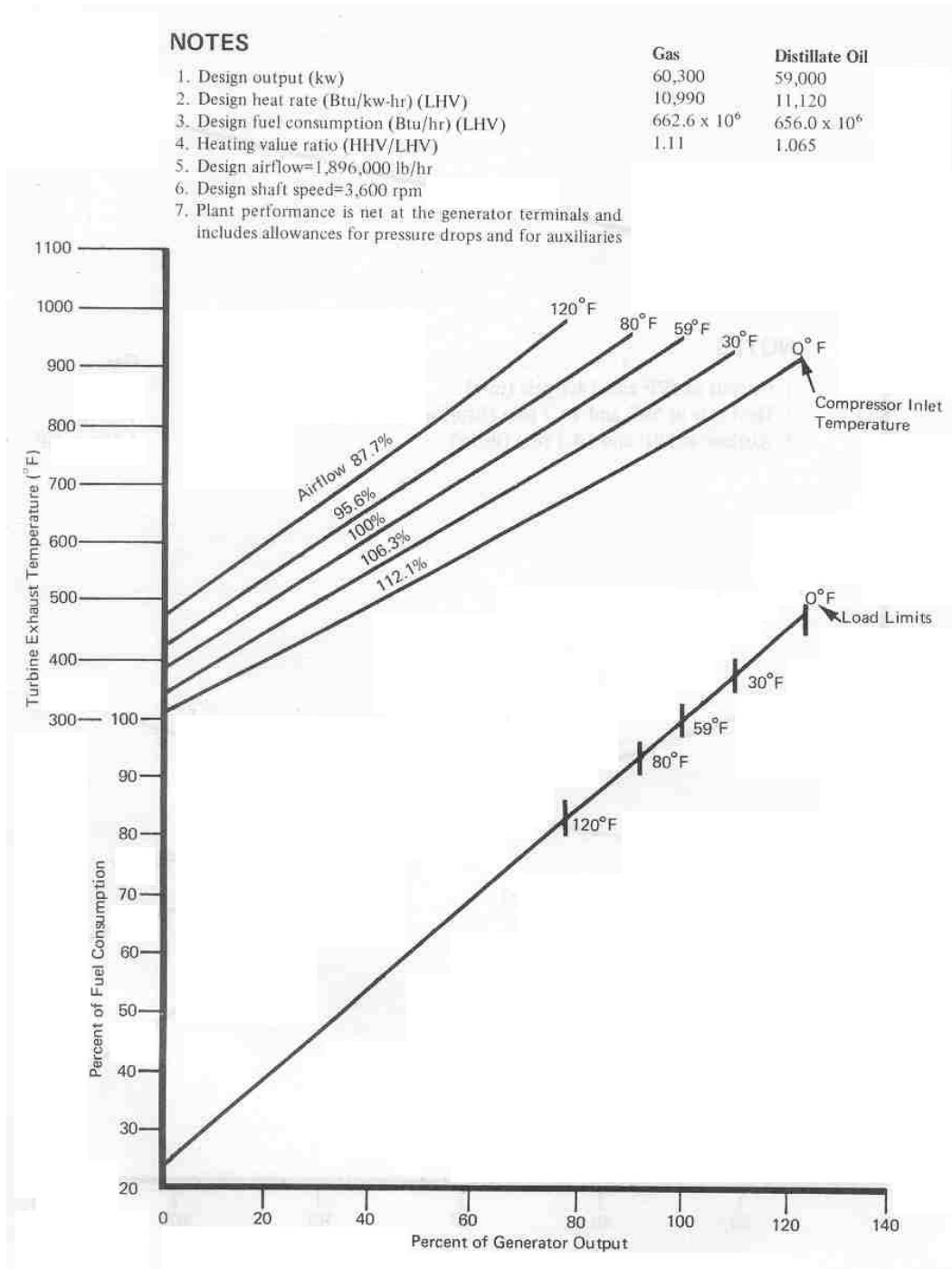


Figura 2.10, Curva característica típica de una turbina a gas

2.3.1 Correcciones del sitio

Como pocas turbinas funcionan bajo condiciones ISO, es necesario hacer correcciones para el lugar de funcionamiento. El incremento de la presión atmosférica es directamente proporcional a la potencia de salida. Debido a que la turbina es una máquina de volumen constante, un aumento de la presión de entrada se traduce en una mayor cantidad de masa de aire que entrará en el compresor. El consumo específico de calor no es afectado por la presión atmosférica. La figura 2.11 muestra una curva típica para obtener el factor de corrección por altitud.

La potencia de salida, el consumo específico de calor y el flujo de aire varían en función de la temperatura de entrada del aire al compresor, como se muestra en la figura 2.12. La potencia de salida y el flujo de aire se incrementan cuando la temperatura ambiente disminuye. Esto se debe al aumento de la densidad del aire a medida que disminuye la temperatura. La tasa de calor se mantiene esencialmente constante a temperaturas inferiores a 15° C (59° F), pero se incrementa ligeramente a temperaturas superiores a esta.

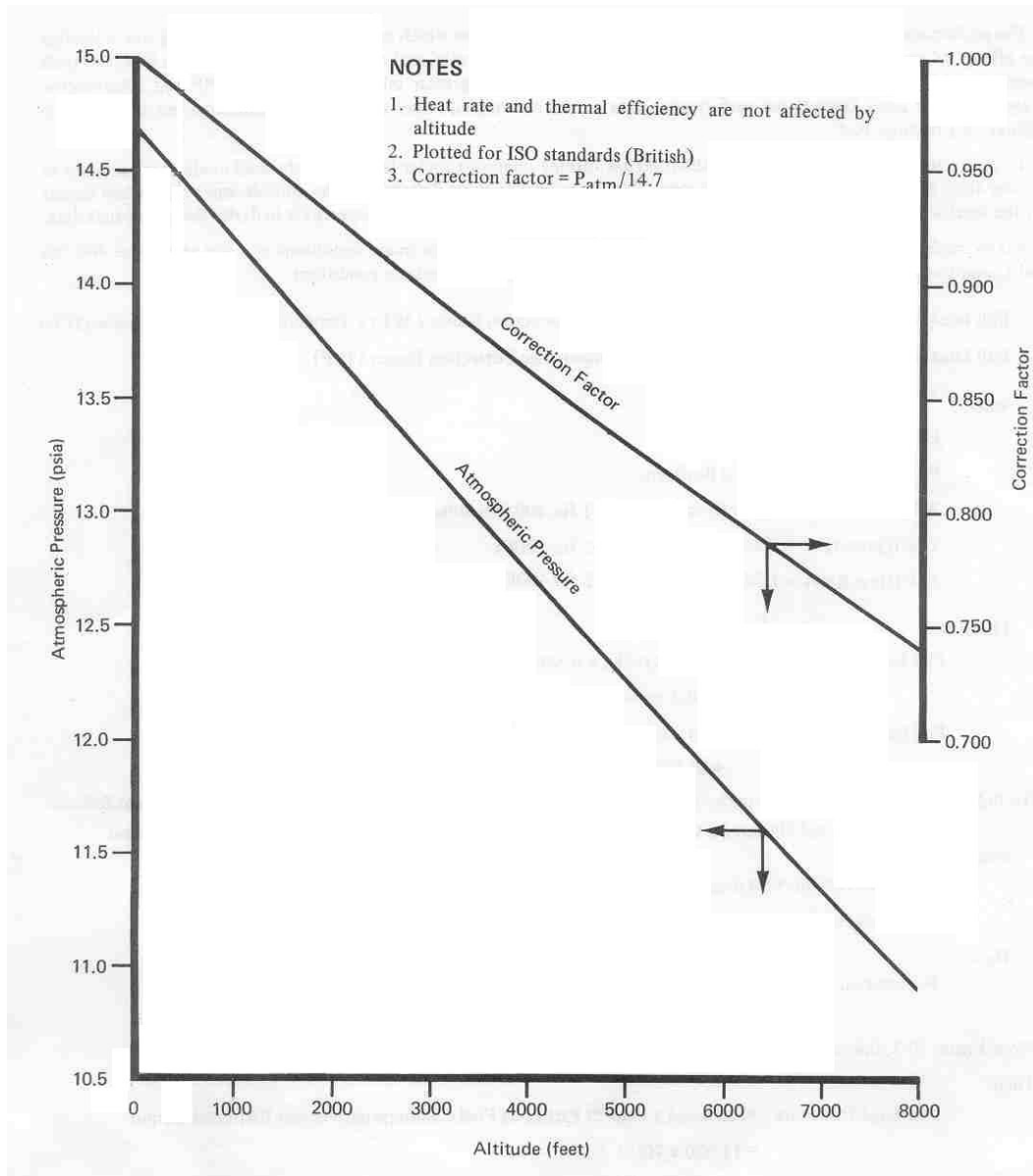


Figura 2.11, Factor de corrección por altitud

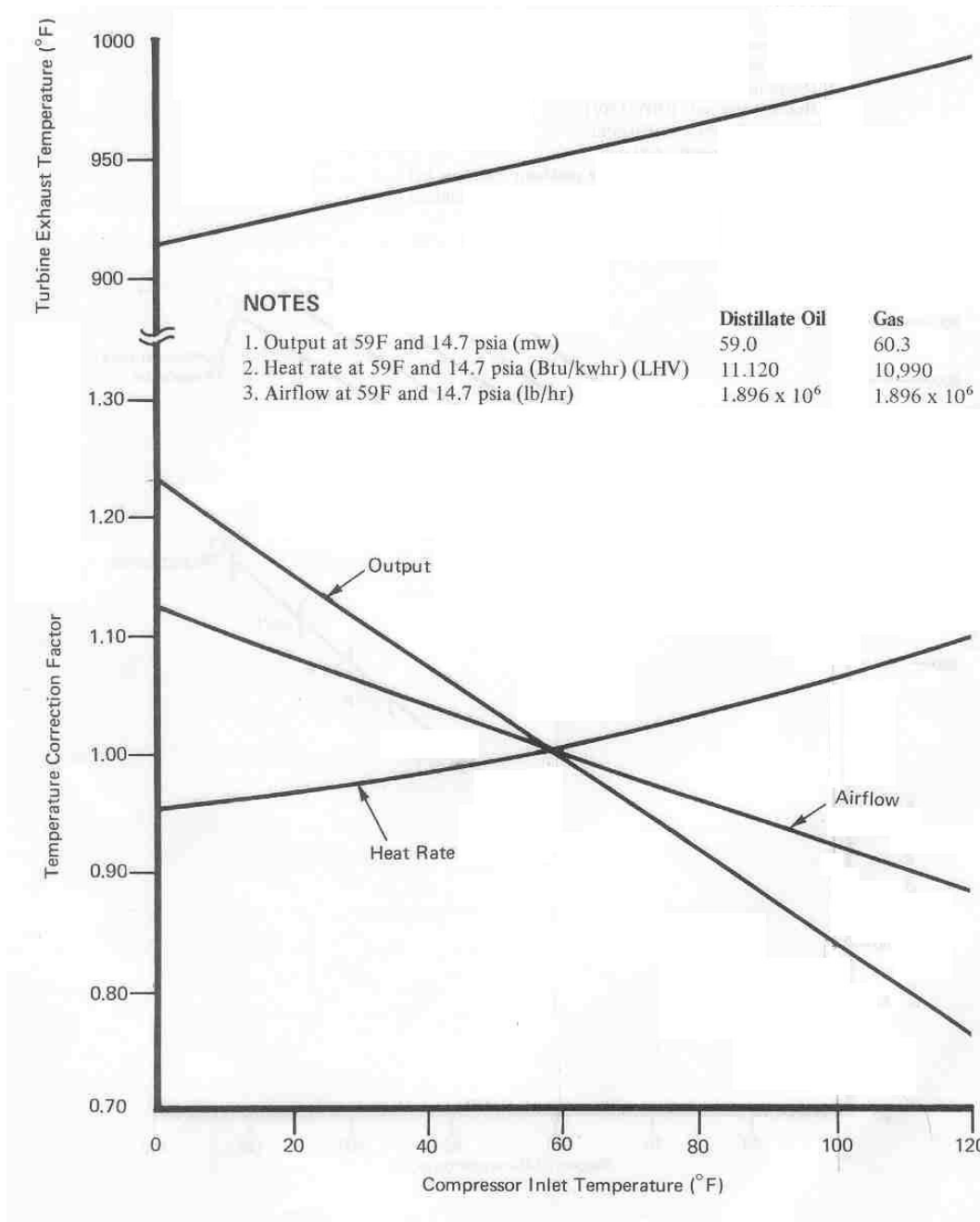


Figura 2.12, Efecto de la temperatura de entrada sobre potencia, consumo específico de calor, flujo de aire y temperatura de escape

2.3.2 Factor de corrección por altitud:

El factor de corrección por altitud puede ser determinado con ayuda de la figura 2.11, entrando al gráfico con el valor de la altitud del sitio de trabajo de la unidad, para así obtener la presión barométrica. Con la presión barométrica, en el mismo gráfico, se obtiene el factor de corrección por altitud, el cual viene dado por la relación de la presión barométrica del sitio y la presión barométrica de diseño, como lo muestra la ecuación 2.7. Por otro lado, si se tiene la presión barométrica, es posible obtener el factor de corrección en la misma figura.

$$FCA = \frac{P_{ATM}}{P_{ISO}} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

donde:

FCA: Factor de corrección por altitud

P_{ATM} : Presión atmosférica de sitio

P_{ISO} : Presión en condiciones ISO (14.7 psia)

2.3.3 Factor de corrección de Temperatura

Este factor de corrección se obtiene de la figura 2.12, al introducir la temperatura ambiente del sitio de trabajo, para obtener el porcentaje de la potencia de salida. Con este porcentaje, se puede calcular la potencia de salida en el sitio mediante la ecuación:

$$PS_{sitio} = PS_{ISO} * FCA * FCT_{PS} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

donde:

PS_{sitio} : Potencia de salida en el sitio

PS_{ISO} : Potencia de salida en condiciones ISO

FCA: Factor de corrección por altitud

FCT_{PS} : Factor de corrección por temperatura para la potencia de salida

2.3.4 Consumo específico de calor (Heat Rate)

Para una unidad turbogas este parámetro es alterado por la temperatura y altitud de la zona donde fue instalada, si estas condiciones son diferentes a las ISO, es decir, a las cuales fue diseñada la unidad. Para obtener el consumo específico de calor en el sitio, se debe hallar el factor de corrección por temperatura para el mismo, por medio de la figura 2.12. Luego se utiliza la siguiente ecuación:

$$CEC_{sitio} = CEC_{ISO} * FCT_{CEC} \quad (\text{Ec.2.8})$$

donde

CEC_{sitio} : Consumo específico de calor en el sitio

CEC_{ISO} : Consumo específico de calor en condiciones ISO

FCT_{CEC} : Factor de corrección por temperatura para el consumo específico de calor

2.3.5 Eficiencia térmica

Una vez se obtiene el consumo específico de calor estimado en el sitio, se puede calcular la eficiencia térmica, hallando el inverso del consumo específico de calor y multiplicando por el factor de conversión apropiado, como lo muestra la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{2544,5 \frac{Btu}{HP * hr}}{CEC} * 100 = \frac{3412,7 \frac{Btu}{KW * hr}}{CEC} * 100 \quad (\text{Ec. 2.9})$$

donde

η : Eficiencia térmica

CEC : Consumo específico de calor

2.3.6 Flujo de Aire

Los cálculos de flujo de aire en el sitio se realizan de manera análoga a los cálculos de potencia de salida en el sitio, utilizando la ecuación 2.10:

$$FA_{sitio} = FA_{ISO} * FCA * FCT_{FA} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

donde

FA sitio: Flujo de aire en el sitio

FA ISO: Flujo de aire en condiciones ISO

FCA: Factor de corrección por altitud

FCT_{FA}: Factor de corrección por temperatura para el flujo de aire

2.3.7 Temperatura Límite de Escape:

Esta temperatura es directamente proporcional a la temperatura ambiente y representa el valor máximo que puede alcanzar la temperatura del fluido de trabajo a la entrada de la turbina. Generalmente se obtiene cuando los gases entran a la tobera de primera etapa. Para calcular esta temperatura, se utiliza la figura 2.10 entrando al gráfico con el porcentaje de potencia a la salida del generador (%PS) y la temperatura de entrada al compresor, ambos en el sitio, para obtener directamente esta temperatura en el eje de las ordenadas.

2.3.8 Rendimiento esperado según la temperatura de los gases de escape

Además de obtener el rendimiento estimado de las unidades a partir de las condiciones atmosféricas del sitio de operación, se puede obtener el rendimiento esperado por las unidades, si se conoce la temperatura de los gases de escape de la turbina, utilizando la curva característica que se muestra en la figura 2.10

El procedimiento es el siguiente: entrando en la figura 2.10 con la temperatura de escape en el eje de las ordenadas, se corta la curva correspondiente a las condiciones de entrada de aire al compresor, al bajar se puede leer en las abscisas el porcentaje de salida del generador (%PS), y al cortar la curva de consumo de combustible, se puede leer en el eje de las ordenadas el porcentaje de consumo de combustible (%CC).

Con el porcentaje de salida del generador y la potencia corregida para las condiciones del sitio de operación, se calcula la potencia esperada de la siguiente forma:

$$PS_{esperada} = \frac{\%PS}{100} * PS_{sitio} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

donde

$PS_{esperado}$: Potencia de salida esperada conociendo la temperatura de los gases de escape

PS_{sitio} : Potencia de salida corregida para las condiciones del sitio de operación

%PS: Porcentaje de potencia de salida, obtenido de la figura 2.10

Para obtener el consumo específico de calor esperado según la temperatura de los gases de escape se aplica la siguiente ecuación:

$$CEC_{esperada} = \frac{\%CC}{\%PS} * CEC_{sitio} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

donde

$CEC_{esperado}$: Consumo específico de calor esperado conociendo la temperatura de los gases de escape

CEC_{sitio} : Consumo específico de calor corregido para las condiciones del sitio de operación

%CC: Porcentaje de consumo específico de combustible, obtenido de la figura 2.10

%PS: Porcentaje de potencia de salida, obtenido de la figura 2.10

Una vez obtenido el consumo específico de calor, la eficiencia se puede calcular a través de la ecuación 2.9

2.4 Fundamentos Básicos para el Cálculo del Valor Actual Neto

Para la determinación de los costos de equipos de generación de energía eléctrica usados, se realiza un avalúo de los activos fijos de acuerdo al estado actual en que se encuentren. Este se fundamenta en la depreciación amortizada que penaliza el costo de la unidad según el deterioro de los equipos y sus componentes, causada por el uso, las extracciones de partes y la ausencia de políticas de conservación de las unidades.

El cálculo del valor actual neto viene dado por la ecuación 2.13, que utiliza las variables correspondientes al costo de una unidad nueva de capacidad igual o similar, el costo de depreciación del equipo y el costo de rehabilitación de la turbina para llevarla al estado de funcionamiento en que logre generar con la potencia de diseño.

$$VAN = CUN - (CD + CR) \quad \text{Ec.2.13}$$

donde

VAN: Valor actual neto

CUN: Costo de la unidad de generación neta

CD: Costo de depreciación

CR: Costo de rehabilitación del equipo

El costo de una turbina a gas nueva instalada en la Planta, modelo MS-7001EA es de 35.441.000 Dólares aproximadamente, mientras que el costo de depreciación se debe calcular para cada caso en particular.

2.5 Energía Generada

La energía generada por una planta en un mes se puede obtener al realizar la sumatoria de la energía generada por cada unidad o grupo de unidades similares por la capacidad efectiva promedio multiplicado por las veinticuatro horas del día por treinta días al mes, por tanto la ecuación será:

$$E. G. = N^{\circ} \text{ Unidades} \times \text{Cap. Efec. Prom.} \times 24 \text{ hrs/día} \times 30 \text{ días/mes} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

Si se toma en cuenta las pérdidas estimadas por Transformación (0.5%) y consumo interno (1%), la energía generada despachada será:

$$E. D. = E. G. \times (1 - 0.005 - 0.01) \quad (\text{Ec. 2.15})$$

2.6 Determinación del Costo de Depreciación

Para el cálculo de depreciación de los equipos, se puede utilizar el "Método de la Línea Recta", que es el comúnmente utilizado por la empresa y permite calcular el valor de un activo para un instante de tiempo determinado. Para esto, se utiliza la ecuación 2.14:

$$CD = \frac{(Co \times AF)}{n} \quad (\text{Ec. 2.16})$$

donde

CD: Costo de depreciación

Co: Costo inicial del equipo

AF: Años de funcionamiento

n: Vida útil

Los años de funcionamiento es el tiempo que la unidad estuvo disponible o en servicio para el momento de calcular la depreciación, mientras que la vida útil de la turbina MS7001B es 30 años.

Por otra parte si lo que se quiere es el valor de depreciación mensual del equipo se puede utilizar la ecuación 2.17:

$$CD = \frac{Co}{n \times 12 \text{meses}} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

2.7 Costo de combustible

El costo por consumo mensual de combustible de una unidad se obtiene una vez calculada la energía generada multiplicada por el consumo promedio de combustible en m³ para generar un kilovatio hora, multiplicado por el costo del m³ de combustible, como se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$C. C. = (\text{Costo Gas}) \text{ Bs/m}^3 \times \text{C.P.C m}^3/\text{kWh} \times \text{E. G. kWh} \quad \text{Ec. 2.18}$$

2.8 Costo del kilovatio hora

Para conocer el costo del kilovatio hora despachado es necesario conocer el total de los gastos del período en estudio y dividirlo entre la energía despachada durante el mismo período de tiempo.

$$\text{Costo del kWh} = \frac{\text{TotalGastos}}{\text{EnergíaDespachada}} \quad \text{Ec. 2.19}$$

2.9 Costo de Rehabilitación del Equipo

El costo de rehabilitación de las turbinas a gas esta íntimamente relacionado con su situación para ese momento, es decir, con el estado en que se encuentre la unidad, sus componentes y equipos auxiliares, ya que la inversión a realizar depende del estado de todas y cada una de las partes que conforman el equipo. Este valor se estima en aproximadamente un 33% del costo inicial de la unidad. En el caso de las unidades pertenecientes a la Planta “La Cabrera” y “La Mariposa”, se tomarán las consideraciones necesarias al momento de realizar el cálculo del valor actual neto.

2.10 Costo de repotenciación del equipo

Cuando se habla de repotenciar un equipo es la implementación de materiales y componentes de última tecnología que al ser incorporado al mismo aumenten la capacidad nominal, eficiencia, periodo de vida y disponibilidad del mismo, entre otras cosas. Los costos de repotenciar un equipo son muy diversos, y estos dependen del resultado que se desee obtener.

3.1 Generalidades

En este capítulo se describe el funcionamiento de la turbina a gas, la distribución, compartimentos y sistemas de la unidad, los distintos equipos que la conforman y los tipos de mantenimiento recomendados por el fabricante para su buen funcionamiento. Esta turbina es de tipo industrial.

La unidad a describir es la MS-7001B, la cual posee una capacidad nominal de 50 MW. Las unidades que se encuentran en la planta “La Cabrera” y “La Mariposa”, no se encuentran en funcionamiento, aunque esto no impide que en un futuro lo estén, y por esto es necesario conocer las partes que conforman este tipo de turbina para poder llevar a cabo su cabal funcionamiento.

3.2 Principio de Funcionamiento

Existen muchos componentes que intervienen para hacer funcionar la turbina a gas por medio del flujo de gases de combustión y el aire. El paso del gas comprende el pasaje que hacen desde la admisión del aire, atravesando el compresor, la sección de combustión y la turbina hacia la parte de descarga de la turbina, como se puede observar en la figura 3.1

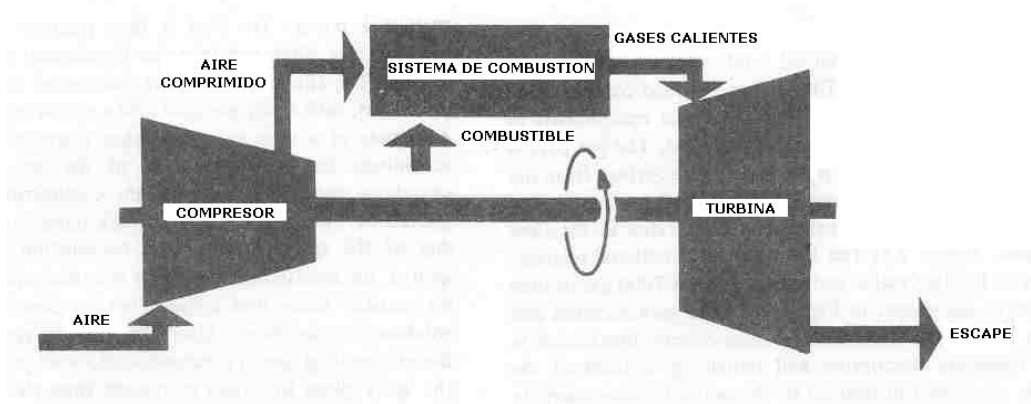


Figura 3.1, Esquema de funcionamiento

Cuando el sistema de arranque de la turbina se acciona, se aspira el aire del ambiente a través de los elementos filtrantes del conjunto de admisión, para luego ser llevado a una presión equivalente entre 12 y 20 veces la presión atmosférica en el compresor de flujo axial. Para proteger contra vibraciones en el momento del arranque se abren las válvulas de extracción y los álabes guías de admisión variables quedan en posición semi-cerrada.

Este fluido a alta presión, eleva su temperatura debido a la compresión, y no por adición de calor, en este punto entra en la cámara de combustión donde se inyecta combustible y por medio de una par de bujías se produce una chispa de alto voltaje que enciende la mezcla de aire combustible, aumentando su temperatura.

Los gases calientes pasan a través de la turbina donde se expande, aumentando la energía cinética la cual es absorbida como trabajo útil en el rotor de la turbina, obteniendo por ende una caída de presión. Luego estos gases son encausados hacia el sistema de descarga donde, al pasar a través de una serie de álabes giratorios, se les cambia de sentido axial a radial.

Cuando se alcanza el 95% de la velocidad, el actuador de los álabes guía de admisión se energiza abriéndolos para dejarlos en posición de operación normal.

Una vez cumplidas todas las condiciones de sincronización, el disyuntor actúa cerrándose, con lo cual se cierran las válvulas de purga del compresor de modo automático.

La rotación del eje resultante es la empleada para hacer rotar el generador y por ende producir energía eléctrica.

3.3 Descripción de la turbina

Las unidades a estudiar poseen un diseño compacto en el cual se incluyen todos los componentes y equipos necesarios para llevar a cabo su operación. Se puede dividir la misma en cuatro compartimentos principales:

- Compartimento de control
- Compartimento de potencia
- Compartimento del generador
- Compartimento de los auxiliares del generador

Además cuenta con equipos auxiliares para el sistema de entrada de aire y sistema de salida de gases de escape.

Como se puede observar en la figura 3.2, todos estos compartimentos están debidamente cubiertos para protegerlos del medio ambiente, además su diseño permite fácil acceso para las labores de mantenimiento y genera niveles de ruido adecuados al lugar de instalación, así como un buen aislamiento térmico.

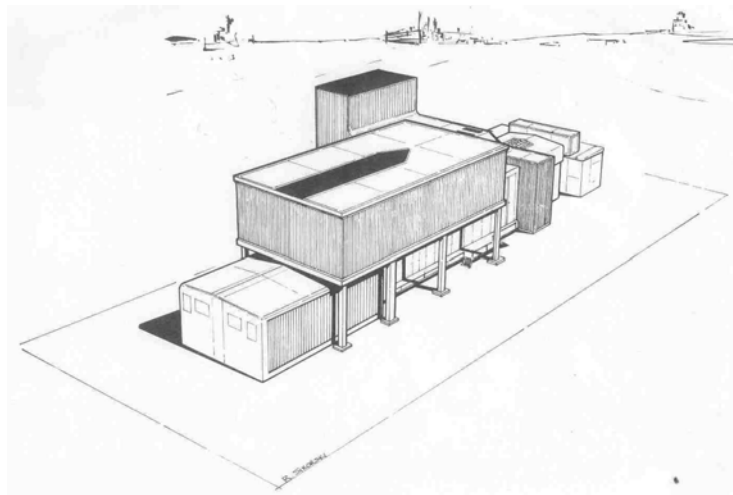


Figura 3.2, Vista exterior de la turbina

En la figura 3.3 se puede observar una vista de planta y una vista lateral con sus respectivas medidas en pies, además en la figura 3.4 se puede observar la disposición de los distintos compartimentos.

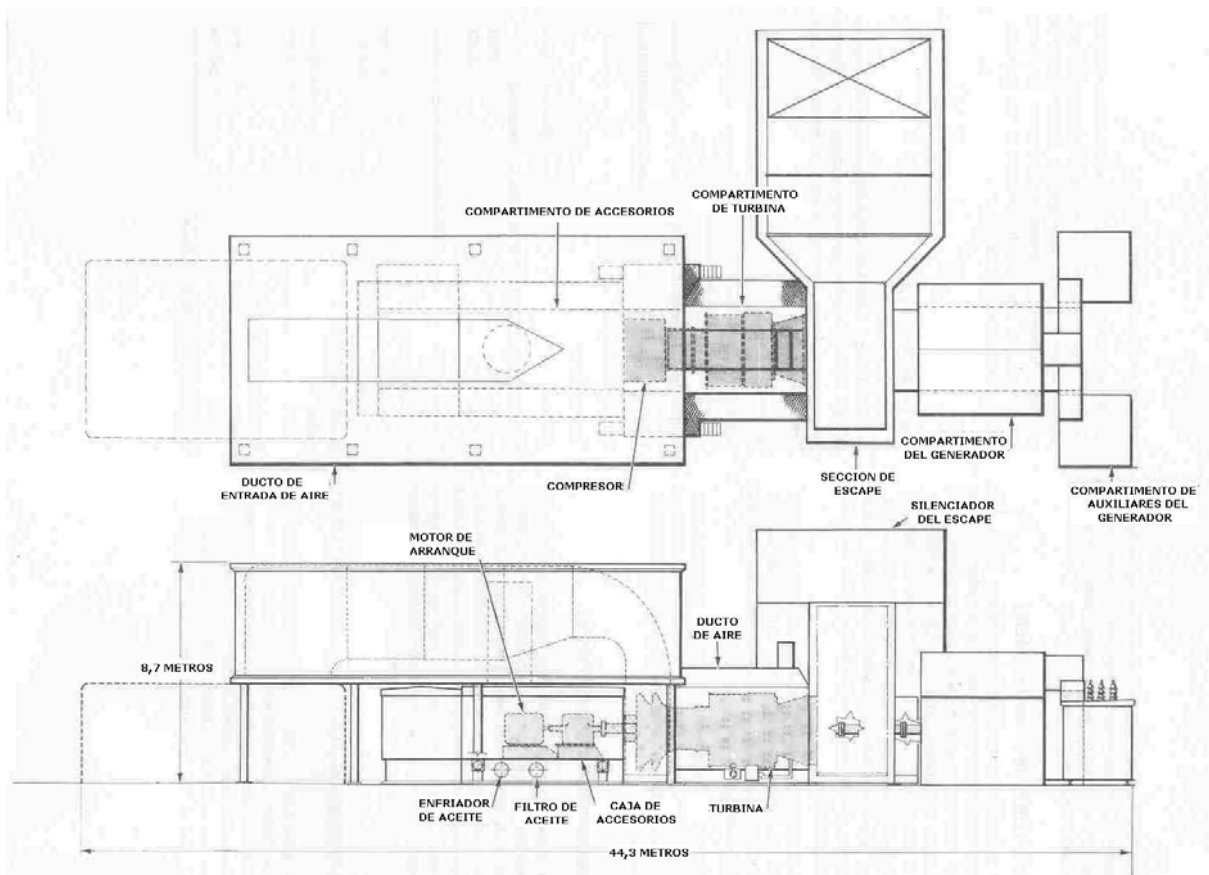


Figura 3.3, Esquema y dimensiones de la unidad

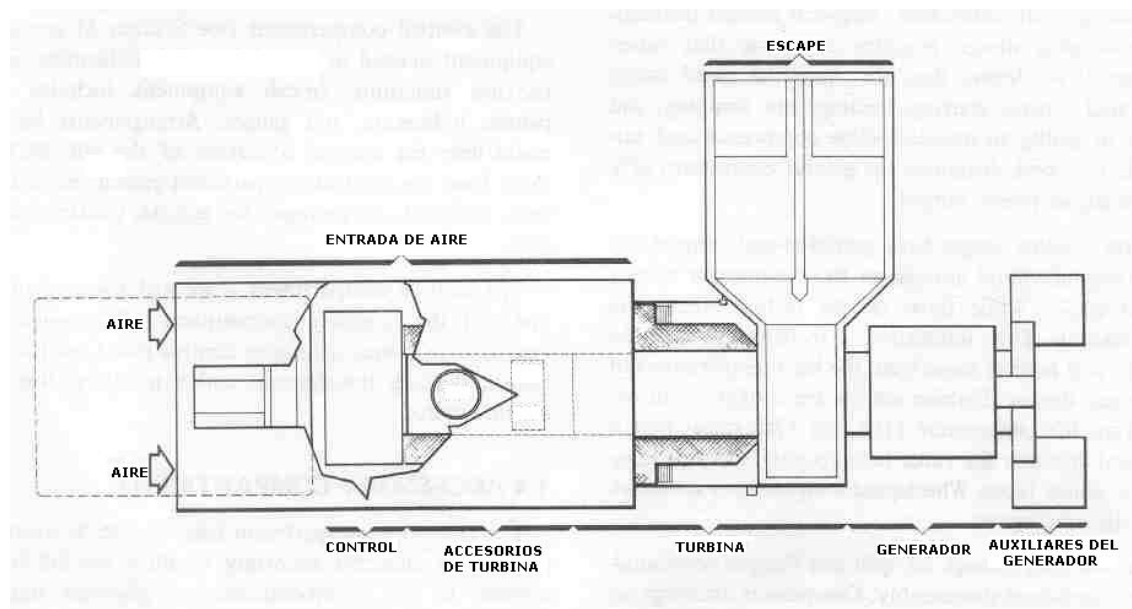


Figura 3.4, Esquema de compartimentos de la unidad

3.3.1 Compartimento de control

El compartimento de control se encuentra en el extremo delantero de la unidad, antes del compartimento de potencia, como se muestra en la figura 3.4. En él se encuentran los equipos necesarios para controlar y proteger la unidad, como son: el panel de control del transformador, el panel de control del generador, el panel de control de la turbina, los recipientes para almacenar CO₂ del sistema contra incendios, el cargador de baterías y las unidades de acondicionamiento de aire para regular la temperatura dentro del mismo. A continuación se muestra una vista de planta de este compartimento.

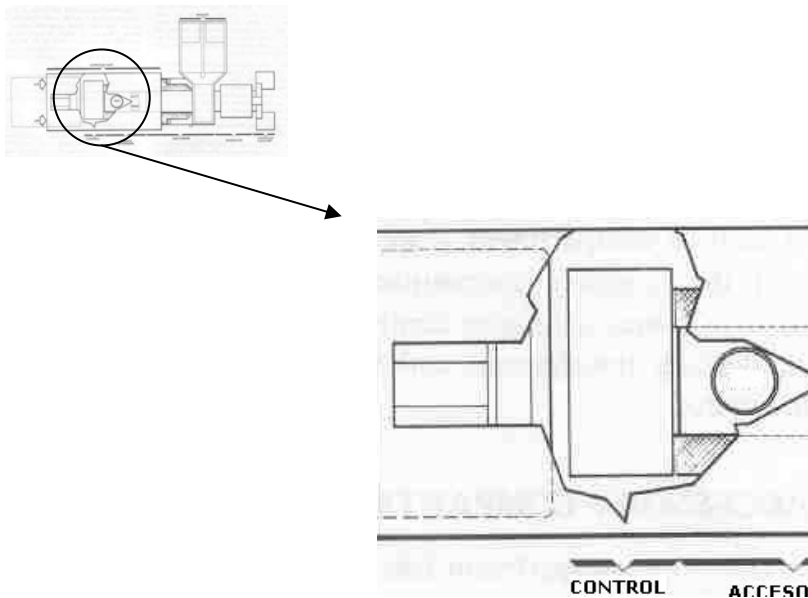


Figura 3.5, Compartimento de control

A continuación se muestra un esquema general de cómo se encuentra interconectada la unidad al sistema de microprocesadores del panel de control:

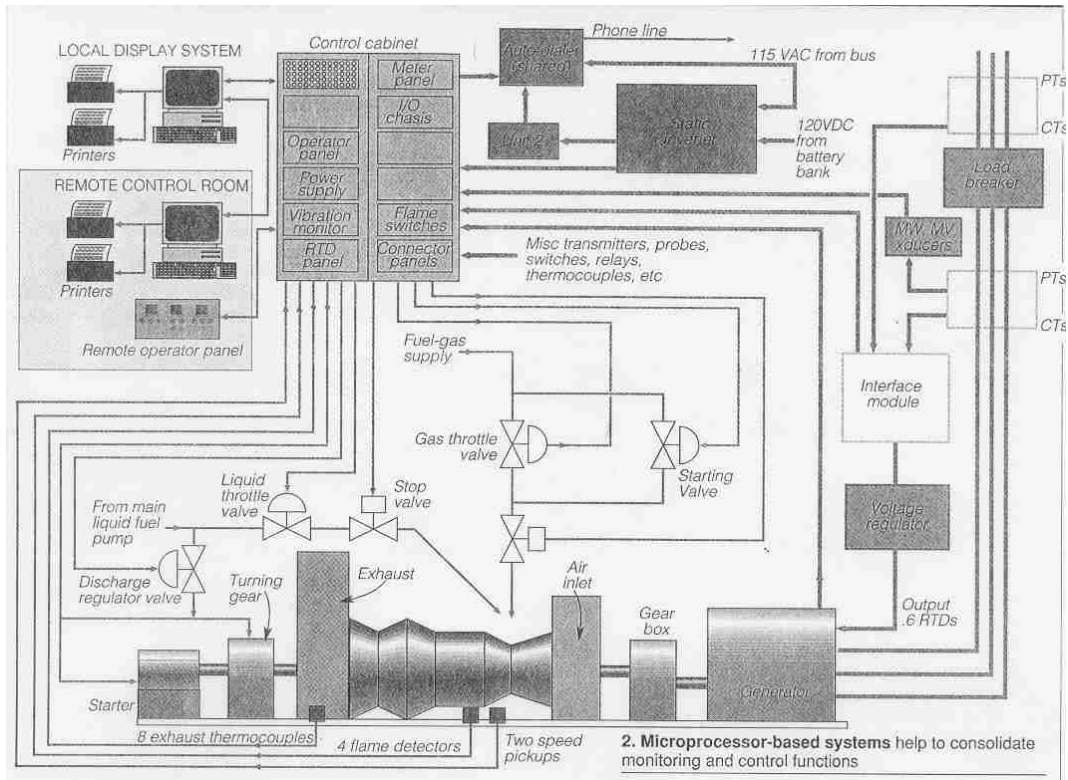


Figura 3.6, Esquema general del sistema del panel de control

3.3.2 Compartimento de potencia

El compartimento de potencia se divide a su vez en dos compartimentos, el compartimento de los auxiliares de la turbina, el cual aloja a los equipos auxiliares necesarios para la operación de la turbina, y el compartimento de la turbina donde se encuentra el rotor compresor turbina

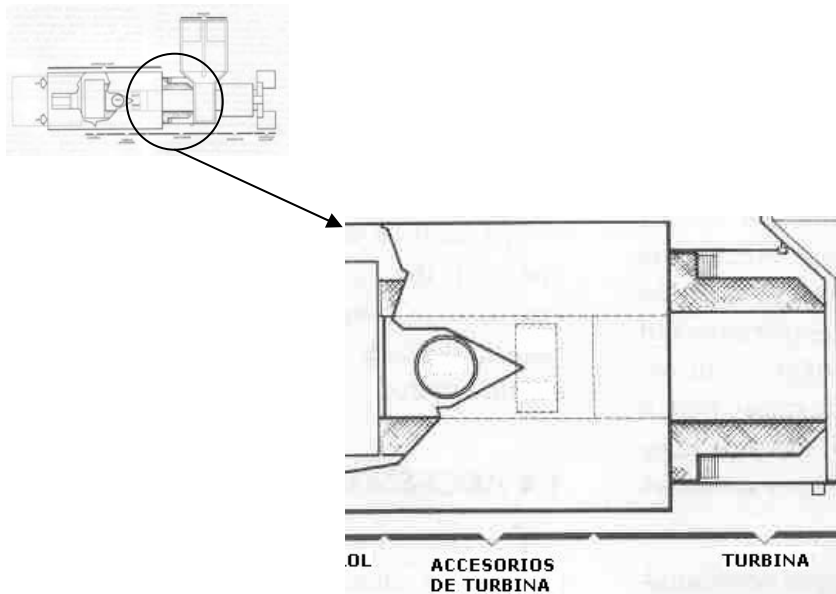
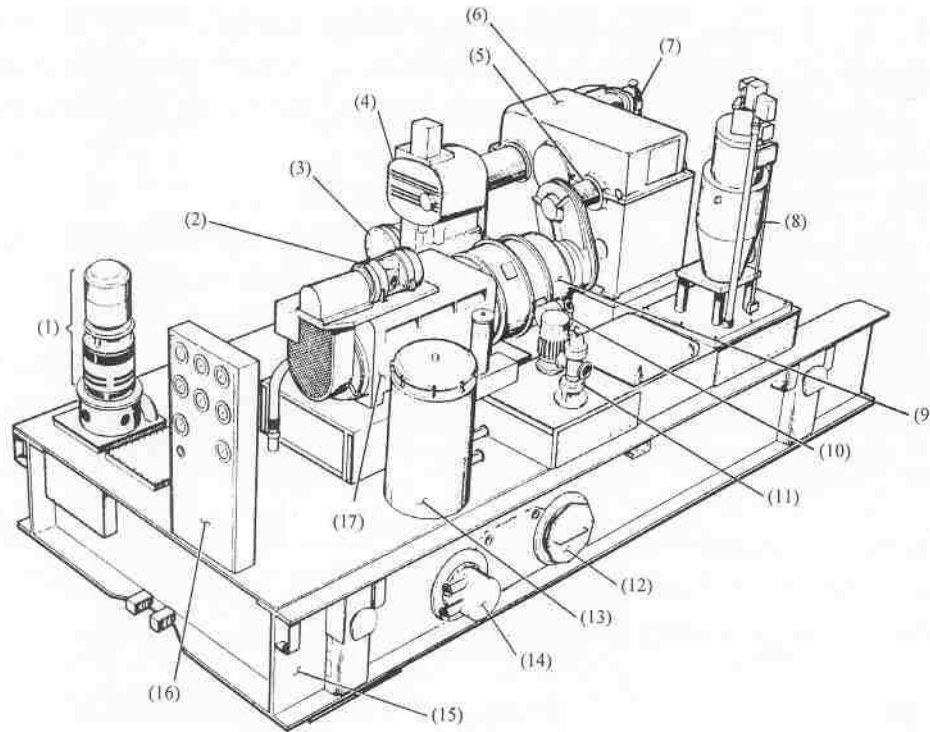


Figura 3.7, Esquema del compartimento de potencia

La figura anterior muestra el compartimento de potencia de una turbina modelo MS-7001 donde se observa en la parte delantera el compartimento de los auxiliares de la turbina, y en la parte trasera el compartimento de la turbina.

3.3.2.1 Compartimento de los auxiliares de la turbina

Está ubicado entre el compartimento de control y el compartimento de la turbina (ver Fig. 3.4). En él se encuentran los auxiliares mecánicos y eléctricos necesarios para hacer de la turbina una estación de generación independiente.



- | | |
|---|--|
| 1- Bombas auxiliar y de emergencia de aceite Lubricante | 9- Convertidor de torque |
| 2- Compresor de aire de atomización para el arranque | 10- Bomba auxiliar del sistema hidráulico |
| 3- Filtro secundario de combustible líquido | 11- Válvula de parada de combustible líquido |
| 4- Bomba de combustible líquido | 12- Filtro de aceite lubricante |
| 5- Embrague | 13- Filtro principal de combustible líquido |
| 6- Caja reductora de accesorios | 14- Intercambiador de calor |
| 7- Compresor principal de aire de atomización | 15- Base del compartimento de accesorios de la turbina |
| 8- Válvula de control de combustible gaseoso | 16- Panel de indicadores de presión |
| | 17- Motor de arranque |

Figura 3.8, Distribución del compartimento de auxiliares

En la figura 3.8 se observa que, incluidos dentro de este compartimento están los componentes del sistema de arranque, como son el motor de arranque, el convertidor de torque y el embrague, todos ellos conectados mecánicamente al rotor de la turbina a través de la caja reductora de accesorios. Otros accesorios ubicados en este compartimento son los componentes del sistema de lubricación y combustible, componentes del sistema hidráulico, compresor del sistema de aire de atomización, componentes del sistema de control y los equipos del sistema de refrigeración. Ubicado en la parte delantera central de éste compartimento se encuentra un panel con los indicadores de presión, el cual puede ser visto desde la cabina de control. La base de este compartimento está construida en acero

estructural, y en ella se encuentra el depósito de aceite lubricante con una capacidad aproximada de 7.570 L (2000 galones).

Caja reductora de accesorios:

La caja reductora de accesorios es una caja de engranajes acoplada directamente al rotor y su función es mover los accesorios de la turbina. Está localizada en la parte posterior del compartimento y la conforman una serie de engranajes que realizan las reducciones de velocidad necesarias para mover los accesorios. Entre los accesorios que mueve esta caja reductora se encuentran la bomba principal de combustible líquido, el compresor principal de aire de atomización, la bomba de agua de refrigeración, la bomba principal del sistema hidráulico y la bomba del sistema de lubricación. Durante el arranque, la caja reductora de accesorios transmite el torque del motor de arranque al rotor de la turbina a través del convertidor de torque.

Equipo de arranque:

El equipo de arranque está compuesto principalmente por el motor de arranque y el convertidor de torque, los cuales son usados durante la secuencia de arranque para mover la caja reductora de accesorios y el rotor de la turbina. El convertidor de torque es llenado con aceite por una bomba perteneciente al mismo, que succiona el aceite del tanque de lubricante. Cuando la turbina enciende y es acelerada a su velocidad de operación, el embrague entre el convertidor de torque y la caja reductora de accesorios, automáticamente se desacopla y el motor de arranque se apaga luego de un corto periodo de enfriamiento. En las unidades modelo MS 7001 el motor de arranque es un motor eléctrico de inducción trifásico (corriente alterna).

3.3.2.2 Compartimento de la turbina

El compartimento de la turbina aloja todos los componentes del rotor compresor turbina, las cámaras de combustión, las guías de entrada de aire y de descarga de los gases

producto de la combustión, y los cojinetes. La siguiente figura muestra como esta dividido este compartimento.

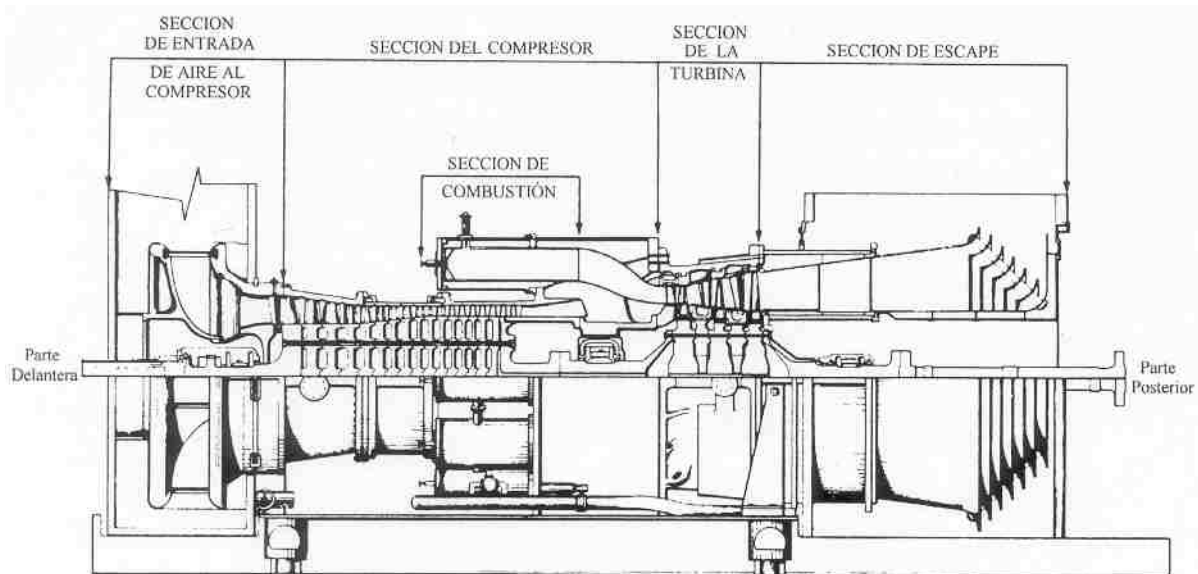


Figura 3.9, Secciones del compartimento de la turbina

Sección de entrada de aire al compresor:

La sección de entrada de aire tiene como función principal dirigir el aire uniformemente hacia el compresor. Además, en esta sección se encuentra el grupo del cojinete N° 1, los álabes guía de entrada de aire al compresor, los cuales dependiendo de su posición regulan el flujo de aire que va hacia el compresor y los sellos de aire de baja presión (ver figura 3.10).

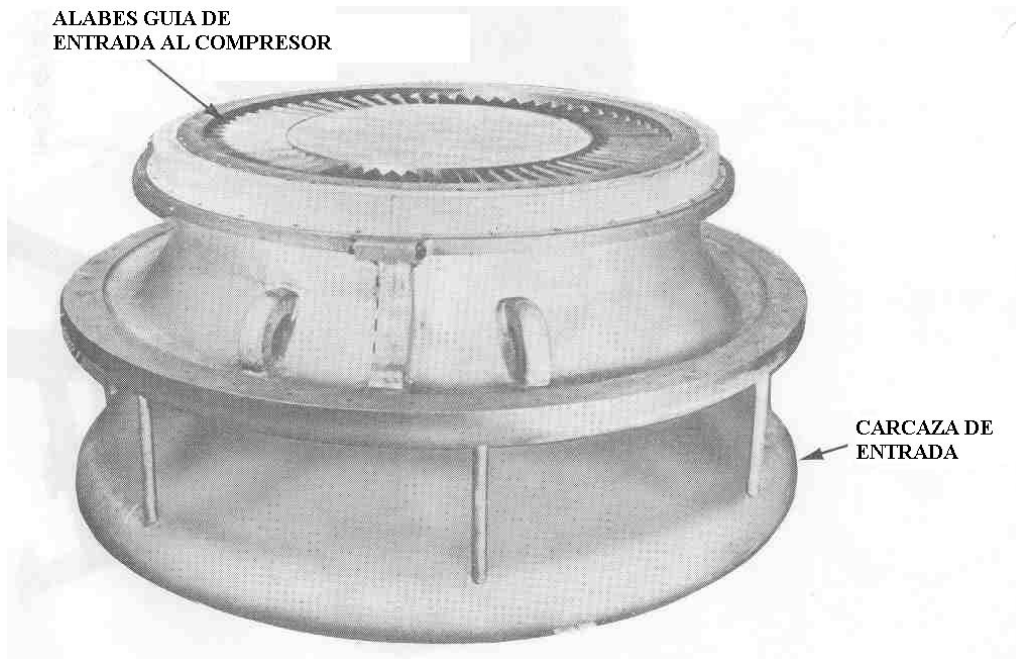


Figura 3.10, Sección de entrada de aire al compresor

Sección del compresor:

La sección del compresor de flujo axial, consiste del rotor compresor y la carcaza. Incluyendo dentro de la carcaza, las guías de entrada y salida de aire.

El compresor de flujo axial consta de 17 etapas, de disposición horizontal, el cual gira a una velocidad promedio debida a los cambios en las condiciones atmosféricas de 3600 r.p.m.. Los álabes directrices son móviles a la entrada y fijos a la salida. El aire es confinado al espacio interno entre el álabe directriz y el rotor, donde es comprimido por etapas alternas de álabes fijos y móviles, donde la fuerza necesaria para comprimir el aire es suministrada por estos últimos, los cuales pertenecen al rotor, y sus ángulos tanto de entrada como de salida, son compatibles con los de los álabes directrices para elevar su presión con un mayor rendimiento.

La carcaza del compresor encierra todos los componentes del mismo y está dividida en cuatro partes: entrada, extremo delantero, extremo posterior y descarga (ver figura 3.11),

dispuestas en ese orden, y a su vez dividida de forma horizontal e independiente para facilitar el mantenimiento.



Figura 3.11, Carcasa del compresor

El extremo delantero contiene los álabes tanto fijos como móviles de la etapa cero hasta la tercera incluido, el extremo posterior desde la cuarta hasta la novena y la sección de descarga contiene las restantes, desde la décima hasta la decimoséptima, las guías de descarga las cuales son dos, la primera envía el aire a la cámara de combustión y la segunda para la refrigeración de la turbina y de los sellos de aire de los cojinetes de lubricación, además del aire que va hacia los difusores dispuestos de manera equidistante, que permiten la desaceleración del flujo, aumentando la presión estática del mismo para su entrada a la cámara de combustión.

Sección de combustión:

La sección de combustión esta formada por el sistema de combustión el cual a su vez esta formado por las cámaras de combustión, las bujías del sistema de ignición, los detectores de llama y los tubos cruza-llamas.

Las cámaras de combustión, diez en total, forman el equipo encargado de la generación de los gases a alta presión, estas están colocadas a la salida del compresor para tomar el flujo de aire del mismo para la combustión. Cada una está conformada por una cesta combustora, los inyectores de combustibles, generadores de vórtices o torbellinos y la

pieza de transición. Las cámaras de combustión, están dispuestas concéntricamente alrededor del compresor de flujo axial.

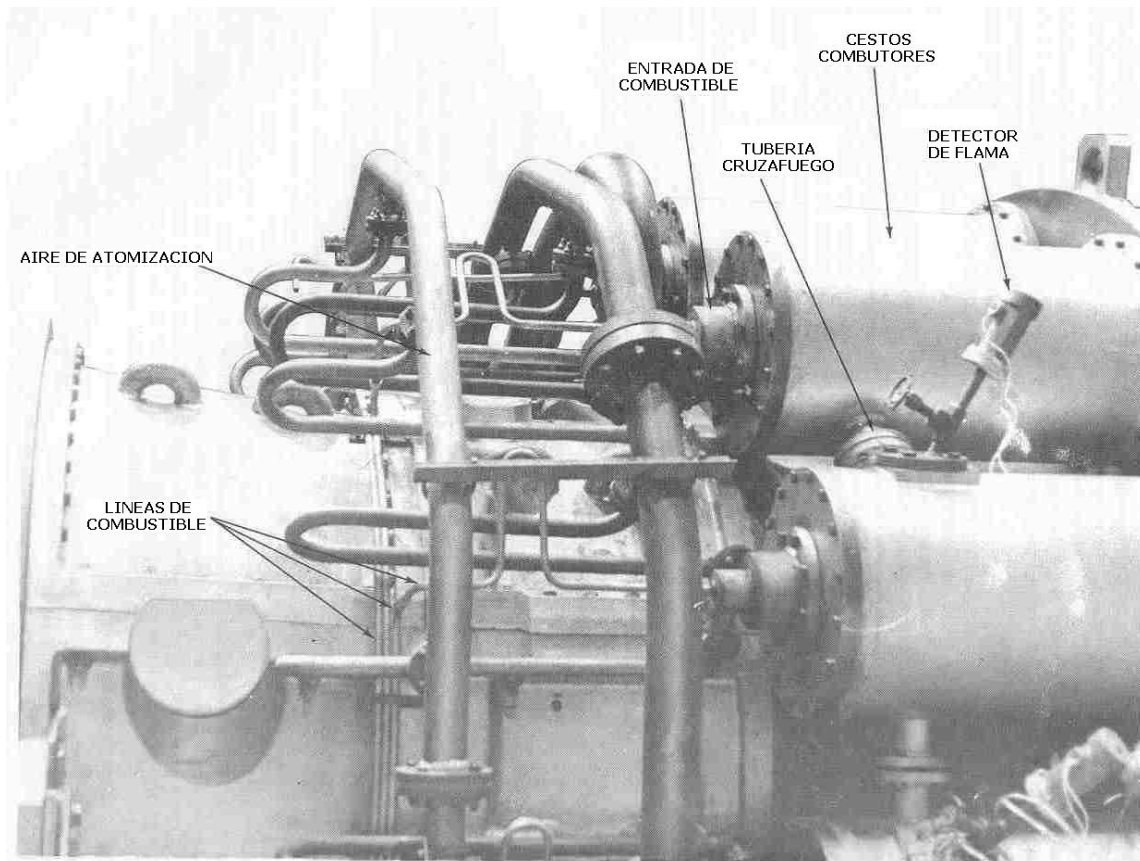


Figura 3.12, Disposición general del sistema de combustión

El flujo de aire que se obtiene en la descarga del compresor, ingresa en la cámara de combustión donde se divide en lo que se conoce como aire primario y aire secundario. El aire primario entra en la primera etapa de la cámara, específicamente en el cesto combustor, donde se inyecta una cantidad de combustible el cual se inflamará por medio de las chispas generadas por dos bujías retráctiles, las cuales solo trabajan en el momento de encendido de la máquina; en este instante comienza la oxidación de combustible que genera los gases de combustión a alta temperatura, momento donde los generadores de vórtices o torbellinos homogeneizan la mezcla para permitir la quema completa del combustible, y ayudan a llevar los gases de escape hacia la segunda sección de la cesta, aquí se inyecta una parte del aire secundario conocido como aire de enfriamiento, que reduce la temperatura de los

gases, la cual en principio es muy elevada, para luego inyectar el resto del aire secundario conocido como de dilución, que distribuye uniformemente la temperatura de estos gases de escape, alcanzando niveles aceptables para ingresar al diafragma de la primera etapa de la turbina. En la siguiente figura se observa el camino que siguen los gases dentro de la cámara de combustión.

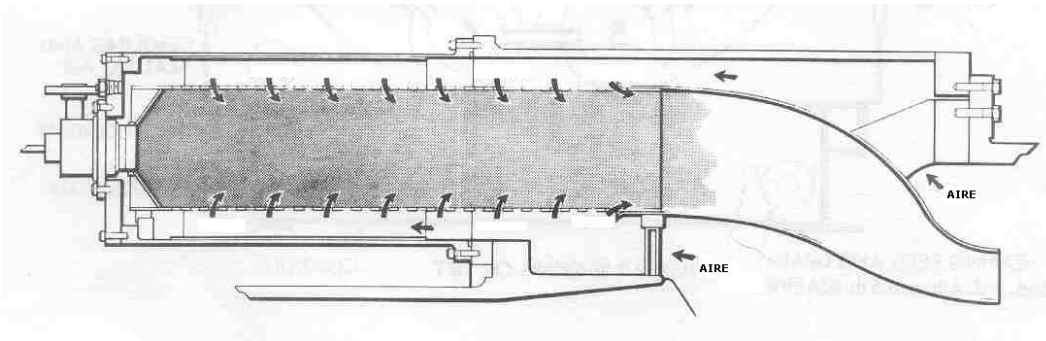


Figura 3.13, Flujo de gases en la cámara de combustión

Sección de la turbina:

La sección de la turbina es el área donde la energía contenida en los gases a altas temperaturas, provenientes de las cámaras de combustión es convertida en energía mecánica. Esta sección incluye el rotor turbina, la carcasa de la turbina, las toberas y los difusores de escape. En las unidades modelo MS 7001 la turbina consta de tres etapas de expansión.

El rotor turbina consiste de dos árboles y las ruedas que contienen los álabes de las distintas etapas de expansión, todos unidos entre sí como se muestra en la Fig. 3.14.

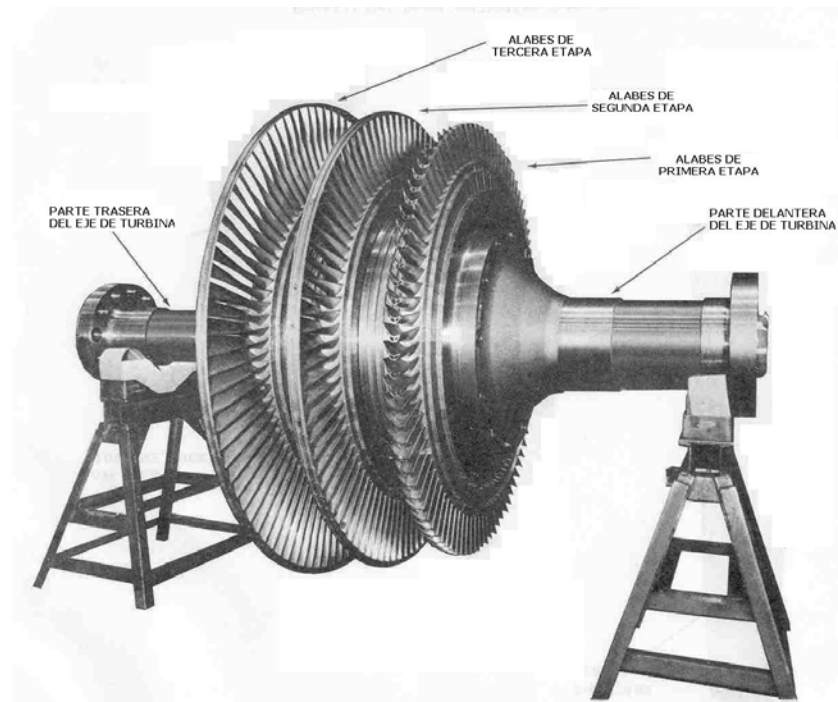


Figura 3.14, Rotor de la turbina modelo MS-7001

Los álabes de la turbina aumentan en tamaño en cada etapa, porque la caída de presión resultante del proceso de conversión de energía en cada expansión, requiere de un incremento en el área del flujo del gas (ver figura 3.15).

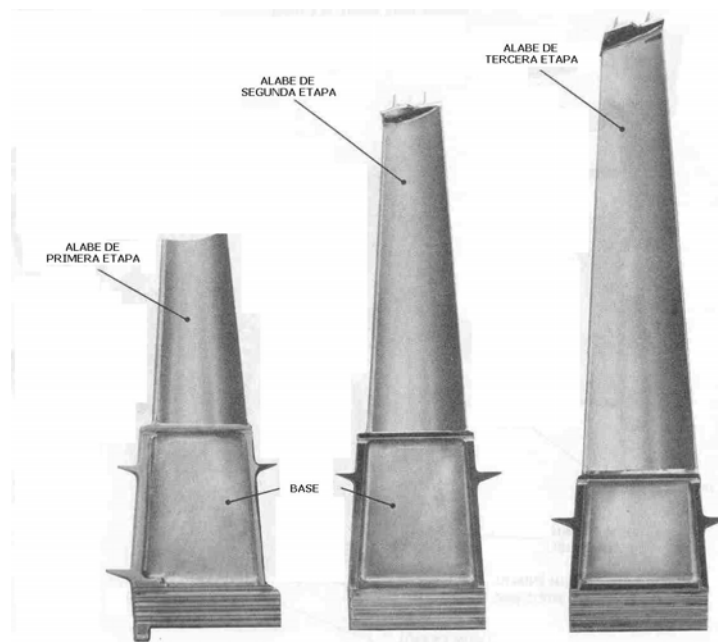


Figura 3.15, Álabes de la turbina MS-7001

Los álabes móviles de la primera etapa contienen una serie de pasajes longitudinales, a través de los cuales pasa aire proveniente del compresor para refrigerarlos. El aire entra por la base del álabe, y fluye a través de unos agujeros a lo largo y ancho del mismo, hasta la punta (ver Fig. 3.16).

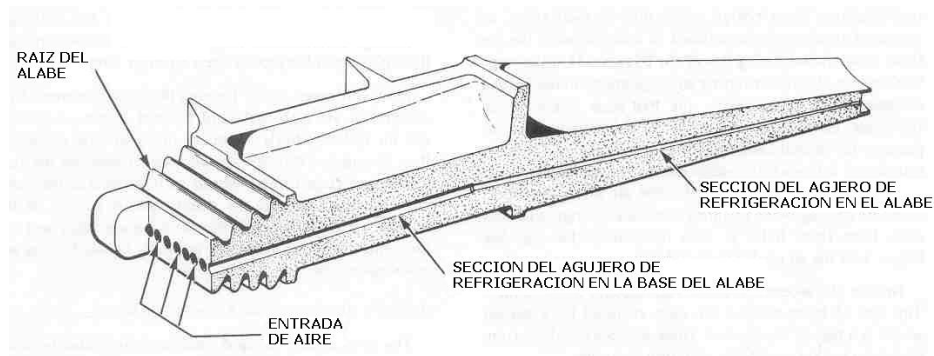


Figura 3.16, Detalles de los agujeros de refrigeración en los álabes

La base de los alabes móviles tipo pino invertido, tiene una serie de crestas y valles, que permiten una unión segura con la rueda. Los álabes se insertan en sentido axial a la rueda, en unas ranuras con una geometría similar a la base de los álabes, que permite que estos encajen.

La carcasa de la turbina soporta internamente y mantiene fijas las toberas, los anillos de los sellos y el difusor de escape. La superficie externa de la carcasa, contiene pasajes de aire para refrigerarla.

Las toberas formadas por los álabes fijos, expanden y dirigen el flujo a alta velocidad de los gases producto de la combustión contra los álabes móviles del rotor, provocando que éste gire. Para evitar pérdidas por fuga y caída de presión alrededor de las toberas, éstas tienen sellos tanto en su diámetro interno como externo. Los sellos son de tipo laberinto y están maquinados sobre la superficie del diámetro interno del diafragma, ellos se ajustan con los sellos sobre la superficie del rotor. Una tolerancia mínima entre las partes estacionarias y móviles, es esencial para mantener bajas las pérdidas y alcanzar una

alta eficiencia de la turbina. Debido a que los álabes de las toberas están en contacto con el flujo de gases calientes producto de la combustión, se ven sometidos tanto a esfuerzo térmico como a cargas por presión de los gases.

Sección de escape:

La sección de escape es la porción de la turbina en donde los gases usados para generar la potencia, son evacuados a través de una chimenea a la atmósfera, o a otro equipo-accesorio dependiendo de la aplicación de la turbina. El sistema de escape esta formado por el plenum de escape, el ducto de transición, las juntas de expansión y la chimenea. Esta diseñado acústica y dinámicamente para atenuar los niveles de ruido y dispersar los gases de escape.

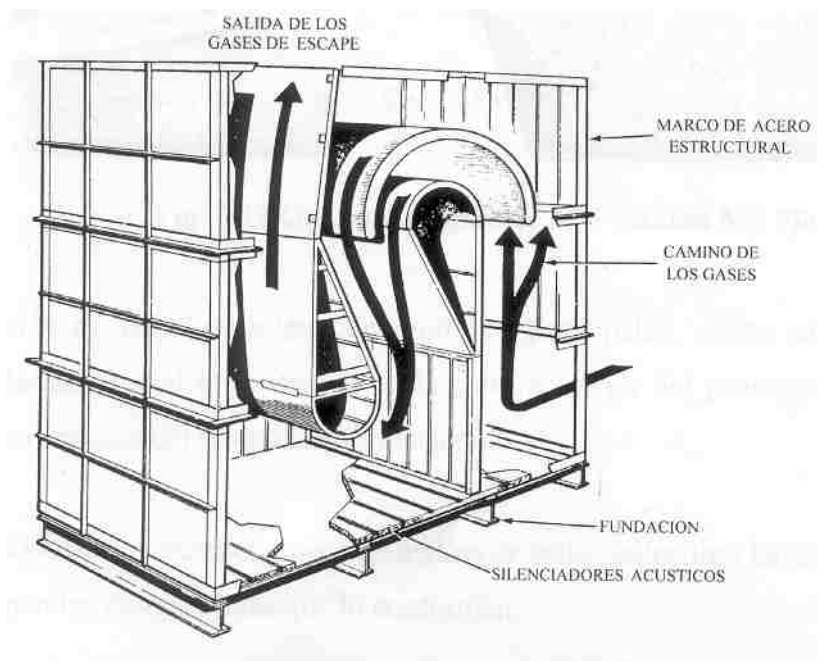


Figura 3.17, Paso de los gases de escape de la turbina

Cojinetes:

La unidad tiene dos grupos de cojinetes principales, uno localizado en la sección de entrada de aire del compresor y el otro ubicado en la sección de escape, los cuales soportan

al rotor compresor turbina. El grupo del cojinete N° 1 ubicado en la sección de entrada del compresor, esta formado por tres cojinetes: un cojinete de empuje activo, un cojinete de empuje inactivo y un cojinete de apoyo. El grupo de cojinete N° 2 consiste solo en cojinetes de apoyo. Ambos cojinetes son lubricados a presión, con aceite proveniente del sistema de lubricación principal, el cual pasa a través del filtro de aceite y el cabezal de lubricación antes de llegar a los cojinetes.

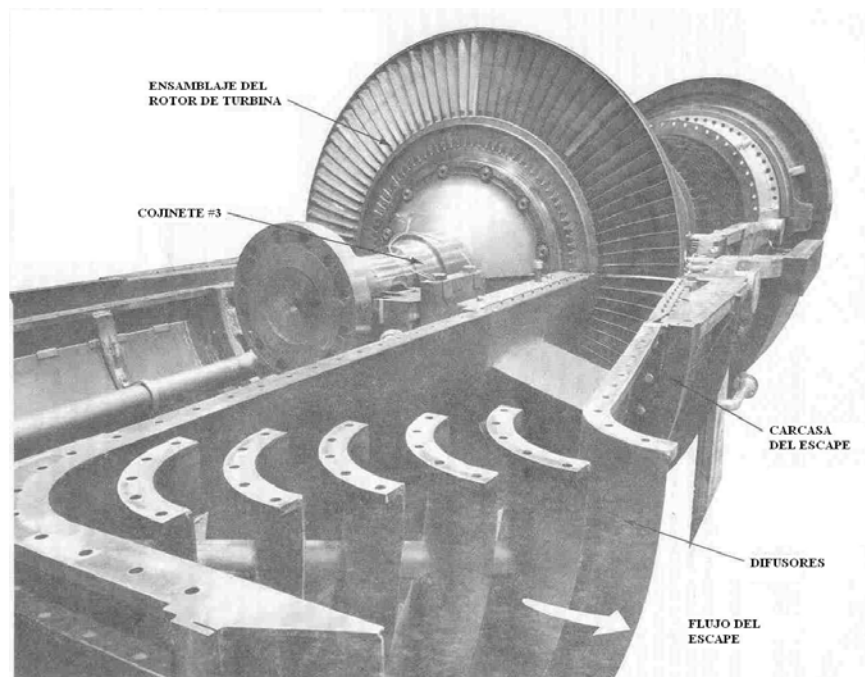


Figura 3.18, Cojinete principal en la sección de escape

Además de los dos grupos de cojinetes principales, existe un tercer cojinete, llamado pedestal, el cual esta ubicado en la parte posterior del generador, y es lubricado con aceite proveniente del sistema de lubricación.

Cada grupo de cojinetes consta de anillos de sello, sellos tipo laberinto, y la carcasa donde se alojan los componentes que lo conforman.

3.3.3 Compartimento del generador

Éste compartimento se encuentra ubicado a continuación del compartimento de potencia (ver Fig. 3.4) y aloja al generador principal, la caja reductora de carga, el sistema de enfriamiento del generador, y el equipo de excitación estática. La siguiente figura muestra una vista de planta con la distribución de este compartimento.

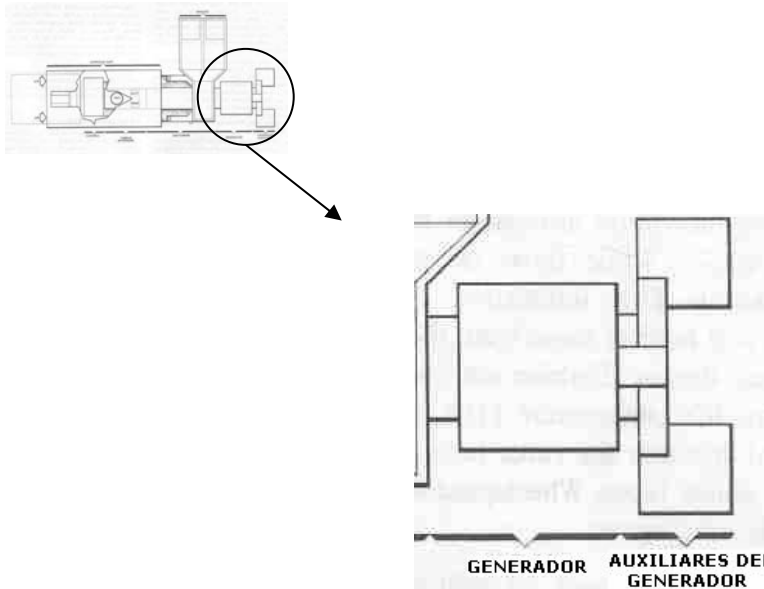


Figura 3.19 Esquema del compartimento del generador

Este compartimento al igual que los demás, esta protegido contra las condiciones ambientales, tiene caminerías alrededor del compartimento y esta provisto de puertas para el acceso a inspecciones y labores de mantenimiento.

Generador:

El generador es sincrónico de ventilación abierta, enfriado por aire, frecuencia de 60 Hz, dos polos, corriente alterna y gira a 3.600 r.p.m. El sistema de enfriamiento del generador consiste de filtros de aire, silenciadores y ductos amortiguados, que regulan y dirigen el flujo de aire para mantener la temperatura apropiada en el embobinado del generador.

El aceite lubricante para los cojinetes de apoyo del generador proviene del sistema de aceite lubricante de la turbina y retorna al tanque de lubricante ubicado en el compartimento de accesorios de la turbina.

Los accesorios básicos que incluye el generador son:

- a. Calentadores, instalados en el generador, para evitar la humedad durante periodos de parada.
- b. Detectores de temperatura tipo resistencia, instalados en el estator del generador
- c. Detectores de vibración tipo velocidad, montados en la tapa del cojinete.
- d. Sensor de presión de aceite lubricante, ubicado en la tubería que alimenta de aceite al cojinete del generador, para detectar la presencia de aceite lubricante antes del arranque y durante la operación.

Caja reductora de carga:

La caja reductora de carga esta formada por engranajes de tipo helicoidal, dispuestos verticalmente. El piñón de entrada es movido por el rotor de la turbina a través de un acople flexible. El árbol de salida de la caja reductora de carga esta rígidamente unido al rotor del generador, y ésta conexión sirve de apoyo al mismo.

3.3.4 Compartimento auxiliar del generador

Éste compartimento se encuentra en el extremo posterior de la unidad, a continuación del compartimento del generador, como se puede observar en la figura 3.20. En él se encuentra el equipo de excitación estático, transformadores de corriente, transformador de servicios auxiliares, interruptor del generador, sistemas de ventilación, y las conexiones eléctricas.

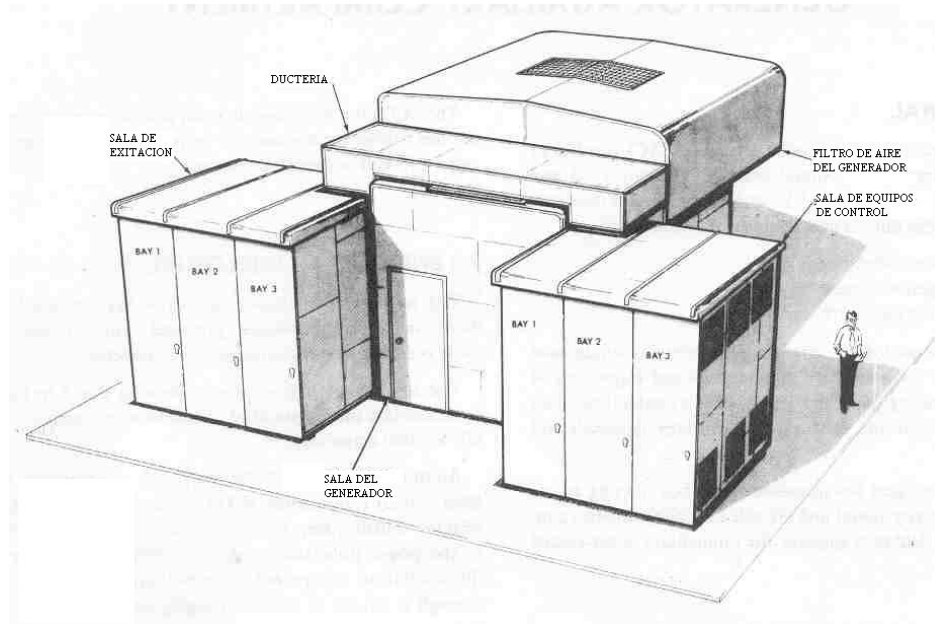


Figura 3.20, Vista exterior del compartimento de los auxiliares del generador

La ventilación de este compartimento se logra por convección forzada, y la temperatura dentro del mismo no sobrepasa los 25 °C, cuando la unidad esté en operación. El sistema de ventilación cuenta con filtros para evitar la presencia de partículas de polvo y arena. Además, este compartimento tiene calentadores para prevenir la condensación de agua presente en el aire.

3.4 Descripción de los sistemas

En las unidades turbo generadoras, se denomina sistema a un grupo de dispositivos mecánicos, eléctricos y electrónicos que operan en conjunto para cumplir una función específica. A continuación se describen los principales sistemas para la operación de una turbina.

3.4.1 Sistema de arranque

Antes de que la turbina de combustión pueda ser encendida, esta debe girar a cierta velocidad, lo que se logra a través de la caja reductora de accesorios, un convertidor de

torque y un motor de arranque, el cual es un motor eléctrico. También durante la secuencia de parada de la turbina, se mantiene girando el rotor de la turbina para su enfriamiento, esta operación es realizada por el motor ya mencionado.

Este sistema de arranque esta formado por un motor eléctrico de inducción, marca General Electric, tipo K, modelo Custom 8000, con una velocidad sincrónica de 1800 r.p.m., además de un convertidor de torque, embrague y dispositivos de control.

En operación, la potencia del motor de arranque es transmitida al convertidor de torque, al embrague y a la caja reductora de accesorios, la cual impulsa el rotor de la turbina. Una vez la turbina alcanza la velocidad de encendido y es acelerada, el embrague se desacopla y el motor de arranque se apaga automáticamente.

El aceite utilizado por el convertidor de torque proviene del tanque de aceite lubricante (sistema de lubricación) y es succionado por una bomba que forma parte integral del convertidor de torque. Sin embargo, durante el arranque, la velocidad de esta bomba es insuficiente, por lo cual la bomba auxiliar del sistema de lubricación, se enciende para proveer el aceite requerido por el convertidor de torque.

El motor de arranque es enfriado por aire, a través de ventiladores montados sobre el rotor del mismo. Estos ventiladores toman aire del compartimento de accesorios de la turbina y lo expulsan a través de unas ventanas en el tope del compartimento.

3.4.2 Sistema de combustible

La turbina de combustión esta diseñada para operar tanto con combustible gaseoso (gas natural), como con combustible líquido (aceite destilado o diesel). La unidad MS-7001 es suministrada con un sistema de combustible gaseoso y un sistema de combustible líquido con permutación automática bajo carga. El gas natural es el combustible primario y el aceite destilado es el combustible secundario. Sin embargo, la turbina puede ser arrancada

con cualquiera de los dos combustibles. A continuación se describen cada uno de los sistemas.

3.4.2.1 Sistema de combustible gaseoso

El sistema de combustible primario de la turbina de combustión, utiliza gas natural como combustible. Éste sistema de combustible ha sido diseñado para suministrar el gas a las cámaras de combustión de la turbina, a la presión y proporciones de flujo apropiadas para satisfacer todos los requerimientos de arranque, aceleración y de carga de operación de la turbina.

Como se puede observar en la siguiente figura, estas turbinas pueden operar con combustible líquido o gaseoso, y hoy en día hasta con una mezcla de ambos si fuese necesario.

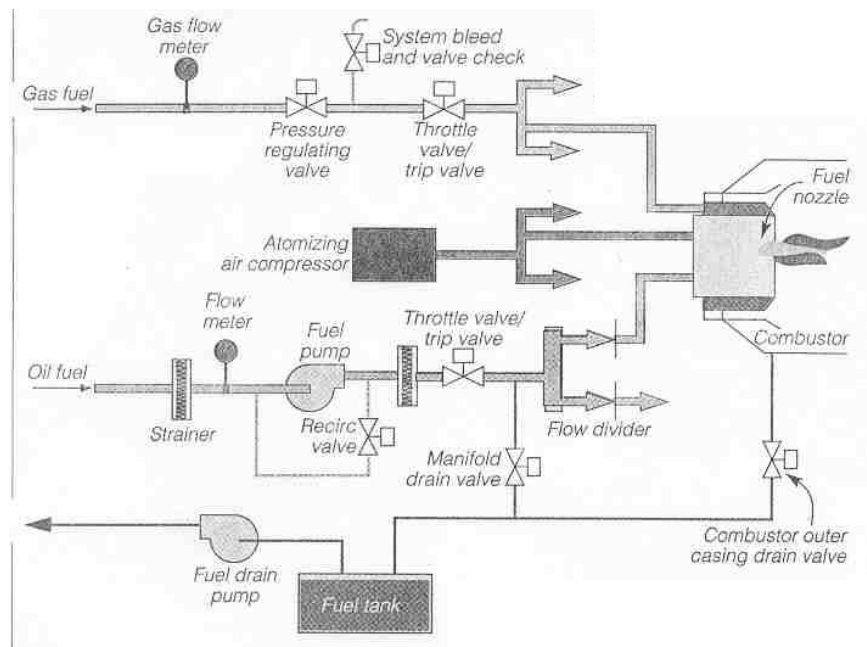


Figura 3.22, Esquema del sistema de combustible de la turbina

El componente principal de éste sistema es el conjunto válvula de proporción y cierre de gas y la válvula de control localizado en la base de accesorios. Además de ésta válvula se encuentran la tubería de entrada, el colador, la válvula de respiradero de

combustible, servoválvulas de control, manómetros de presión y tubería de distribución a las diez toberas de combustión.

La válvula de control de gas y la válvula de proporción y cierre de gas ocupan un cuerpo común, también son llamadas servoválvulas. La válvula de control de gas cumple una función dosificadora del gas combustible a la turbina de acuerdo con sus requerimientos de velocidad y carga. La posición de la válvula de control de gas es una función lineal de una tensión variable de control (VCE) generada por el sistema de control SPEEDTRONIC. La tensión de control actúa sobre la servoválvula electrohidráulica para admitir aceite al cilindro hidráulico o liberarlo del mismo, posicionando la válvula de control de modo que el flujo de gas combustible sea lo requerido para un régimen de velocidad y carga dados.

El colador de gas está localizado en la línea de suministro de gas combustible del proveedor, delante de la conexión de combustible de la turbina. Su función es la de extraer partículas extrañas que pueden existir en el gas combustible de ingreso. Una conexión de extracción del fondo del cuerpo del colador proporciona la limpieza periódica de la malla del colador.

3.4.2.2 Sistema de combustible líquido

El sistema de combustible líquido (aceite destilado), bombea y distribuye el combustible proveniente del sistema de abastecimiento de la unidad, a las diez toberas de combustible del sistema de combustión. El sistema de combustible filtra y divide el flujo de combustible en diez partes iguales, para su distribución a la presión y proporciones de flujo requeridas en las cámaras de combustión.

El sistema de combustible consta de los siguientes componentes principales, más algunos otros dispositivos de control, interruptores e indicadores.

- a. Filtro de combustible de baja presión

- b. Válvula de cierre de aceite combustible
- c. Bomba de combustible líquido
- d. Válvula de alivio de descarga de la bomba de combustible
- e. Válvula de derivación de combustible
- f. Filtro de combustible de alta presión
- g. Divisor de flujo o distribuidor de combustible
- h. Válvulas de retención de línea de combustible
- i. Conjuntos de tobera de combustible
- j. Válvulas de drenaje de arranque falso

A continuación se hace una descripción funcional de cada uno de estos elementos:

Filtro de combustible de baja presión:

El aceite combustible a baja presión proveniente del sistema de abastecimiento de la unidad, entra a los filtros primarios de baja presión y pasa a través de la válvula de cierre de combustible antes de entrar a la bomba de combustible. El filtro de baja presión consiste en elementos de papel plegado de cinco micras el cual retiene elementos contaminantes que puedan provocar posible daños o funcionamientos impropios de los componentes de este sistema.

Válvula de cierre de aceite combustible:

La válvula de cierre de aceite combustible es una válvula de emergencia operada desde el sistema de protección, utilizada para cortar la alimentación de combustible a la turbina durante paros normales o de emergencia. Esta válvula tiene dos posiciones operadas hidráulicamente (apertura y cierre). Cuando la turbina es parada en secuencia normal, por disparo de emergencia o por disparo de sobrevelocidad, la válvula de cierre de aceite combustible cierra completamente en medio segundo. Durante la operación normal de la turbina, la válvula de cierre se mantiene abierta hidráulicamente por la presión del aceite de disparo.

Bomba de combustible:

La bomba de combustible es una bomba de tipo tornillo, de salida continua, de desplazamiento positivo con dos conjuntos de tornillos opuestos. La bomba es impulsada directamente desde la caja reductora de accesorios, por lo tanto, la velocidad de la bomba de combustible es directamente proporcional a la velocidad de la turbina. El flujo de descarga de la bomba de combustible a cualquier velocidad dada de la turbina, es más grande que los requisitos de combustión de la turbina a esa velocidad.

Válvula de alivio de descarga de la bomba de combustible:

La válvula de alivio de descarga de la bomba de combustible, está localizada en un lazo entre la descarga y la entrada de la bomba. La válvula impide que la presión de aceite combustible llegue a ser tan alta como para romper cualquier línea, en el caso eventual de un mal funcionamiento del divisor de flujo.

Válvula de derivación de combustible:

Esta válvula de derivación esta conectada entre los lados de entrada y de descarga de la bomba de aceite combustible y mide el flujo de combustible a la turbina, substrayendo el exceso de combustible proporcionado por la bomba y haciéndolo derivar nuevamente a la entrada de la bomba.

Filtro de combustible de alta presión:

El aceite combustible a la presión de descarga de la bomba pasa a través del filtro de combustible secundario (alta presión), donde se asegura que los contaminantes y escamas de la tubería sean retenidos impidiendo su entrada al divisor de flujo. El filtro de alta presión es montado horizontalmente en la tubería superior, por encima de la base del

compartimento de accesorios. Este filtro de alta presión de flujo está conformado por tres conjuntos de colador de cesta relimpiables.

Divisor de flujo:

El divisor de flujo distribuye uniformemente el flujo de combustible de entrada a las diez toberas de combustión. El divisor de flujo, de rueda libre de flujo continuo, consiste de diez elementos en forma de engranajes, en una disposición circular que tienen una entrada común con un engranaje de distribución singular. Este engranaje de distribución sirve para mantener la velocidad sincrónica y verdadera de cada elemento de engranajes con los otros elementos. Dado que el combustible entra en el divisor de flujo, cada par de elementos engranajes distribuye un décimo del flujo de combustible, en cada una de las líneas que van a las toberas de combustible.

Válvulas de retención de la línea de combustible:

Hay una válvula de retención en cada línea entre el divisor de flujo y las toberas de combustible. La válvula de retención es montada en cada línea de descarga del divisor de flujo, cerca de la conexión de entrada a cada tobera. Estas válvulas impiden que el aceite combustible continúe fluyendo una vez se presente una señal de parada.

Válvula de drenaje de arranque falso:

En el caso de un arranque infructuoso, la acumulación del aceite combustible es drenada por las válvulas de drenaje de arranque falso, ubicadas en los puntos bajos apropiados en el área de combustión. La válvula de drenaje de arranque falso, normalmente abierta, cierra mientras la turbina acelera durante el arranque. Esta válvula actúa por la presión del aire de descarga del compresor de flujo axial. Durante la secuencia de paro de la turbina, la válvula abre ya que la velocidad del compresor baja, disminuyendo la presión de descarga del compresor.

3.4.3 Sistema de lubricación

La turbina de combustión es lubricada por un sistema cerrado de alimentación forzada, el cual incluye un depósito de lubricante, bombas, intercambiadores de calor, filtros, válvulas y dispositivos de control y protección del sistema. Su función principal es lubricar y mantener niveles de temperatura y presión apropiados para la operación de los distintos equipos relacionados con este sistema.

El aceite es succionado del depósito por las bombas auxiliar, principal, y cuando se necesite por la de emergencia, enviándolo bajo presión, a los intercambiadores de calor para enfriarlo, luego pasa a través de los filtros y llega al cabezal de lubricación, donde es distribuido hacia los distintos equipos como son: los cojinetes, la caja reductora de accesorios, la caja reductora de carga y también suple al sistema hidráulico, al sistema de control y a los equipos usados durante el arranque, como el convertidor de torque. La presión de descarga de las bombas es regulada a 1,72 barg (25 psig) en el cabezal de lubricación. El sistema de lubricación cuenta con sensores que protegen la operación de la unidad, detectando un bajo nivel de suministro de aceite, baja presión y alta temperatura del lubricante. Estos sensores emiten una alarma y también pueden detener la unidad si el error no es corregido a tiempo.

Durante el arranque de la turbina, la máxima viscosidad permitida para el aceite en el sistema de control y para la lubricación de los cojinetes es de 175,8 centistokes, un sensor de temperatura evita el arranque de la turbina si la temperatura del lubricante es de 10°C (50°F) o menos.

Todo el aceite lubricante pasa a través de filtros de 5×10^{-3} mm antes de ser enviado al sistema, y el lubricante que es utilizado por el sistema de control, pasa adicionalmente por filtros de $0,5 \times 10^{-3}$ mm.

El sistema completo de lubricación de las unidades modelo MS 7001, es ventilado a la atmósfera por un precipitador electrostático. A su vez en este dispositivo se retiran

pequeñas gotas de lubricante del aire de sellado de los cojinetes, para atrapar éstos contaminantes potenciales en un filtro y así proteger el ambiente de la degradación industrial.

El suministro de aceite al cabezal de lubricación se realiza por medio de tres bombas, a continuación se describe cada una de ellas, y su ubicación en el sistema de lubricación se puede observar en la figura 3.23:

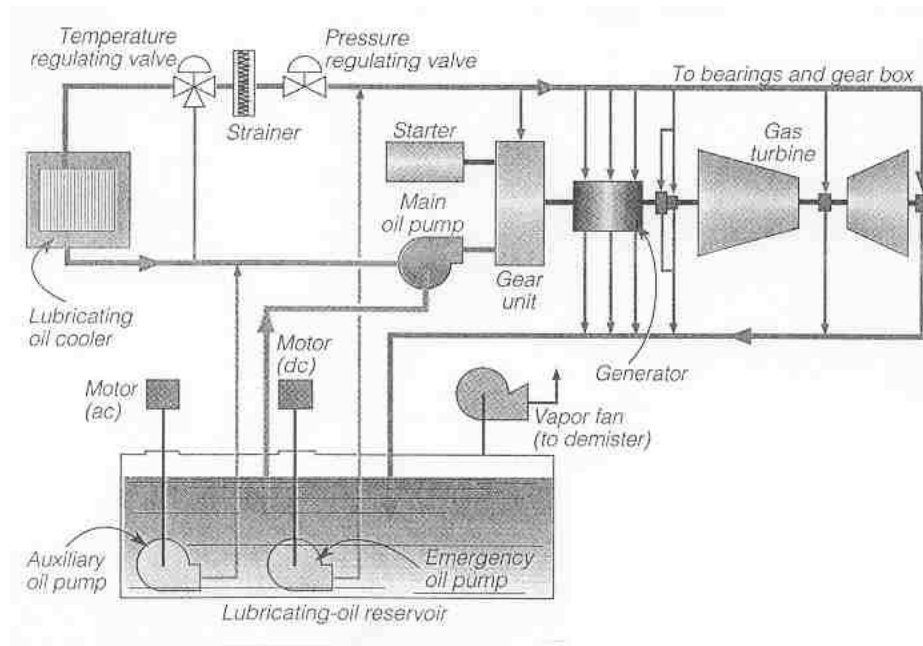


Figura 3.23, Diagrama general del sistema de lubricación

Bomba principal de lubricación:

La bomba principal de suministro de lubricante es una bomba de tipo de desplazamiento positivo, montada e impulsada por la caja reductora de accesorios de la turbina. Está construida en la pared interior de la media carcasa inferior de la caja reductora de accesorios. La presión de salida al sistema de lubricación es limitada por una válvula de contrapresión para mantener la presión del sistema de 1,72 barg (25 psig) (ver Fig. 3.21).

Bomba auxiliar de lubricación:

La bomba auxiliar de suministro de lubricante es una bomba centrífuga impulsada por un motor de corriente alterna. Proporciona presión de lubricante durante el arranque y paro de la turbina de combustión o cuando la presión del sistema no es suficiente para la operación segura.

Durante las secuencias de arranque y parada de la turbina, la bomba principal de lubricación, la cual es impulsada por el rotor de la turbina, a través de la caja reductora de accesorios, gira a una velocidad insuficiente para desarrollar la presión de lubricación del sistema; por lo cual ésta se alcanza por medio de una bomba auxiliar de lubricante. La bomba auxiliar se mantiene en operación hasta que la turbina alcance aproximadamente el 95 por ciento de la velocidad de operación. En éste momento, la bomba auxiliar de lubricación se desconecta automáticamente y la presión del sistema es suministrada por la bomba principal de lubricación. Cuando la turbina está en secuencia de parada, la bomba auxiliar arranca para mantener la presión de lubricación del sistema, la bomba se mantiene en operación durante el periodo de parada y de enfriamiento, hasta que el operador transmita la señal de parada, girando el interruptor de control.

Bomba de emergencia de lubricante:

La bomba de emergencia de suministro de lubricante es una bomba centrífuga impulsada por un motor de corriente continua. Esta proporciona presión al lubricante cuando la potencia de corriente alterna no está disponible para las secuencia de arranque y parada de la turbina. Si la bomba auxiliar falla durante la secuencia de parada, a causa de una falla de energía de corriente alterna o cualquier otra causa, la bomba de emergencia arranca automáticamente y se mantiene funcionando hasta que la turbina se detenga (ver Fig. 3.23).

Intercambiador de calor del fluido lubricante:

El intercambiador de calor de fluido lubricante es del tipo de carcaza y as de tubos, está montado a una brida en el depósito de lubricante en posición horizontal. El aceite es enfriado con agua proveniente del sistema de enfriamiento. El flujo de agua de enfriamiento es ajustado por una válvula reguladora, que responde automáticamente a los cambios de temperatura del aceite en el depósito de lubricante.

3.4.4 Sistema de agua de enfriamiento

El sistema de agua de enfriamiento es un sistema cerrado, diseñado para satisfacer los requerimientos de disipación de calor del sistema de lubricación de la turbina.

Incluidos en el sistema de agua de enfriamiento están una bomba centrífuga, radiadores de tubo de aletas, ventiladores, válvulas y dispositivos de control y protección del sistema. Los radiadores y ventiladores, se encuentra ubicados en el techo del compartimento de accesorios.

El sistema de agua de enfriamiento utiliza agua para refrigerar varios componentes de la turbina y mantener el fluido lubricante a niveles de temperatura aceptables para la operación del sistema de lubricación. El sistema opera normalmente a una presión de 482,6 kPa (70 psig), que resulta cuando el líquido en el sistema se expande debido al aumento de la temperatura durante la operación.

El refrigerante circula a través del sistema por una bomba centrífuga impulsada por un eje proveniente de la caja de accesorios de la turbina. La bomba tiene un sello mecánico enfriado por el fluido bombeado. La carcaza de la bomba está equipada con un respiradero y un drenaje. Esta bomba impulsa agua a través de los intercambiadores de calor de aceite lubricante, de aire de atomización y las patas de soporte de la turbina. Si no son enfriadas,

las patas de soporte de la turbina podrían expandirse y causar desalineamientos de las carcasas de la turbina.

Después de realizar su función de enfriamiento, el agua es circulada a los radiadores, que proporcionan los requisitos de disipación de calor para el enfriamiento del refrigerante del sistema. Estos radiadores son ventilados y rechazan el calor a la atmósfera. Dentro del sistema se encuentran depósitos los cuales almacenan el agua de enfriamiento. Estos depósitos tienen un indicador de nivel de líquido e interruptor de alarma para asegurar que suficiente refrigerante esté disponible. Si el nivel de refrigerante cae por debajo de un valor predeterminado, el interruptor produce una alarma en un panel anunciador remoto.

Los radiadores consisten de tubos de aletas circulares, fijados en cabezales de acero fabricados de tipo caja. Cada cabezal está equipado con un aditamento de respiradero y de drenaje. Los ventiladores inducen el flujo de aire a través de los radiadores. Las bocas acampanadas son instaladas entre los radiadores y los ventiladores para aumentar la eficiencia del ventilador. Los ventiladores operan continuamente durante la operación de la turbina.

Cada radiador está equipado con válvulas de aislamiento para uso en el caso de que un radiador presente una fuga. La operación de la turbina con un radiador aislado requiere un estrecho control de las características de operación del sistema.

3.4.5 Sistema de suministro hidráulico

La potencia de fluido, requerida para operar los componentes de control del sistema de combustible de la turbina, es proporcionada por el sistema de suministro hidráulico. Este fluido proporciona los medios de apertura y cierre de las válvulas de combustible, además mueve los álabes guías de entrada al compresor y dispositivos de disparo de la turbina de combustión.

Los componentes principales del sistema incluyen la bomba principal de suministro hidráulico, una bomba auxiliar de suministro, filtros del sistema, un conjunto de acumulador y los múltiples de suministro hidráulico (ver Fig. 3.24).

La bomba principal de suministro hidráulico, es una bomba tipo pistón impulsada por un eje proveniente de la caja reductora de accesorios. La bomba auxiliar es una bomba de paleta impulsada por un motor que proporciona el respaldo auxiliar necesario. Durante el arranque de la turbina, mientras la bomba principal no ha alcanzado la velocidad de operación, la bomba auxiliar arranca y continúa funcionando hasta que un sensor de velocidad indique que se ha alcanzado la velocidad mínima para satisfacer el sistema hidráulico.

El fluido hidráulico es bombeado al múltiple de suministro hidráulico, de donde el fluido a alta presión es conducido a los filtros del sistema y luego llega a ser un fluido de control a alta presión.

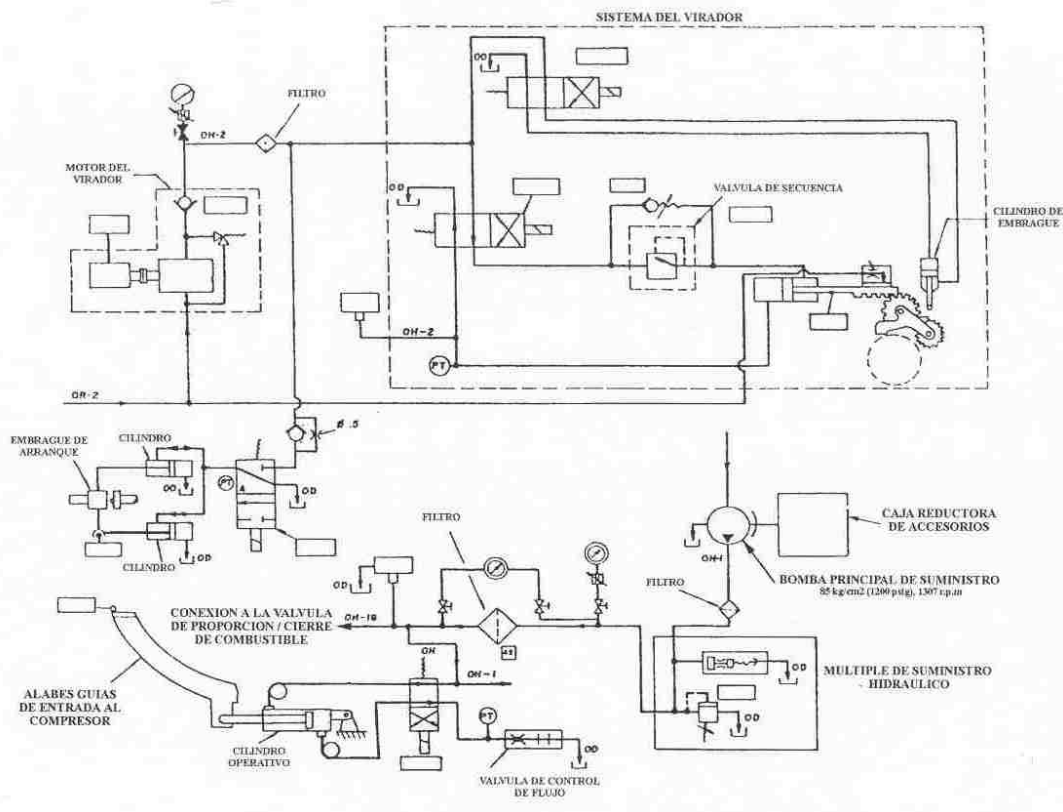


Figura 3.24, Diagrama del suministro hidráulico

3.4.6 Sistema de aire de atomización

El aceite combustible líquido es atomizado a través del quemador en las cámaras de combustión de la turbina en forma de gotas, si éstas gotas no son lo suficientemente pequeñas para quemarse completamente, parte de ellas saldrán por el escape hacia el medio ambiente y la combustión será incompleta. Por esta razón, se utiliza un sistema de alta presión de aire para la atomización, el cual proporciona aire a través de orificios suplementarios en las toberas de combustible, dirigiéndolo para que choque contra la descarga del chorro de combustible en cada tobera. Esta corriente de aire de atomización rompe el chorro de combustible, convirtiéndolo en una neblina fina, permitiendo la ignición y combustión con un aumento significativo de eficiencia y una disminución en la descarga de las partículas antes mencionadas al medio ambiente.

El aire es tomado de la descarga del compresor principal, pasa a través de un separador seco de tipo centrífugo que retira cualquier partícula extraña. El aire limpio pasa luego por el intercambiador de calor aire agua (preenfriador de aire), donde se reduce la temperatura del aire con el fin de impedir la descomposición térmica del aceite combustible en las toberas y la precipitación de los retardadores del combustible. Finalmente pasa a través del compresor de aire de atomización hacia el múltiple de aire de atomización, supliendo de aire de atomización a igual presión a las diez toberas de combustible. En la figura 3.25 se muestra el diagrama del sistema de aire de atomización, donde se puede observar la ubicación de los distintos elementos dentro del sistema.

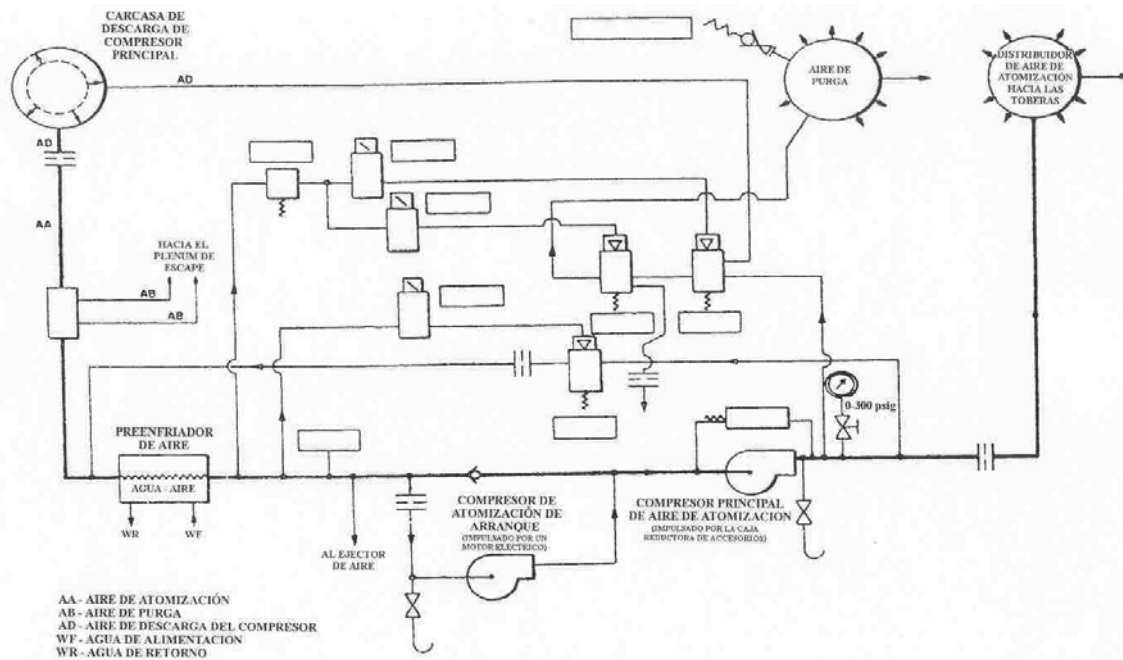


Figura 3.25, Diagrama del sistema de aire de atomización

El intercambiador de calor del aire de atomización (preenfriador de aire), está localizado en la base de la turbina, usa agua del sistema de agua de enfriamiento como medio refrigerante para disipar el calor.

El compresor principal de aire de atomización, es un compresor centrífugo de etapa simple, impulsado por un eje proveniente de la caja reductora de accesorios de la turbina. La descarga del compresor principal proporciona aire suficiente para la atomización y combustión, cuando la turbina está a aproximadamente 60 por ciento de su velocidad de operación.

Cuando la turbina es encendida, la caja reductora de accesorios no está girando a velocidad plena y el compresor principal de aire de atomización no entrega suficiente aire para la apropiada atomización del combustible. Por lo que se requiere de un compresor de atomización de arranque, el cual es movido por un motor eléctrico.

3.4.7 Sistema de aire de enfriamiento y sello

El sistema de aire de enfriamiento y sello utiliza el aire del compresor de flujo axial, extraído de varios puntos, para sellar los cojinetes, enfriar las partes internas de la turbina y para proporcionar un suministro de aire limpio para las válvulas de control operadas por aire de otros sistemas.

Las funciones de enfriamiento y sello proporcionadas por el sistema son como sigue:

- Sello de los cojinetes de la turbina.
- Enfriamiento de las partes internas de la turbina sujetas a altas temperaturas.
- Enfriamiento de la carcasa exterior y bastidor de escape de la turbina.
- Proporcionar un suministro de aire para el funcionamiento de las válvulas operadas con aire.

La figura a continuación muestra el diagrama de éste sistema.

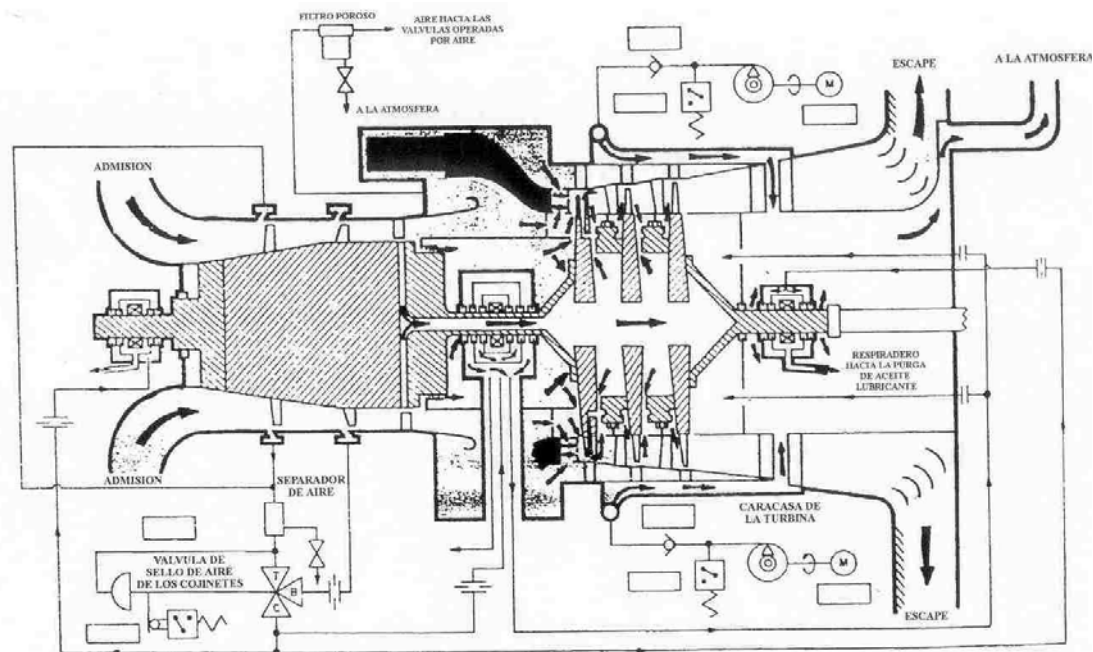


Figura 3.26, Diagrama del sistema de aire de enfriamiento y sello

3.4.8 Sistemas de control y protección

La turbina a gas tiene varios sistemas de control y protección diseñados para hacer que la unidad funcione segura y confiablemente. La turbina se controla principalmente mediante el mando de arranque, el mando de velocidad y el de temperatura. Los distintos sensores con que cuenta la turbina, supervisan la velocidad de la turbina, la temperatura y la presión de descarga del compresor, para poder determinar las condiciones de funcionamiento de la unidad.

Cuando es necesario alterar las condiciones de funcionamiento de la turbina, debido a los cambios de carga o condiciones ambientales, estos cambios se efectúan regulando el flujo de combustible a la turbina. Por ejemplo, si la temperatura de descarga comienza a excederse del valor permitido para una condición de operación dada, el circuito de control de temperatura causa una reducción del combustible provisto a la turbina, limitando con ello la temperatura de descarga.

El sistema SPEEDTRONIC es un sistema de control electrónico y estado sólido, que proporciona las señales análogas y digitales requeridos para controlar y proteger la operación correcta de la turbina a gas. Las condiciones de funcionamiento de la turbina se detectan para utilizarse como señales de retroalimentación al sistema de control SPEEDTRONIC.

Los sistemas de protección provistos por la unidad se utilizan para prevenir condiciones anormales, que puedan provocar daños a la turbina. Los parámetros típicos que se supervisan mediante los sistemas de protección son: temperatura, velocidad, vibraciones y detección de llama.

Los sistemas de recalentamiento y sobrevelocidad son provistos como sistemas de control de refuerzo, independientes de los sistemas de control de temperatura y de velocidad.

La detección y protección por vibraciones se activa cuando la vibración de la turbina alcanza una amplitud mayor al nivel ajustado de vibración normal.

La detección y protección de llamas esta en constante vigilia, de manera que se activa su alarma si no se producen llamas durante el arranque, o si se pierden las llamas durante la operación de la máquina.

3.5 Tipos de mantenimiento que se realizan a las turbinas

Existen tres tipos de mantenimiento recomendables en la operación moderna de turbinas a gas:

Preventivo

Predictivo

Correctivo

3.5.1 Mantenimiento preventivo:

El mantenimiento preventivo es el mantenimiento programado que se efectúa en la turbina a gas o alguno de sus componentes para asegurar que satisfaga los requisitos de operación durante un periodo dado de tiempo (de una parada programada hasta la siguiente) según lo recomiende el fabricante. Consiste de varias inspecciones, verificaciones y reparación de componentes o cambios para extender la vida esperada del sistema completo a algo más que el tiempo programado para el siguiente periodo de mantenimiento, esto es necesario si por alguna otra razón no se puede realizar el siguiente mantenimiento preventivo en el momento estipulado. Esta categoría de mantenimiento se enfoca en la verificación de los sistemas de protección, limpieza del compresor, inspección del sistema de combustión y del paso de los gases calientes, corrección de cualquier defecto observado durante la operación de la turbina. Este mantenimiento requiere que se pare la máquina.

3.5.2 Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo es una técnica usada para determinar los requisitos futuros para mantenimiento correctivo. La determinación se hace comparando las condiciones pasadas y presentes de la máquina, identificando las tendencias o cambios en la condición, definiendo la causa del cambio, y prediciendo cuando se volverá crítica ésta y requerirá acción correctiva.

Entre las técnicas que incluye este tipo de mantenimiento está una caminata de inspección de rutina para asegurarse que el equipo funciona correctamente y para detectar señales tempranas de deterioro. Esta inspección en operación se realiza con la unidad en funcionamiento.

3.5.3 Mantenimiento correctivo:

El mantenimiento correctivo se efectúa en una turbina a gas o componente de ésta, con el objeto de restaurarla a su condición de operación, o para prevenir una falla inminente. Antes de efectuar el mantenimiento correctivo, la máquina puede estar inoperable o al borde de una falla. La falla de cojinetes, el daño serio en el compresor debido a un objeto extraño y la obstrucción de boquillas de combustible son ejemplos de condiciones que necesitan un mantenimiento correctivo.

3.6 Factores de operación que afectan los mantenimientos de las turbinas

Los factores que tienen mayor influencia en la vida de las partes de una turbina a gas son:

- a) Tipo de combustible
- b) Frecuencia de arranque
- c) Ciclo de carga
- d) Ambiente

e) Practicas de mantenimiento

a) Tipo de combustible:

El efecto del tipo de combustible (gas, diesel o crudos pesados) sobre la vida de las partes, es asociado con la energía radiante resultante del proceso de combustión y la habilidad para atomizar combustibles líquidos. Por consiguiente, el gas natural, el cual no requiere atomización, tiene el nivel más bajo de energía radiante y producirá una vida más larga de las piezas. A este sigue el combustible Diesel y luego los crudos pesados, con energía radiante más alta y mayor dificultad de atomización lo cual produce una vida más corta de las partes.

Los contaminantes en el combustible, también afectan los intervalos de mantenimiento. Esto es particularmente cierto para combustibles líquidos donde el sucio resulta en una aceleración del reemplazo de bombas, elementos de medición y boquillas de combustibles. Los contaminantes en el sistema de combustible gaseoso pueden erosionar o corroer las válvulas de control y las boquillas de combustible. Los filtros deben ser inspeccionados y cambiados periódicamente. Combustibles limpios reducen el mantenimiento y extiende la vida de las partes.

a) Frecuencia de arranque:

Cada arranque, parada y cambio de carga de la turbina a gas, somete a las partes de la trayectoria de gases calientes a ciclos térmicos. Está demostrado que en una unidad que presta servicio de carga pico la vida de sus partes son más cortas que una unidad similar prestando servicio de carga base, así como cualquier equipo sujeto a condiciones cíclicas.

El tiempo de arranque normal programado para satisfacer carga pico está diseñado para minimizar los esfuerzos térmicos transitorios y maximizar la vida de las partes. Los programas de arranque rápidos con carga están disponibles pero comprometen estos objetivos, por lo cual se usan solo en casos de emergencia.

b) Ciclo de carga:

Usualmente éstas unidades se proveen con una capacidad pico y un pico de reserva designada, mayor que la capacidad normal base. Estas capacidades le dan flexibilidad al operador para usar el equipo de modo que satisfaga las necesidades del sistema. El uso a distintas capacidades de la unidad como ya se comentó, afecta la vida de las partes de la trayectoria de los gases calientes.

c) Ambiente:

Las condiciones del aire de entrada a la turbina a gas pueden tener un efecto significativo en el mantenimiento ya sea éste abrasivo o corrosivo. En el caso de abrasivos en el aire, como partículas de polvo, se debe prestar atención a los filtros. En atmósferas corrosivas se deben proteger los materiales con recubrimiento específico para cada tipo de elemento corrosivo en el ambiente.

d) Prácticas de mantenimiento:

La información de la condición de las partes se basa en estimaciones, y varía con cada máquina y sus condiciones específicas de operación. Por lo cual se deben archivar los datos de cada unidad y hacer un programa bien planificado de mantenimiento con la información recabada.

4.1 Generalidades

La ingeniería siempre se a encargado de mejorar los diseños y productos del pasado, esto también ocurre con las turbinas a gas, en específico el modelo MS-7001, las cuales pueden ser actualizadas o mejoradas remplazando y colocando algunos componentes avanzados o de "High Tech".

Los avances tecnológicos que ha desarrollado la General Electric para las turbinas MS-7001, han sido incorporados a la línea de producción de su nuevo modelo MS-7001EA. Estas mejoras están ubicadas en la sección del compresor, el sistema de combustión, el paso de gases calientes y sistemas de control. Se conocen varios ejemplos de plantas a nivel mundial que han actualizado sus turbinas MS-7001B a MS-7001EA, obteniendo mejoras sustanciales en su rendimiento.

A continuación se describen los adelantos llevados a cabo tanto por la General Electric como por empresas particulares ligadas al campo del diseño y mejora de éstas turbina, pasando por las mejoras la entrada del aire hasta la salida de los gases de escape, sin olvidar los avances en cuanto a los álabes y toberas, además del compresor y sistemas de control de este tipo de turbina a gas.

4.2 Definición de "High Tech"

La alta tecnología o "High Tech" es un programa de mejoramiento de las unidades turbogas realizado por el fabricante General Electric, que gracias al desarrollo de la Ingeniería Metalúrgica se ha servido de estos materiales para optimizar las diferentes piezas de la unidad en cuanto al rendimiento, incrementar la potencia de salida de la unidad y reducir los intervalos de mantenimiento, incrementando la disponibilidad y la confiabilidad de las unidades repotenciadas.

Estos materiales son empleados en la manufactura de los componentes del sistema de combustión y del paso de los gases calientes, ya que son los que tienen menor tiempo de

vida, sin embargo, recientemente han sido utilizadas éstas mejoras también en las áreas del rotor compresor permitiendo los siguientes beneficios:

- Incremento de los intervalos de tiempo entre los mantenimientos.
- Reducción de los costos de mantenimiento.
- Extensión de la vida útil de la unidad en diez (10) años.

4.3 Mejoras tecnológicas en los evaporadores

Una de las maneras más simples de aprovechar el poder de una turbina a gas existente es agregar un sistema de enfriamiento de aire en la entrada de la turbina. Esta opción es particularmente útil durante meses de verano marcado, cuando la temperatura ambiente degrada la capacidad de la turbina a gas. Hay muchas maneras de enfriar el aire a la entrada incluyendo: el evaporador refrigerador, chillers mecánicos, chiller de absorción y los sistemas de almacenamiento de energía térmicos.

De éstos, los evaporadores ofrecen mayores ventajas en sitios con humedad relativa del aire en verano baja. Mantener bajos los costos es especialmente importante para máquinas con las que se quiere alcanzar el máximo operando en factores de capacidad relativamente bajos. Los evaporadores tradicionales consisten en agua recirculada rociada encima de la superficie del medio transferencia, se encuentran montados bajo los filtros de entrada de aire. Es posible que ocurra un enfriamiento sensible a la entrada del aire logrando agregar humedad al aire. Con estos procesos se logra el aumento de la densidad del aire, aumentando el flujo másico y así el rendimiento de turbina a gas.

Una variante del anterior es un sistema de evaporador tipo nebulización. Esta técnica es similar al evaporador refrigerador tradicional, pero sin el agua de recirculación y la superficie de intercambio. En cambio consta en boquillas de alta presión que rocían agua atomizada como niebla directamente en el camino aéreo. Las ventajas sobre del evaporador refrigerador tradicional son: la ausencia de pérdidas de presión por medios de comunicación saturados y sobre todo el bajo costo. Un sistema de evaporador tipo

nebulización se instaló en 1994 en seis turbinas a gas en la planta generadora “Wheaton Generating Plant”, Wisconsin, USA. Logrando una utilidad de 15 MW en verano, alcanzando el máximo de la capacidad a un costo estimado de \$25/kW.

4.4 Mejoras Tecnológicas en el sistema del Compresor

La sección del compresor de la unidad MS-7001 ha sido modificada, desde su lanzamiento al mercado, en varias oportunidades, con la intención de incrementar el flujo de aire en el compresor. Las primeras cuatro etapas del modelo MS-7001B fueron rediseñadas para los modelos MS-7001C y MS-7001E. Sin embargo, los álabes de alta tecnología utilizados en unidades MS-7001B, mantienen su diseño original, pero con un recubrimiento de Nickel que reduce la erosión.

Alabes Guías de entrada al Compresor (alto flujo)

La razón principal por la cual se modifican los álabes guías del compresor, es el incremento de la potencia de salida y mayor presión de aire de la unidad. Estos álabes son completamente intercambiables con los originales de la unidad; sin embargo son necesarias nuevas curvas de control, al igual que nuevos ángulos de colocación de los mismos, para obtener el rendimiento deseado.

El material del cual están hechos estos álabes, es acero inoxidable 403, el mismo utilizado en los álabes originales, pero incluyendo un nuevo diseño aerodinámico responsable del incremento de flujo. Adicionalmente, en 1986 se diseñaron nuevos silenciadores para el compresor en el modelo MS-7001F, la cual ha sido incluida como mejora, en el modelo MS-7001B, obteniéndose un incremento en algunas unidades de hasta el 4.8% de la potencia de salida y una reducción de la tasa de calor de un 0.7%. Está fabricada en acero inoxidable GTD-450, con precipitación de martensita endurecida, que provee una mayor resistencia a la corrosión y a la fractura que el acero 403.

4.5 Mejoras Tecnológicas en el Sistema de Combustión

Muchos de los desafíos enfrentados por las turbinas a gas provienen de las demandas medioambientales. Obligando en algunos casos a retirar ciertas unidades por exceso de polución. Pero aquí de nuevo, la turbina a gas se puede beneficiar de la nueva tecnología utilizando combustores secos de baja emisión de NOx. De esta manera puede disminuirse las emisiones de la turbina a gas existente a niveles comparables a una turbina de nueva generación, a menudo con menos interrupción y a un menor costo que la instalación de un catalizador selectivo de reducción en la unidad.

La evolución de los sistemas de combustión en turbinas a gas ha sido manejada con el deseo de aumentar la temperatura de llama y reducir la emisión de gases contaminantes. Para cumplir éstas metas, es necesario rediseñar estructuralmente las partes, utilizar materiales mas resistentes y mejorar los procesos de producción. Estas pautas han sido tomadas en cuenta a la hora de modificar los costos combustores y las piezas de transición de nueva tecnología.

La reducción de NOx fue el objetivo principal tras la actualización de dos turbinas MS-7001E en la planta “Kern River Cogeneration” perteneciente a “Texaco Cogeneration Operations”. Aquí en los combustores se utilizaba la inyección de agua para lograr el límite de NOx de 42 ppm. Pero ahora la estación debe obedecer una nueva regulación del valle de “San Joaquín” el cual indica que el límite de este contaminante debe disminuirse drásticamente. Según Rick Romero, Ingeniero de Operaciones de Texaco, varios factores se tomaron en cuenta en la decisión para el montaje de combustores secos, de baja emisión de NOx:

- Los ingenieros de planta no tenían claro cómo éstas bajas emisiones de NOx, tendrían que ser reducidas más aún.
- La instalación de un reductor catalítico selectivo, requeriría cambios mayores en la recuperación de calor del generador de vapor, aumentado costos y tiempo de parada.

- Las turbinas estaban acercándose a 80,000 horas de operación, los componentes del paso de los gases calientes tendrían que ser reemplazados pronto.
- Los resultados obtenidos en las nuevas emisiones luego del mantenimiento mayor (overhaul), estarían de acuerdo con las regulaciones oficiales.

General Electric garantiza emisiones de NOx de 15 ppm y de CO de 10 ppm, lo cual es la mayor garantía que este fabricante ofrece.

Además se actualizó el paso de los gases calientes, convirtiendo el compresor de la turbina al nuevo modelo MS-7001EA, y reemplazando al sistema de control Mark-IV con uno modelo Mark-V. Al momento de instalar estos sistemas de control, el fabricante entrena al personal de planta en el manejo y configuración del mismo.

Cestos Combustores

Los cestos combustores originales de éste modelo, eran susceptibles a fracturas, producidas por tensiones introducidas al material durante el proceso de fabricación. Los cestos de alta tecnología introducen cambios radicales en su diseño, son visiblemente más cortos (45 centímetros menos) y su proceso de fabricación es distinto, fabricándolos, ahora por soldadura.

Su nuevo diseño provee una mejor distribución del aire de refrigeración, que aumenta la vida útil de la pieza y el rendimiento de la unidad, además de reducir la emisión de gases tóxicos. El material utilizado para su fabricación es la aleación a base de Nickel "Hastelloy-X", con un recubrimiento superficial que reduce la temperatura del material base en 38 °C aproximadamente.

Este recubrimiento consiste en la aplicación de dos materiales en la superficie interna del cesto, el primero que recubre la superficie de la pieza, proporciona la adherencia del segundo, que es el aislante. El espesor total es de aproximadamente medio milímetro. Es importante destacar que para instalar los nuevos cestos combustores, es necesario

cambiar la carcasa externa de los mismos, debido a su diferencia de tamaño, lo cual acarrea un mayor costo total.

Piezas de Transición de Nueva Tecnología

La pieza de transición original del modelo en cuestión, esta construida en "Hastelloy X", mientras que el último diseño incluye cambiar este por uno conocido como "Nimonic 263". Este material ha sido utilizado en turbinas aeroderivativas por más de 25 años con excelentes resultados, demostrando que tiene un tiempo de vida muy superior, permitiendo incrementar el intervalo de inspección visual de 8.000 a 12.000 horas. El diseño estructural de la pieza también fue cambiado, al modificar su curvatura para reducir vibraciones y evitar fugas de gases de combustión.

Al igual que los cestos combustores, las piezas de transición llevan el recubrimiento superficial que aporta los beneficios comentados anteriormente. Esta pieza de transición, mantiene los mismos arreglos de sellos, tanto internos como externos de sellos flotantes, usados en la interfase con la tobera de primera etapa.

Trabajando con el pre mezclado

Los combustores secos, de baja emisión de NOx, pueden operar con combustible líquido, gaseoso o mezcla de ambos, ya que poseen seis boquillas de combustible primario y una boquilla de combustible secundario en cada uno de los diez cestos combustores.

Los combustores secos, de baja emisión de NOx, reducen las emisiones de NOx quemando una mezcla de aire y combustible como ocurre en combustores de difusión tradicional. Para lograr una combustión estable, el combustible y el aire deben mezclarse completamente antes de la introducción en la zona de llama.

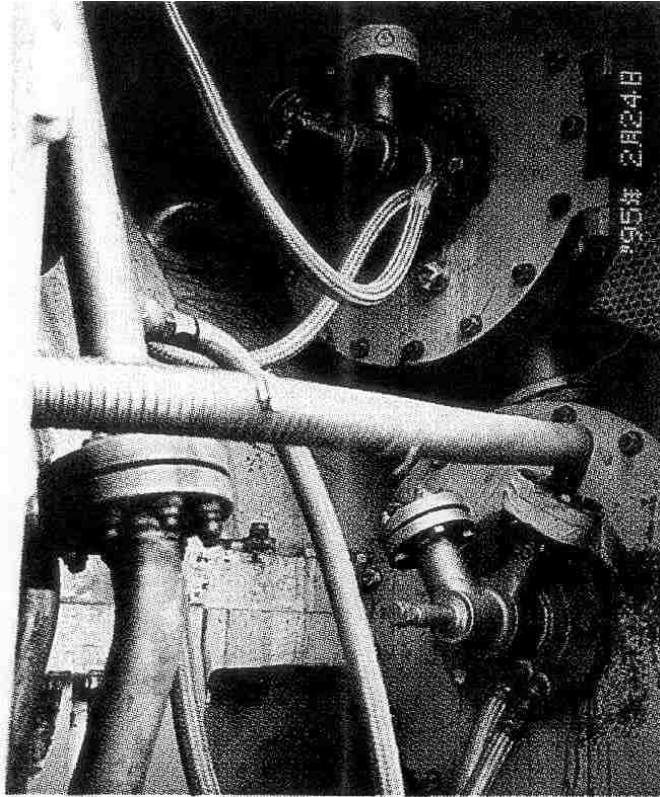


Figura 4.1, Antiguo combustor de las turbinas MS-7001B.

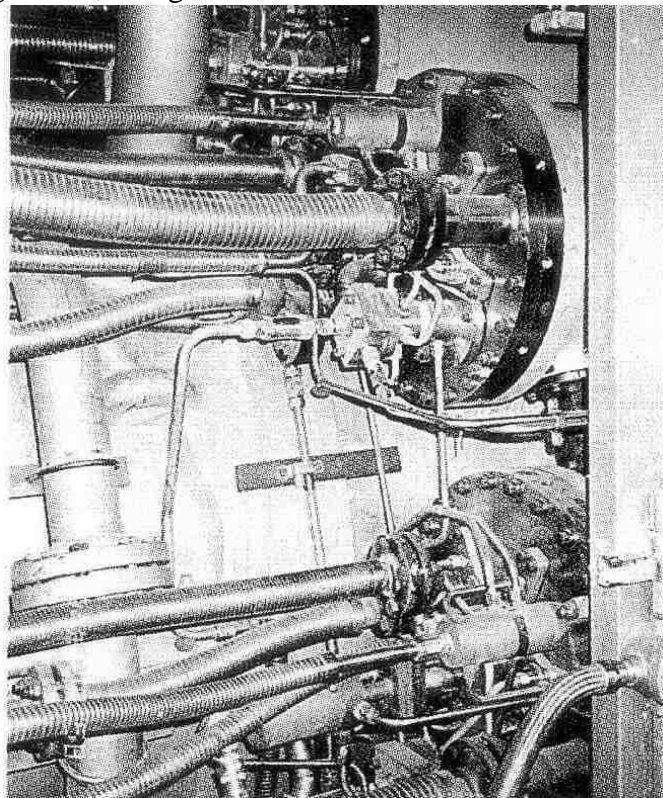


Figura 4.2, Nuevo combustor de baja producción de NOx.

Válvulas de control de combustible

Existe una nueva válvula de control electrónico que es simple y rápida. Los cambios en las tuberías del combustible son mínimos, porque la mayoría de la configuración original se puede utilizar. Dado que el servo controlador puede instalarse a centenas de pies de la propia válvula, puede localizarse en un área conveniente y protegida. Lo que resta es realizar la instalación eléctrica, de manera tal de obtener un escudo entre la señal del servo motor y el motor para prevenir una interferencia electro magnética.

Funcionamiento de las válvulas control electrónico

Un sistema de control externo proporciona al controlador de la válvula una señal de 12 bits de demanda de combustible. Un transmisor de presión en la línea de gas combustible proporciona la presión de gas como una señal análoga. El procesador en la válvula de control convierte la señal de la demanda en un valor de flujo de referencia, y realiza el cálculo de la presión de gas necesario. Luego, el procesador compara las características de la señal de la demanda el flujo en la válvula y calcula la apertura de la válvula para el flujo deseado. El software del controlador pasa la posición de la apertura calculada al servo controlador interno, el cual rápidamente realiza el giro de la misma. Esto retarda el motor inmediatamente a la condición deseada. Este dispositivo trabaja bajo una tolerancia de 0.0005 pulgadas.

El paso implacable de las actualizaciones

Fabricantes continúan introduciendo nuevos paquetes a un paso implacable. Desde la actualización de las turbinas de la planta Wharton de los modelos MS-7001B al MS-7001EA, en el año 1996, el avance de la tecnología, en solo dos años, introdujo otra modificación a los paquetes ofrecidos para las MS-7001EA, en las cuales ofrecen temperaturas de llama superiores y un aumento de la potencia de salida de un 6% más al ofrecido en el último paquete. Lo cual preocupa a algunos participantes en la industria, por la vertiginosa actualización de un paquete a otro que se esta llevando a cabo por parte de

los fabricantes. Un especialista en turbinas describe esto con una analogía a comprar una computadora personal: “los usuarios con la necesidad de actualizar su equipo, dice, pueden abstenerse de la actualización por miedo a que el mismo esté obsoleto en menos de un año”.

Otros usuarios de la industria se preguntan si se está entregando nueva tecnología de turbina a gas demasiado rápido del laboratorio al campo. Como una regla, siempre se encontrará una más alta temperatura de llama, materiales de construcción con mayor tolerancia a cualquier impureza en el fluido combustible, el aire, lubricante y vapor de agua inyectado para la reducción del NO_x.

4.6 Mejoras Tecnológicas en el paso de Gases Calientes

Las viejas turbinas a gas pueden operar a temperaturas de llama elevadas sin disminuir la vida de servicio de la misma si primero se actualiza el paso de gases calientes con componentes de nueva tecnología. Para este propósito, los fabricantes ofrecen una serie de paquetes de actualización para, virtualmente, todos los modelos de turbinas a gas. Típicamente, los paquetes incluyen:

- El rotor del compresor y álabes del estator con una aerodinámica refinada.
- Los álabes guía de entrada a la tobera y toberas más firmes, con auto lubricación.
- Álabes de la turbina de alta presión y toberas que ofrecen avances metalúrgicos, aire de enfriamiento y recubrimientos protectores.

Entre los usuarios, el centro de interés se ubica en el último punto. Porque los álabes y toberas, de alta presión, de la turbina requieren el reemplazo rutinario durante el ciclo de vida, estos componentes pueden incorporarse en cualquier reparación que se haga al paso de gases calientes o mantenimiento mayor (overhaul) (Figura 4.3).

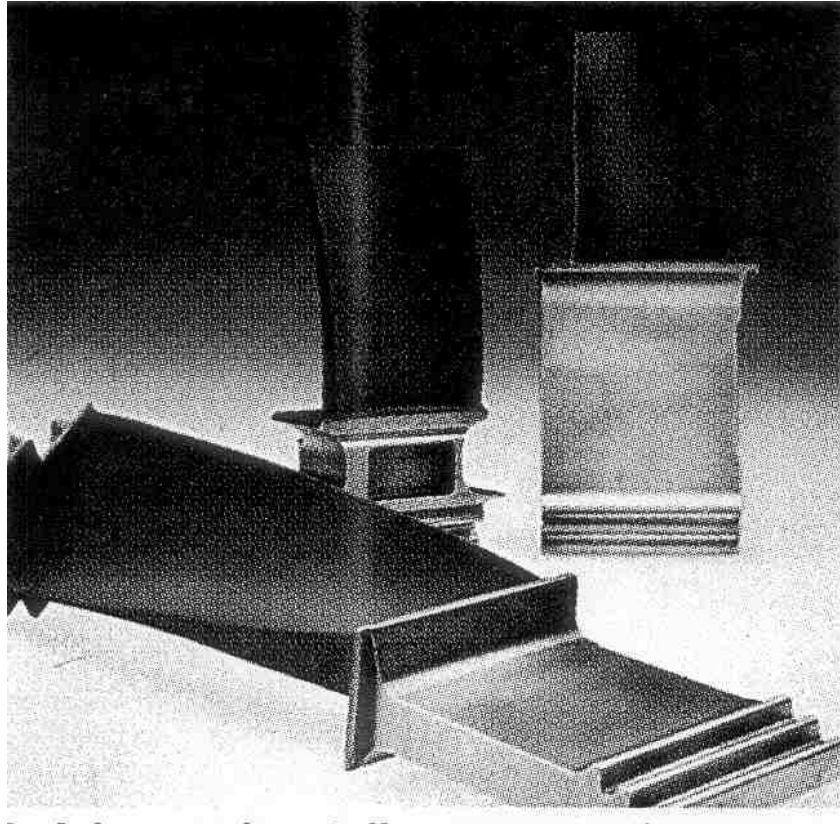


Figura 4.3, Álabes que soportan mayores temperaturas

Además, actualizando con álabes y toberas, para altas temperaturas, se puede utilizar una regla de manejo que dice que por cada 100°F de ganancia en la temperatura de llama se aumenta un 9.9% el rendimiento y un 4% en la eficacia del ciclo simple. Las nuevas temperaturas de llama exceden los 2300°F, lo que posibilita que máquinas con temperaturas de llama entre 1600-2000°F tengan la posibilidad de ganar este rango de temperaturas, haciendo la actualización muy atractiva.

Los álabes y toberas de alta temperatura fueron posibles gracias a los adelantos tecnológicos de la ingeniería metalúrgica. Las aleaciones están hechas generalmente con níquel o cobalto, en equilibrio de otro elemento tal como el cromo, molíbdeno, tungsteno, titanio o aluminio. Los fabricantes exigen que algunas de estas aleaciones puedan operar fiablemente a las temperaturas sólo unos cientos grados debajo de sus puntos de la fusión.

La solidificación direccional

Además de las nuevas aleaciones, los álabes y toberas actuales incorporan mejoras en los procesos de producción, como la solidificación direccional. Ahora empleado por la mayoría de los fabricantes para la fundición de los álabes de primera etapa. La solidificación direccional asegura los límites de grano del material a lo largo y en paralelo con el eje longitudinal del álabe, lo que mejora la fuerza de cohesión del material. Dado que la solidificación direccional refuerza la elasticidad longitudinal, la resistencia a la fatiga también mejora.

Los adelantos en las técnicas industriales están en marcha día a día, incluso se quiere lograr fabricar álabes de cristal único sin límites de grano. La Ingeniería espera que los metales de cristal único tengan temperaturas de fundición y fuerza de cohesión superior que las obtenidas por medio de las técnicas de solidificación direccional.

Mejoras superficiales a los álabes y toberas

En lugar de reemplazar un juego entero de álabes y toberas existentes, con costosas aleaciones, los usuarios pueden optar por restaurar su juego usado con nuevos recubrimientos protectores que aumentan su rendimiento. Una variedad de nuevos recubrimientos se ha introducido durante las últimas dos décadas, los cuales prometen proteger a los álabes y toberas de la inevitable oxidación y corrosión, debido a las elevadas temperaturas de llama.

A mediados de los ochenta, se desarrollaron recubrimientos basadas en la difusión de aluminio de platino. Las delgadas capas de platino eran aplicadas por galvanoplastia, a la superficie del metal, seguida de una difusión para depositar aluminio. Los recubrimientos avanzados, más recientes, se basan en plasma. Ellos difieren de los recubrimientos de difusión en lo siguiente: en el recubrimiento por difusión, por lo menos uno de los constituyentes principales, típicamente níquel, es proporcionado por el metal base. Con estos recubrimientos se puede reducir la temperatura de la superficie del metal unos 300°F.

Como es de esperar, los recubrimientos basados en plasma son más costosos que los recubrimientos por difusión.

Los elementos que conforman el paso de gases calientes en la turbina a gas, presentan cambios estructurales importantes, que comprenden tanto los materiales como el diseño. Esta sección provee detalles acerca de las últimas tecnologías que han sido incorporadas en las unidades MS-7001EA y en modelos anteriores a manera de mejoras tecnológicas a nivel de las toberas y los álabes tanto de 1^{era}, 2^{da} y 3^{era} etapa.

Toberas de 1^{era} Etapa

Las toberas de primera etapa, han sufrido cambios de importancia desde que el diseño original entro en servicio. Con el transcurso de los años, se colocaron agujeros para refrigeración en puntos estratégicos, que posteriormente fueron reubicados, hasta que se logró introducir nuevos diseños aerodinámicos de los perfiles de las toberas. El diseño actual de estas toberas, es universal para todas las unidades MS-7001, con un avanzado diseño de perfil aerodinámico, sistema de refrigeración y sellos.

El arreglo original de toberas de primera etapa para la unidad MS-7001B consistía en doce segmentos, cada uno provisto de cuatro álabes (cuarenta y ocho en total por tobera). El arreglo de última tecnología consiste en dieciocho segmentos, cada uno con dos álabes (treinta y seis en total); que permiten incrementar la relación de presión del compresor en aproximadamente 6%. Debido a ésta disminución se hizo necesario la alteración de los anillos retenedores de las toberas. También se incorporó un nuevo diseño de chaveta para cada álabe, que permitió modificar la pared refrigerante, que da como resultado un incremento en el rendimiento de la turbina y reduce el mantenimiento, al igual que la capacidad para quemar combustibles pesados y ligeros.

Alabes de 1^{era} Etapa

El nuevo diseño de álabe, fue introducido como pieza original en máquinas fabricadas a partir de 1.986, sin embargo, también está disponible como mejora técnica para unidades de años anteriores y son perfectamente intercambiables. Este permite una mayor cantidad de aire de enfriamiento al tener un circuito de doce agujeros, provocando una reducción del gradiente térmico con lo cual se logra un aumento en el tiempo de vida útil de la pieza.

El otro aspecto importante de las mejoras introducidas es el cambio de material. Los primeros estaban contruídos con una aleación a base de Nickel conocida como IN-738, la cual por muchos años fue la materia prima estándar por su alta resistencia a la corrosión. Esta aleación fue sustituida por otra de similares características conocida como GTD-111, cuyo principal aporte es el incremento de la resistencia a la tensión y a la fatiga.

Estos álabes cuentan también con un recubrimiento superficial de última tecnología, conocido como PLASMAGUARD GT29 IN-PLUS, que es el resultado de años de estudios en ésta materia, el cual permite recubrir hasta el interior de los agujeros para refrigeración, que protegen la pieza contra la corrosión y la oxidación.

Toberas de 2^{da} Etapa

Las toberas de segunda etapa de última tecnología han sido recientemente introducidas en el modelo MS-7001EA. El diseño de éstas, incluye modificaciones para su refrigeración y el uso de una aleación conocida como GTD-222. Estas mejoras permiten que la turbina sea operada a altas temperaturas de fuego aumentando la potencia de salida y el rendimiento, además de disminuir los tiempos de inspección y mantenimiento.

Para su refrigeración, se inyectó aire de enfriamiento en el interior de los álabes de las toberas, que reduce la temperatura superficial de la pieza. El perfil del álabe también se modificó para disminuir los niveles de tensión; pero la modificación más importante es la

introducción de la aleación a base de Nickel GTD-222, que permite responder a la necesidad de una mayor resistencia a la corrosión causada por altas temperaturas, como se comentó anteriormente.

Alabes de 2^{da} etapa

El diseño original de los álabes de segunda etapa, han sido revisados en tres áreas distintas. La primera se refiere a la refrigeración, donde se cambió el diseño estructural que permite la circulación del aire obtenido de una extracción del compresor, por el interior de los álabes. La segunda, fue el rediseño de su perfil, que según el fabricante, reduce los niveles de tensión de la pieza en un 25% e incrementa su vida útil 80% más de la original. Esto también permitió un maquinado más sencillo que se traduce en un ahorro de material.

Por último, se revisó el material con el cual estaban siendo fabricados estos álabes. Originalmente estaban contruídos con una aleación de Nickel conocida como U-700, para posteriormente utilizar otra aleación, de similares características denominada IN-738 con la cual se fabricaban los álabes de primera etapa del modelo MS-7001B.

Toberas de 3^{era} Etapa

Las mejoras introducidas en las toberas de tercera etapa son similares a las incluidas en las toberas de la segunda etapa, ya que experimentan los mismos problemas pero a temperaturas un poco menores, por lo cual no cuentan con aire de enfriamiento, siendo ésta la principal diferencia entre los trabajos realizados.

Alabes de 3^{era} Etapa

Similares a los álabes de segunda etapa, los álabes de tercera etapa cuentan ahora con el rediseño de su perfil, que reduce los niveles de tensión de la pieza e incrementa su vida útil, pero con la salvedad de que el material para su construcción no fue cambiado, manteniéndose la precipitación endurecida de una aleación a base de Nickel conocida como

U-500. Este material es consistente con la ideología de la General Electric de utilizar materiales capaces de soportar altos niveles de temperaturas que permitan incrementar el rendimiento de la unidad.

Para facilitar la remoción del rotor de las turbinas MS-7001B, por razones de mantenimiento, está disponible una mejora técnica que consiste en un ligero maquinado aplicado al bloque térmico y al sistema de escape, o el reemplazo de los mismos por unos de alta tecnología, que permite realizarlo de manera rápida y segura.

Planta Wharton: un ejemplo de actualización

Los nuevos álabes y toberas son el corazón de un proyecto de actualización de turbinas a gas que se llevó a cabo en 1996 en la planta “Houston Lighting & the Wharton of Power Co”. Esta planta posee ocho (8) turbinas MS-7001B, fabricadas por “GE Industrial & the Systems of Power, Schenectady, NY”. Cada unidad tenía aproximadamente 85,000 horas de operación y 2000 arranques. Ellas operaban en un ciclo intermedio de entre 10-16 horas por arranque; y ya se acercaban a su segundo mantenimiento mayor (overhaul) lo que requiere el reemplazo de los componentes del paso de gases calientes.

La planta decidió reemplazar los componentes del paso de gases calientes de las turbinas MS-7001B con los componentes de las nuevas turbinas MS-7001EA, los cuales ofrecen una mejora de 9.9% de capacidad por cada 100°F. Una vez completada la modificación y primera prueba de combustión de cada una de las ocho turbinas a gas, se obtuvieron resultados muy alentadores. La comprobación mediante norma ASME (American Society of Mechanical Engineers) mostró una ganancia real de 18.4% casi el doble de la meta original. También se notó que en los primeros 10 meses de funcionamiento, luego de la actualización, la unidad logró una reducción del 63% en la tasa de paro forzado y un 12.1% de aumento en la disponibilidad, comparada a los cinco años anteriores. No todos estos excelentes resultados pueden atribuirse solo a los nuevos álabes y toberas de la turbina de alta presión, otras mejoras incluyendo nuevos combustores, un

sistema de refrigeración de agua reforzado y la puesta al día del sistema de control, ayudaron a esta impresionante ganancia.

4.7 Sistemas de Control

Para evitar preocupaciones metalúrgicas, muchas plantas están actualizando sus turbinas de gas sin escudriñar en su interior. En cambio, se está sustituyendo los sistemas de control (Figura 4.4) que pueden:

- Mejorar la disponibilidad, automatizando el encendido y apagado de la turbina.
- Aumentar la disponibilidad detectando y localizando la causa de la posible falla.
- Mejorar el perfil de emisiones controlando el proceso de combustión.
- Minimizar costos de mantenimiento eliminando los sistemas de control obsoletos.

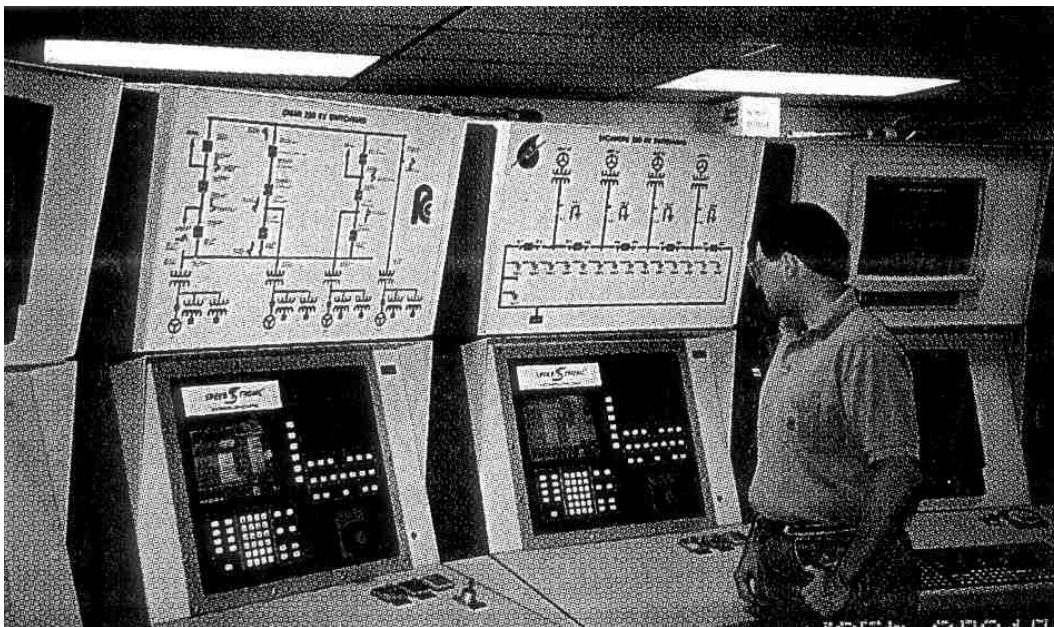


Figura 4.4, Nuevo panel de control para turbinas MS-7001EA

La mayoría de estos avances provienen de mejoras realizadas en el sistema de control de combustible. Las válvulas de alimentación de combustible, eran controlados por una combinación de dispositivos neumáticos, hidráulicos, o electromecánicos. Estos dispositivos eran poco sensibles a pequeños cambios, además de difíciles de mantener y

calibrar. Las nuevas válvulas de control electrónico, cuando son acopladas por medio de pequeñas modificaciones a los auxiliares de la turbina, puede reemplazar los viejos dispositivos.



Figura 4.5, Interfase del controlador Mark V

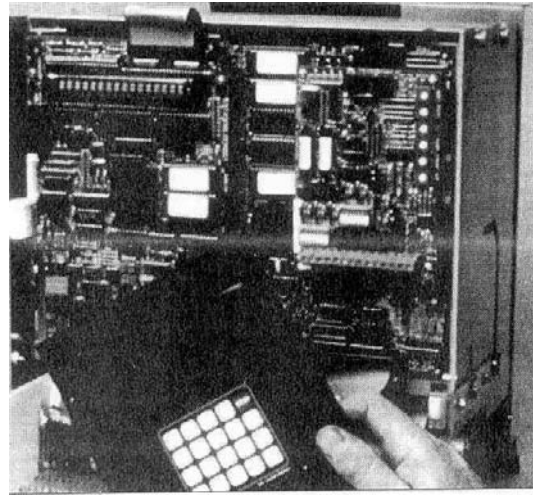


Figura 4.6, Típico módulo del procesador del controlador

El SPEEDTRONIC Mark V, es el sistema de control para turbinas a gas diseñado por la General Electric en la década de 1.990, que incorpora años de experiencia en diseño y aplicación de sus antecesores, los sistemas de control Mark I, II, III y IV. El Mark V ofrece los mismos sistemas de control y protección que su antecesor, el Mark IV, pero con los últimos adelantos existentes en la ingeniería electrónica de controles.

El Mark V es utilizado en turbinas para trabajo pesado, en turbinas aeroderivativas y en turbinas a vapor de cualquier tamaño y para cualquier aplicación. Está completamente integrado, tanto mecánica como eléctricamente a la unidad, brindando una alta confiabilidad en el trabajo que realiza.

Mark V TMR

El Mark V TMR (Modulo de Triple Redundancia, por sus siglas en Inglés), es un sistema de control de segunda generación, basado en un microprocesador de control para

turbinas, originario del año 1.982 y ahora reacondicionado e incluido en más de mil unidades actualmente en funcionamiento. Este usa tres sistemas de control y protección separados física e independientemente, el cual toma mediciones de todos los sistemas de la turbina, permitiendo un mayor uso del potencial que tiene la unidad. Cada controlador cuenta con un máximo de cinco tarjetas incluyendo una fuente de poder, la cual puede ser desconectada para cambiar una tarjeta defectuosa mientras la turbina está encendida.

La integridad de la triple redundancia está asegurada por la extensión de tres líneas de salida distintas de las servoválvulas. Esto elimina el elemento de señal sencilla que entra en el panel de control. La redundancia para los contactos de salida hacia los solenoides están provistos con relés separados manejados por cada controlador. Una falla de algún relé protector no causa una alarma de diagnóstico que pueda alertar al operador innecesariamente. Un nivel más de redundancia se obtiene cuando cada controlador mide sus parámetros de memoria con aquellos de los otros dos controladores. El costo de instalación de este sistema de control y protección es de aproximadamente 394.000 Dólares.

Mark V SIMPLEX

El Mark V SIMPLEX es un sistema de control provisto de un canal sencillo, como sus antecesores el Mark I y II, pero ésta nueva versión viene dotado de los mismos controles y equipos de protección que el Mark V TMR. A pesar de ser un sistema de control de un canal, el equipo de protección de sobret temperatura y de sobrevelocidad, son colocados en módulos de protección separados.

Este sistema utiliza el mismo principio de funcionamiento que el Mark I y II, pero cuenta con equipos electrónicos de última tecnología que aumentan la confiabilidad del sistema. El costo de éste sistema de control es de 263.000 Dólares aproximadamente.

Válvulas de control operadas electrónicamente

Las válvulas del control electrónico responden más rápidamente y con más exactitud. Rechazos de carga pueden tolerarse sin exceso de sobre velocidad, y los cambios de un combustible a otro se hacen mas rápido y seguro. Dado que la válvula de control electrónica posee menos componentes mecánicos, la fiabilidad del sistema global también mejora.

Su habilidad de comunicación hace a la válvula de control electrónica un elemento esencial de las actualizaciones de los combustores secos, de baja emisión de NOx. Esto permite a las válvulas compartir datos y trabajar juntas, un requisito para este tipo de quemadores.

General Electric incorporó numerosas ideas de diseño para que los ingenieros de planta realicen con mayor facilidad el mantenimiento del modulo. Como una carcaza trasladable para que las válvulas pudieran separarse fácilmente para la reparación, el montaje de los instrumentos posee un fácil acceso y el transmisor del diferencial lineal variable se montó horizontalmente, a la altura del pecho.

4.8 Consideraciones Técnico-Económicas

Todos los componentes descritos anteriormente son piezas originales del modelo MS-7001EA, que al ser utilizados como mejoras introducidas en modelos anteriores, permiten aumentar su rendimiento y su potencia de salida. También cabe mencionar, la importancia que tienen los sellos que forman parte del paquete de mejoras, los cuales aportan su cuota para el incremento de las variables antes mencionadas. El incremento que ofrecen éstas partes bajo condiciones ISO, según el fabricante General Electric, se resume en la tabla 4.1.

	Potencia de Salida (%)	Tasa de Calor (%)
Incremento de la temperatura de fuego desde 1104 °C hasta 1124°C	+4.10	-0.10
Alabes guías de entrada al compresor	+4.80	-0.70
Toberas de primera etapa	+0.50	-0.50
Alabes de primera etapa	+0.50	-0.50
Toberas de segunda etapa	+0.80	-0.80
Alabes de segunda etapa	+0.80	-0.80
Toberas de tercera etapa	+0.50	-0.50
Alabes de tercera etapa	+0.50	-0.50
Sellos de la turbina	+2.30	-1.75
TOTAL	+14.80	-6.15

Tabla 4.1, Variación de los rendimientos en unidades MS-7001 aplicando alta tecnología

Si la capacidad nominal del modelo MS-7001B es de 50 MW y la variación de la potencia de salida es de 14.80 %, la nueva capacidad nominal viene dada por la ecuación 4.1:

$$Cap.Nom = 50MW + \frac{(50MW * 14.8\%)}{100\%} = 57.4MW \quad (Ec. 4.1)$$

Según las estadísticas de la General Electric, la capacidad nominal que se obtiene al repotenciar el equipo es de 60 MW. El costo aproximado de instalación del paquete de mejoras para ésta unidad es de 2.500.000 Dólares, si se realiza durante el mantenimiento mayor.

5.1 Generalidades

En este capítulo se realiza una evaluación del estado actual de las unidades MS-7001 que se encuentran en la planta “La Cabrera” y “La Mariposa”, basada en una inspección visual, en la cual se recogieron los datos acerca de los componentes faltantes a cada una de ellas y el estado actual de los componentes encontrados tal se muestra en las imágenes de las paginas siguientes.

5.2 Inspección visual de la unidad ubicada en la planta “La Cabrera”

Tanto en la inspección realizada en la planta “La Cabrera” como en “La Mariposa”, se observó el estado físico actual de las unidades MS-7001, observándose la falta de algún equipo o componente de la turbina detallándose además el aspecto externo de la unidad.

La unidad MS-7001 de “La Cabrera”, se encuentra desde el año 1996 fuera de servicio, siendo utilizada por la planta de Punto Fijo como proveedor de piezas para su unidad del mismo modelo la cual presta servicio eléctrico. Como consecuencia, faltan diversas piezas para su puesta en marcha, tal como se puede observar en la tabla 5.1.

En las páginas siguientes se presentan las imágenes que permiten apreciar el estado de la unidad, lo cual se complementa con el listado de piezas faltantes que le sigue.



Figura 5.1. Aspecto exterior de la unidad



Figura 5.2, Faltan piezas del skid de combustible

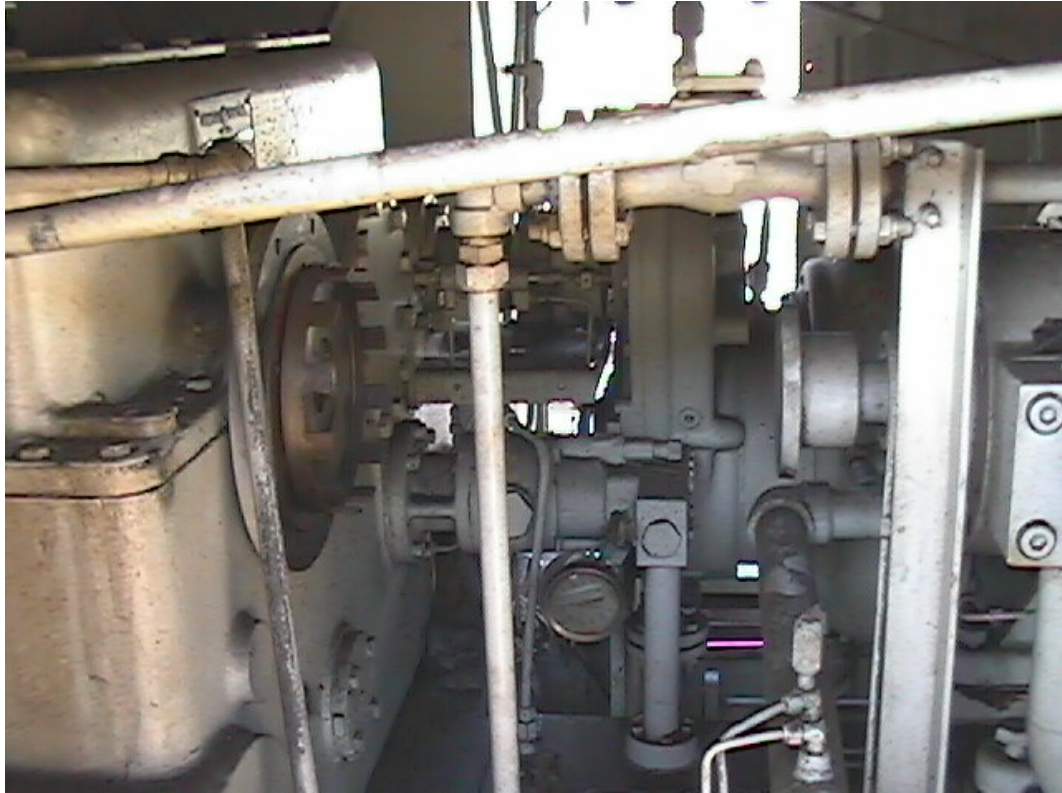


Figura 5.3, Falta clutch de combustible liquido

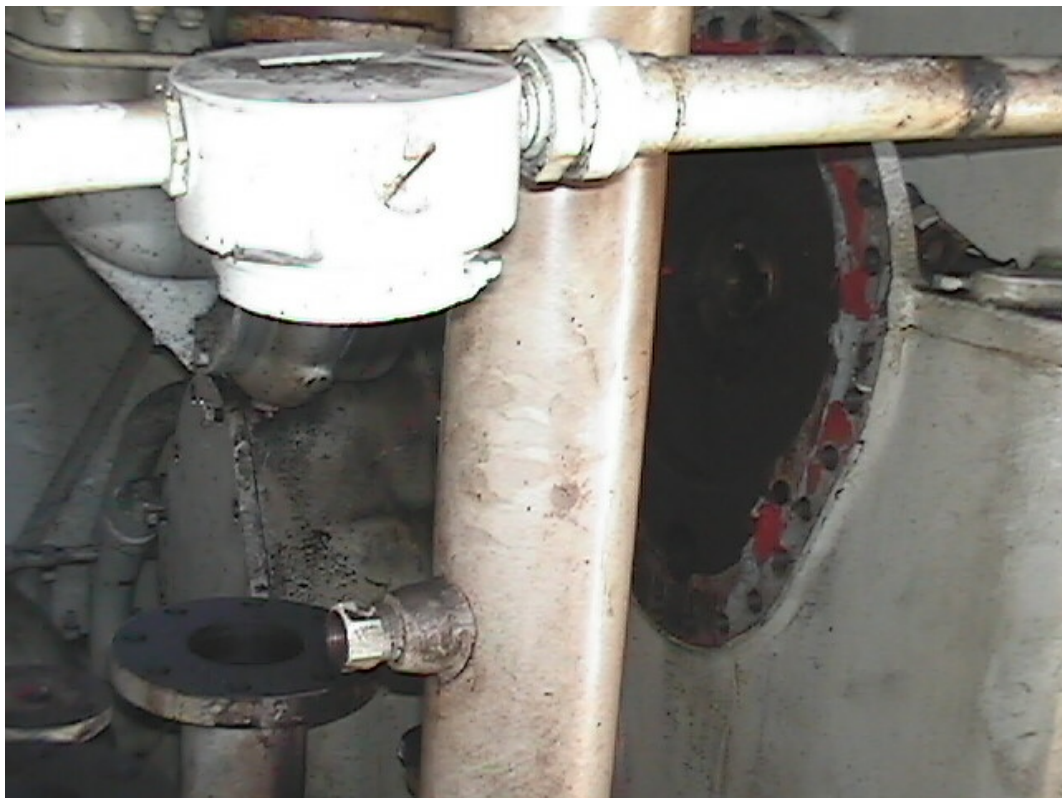


Figura 5.4, Falta compresor aire atomización



Figura 5.5, Falta bujía de encendido



Figura 5.6, Falta rotor de la turbina, se observa el mal estado del bobinado del estator

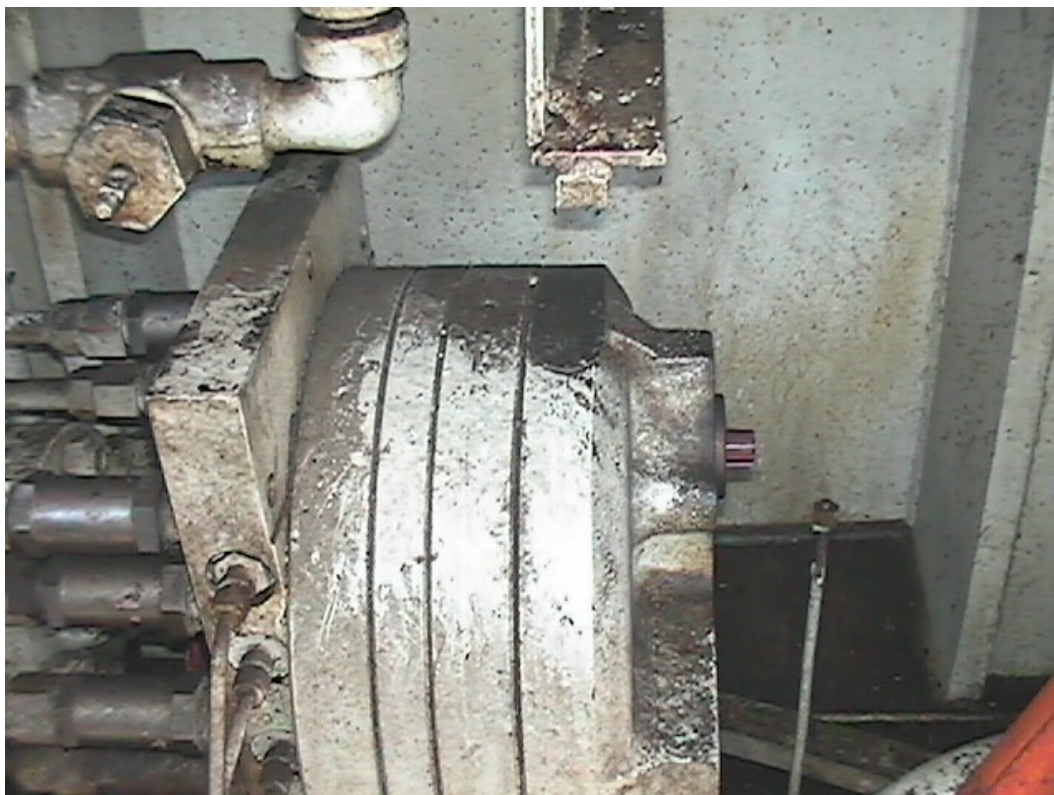


Figura 5.7, Falta divisor de flujo de combustible líquido



Figura 5.8, Paneles del compartimento de turbina



Figura 5.9, Aspecto exterior de la unidad turbogas



Figura 5.10, Aspecto exterior de la unidad turbogas

A continuación se presentan las tablas que indican las diferentes partes y piezas faltantes en la unidad número 5 de la planta La Cabrera:

Compartimento de Control
Módulo promediador de termocúplas
Indicador de temperaturas DORIC
Selector de posición de termocúplas
8 relays de 28 VDC
10 relays de 25 VDC
Fuente de poder de 28 V
Sistema del precipitador electrostático
relay 30X
relay 74
3 fusibles de 15 KV
Bomba hidráulica del convertidor de torque
Modulo inversor de voltaje
Tarjetas SPEED-TRONIC (27 PIEZAS)
Compartimento de Accesorios
Transformador RVDT de la bomba de combustible
Servoválvulas de la bomba de combustible
Clutch de la bomba de combustible
Motor del divisor de flujo de combustible
Compartimento de Turbina
Motor 88FC
Bypass de GasOil
Divisor de flujo
Limit switch de las válvulas (varios)
Válvula de purga VPR3
Válvula de falso arranque
Compartimento de Generador
Rotor
Sistema de excitación
Barras de enlace entre generador y transformador
fusibles de medición (PT)
Cable de excitacion de rotor
Sistema giro lento
Compartimento de Auxiliares del generador
Transformador principal del motor de arranque 13,8 KV - 2400 V
Cableado del transformador

Tabla 5.1, Partes y piezas faltantes Unidad planta La Cabrera

A continuación se puede observar la tabla 5.2, donde se muestra el listado de las tarjetas faltantes, con su ubicación, del sistema de control Mark I, perteneciente a la unidad de la planta La Cabrera:

Tarjeta	Posición
LIBB	0-D
SOTD	0-G
SOTE	0-H
LSRB	0-M
LRLB	0-N
LSRB	0-O
LRLB	0-P
LSLB	0-Q
STKP	1-G
SSZA	1-M
SSKA	1-P
AOAC	2-G
SSVA	2-H
SOSF	2-K
SOSF	2-M
QOXA	2-P
QOXA	2-Q
LRDC	3-B
LRDC	3-C
LRDC	3-D
SFIB	3-H
SFIB	3-I
SVDB	3-R
SSVA	4-G
AOAC	4-H
SSVA	4-I
AOAC	4-J
TOTAL	27

Tabla 5.2, Tarjetas faltantes Unidad planta La Cabrera

5.3 Inspección visual de la unidad ubicada en la planta “La Mariposa”

En la visita correspondiente a esta planta se encontró la falta de varios componentes de la unidad MS-7001. Como es de esperar, dado al abandono de que es objeto esta planta, se notó el deterioro por mal aislamiento del medio ambiente.

Esta unidad se encuentra fuera de servicio desde el año 1998, por lo que ha sido objeto tanto de uso de las piezas por parte de la planta Punto Fijo, como por hurto por parte de particulares. En la tabla 5.3 se encuentra el listado de las partes y piezas faltantes en esta unidad.

Con las siguientes imágenes se puede ilustrar la falta de los componentes antes descritos, y se observa el estado actual de la unidad:



Figura 5.11, Aspecto exterior de la unidad

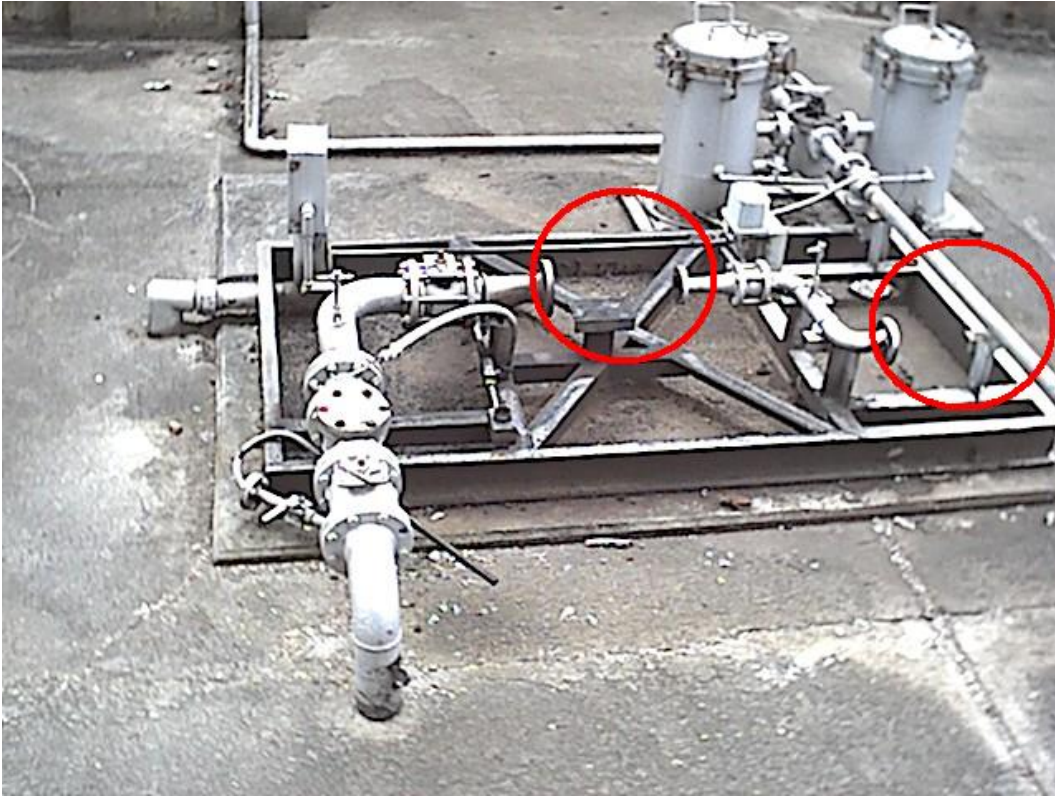


Figura 5.12, Faltan piezas del skid de combustible



Figura 5.13, Falta del sistema de aire acondicionado



Figura 5.14, Deterioro por abandono de la unidad



Figura 5.15, Aspecto exterior de la cámara de combustión



Figura 5.16, Oxidación de la puerta de inspección de la chimenea

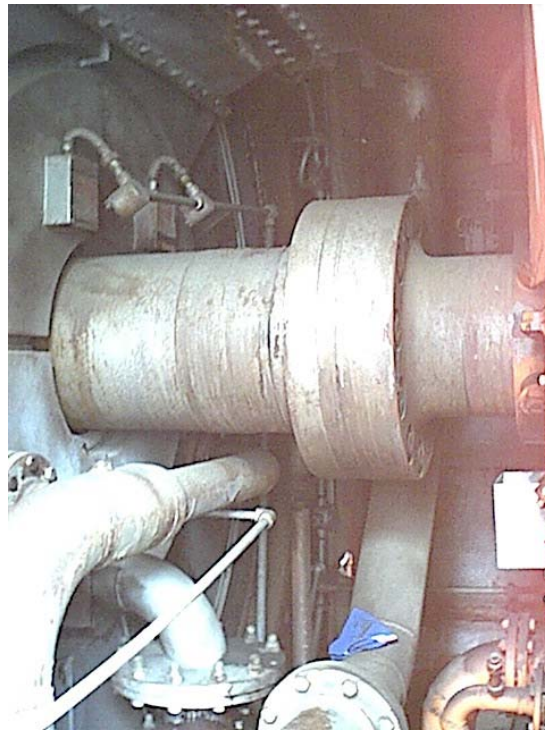


Figura 5.17, Eje y segundo rodete de la turbina



Figura 5.18, Aspecto exterior de la chimenea de la turbina

En la tabla 5.3 a continuación, se puede observar el listado de partes y piezas faltantes en la unidad de la planta La Mariposa:

Compartimento de Control
Tablero Control Turbina
Tarjetas SPEED-TRONIC (17 unidades)
Indicador de VCE
2 pulsadores del panel de alarma
3 reles reed panel de alarma
Tablero del generador
Modulo regulador de tension excitación
Comando regulador de voltaje
Centro control de motores
Control arranque del 23 FH-1
Control arranque del 23 HC
Control arranque del 23 HA
Control arranque del 23 HE
Control arranque del 23 FH-3
Voltimetro servicios auxiliares
Calefacción del generador (fuera de servicio)
Compartimento, accesorios, turbina y accesorios
Caja de accesorios con todos sus componentes
Motor del divisor de flujo
Coupling de accesorios
2 bleed-valves
Limit torque completo
Servo valvula 20FC
Servo valvula SPEED-Ratio (desconectada)
Puentes flexibles de las barras
Breaker del generador, posicion abierto abajo descargado
motor de subir el breaker del generador
Varios
Tanque CO2, con sus accesorios
Tramo de tuberia con diafragma y el contador del fuel-skid
Base con la primera seccion del ducto
4 motores y reductores del control de los Rollo-Matic admision de aire
Banco de baterias esta dañado
Pulsador panel alarma tablero remoto
Convertidor de torque (en antiguo taller de planta)

Tabla 5.3, Partes y piezas faltantes Unidad planta La Mariposa

A continuación se puede observar la tabla 5.4, donde se muestra el listado de las tarjetas faltantes, con su ubicación, del sistema de control Mark I, perteneciente a la unidad de la planta La Mariposa:

Tarjeta	Posición
SOTD	0-G
SSLA	0-K
SPRB	1-D
AOAC	1-E
STKA	1-H
AVIA	1-J
AIAC	1-K
SSZA	1-M
SSKA	1-P
LIHA	1-R
SSVA	2-H
LRDC	3-B
LRDC	3-C
LRDC	3-D
SFIB	3-H
SFIB	3-I
SSVB	4-F
TOTAL	17

Tabla 5.4, Tarjetas faltantes Unidad planta La Mariposa

Tal como se expuso en las páginas precedentes, las dos unidades MS-7001, ubicadas en las plantas La Cabrera y La Mariposa, se encuentran en situación de deterioro, con un número importante de piezas faltantes y en condición de abandono.

6.1 Generalidades

Una vez realizada la evaluación técnica de las unidades, se planteó la estimación de la capacidad de las plantas del Oriente del país para recibirlas. Dicha revisión contempló tanto el espacio físico como la capacidad de la subestación de transmitir la energía generada al instalar este par de unidades. Asimismo, se realiza una proposición de ubicación de las unidades en su nueva planta, presentándose una tabla con las características de operación en sitio y los planos de las propuestas.

6.2 Estudio de las posibles plantas receptoras de las unidades

La necesidad de instalación de estas unidades en el Oriente del país se basa en estudios previos realizados por el Departamento de Planificación de CADAPE, en los que se prevé que para el año 2015, será necesaria una mayor capacidad instalada en esta zona. Partiendo de esta premisa, se procedió a realizar el estudio de las plantas existentes. Es importante denotar la importancia de la existencia de unidades similares como criterio para la localización, debido a las facilidades que existirían para el mantenimiento y manejo por parte de los operarios y técnicos.

En el Oriente venezolano solo dos plantas poseen unidades MS-7001, “Guanta” en Guanta y “Alfredo Salazar” en Anaco, de allí la decisión de realizar una inspección visual en cada una de ellas.

6.2.1 Planta Alfredo Salazar en Anaco

Esta planta se encuentra ubicada aproximadamente a 3 Km. de la población de Anaco (estado Anzoátegui), en la vía Anaco – Cantaura. Fue fundada en el año 1981 y cuenta con tres unidades MS-7001E, una capacidad instalada de 180 MW, y las barras de la subestación tienen una capacidad de transmisión de 320 MW, lo cual es la primera condición para la instalación de una de las unidades en esta planta. Por otro lado, como se puede observar en los planos de la planta, se sugiere la instalación de la misma en el lugar

señalado por la flecha en la figura 6.10, puesto que existe un área suficientemente grande para ello, debido a que en planes iniciales se tenía prevista la instalación de otras seis unidades similares. En las siguientes imágenes se puede observar el aspecto físico de la planta al igual que las unidades instaladas actualmente, entre las cuales dos se encuentran en proceso de mantenimiento mayor.



Figura 6.1, Mantenimiento mayor en la casa de filtros de una unidad MS-7001E
(Planta Alfredo Salazar-Anaco)



Figura 6.2, Partes y piezas a ser utilizadas en el mantenimiento mayor de una unidad MS-7001E (Planta Alfredo Salazar-Anaco)



Figura 6.3, Partes y piezas a ser utilizadas en el mantenimiento mayor de una unidad MS-7001E (Planta Alfredo Salazar-Anaco)



Figura 6.4, Tanques para almacenaje de combustible líquido (Planta Alfredo Salazar-Anaco)



Figura 6.5, Estación de gas de la planta (Planta Alfredo Salazar-Anaco)



Figura 6.6, Unidad MS-7001E (Planta Alfredo Salazar-Anaco)



Figura 6.7, Skid de combustible para la unidad (Planta Alfredo Salazar-Anaco)



Figura 6.8, Vista Este del lugar sugerido para la instalación de la unidad (Planta Alfredo Salazar-Anaco)



Figura 6.9, Vista Oeste del lugar sugerido para la instalación de la unidad (Planta Alfredo Salazar-Anaco)

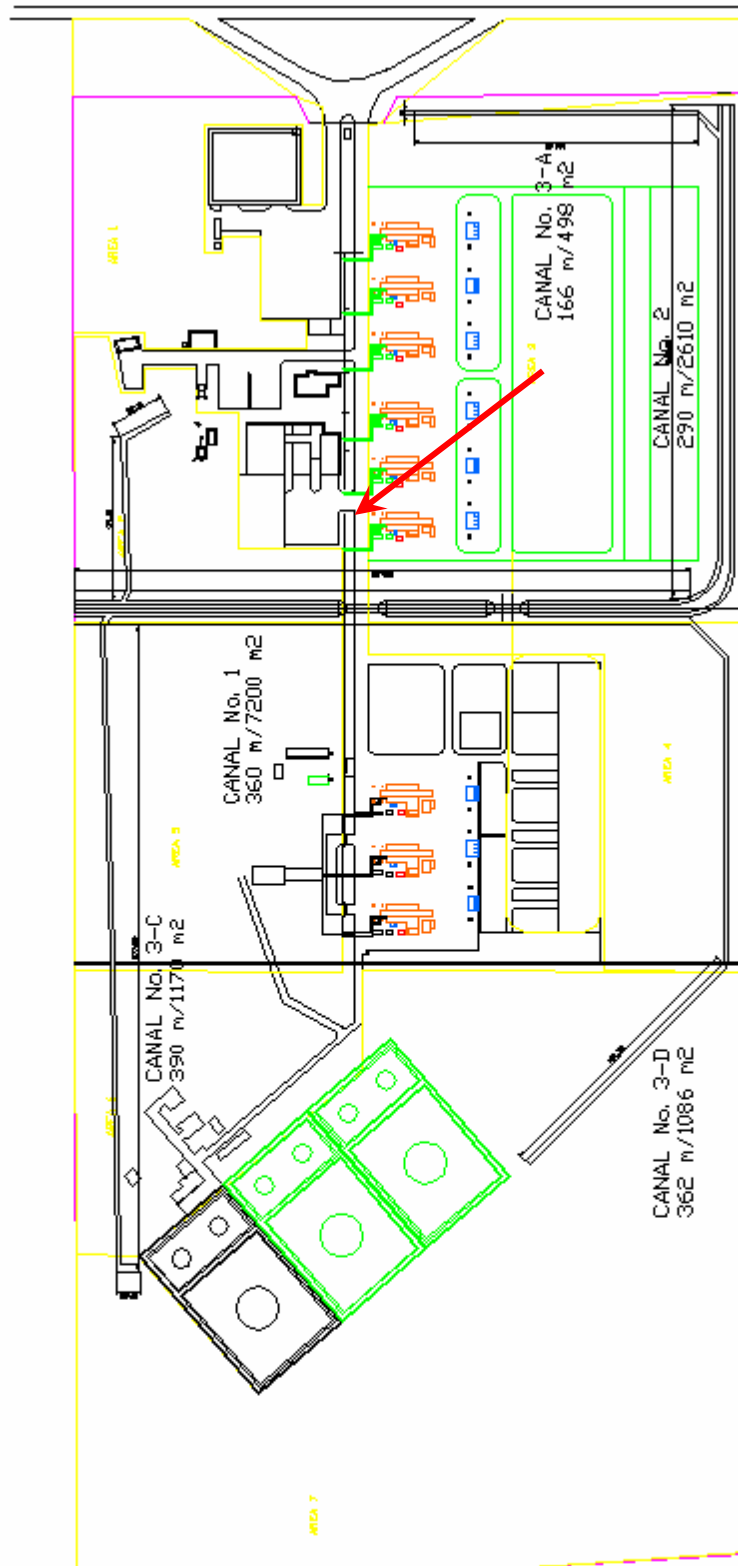


Figura 6.10, Plano de planta Alfredo Salazar, se observa la ubicación sugerida para la instalación de la unidad

6.2.2 Planta Guanta en Guanta

Esta planta se encuentra ubicada en el Km. 6 de la carretera nacional Puerto la Cruz - Cumana, sector Pamatacualito, Municipio Guanta (estado Anzoátegui). Fue fundada en el año 1961, con una capacidad instalada de 21 MW, la cual estaba conformada por tres unidades turbogas de 7 MW de capacidad instalada (actualmente en desuso). También estuvieron instaladas hasta el año 1992 dos unidades MS-5001 de las cuales solo quedaron las bases. Hoy en día, la planta cuenta con dos unidades MS-7001E, las cuales poseen una capacidad instalada de 120 MW, y las barras de la subestación tienen una capacidad de transmisión de 160 MW. Planta Guanta cuenta con el espacio físico suficiente para alojar otra unidad MS-7001, además de otras condiciones necesarias, como se puede observar en el plano de la planta, figura 6.17, en el cual sugiere la ubicación en el lugar indicado por la flecha. Asimismo, las páginas siguientes ilustran el estado actual de la planta y las unidades allí instaladas.



Figura 6.11, Unidad MS-7001E ubicada en planta Guanta



Figura 6.12, Tanques de combustible líquido de la planta (Planta Guanta-Guanta)



Figura 6.13, Estación de gas (Planta Guanta-Guanta)



Figura 6.14, Polvo de cemento depositado en la unidad (Planta Guanta-Guanta)



Figura 6.15, Antiguas bases de turbinas MS-5001 (Planta Guanta-Guanta)



Figura 6.16, Ubicación sugerida para la unidad a ser instalada en planta Guanta

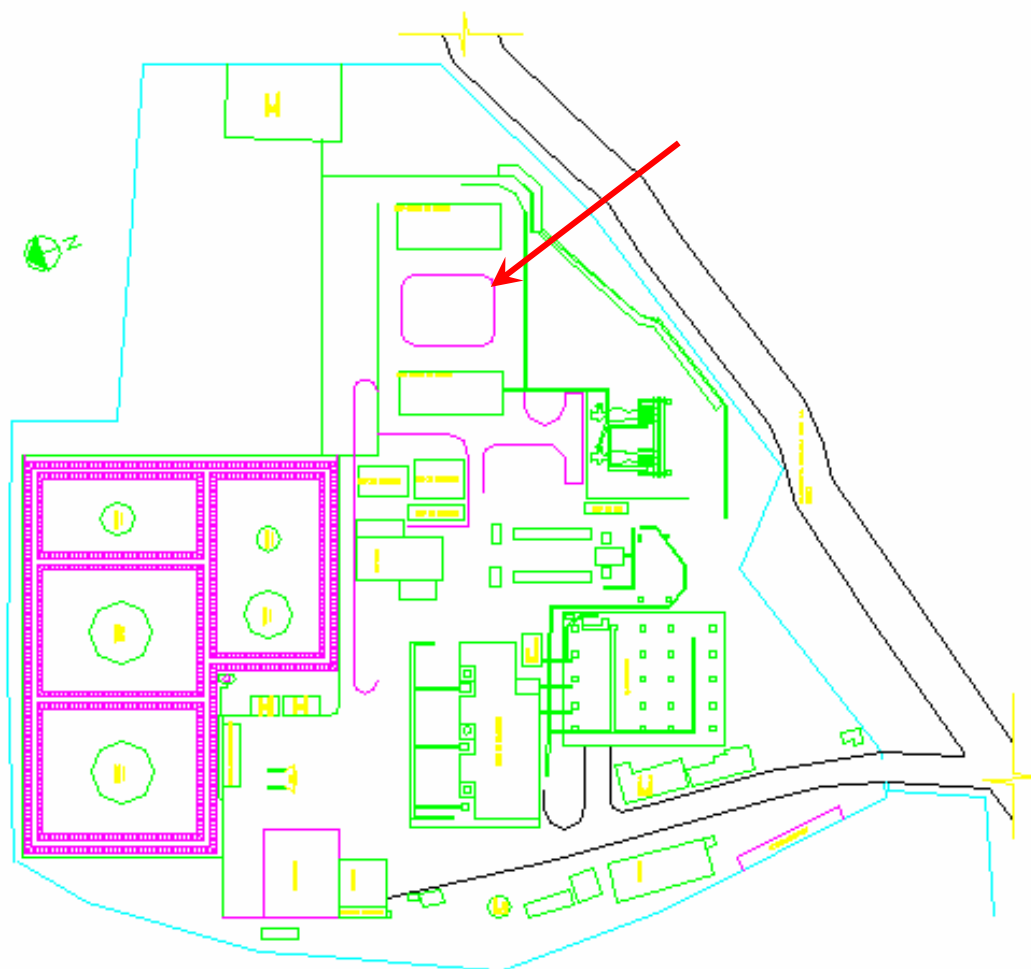


Figura 6.17, Plano de planta Guanta, se observa la ubicación sugerida para la instalación de la unidad

A continuación se presenta en forma de tabla los valores, según el tipo de mejora que pueda realizarse a cada unidad MS-7001 y la planta en la cual va a ser instalada, de la potencia estimada de salida, consumo específico de calor (LHV), factor de corrección por altitud (FCA), factor de corrección por temperatura para la salida (FCT_{PS}), tasa de calor o Heat Rate (FCT_{CEC}), la potencia estimada de salida (PS), el consumo específico de calor estimado en el sitio (CEC_{sitio}), Eficiencia térmica y la temperatura límite de los gases de escape ($^{\circ}F$), por planta a ser instalada la unidad.

Posibilidad de Actualización de las unidades MS 7001	Potencia estimada de salida (kW)	Consumo específico de calor (Btu/kWhr)	Planta a ser instalada	FCA	FCT _{ps}	FCT _{CEC}	PS _{sitio} (kW)	CEC _{sitio}	Eficiencia térmica	Temperatura límite de los gases de escape (°F)
Rehabilitación	45.000	11.210	Anaco	0,97	0,88	1,05	38.412,00	11.770,50	28,99	975
			Guanta	0,99	0,99	1,01	44.104,50	11.322,10	30,14	974
Repotenciación	59.600	10.990	Anaco	0,97	0,88	1,05	50.874,56	11.539,50	29,57	975
			Guanta	0,99	0,99	1,01	58.413,96	11.099,90	30,75	974
Compra de unidades	85.400	10.480	Anaco	0,97	0,88	1,05	72.897,44	11.004,00	31,01	975
			Guanta	0,99	0,99	1,01	83.700,54	10.584,80	32,24	974

Tabla 6.1, Características de operación según sitio de colocación

ARREGLAR UNIDADES

7.1 Generalidades

En este capítulo se describen distintas vías posibles para movilizar las turbinas MS-7001, desde su respectivo lugar de origen hasta la planta en la cual va a ser instalada, (“Guanta” en Guanta y “Alfredo Salazar” en Anaco), obedeciendo a las conclusiones realizadas en el capítulo pertinente a la evaluación técnica.

Estos datos fueron recopilados de los distintos estudios de rutas realizados por CADAPE en diversas oportunidades. Cada vez que deben instalarse unidades en el parque de generación de CADAPE se realizan estudios de este tipo, con el fin de verificar que las vías de transporte terrestre propuestas soporten tanto el peso como las medidas de las unidades.

Dichos estudios plantean que el transporte de las turbinas se debe realizar en tres etapas: dos por vía terrestre y una por vía marítima. Dado que actualmente las unidades MS-7001 se encuentran en la región central del país, deben ser trasladadas por vía terrestre hasta Puerto Cabello. Seguidamente, por vía marítima se transportarán hasta el Puerto de Guanta, y, finalmente, por vía terrestre hacia cada una de las plantas “Alfredo Salazar” y “Guanta”.

7.2 Etapas del transporte

A continuación se presentan las distintas vías de transporte posibles. En los mapas detallados se observa la ruta destinada para el transporte de cada unidad desde las plantas de origen hasta las plantas de destino.

Las diferentes etapas del transporte de estas unidades son las siguientes:

1 Ubicación actual – Puerto Cabello

1.1 La Mariposa – Puerto Cabello

1.2 La Cabrera – Puerto Cabello

2 Puerto Cabello – Puerto Guanta

3 Puerto Guanta – Ubicación final

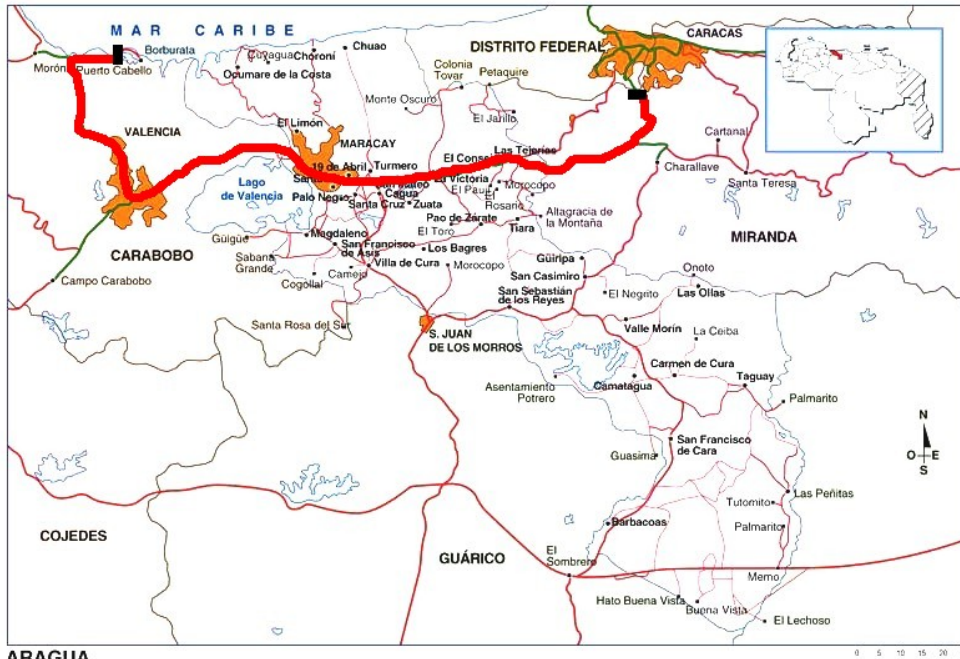
3.1 Puerto Guanta – Guanta

3.2 Puerto Guanta – Alfredo Salazar

7.2.1 Ubicación actual – Puerto Cabello

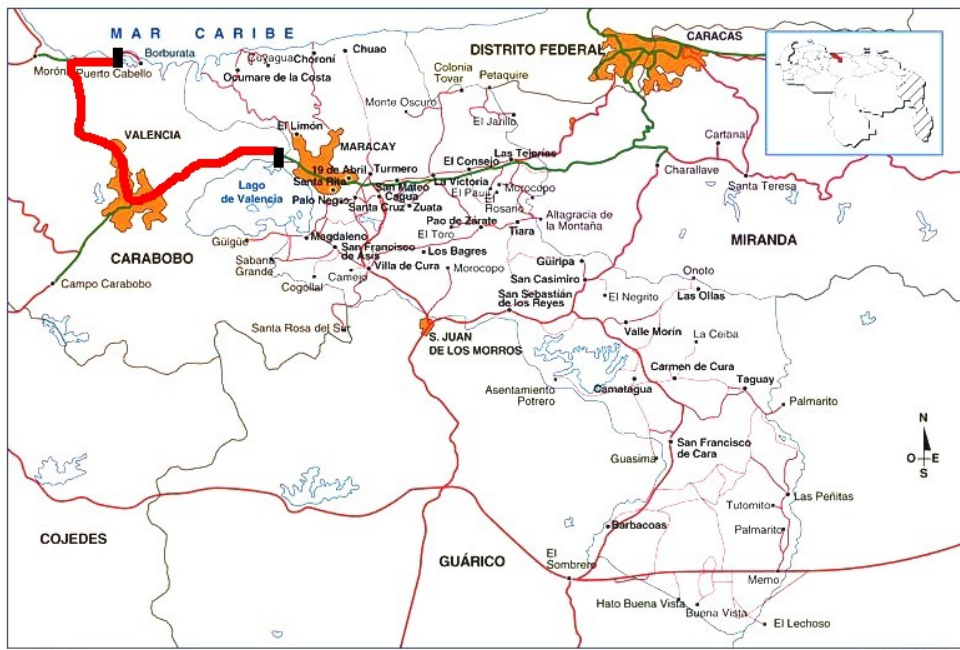
Gracias a los estudios realizados en el momento de la adquisición de las unidades para su transporte desde Puerto Cabello hasta La Mariposa y desde Puerto Cabello hasta La Cabrera, es posible plantear el mismo itinerario de viaje para llevar estas unidades de vuelta, en sentido contrario. Para ello, es indispensable la realización de un estudio similar, el cual implica una revisión exhaustiva de las condiciones de la vía para asegurar que permitan soportar el peso y las dimensiones de las unidades. Es importante aclarar que un estudio de este tipo tiene una validez cercana a los seis meses, por ende para poder realizar el traslado de las unidades propuesto en este trabajo, es necesario realizar este estudio de rutas para cargas indivisibles antes de su movilización.

En las siguientes figuras se muestran las rutas a seguir para el transporte terrestre desde las ubicaciones actuales hasta Puerto Cabello:



ARAGUA

Figura 7.1, Trayecto planta La Mariposa a Puerto Cabello



ARAGUA

Figura 7.2, Trayecto planta La Cabrera a Puerto Cabello

Puesto que las cargas a transportar poseen gran peso y volumen el transporte terrestre se realiza por medio de Low Boy. Estas unidades de transporte son similares a los transportes de carga conocidos como gandolas, y la diferencia radica en que poseen una alta

capacidad de carga, menor nivel sobre el suelo, mayor número tanto de ejes como de neumáticos por eje, y están provistos de un control de mando en la parte posterior para facilitar el giro de los ejes aumentando así su radio de giro, estos controles son operados manualmente por medio mandos hidráulicos.

Para realizar el montaje y desmontaje de los compartimentos de la turbina se utiliza una serie de gatos a presión hidráulica y soportes, generalmente de madera maciza. En las siguientes imágenes se pueden observar estos elementos, además del proceso de montaje y desmontaje.



Figura 7.3, Bomba y divisor de flujo hidráulico para los gatos



Figura 7.4, Gato hidráulico usado para levantar los compartimentos



Figura 7.5, Gato hidráulico usado para desplazar los compartimentos horizontalmente



Figura 7.6, Vista posterior del desplazamiento de los compartimentos

En las figuras 7.7 a 7.10, se observa el tipo de transporte utilizado para este tipo de traslado, un Low Boy. Las características del Low Boy se pueden observar en la tabla 7.1:

Peso de la plataforma	52.000 kg.
Peso chuto mas contrapeso	22.000 kg.
Capacidad de carga útil	148.000 kg.
Numero de ejes	8
Numero de neumáticos por eje	8
Numero total de neumáticos	64
Tipo de neumáticos	12.00 - 20 super
Separación entre ejes	1,7 m
Largo total de la plataforma	27,5 m
Largo del chuto	6,0 m
Ancho de la plataforma	3,0 m
Superficie de carga	12,0 m x 3,0 m
Radio de curva interior	13,1 m
Radio de curva exterior	7,0 m
Radio de curva de la plataforma	5,2 m

Tabla 7.1, Características de la unidad de carga
Low Boy



Figura 7.7, Vista posterior del Low Boy, de diez ejes



Figura 7.8, Detalle del operador del Low Boy



Figura 7.9, Maniobra para el cruce del Low Boy



Figura 7.10, Vista posterior del Low Boy, de ocho ejes

7.2.2 Puerto Cabello – Puerto de Guanta

Este transporte se realizará por vía marítima, por medio de una embarcación con capacidad de transporte para las unidades que además pueda atracar en ambos puertos el de Puerto Cabello y el de Guanta. En la figura 7.11 se muestra la ruta marítima a seguir para el transporte de las unidades, el tipo de unidad generalmente utilizado para éste se puede observar en la figura 7.12 y figura 7.13, y el aspecto interior en la figura 7.14 y en la figura 7.15.

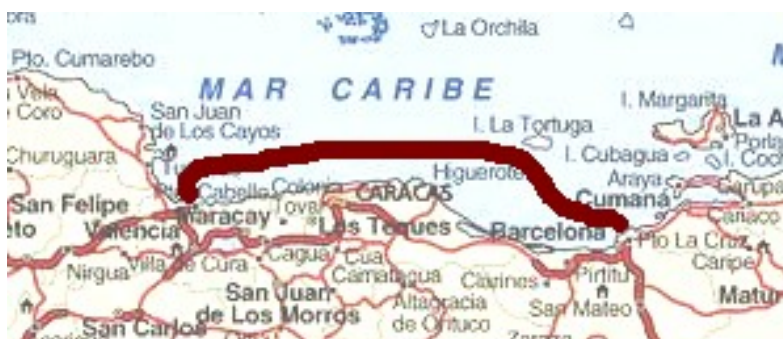


Figura 7.11, Ruta a seguir para el transporte marítimo



Figura 7.12, Vista delantera de la unidad de transporte marítimo



Figura 7.13, Vista posterior de la unidad de transporte marítimo



Figura 7.14, Vista interior delantera de la unidad de transporte marítimo



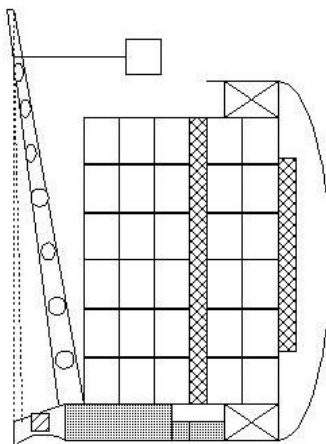
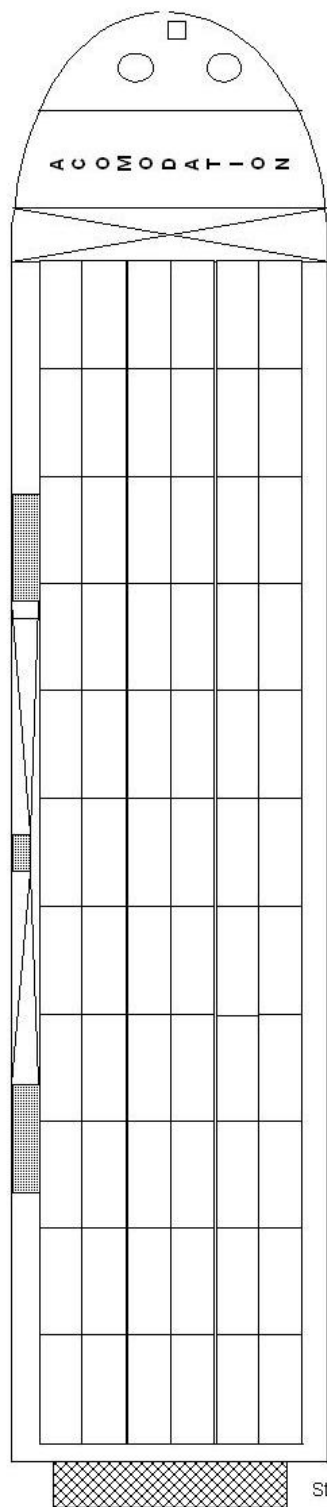
Figura 7.15, Vista interior posterior de la unidad de transporte marítimo

Estas embarcaciones son utilizadas constantemente para la movilización de diversos tipos de cargas pesadas ya sea por medio fluvial o marítimo, ya que entre sus características principales está el gran espacio físico de su plataforma, y el espacio superior ilimitado, con lo cual se logra transportar cargas de gran altitud sin problema alguno. La facilidad para el embarque y desembarque, el atraque, la capacidad de carga, entre otras, son las características que hacen que estas embarcaciones sean eficaces para este tipo de labor.

Las características técnicas así como los planos de las posibles embarcaciones para el transporte marítimo pueden observarse en la figura 7.16 y 7.17, a continuación.

C.A MARITIMA OCEANICA GRANELERA CARACAS-VENEZUELA

M/V KARAM MERU EX-SEA CREST



Vessel: KARAM MERU	
Flag: Venezuela	Register: Puerto Cabello Call Sing: Y.Y.I.K
L.O.A: 92,00m	Beam: 18m
Depth: 7,90m	Draft: 3,654m
DW: 2,560 Mt	Cub.Bale/Grain 6182/5910m3
Light Ship: 2020Mt	Speed: 8 Kn
Class: ABS A1; AMS	Year 1979
Displacement: 3,330 Mt	GRT/NRT: 3136/1173
Type: Container Vessel	Lo-Lo/Ro-Ro
Heavy Cargoes	Cranes: Gearless
Ramps: 1 Stern/ Bow Thruster	Engines: 2 Deutz
Ballast Tank: 1563,5 Mt	Diesel Tank: 412,5 m3
Freshwater Tank: 86,6 Mt	Daily at Sea: 7,5Mt MGO
Container Cap.: 319 TEUS o 142 FEUS + 35 TEUS	
1 Hold/Hacht: 68x15x5,85 mts (LxWxH)	
Hacht Cover: Pontoons Mac Gregor	20 Refers plugs
Navigation: Automatic Pilot - Gyrocompas - GMSDD Inmarsat C A-3 - Radar - Loran C - Navtex - GP S.	

AV. VENEZUELA EDF. TORRE AMERICA PISO 1 OFC. 115-116 BELLO MONTE CA RACAS. VENEZUELA.
 TEL.F. 58-212-7618583 FAX 58-212-7628589 Telex: 23389 CONIMA VC E-mail: camogra@telcel.net

Figura 7.16, Características del transporte marítimo Karam Meru

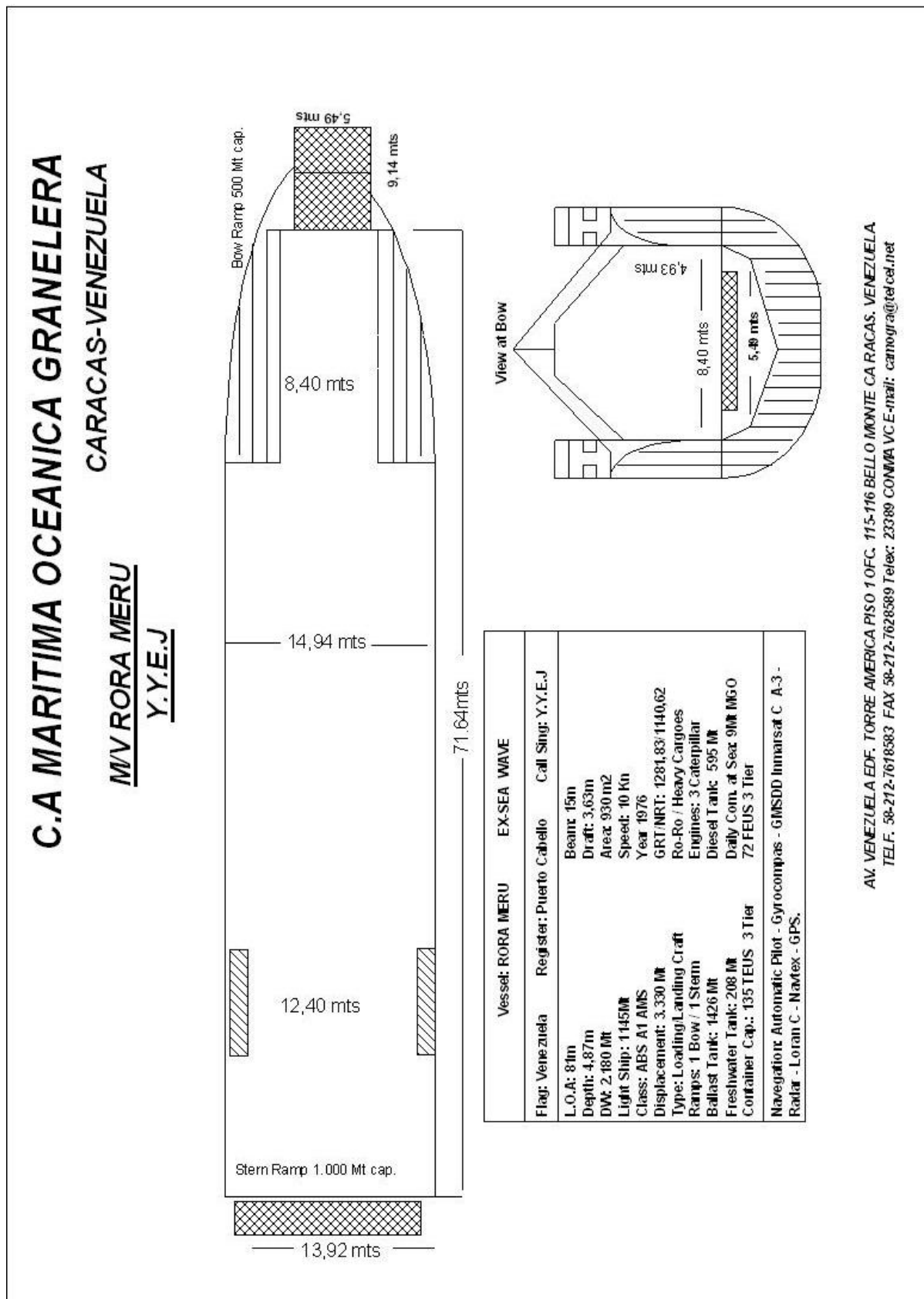


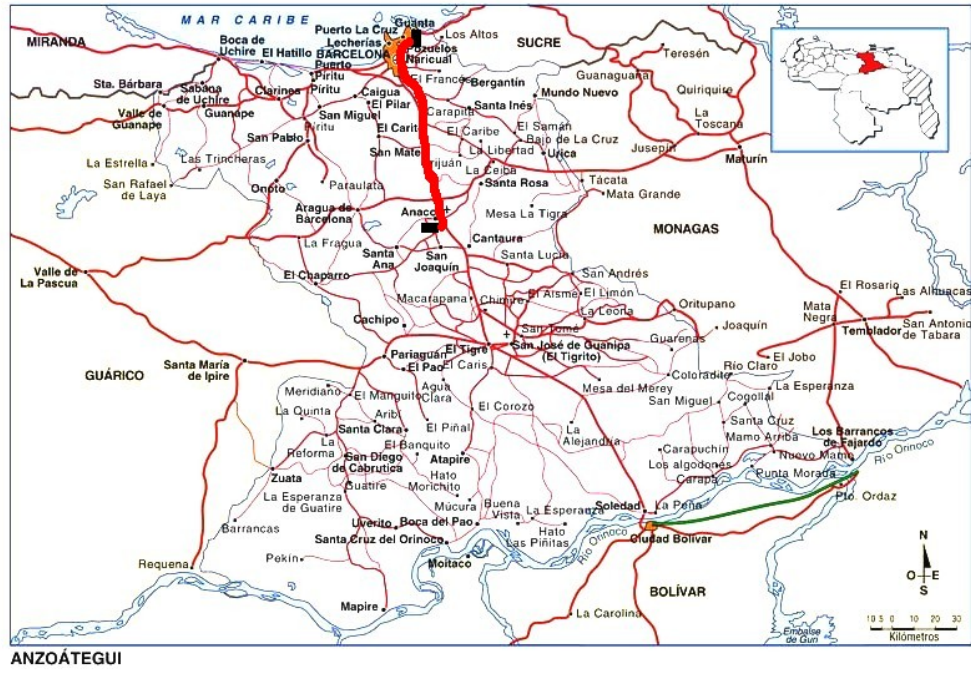
Figura 7.17, Características del transporte marítimo Rora Meru

7.2.3 Puerto de Guanta – Ubicación final

Al igual que para el primer transporte por vía terrestre mencionado, existe un estudio de transporte de cargas indivisible desde el puerto de Guanta hasta la planta “Alfredo Salazar” en Anaco y lo mismo hasta la planta “Guanta”, por ende se puede utilizar la misma vía para llevar estas unidades. Como ya se sabe, las unidades que están actualmente instaladas en planta “Alfredo Salazar” y “Guanta” son de las mismas características de las que se quieren transportar ahora, por ende tienen las mismas características físicas, garantizándose el paso de las mismas por la vía especificada, siempre y cuando se realice el estudio mencionado para la primera parte del transporte. A continuación se presentan las imágenes donde se observa la posible ruta terrestre a seguir:



Figura 7.18, Trayecto Puerto Guanta a planta Guanta



ANZOÁTEGUI

Figura 7.19, Trayecto Puerto Guanta a planta Alfredo Salazar

8.1 Generalidades

En este capítulo se elaborará un análisis técnico-económico de las opciones de rehabilitación, repotenciación y compra de nuevas unidades, del costo del transporte hacia el lugar de instalación de las turbinas a gas MS-7001 actualmente ubicadas en la planta “La Cabrera” y “La Mariposa”, de los costos de las obras conexas, así como el cálculo del valor actual neto de estas unidades y, finalmente, el costo del kilovatio hora.

8.2 Posibilidades de actualización Tecnológica

Para estas unidades se plantean tres posibilidades en cuanto a la actualización:

- Rehabilitación de las unidades.
- Repotenciación de las unidades.
- Sustitución por nuevas unidades.

8.2.1 Rehabilitación de las unidades

Al realizar el cálculo del costo de rehabilitación (CR) de estas unidades, se debe tener en cuenta que este gasto no incrementa la capacidad instalada, es decir, la turbina a gas se mantendrá estándar, esto es con las mismas características del modelo MS-7001B. Un listado de los componentes faltantes y dañados en ambas turbinas se encuentra en las tablas del capítulo 5, tabla 5.1 y 5.2, de este trabajo.

La rehabilitación incluye los repuestos y mano de obra necesarios, y su costo aproximado es de 3.020.000 US\$ para la turbina ubicada en la planta “La Cabrera” y de 850.000 US\$ para la turbina ubicada en la planta “La Mariposa”. Para esta última es mucho menor, ya que fue objeto de mantenimiento mayor (overhaul) justo antes del cierre de la planta, en 1996.

Los costos estimados de rehabilitación para ambos equipos no incluyen el sistema de control, ya que el original, que es el Mark I, se encuentra fuera de serie pudiéndose encontrar ahora el Mark V, con un costo de 190.000 US\$ por unidad. Si esto se consideraría, los costos de rehabilitación se elevarían a 3.210.000 US\$ y 1.040.000 US\$ respectivamente, resultando un total de 3.250.000 US\$ por ambas unidades.

8.2.2 Repotenciación de las unidades

Con la implementación de las mejoras tecnológicas que ofrece el fabricante General Electric en las turbinas a gas, se podría incrementar la vida útil, según el fabricante, en diez años, así como aumentar la potencia de salida desde 50 MW hasta 62 MW, realizando una inversión de 5.650.000 US\$ en la unidad de la planta “La Cabrera” y de 5.470.000 US\$ en la de “La Mariposa”. Esto incluye componentes de nueva generación entre los cuales resaltan los álabes y toberas de primera, segunda y tercera etapa, nuevos cestos combustores, además de los componentes faltantes que no han sufrido variación durante el desarrollo de la nueva tecnología para estas turbinas a gas. A diferencia de la rehabilitación, la repotenciación incluye en el costo la incorporación del sistema de control Mark V.

Tanto la rehabilitación como la repotenciación de las unidades comprenden el costo del despiece, en sus diferentes compartimentos, para un adecuado transporte.

8.2.3 Sustitución por nuevas unidades

La compra de nuevas unidades involucra una inversión inicial mayor, pero con éstas se obtendría 85.4 MW de capacidad nominal por cada unidad, tratándose de unidades MS-7001EA, a un costo de 35.441.000 US\$ cada una, resultando un costo total de 70.882.000 US\$ para ambas unidades. Éstas vienen equipadas con el sistema de control Mark V y los diversos componentes de última generación que está produciendo la compañía General Electric en cuanto a turbinas a gas de este modelo. Además, es importante recalcar que la compra de unidades nuevas implicaría un período de espera de alrededor de tres años, previsto para la producción e instalación de la unidad.

8.3 Desmontaje y montaje de las unidades

Para llevar a cabo el transporte de estas unidades a su destino final es necesario realizar su desmontaje y embalaje, el cual se realiza en compartimentos que faciliten su traslado y manejo de forma segura, lo cual implica un costo aproximado por unidad de 120.000 US\$. Una vez que las unidades lleguen a sus respectivas plantas de instalación, se debe realizar el montaje en el sitio definitivo de uso de las unidades, lo cual implica costos aproximados de 140.000 US\$.

8.4 Costo de transporte

El costo de transporte de las unidades se realiza en tres partes, la primera y la tercera por vía terrestre y la segunda por vía marítima. El transporte a realizar por vía terrestre tiene un costo aproximado de 350 US\$/km por unidad. Es importante resaltar que para que ambas unidades tengan una distancia de transporte similar, la unidad ubicada en la planta “La Mariposa” se transportará hasta planta “Guanta”, y la ubicada en planta “La Cabrera” será transportada a la planta “Alfredo Salazar” en Anaco. A continuación se presenta en la tabla 8.1, el costo de estos trayectos por unidad transportada:

	La Mariposa		La Cabrera	
	Distancia (km)	Costo (US\$)	Distancia (km)	Costo (US\$)
Transporte 1 (i)	220	77.000	130	45.500
Transporte 2 (ii)		56.250		56.250
Transporte 3 (iii)	20	7.000	120	42.000
Total		140.250		143.750

(i) Transporte 1: desde la ubicación actual a Puerto Cabello

(ii) Transporte 2: desde Puerto Cabello a Puerto Guanta

(iii) Transporte 3: desde Puerto Guanta a la planta a ser instalada la unidad

Tabla 8.1, Costos de transporte por unidad

8.5 Obras conexas

Para poder instalar estas unidades, ya sean rehabilitadas, repotenciadas o nuevas, se deben construir ciertos elementos que permitan su correcto funcionamiento. Entre ellos están las construcciones civiles y eléctricas, que comprenden, entre otras, las bases para los distintos elementos de la turbina, la pista para el transporte, elementos de unión con la subestación, bases de concreto para el interruptor de corriente, pararrayos, entre otros. Estas instalaciones tienen un costo aproximado de 162.000 US\$ por cada unidad a ser instalada.

En las siguientes imágenes se pueden observar las bases de concreto utilizadas típicamente para este tipo de unidades. Además, se muestran imágenes de algunos componentes como interruptores utilizados para estas unidades.



Figura 8.1, Enmallado de la base de la turbina



Figura 8.2, Base de la turbina, ya fraguada



Figura 8.3, Patio del transformador y pararrayo



Figura 8.4, Base del transformador

8.6 Costos totales

En la siguiente tabla se resumen los costos totales aproximados por cada una de las unidades, la cual presenta las tres posibilidades de actualización tecnológica posible, rehabilitación, repotenciación y unidad nueva:

	Rehabilitación (US\$)	Repotenciación (US\$)	Nueva Unidad (US\$)
Actualización	3.210.000	5.650.000	35.441.000
Desmontaje	120.000	120.000	-
Montaje	140.000	140.000	-
Transporte	143.750	143.750	-
Obras conexas	162.000	162.000	162.000
Total	3.775.750	6.215.750	35.603.000

Tabla 8.2, Resumen de costos unidad La Cabrera

	Rehabilitación (US\$)	Repotenciación (US\$)	Nueva Unidad (US\$)
Actualización	1.040.000	5.470.000	35.441.000
Desmontaje	120.000	120.000	-
Montaje	140.000	140.000	-
Transporte	140.250	140.250	-
Obras conexas	162.000	162.000	162.000
Total	1.602.250	6.032.250	35.603.000

Tabla 8.3, Resumen de costos unidad La Mariposa

8.7 Cálculo del Valor Actual Neto (VAN)

Para el cálculo del valor actual neto de estas unidades, se utilizan los costos de rehabilitación estimados, utilizando las ecuaciones 2.16 y 2.13 (Cap. 2), sabiendo que:

Unidad	Co (MMUS\$)	AF (años)	n (años)	CR (MMUS\$)	CUN (MMUS\$)
La Cabrera	6,5	20	30	3,775	34,441
La Mariposa	6,5	20	30	1,602	34,441

Tabla 8.4, Costos de la unidad

$$CD = \frac{(Co \times AF)}{n} \quad \text{Ec. 2.16}$$

$$\frac{(6.500.000 \times 20)}{30} = 4.334.000 \$$$

$$VAN = CUN - (CD + CR) \quad \text{Ec. 2.13}$$

$$VAN_{La\ Cabrera} = 34.441.000 \text{ US\$} - (4.334.000 \text{ US\$} + 3.775.750 \text{ US\$}) = 26.331.250 \text{ US\$}$$

$$VAN_{La\ Mariposa} = 34.441.000 \text{ US\$} - (4.334.000 \text{ US\$} + 1.602.250 \text{ US\$}) = 28.504.750 \text{ US\$}$$

8.8 Costo de producción del Kilovatio hora (kWh) en la actualidad

Para calcular el costo del kWh es necesario conocer la energía generada, la depreciación de los equipos, el consumo de combustibles y los costos asociados al pago del personal, mantenimiento y reparaciones menores necesarias para un periodo de un mes.

Energía Generada

Para calcular la energía generada en un mes, se debe tener en cuenta que de las dos unidades instaladas actualmente en planta Guanta y las tres en Anaco, solo funciona una en cada lugar. La de planta Guanta presenta una capacidad limitada de 35.000 kW y, la de Anaco presenta una capacidad de 62.000 kW. La unidad de Guanta presenta problemas en el cableado de las termocuplas y el sistema de filtrado de aire, y de allí su capacidad limitada a 35.000 kW, aunque su capacidad efectiva de 62.000 kW. Si se calcula la energía generada trabajando 24 horas al día por 30 días, se obtiene:

$$E. G. = N^{\circ} \text{ Unidades} \times \text{Cap. Efec. Prom.} \times 24 \text{ hrs/día} \times 30 \text{ días/mes} \quad \text{Ec. 2.14}$$

$$E.G._{\text{Anaco}} = 44.640.000 \text{ kWh/mes.}$$

$$E.G._{\text{Guanta}} = 25.200.000 \text{ kWh/mes.}$$

Si se toman en cuenta las pérdidas estimadas por Transformación (0.5%) y consumo interno (1%), la energía generada despachada será:

$$E. D. = E. G. \times (1 - 0.005 - 0.01) \quad \text{Ec. 2.15}$$

$$E.D._{\text{Anaco}} = 43.970.400 \text{ kWh/mes.}$$

$$E.D._{\text{Guanta}} = 24.822.000 \text{ kWh/mes.}$$

Depreciación de los Equipos

La depreciación anual de las unidades se obtiene al dividir el costo inicial del equipo (Co) entre los años de funcionamiento del mismo (n). La depreciación mensual de las unidades se obtiene al dividir este valor entre los doce (12) meses del año, de esta manera (Ec. 2.17):

$$D = \frac{Co(US\$)}{25años \times 12meses} \quad \text{Ec. 2.17}$$

$$D = \frac{6.500.000US\$}{25años \times 12meses} = 21.666,66 \text{ US\$/mes}$$

Para obtener la depreciación mensual de la planta, en Bolívares, se multiplica por la tasa de cambio actual de 1.600 Bs/US\$, arrojando un valor de 34.666.666 Bs/mes. Dado que estas unidades tienen un periodo de vida útil de 30 años y han pasado 25 años desde su puesta en funcionamiento, todavía se deben depreciar.

Costo de Combustible

Como estas unidades trabajan solamente con gas natural, a un precio de 15,636 Bs/m³ en Anaco y de 17,523 Bs/m³ en Guanta, con un consumo promedio de combustible (C.P.C.) de 0.46 m³/kWh y la producción mensual es de 43.970.400 kWh/mes y de 24.822.000 respectivamente se tiene (Ec. 2.18):

$$C. C. = (\text{Costo Gas}) \text{ Bs/m}^3 \times 0.46 \text{ m}^3/\text{kWh} \times E. D. \quad \text{Ec. 2.18}$$

$$C. C._{\text{Anaco}} = 316.259.740,22 \text{ Bs/mes.}$$

$$C. C._{\text{Guanta}} = 200.079.716,76 \text{ Bs/mes.}$$

Costos asociados a la Planta

En el presupuesto para las plantas del año 2003, se incluyen entre muchas otras subpartidas la concerniente al personal de planta, los obreros, mantenimiento, reparaciones menores, depreciación, repuestos y accesorios, que en un promedio mensual asciende a unos 240.000.000 Bs/mes para planta Anaco y 300.400.000 Bs/mes para planta Guanta.

Costo Estimado del kWh

Bajo estas condiciones, el costo del kWh despachado se obtiene al realizar la sumatoria de los gastos y dividir éstos entre la energía despachada:

	Anaco	Guanta
Energía Despachada (kWh/mes)	43.970.400	24.822.000
Depreciación del equipo (Bs/mes)	34.666.666	34.666.666
Consumo de combustible (Bs/mes)	316.259.740	200.079.716
Costos de planta (Bs/mes)	240.000.000	300.400.000
Total Gastos (Bs/mes)	590.926.406	535.146.382

Tabla 8.5, Gastos de producción del kW/h de las unidades actualmente

$$\text{Costo del kWh} = \frac{\text{TotalGastos}}{\text{EnergíaDespachada}}$$

$$\text{Costo del kWh}_{\text{Anaco}} = 13,44 \text{ Bs/kWh}$$

$$\text{Costo del kWh}_{\text{Guanta}} = 21,56 \text{ Bs/kWh}$$

8.9 Costo de producción del Kilovatio hora (kWh) con la planta a plena carga

Debido a que en estos momentos se encuentra en rehabilitación una de las dos unidades MS 7001 de Guanta y las otras dos de la planta Alfredo Salazar, es necesario calcular el costo kilovatio hora cuando estas unidades se encuentren a plena carga. Conociendo la energía generada, la depreciación de los equipos, el consumo de combustible y los costos asociados al pago del personal, mantenimiento y reparaciones menores necesarias para un periodo de un mes.

Energía Generada

Al encontrarse a plena carga estas unidades se puede obtener una capacidad efectiva, según la tabla 6.1, de 50.874 kW por cada unidad instalada en Anaco y de 58.413 kW por unidad instalada en Guanta, si se calcula la energía generada trabajando 24 horas al día por 30 días, se obtiene:

$$E. G. = N^{\circ} \text{ Unidades} \times \text{Cap. Efec. Prom.} \times 24 \text{ hrs/día} \times 30 \text{ días/mes} \quad \text{Ec. 2.14}$$

$$E.G._{\text{Anaco}} = 109.887.840 \text{ kWh/mes.}$$

$$E.G._{\text{Guanta}} = 84.114.720 \text{ kWh/mes.}$$

Si se toma en cuenta las pérdidas estimadas por Transformación (0.5%) y consumo interno (1%), la energía generada despachada será:

$$E. D. = E. G. \times (1 - 0.005 - 0.01) \quad \text{Ec. 2.15}$$

$$E.D._{\text{Anaco}} = 108.239.522 \text{ kWh/mes.}$$

$$E.D._{\text{Guanta}} = 82.852.999,2 \text{ kWh/mes.}$$

Depreciación de los Equipos

La depreciación anual de las unidades se obtiene al dividir el costo inicial del equipo (Co) entre la vida útil del mismo (n). La depreciación mensual de las unidades se obtiene al dividir este valor entre los doce (12) meses del año, de esta manera (Ec. 2.17):

$$D = \frac{Co(US\$)}{25años \times 12meses} \quad \text{Ec. 2.17}$$

$$D = \frac{6.500.000US\$}{25años \times 12meses} = 21.666,66 \text{ US\$/mes}$$

Para obtener la depreciación mensual de la unidad, en Bolívares, se multiplica por la tasa de cambio actual de 1.600 Bs/US\$, arrojando un valor de 34.666.666 Bs/mes por unidad, y se multiplica por el número de unidades de cada planta obteniéndose 103.999.998 Bs/mes para planta Anaco y 69.333.332 Bs/mes para planta Guanta. Dado que estas unidades tienen un periodo de vida útil de 30 años todavía se deben depreciar

Costo de Combustible

Como estas unidades trabajan solamente con gas natural, a un precio de 15,636 Bs/m³ en Anaco y de 17,523 Bs/m³ en Guanta, con un consumo promedio de combustible (C.P.C.) de 0.46 m³/kWh y la producción mensual es de 43.970.400 kWh/mes y de 24.822.000 respectivamente se tiene (Ec. 2.18):

$$C. C. = (\text{Costo Gas}) \text{ Bs/m}^3 \times 0.46 \text{ m}^3/\text{kWh} \times E. D. \quad \text{Ec. 2.18}$$

$$C. C._{\text{Anaco}} = 778.519.259 \text{ Bs/mes.}$$

$$C. C._{\text{Guanta}} = 667.843.228 \text{ Bs/mes.}$$

Costos asociados a la Planta

En el presupuesto para las plantas del año 2003, se incluyen entre muchas otras subpartidas la concerniente al personal de planta, los obreros, mantenimiento, reparaciones menores, depreciación, repuestos y accesorios, que en un promedio mensual asciende a unos 240.000.000 Bs/mes para planta Anaco y 300.400.000 Bs/mes para planta Guanta.

Costo Estimado del kWh

Bajo estas condiciones, el costo del kWh despachado se obtiene al realizar la sumatoria de los gastos y dividir éstos entre la energía despachada:

	Anaco	Guanta
Energía Despachada (kWh/mes)	108.239.522	82.852.999
Depreciación del equipo (Bs/mes)	103.999.998	69.333.332
Consumo de combustible (Bs/mes)	778.519.259	667.843.228
Costos de planta (Bs/mes)	240.000.000	300.400.000
Total Gastos (Bs/mes)	1.122.519.257	1.037.576.560

Tabla 8.6, Gastos de producción del kW/h de las unidades a plena carga

$$\text{Costo del kWh} = \frac{\text{TotalGastos}}{\text{EnergíaDespachada}}$$

$$\text{Costo del kWh}_{\text{Anaco}} = 10,37 \text{ Bs/kWh}$$

$$\text{Costo del kWh}_{\text{Guanta}} = 12,52 \text{ Bs/kWh}$$

8.10 Costo de producción del Kilovatio hora (kWh) al rehabilitar las Unidades

Como se comentó en el capítulo concerniente al transporte, la unidad perteneciente a la planta La Mariposa será instalada en planta Guanta y la ubicada en planta La Cabrera en planta Guanta, por esto al rehabilitar las unidades se puede obtener hasta 38.412,00 kW y 44.104,50 kW respectivamente, lo cual aunado a la producción actual de cada una de las plantas antes descritas aumentará sin duda la capacidad instalada, disminuyendo el costo del Kilovatio hora producido. CADAFE considera la inversión a realizar como un gasto capitalizable distribuido de forma lineal durante un período de cinco años para la unidad La Mariposa, y diez para la unidad La Cabrera.

Energía Generada

Conocida la capacidad efectiva de la unidades en el sitio, gracias a la tabla 6.1 y utilizando la ecuación 2.14, y adicionado la energía generada por las unidades ya instaladas en cada planta una vez rehabilitadas, trabajando 24 horas al día por 30 días, se obtiene:

$$1 \text{ Unid.} \times 38.412 \text{ kW/Unid.} \times 24 \text{ hrs/día} \times 30 \text{ días/mes} = 27.656.640 \text{ kWh/mes.}$$

$$1 \text{ Unid.} \times 44.104,5 \text{ kW/Unid.} \times 24 \text{ hrs/día} \times 30 \text{ días/mes} = 31.755.240 \text{ kWh/mes.}$$

$$E.G._{\text{Anaco}} = 27.656.640 + 108.239.522 = 137.544.480 \text{ kWh/mes.}$$

$$E.G._{\text{Guanta}} = 31.755.240 + 82.852.999,2 = 115.869.960 \text{ kWh/mes.}$$

Si se toma en cuenta las pérdidas estimadas por Transformación (0.5%) y consumo interno (1%), la energía generada despachada, según la ecuación 2.15 será:

$$E.D._{\text{Anaco}} = 135.481.313 \text{ kWh/mes.}$$

$$E.D._{\text{Guanta}} = 114.131.911 \text{ kWh/mes.}$$

Gasto Capitalizable

El gasto capitalizable se obtiene de la ecuación 2.17, conociendo el monto de la inversión y el período de recuperación en n años, se tiene:

$$G.C. = \frac{\text{Inversión}}{\text{años} \times 12 \text{ meses}} \quad \text{Ec. 2.17}$$

$$G.C._{\text{Anaco}} = \frac{1.602.250 \text{ US\$}}{5 \text{ años} \times 12 \text{ meses}} = 26.704 \text{ US\$/mes} = 42.726.666 \text{ Bs/mes}$$

$$G.C._{\text{Guanta}} = \frac{3.775.750 \text{ US\$}}{10 \text{ años} \times 12 \text{ meses}} = 31.464 \text{ US\$/mes} = 50.343.333 \text{ Bs/mes}$$

Depreciación de los Equipos

Se asumirá la depreciación de los equipos igual a la tomada para el cálculo del KWh en la actualidad, es decir, la depreciación será de 34.666.666 Bs/mes por unidad.

Costo de Combustible

Las unidades trabajan solamente con gas natural, a un precio de 15,636 Bs/m³ en Anaco y de 17,523 Bs/m³ en Guanta. Cada unidad posee un consumo de combustible diferente, puesto que estarán ubicadas en distintos lugares, teniendo la primera unidad rehabilitada un consumo promedio de 0,32 m³/kWh y la segunda de 0,31 m³/kWh. A este costo se le debe adicionar el consumo de combustible generado por las unidades ya instaladas en la planta, luego, de la ecuación 2.18 se tiene:

$$C. C. = (\text{Costo Gas}) \text{ Bs/m}^3 \times \text{C.P.C m}^3/\text{kWh} \times \text{E. G. kWh} \quad \text{Ec. 2.18}$$

$$C. C._{\text{Anaco}} = 914.824.102 \text{ Bs/mes.}$$

$$C. C._{\text{Guanta}} = 837.754.341 \text{ Bs/mes.}$$

Costos asociados a la Planta

En el presupuesto, para las plantas del año 2003 se incluyen entre muchas otras subpartidas la concerniente al personal de planta, los obreros, mantenimiento, reparaciones menores, depreciación, repuestos y accesorios, que en un promedio mensual asciende a unos 240.000.000 Bs./mes para planta Anaco y 300.400.000 Bs./mes para planta Guanta.

Costo Estimado del kWh

Bajo estas condiciones, el costo del kWh despachado se obtiene al realizar la sumatoria de los gastos y dividir éstos entre la energía despachada:

	Anaco	Guanta
Energía Despachada (kWh/mes)	135.481.313	114.131.911
Gasto capitalizable (Bs/mes)	42.726.666	50.343.333
Depreciación del equipo (Bs/mes)	34.666.666	34.666.666
Consumo de combustible (Bs/mes)	914.824.102	837.754.341
Costos de planta (Bs/mes)	240.000.000	300.400.000
Total Gastos (Bs/mes)	1.232.217.434	1.223.164.340

Tabla 8.7, Gastos de producción del kW/h al rehabilitar las unidades

$$\text{Costo del kWh} = \frac{\text{TotalGastos}}{\text{EnergíaDespachada}}$$

$$\text{Costo del kWh}_{\text{Anaco}} = 9,09 \text{ Bs/kWh}$$

$$\text{Costo del kWh}_{\text{Guanta}} = 11,71 \text{ Bs/kWh}$$

8.11 Costo de producción del Kilovatio hora (kWh) al repotenciar las Unidades

Como se comentó anteriormente, al repotenciar las unidades de La Cabrera y La Mariposa se pueden obtener alrededor de 60 MW de capacidad nominal por cada unidad, lo cual, aunado a la producción actual de cada una de las plantas antes descritas, aumentará sin duda la capacidad instalada, pudiéndose disminuir el costo del Kilovatio hora producido. CADAFE considera la inversión a realizar como un gasto capitalizable distribuido de forma lineal durante un período de diez años.

Energía Generada

En este caso, utilizando la ecuación 2.14, se suponen en operación las dos unidades MS-7001 con capacidad efectiva en sitio de 50.874,56 kW para la unidad a ser instalada en Anaco y de 58.413,96 kW para la unidad a ser instalada en Guanta, además de las ya instaladas en cada planta, trabajando 24 horas al día por 30 días.

$$1 \text{ Unid.} \times 50.874,56 \text{ kW/Unid.} \times 24 \text{ hrs/día} \times 30 \text{ días/mes} = 36.629.683,2 \text{ kWh/mes.}$$

$$1 \text{ Unid.} \times 58.413,96 \text{ kW/Unid.} \times 24 \text{ hrs/día} \times 30 \text{ días/mes} = 42.058051,2 \text{ kWh/mes.}$$

$$E.G._{\text{Anaco}} = 36.629.683,2 + 109.887.840 = 146.517.523 \text{ kWh/mes.}$$

$$E.G._{\text{Guanta}} = 42.058051,2 + 84.114.720 = 126.172.771 \text{ kWh/mes.}$$

Si se toma en cuenta las pérdidas estimadas por Transformación (0.5%) y consumo interno (1%), la energía generada despachada, según la ecuación 2.15 será:

$$E.D._{\text{Anaco}} = 144.319.760 \text{ KWh/mes.}$$

$$E.D._{\text{Guanta}} = 124.280.180 \text{ KWh/mes.}$$

Gasto Capitalizable

El gasto capitalizable se obtiene de la ecuación 2.17, conociendo el monto de la inversión y el período de recuperación de n años, se tiene:

$$G.C. = \frac{\text{Inversión}}{\text{años} \times 12 \text{ meses}} \quad \text{Ec. 2.17}$$

$$G.C._{\text{Anaco}} = \frac{6.215.750 \text{ US\$}}{10 \text{ años} \times 12 \text{ meses}} = 51.797 \text{ US\$/mes} = 82.876.666 \text{ Bs/mes}$$

$$G.C._{\text{Guanta}} = \frac{6.032.250 \text{ US\$}}{10 \text{ años} \times 12 \text{ meses}} = 31.464 \text{ US\$/mes} = 80.430.000 \text{ Bs/mes}$$

Depreciación de los Equipos

Se asumirá la depreciación de los equipos igual a la tomada para el cálculo del KWh en la actualidad, es decir, la depreciación será de 34.666.666 Bs/mes por unidad.

Costo de Combustible

Al igual que lo indicado en los párrafos anteriores, las unidades trabajan solamente con gas natural a un precio de 15,636 Bs/m³ en Anaco y de 17,523 Bs/m³ en Guanta. Cada unidad posee un consumo de combustible diferente puesto que estarán ubicadas en distintos lugares teniendo la primera unidad repotenciada un consumo promedio de 0,31 m³/kWh y la segunda de 0,30 m³/kWh. A este costo se le debe adicionar el consumo de combustible generado por las unidades ya instaladas en la planta, de la ecuación 2.18 se tiene:

$$C. C. = (\text{Costo Gas}) \text{ Bs/m}^3 \times \text{C.P.C m}^3/\text{kWh} \times \text{E. G. kWh} \quad \text{Ec. 2.18}$$

$$C. C._{\text{Anaco}} = 953.405.945 \text{ Bs/mes.}$$

$$C. C._{\text{Guanta}} = 885.621.773 \text{ Bs/mes.}$$

Costos asociados a la Planta

En el presupuesto, para las plantas del año 2003 se incluyen entre muchas otras subpartidas la concerniente al personal de planta, los obreros, mantenimiento, reparaciones menores, depreciación, repuestos y accesorios, que en un promedio mensual asciende a unos 240.000.000 Bs/mes para planta Anaco y 300.400.000 Bs/mes para planta Guanta.

Costo Estimado del kWh

Bajo estas condiciones, el costo del kWh despachado se obtiene al realizar la sumatoria de los gastos y dividir éstos entre la energía despachada:

	Anaco	Guanta
Energía Despachada (kWh/mes)	144.319.760	124.280.180
Gasto capitalizable (Bs/mes)	82.876.666	80.430.000
Depreciación del equipo (Bs/mes)	34.666.666	34.666.666
Consumo de combustible (Bs/mes)	953.405.945	885.621.773
Costos de planta (Bs/mes)	240.000.000	300.400.000
Total Gastos (Bs/mes)	1.310.949.277	1.301.118.439

Tabla 8.8, Gastos de producción del kW/h al repotenciar las unidades

$$\text{Costo del kWh} = \frac{\text{TotalGastos}}{\text{EnergíaDespachada}}$$

$$\text{Costo del kWh}_{\text{Anaco}} = 9,08 \text{ Bs/kWh}$$

$$\text{Costo del kWh}_{\text{Guanta}} = 10,47 \text{ Bs/kWh}$$

8.12 Costo de producción del Kilovatio hora (kWh) con Unidades Nuevas

Para realizar el cálculo del costo de producción del kWh, se tomará la posibilidad de compra de 2 unidades MS7001EA, las cuales tienen un costo de 35.400.000 US\$, que al cambio, con una tasa de 1.600 Bs/US\$, resulta en 56.640.000.000 Bolívars.

Se asumirá que esta inversión es un gasto capitalizable distribuido de forma lineal durante un período de treinta años.

Energía Generada

En este caso, tal como se presenta en la ecuación 2.14, se suponen las dos unidades MS-7001EA en operación, trabajando 24 horas al día por 30 días, con capacidad efectiva instalada de 72.897,44 kW para la primera (en planta Anaco) y de 83.700,54 kW la segunda (en planta Guanta), cuyas diferencias responden a las características del lugar.

$$1 \text{ Unid.} \times 72.897,44 \text{ kW/Unid.} \times 24 \text{ hrs/día} \times 30 \text{ días/mes} = 52.486.156,8 \text{ kWh/mes.}$$

$$1 \text{ Unid.} \times 83.700,54 \text{ kW/Unid.} \times 24 \text{ hrs/día} \times 30 \text{ días/mes} = 60.264.388,8 \text{ kWh/mes.}$$

$$E.G._{\text{Anaco}} = 52.486.156,8 + 109.887.840 = 162.373.996,8 \text{ kWh/mes.}$$

$$E.G._{\text{Guanta}} = 60.264.388,8 + 84.114.720 = 144.379.108,8 \text{ kWh/mes.}$$

Si se toman en cuenta las pérdidas estimadas por Transformación (0.5%) y consumo interno (1%), la energía generada despachada, según la ecuación 2.15 será:

$$E.D._{\text{Anaco}} = 159.938.386,8 \text{ kWh/mes.}$$

$$E.D._{\text{Guanta}} = 142.213.422,17 \text{ kWh/mes.}$$

Gasto Capitalizable

El gasto capitalizable se obtiene de la ecuación 2.17, si se invierte aproximadamente 35.603.000 Bolívares en cada unidad, y se piensa recuperar en un período de n años, se tiene:

$$G.C. = \frac{\text{Inversión}}{\text{años} \times 12 \text{meses}} \quad \text{Ec. 2.17}$$

$$G.C._{\text{Anaco}} = \frac{35.603.000 \text{US\$}}{30 \text{años} \times 12 \text{meses}} = 98.897 \text{ US\$/mes} = 158.235.555 \text{ Bs/mes}$$

$$G.C._{\text{Guanta}} = \frac{35.603.000 \text{US\$}}{30 \text{años} \times 12 \text{meses}} = 98.897 \text{ US\$/mes} = 158.235.555 \text{ Bs/mes}$$

Depreciación de los Equipos

La depreciación anual de las unidades se obtiene al dividir el costo inicial del equipo (Co) entre la vida útil del mismo (n). La depreciación mensual de las unidades se obtiene al dividir este valor entre los doce (12) meses del año, de esta manera (Ec. 2.15):

$$D = \frac{Co(\text{US\$})}{30 \text{años} \times 12 \text{meses}} \quad \text{Ec. 2.15}$$

$$D = \frac{35.603.000 \text{US\$}}{30 \text{años} \times 12 \text{meses}} = 98.897,22 \text{ US\$/mes}$$

Para obtener la depreciación mensual de la planta, en Bolívares, se multiplica por la tasa de cambio actual de 1.600 Bs/US\$, arrojando un valor de 158.235.555,55 Bs/mes.

Costo de Combustible

Como ya se sabe, las unidades trabajan solamente con gas natural a un precio de 15,636 Bs/m³ en Anaco y de 17,523 Bs/m³ en Guanta. Cada unidad posee un consumo de combustible diferente, puesto que estarán ubicadas en distintos lugares, teniendo la primera unidad nueva un consumo promedio de 0,29 m³/kWh y la segunda de 0,28 m³/kWh, de la ecuación 2.18 se tiene:

$$C. C. = (\text{Costo Gas}) \text{Bs/m}^3 \times \text{C.P.C m}^3/\text{kWh} \times E. G. \text{ kWh} \quad \text{Ec. 2.18}$$

$$C. C._{\text{Anaco}} = 1.012.944.658 \text{ Bs/mes.}$$

$$C. C._{\text{Guanta}} = 959.091.582 \text{ Bs/mes.}$$

Costos asociados a la Planta

En el presupuesto para las plantas del año 2003, se incluyen entre muchas otras subpartidas la concerniente al personal de planta, los obreros, mantenimiento, reparaciones menores, depreciación, repuestos y accesorios, que en un promedio mensual asciende a unos 240.000.000 Bs/mes para planta Anaco y 300.400.000 Bs/mes para planta Guanta.

Costo Estimado del kWh

Bajo estas condiciones, el costo del kWh despachado se obtiene al realizar la sumatoria de los gastos y dividir éstos entre la energía despachada:

	Anaco	Guanta
Energía Despachada (kWh/mes)	159.938.386,8	142.213.422,17
Gasto capitalizable (Bs/mes)	158.235.555	158.235.555
Depreciación del equipo (Bs/mes)	158.235.555	158.235.555
Consumo de combustible (Bs/mes)	1.012.944.658	959.091.582
Costos de planta (Bs/mes)	240.000.000	300.400.000
Total Gastos (Bs/mes)	1.569.415.768	1.575.962.692

Tabla 8.9, Gastos de producción del kW/h al comprar nuevas unidades

$$\text{Costo del kWh} = \frac{\text{TotalGastos}}{\text{EnergíaDespachada}}$$

$$\text{Costo del kWh}_{\text{Anaco}} = 9,81 \text{ Bs/kWh}$$

$$\text{Costo del kWh}_{\text{Guanta}} = 11,08 \text{ Bs/kWh}$$

Un resumen de las posibilidades Tecnológicas, así como de la inversión a realizar y del costo del kilovatio hora, se encuentra en la tabla 8.10.

	Planta a ser instalada	Potencia estimada de salida (kW)	Potencia estimada total planta	Costo Produccion (Bs/mes)	Energía Despachada (kW/mes)	Costo (Bs/(kW/h))	
Posibilidad de Actualización	Actualmente	Anaco	35.000,00	590.926.406	43.970.400,00	13,44	
		Guanta	62.000,00		535.146.382	24.822.000,00	21,56
	Rehabilitar planta	Anaco	152.623,68		1.122.519.257	108.239.522,00	10,37
		Guanta	116.827,92		1.037.576.560	82.852.999,00	12,52
	Rehabilitar	Anaco	38.412,00	191.035,68	1.232.217.434	135.481.312,80	9,10
		Guanta	44.104,50	160.932,42	1.223.164.340	114.131.910,60	10,72
	Repotenciar	Anaco	50.874,56	203.498,24	1.310.949.277	144.319.760,00	9,08
		Guanta	58.413,96	175.241,88	1.301.118.439	124.280.180,00	10,47
	Unidades Nuevas	Anaco	72.897,44	225.521,12	1.569.415.768	159.938.386,85	9,81
		Guanta	83.700,54	200.528,46	1.575.962.692	142.213.422,17	11,08

Tabla 8.10, Resultados según las posibilidades de actualización de las unidades

CONCLUSIONES

- La unidad N° 5 de la planta La Cabrera presenta falta de gran cantidad de partes y piezas que en su mayoría, según informes presentados, fueron extraídos en calidad de préstamo para la unidad N° 14 de la planta Punto Fijo. El rotor de la unidad de la planta La Cabrera se encuentra reparado y almacenado en la planta Punto Fijo.
- La unidad N° 3 de la planta La Mariposa presenta falta de partes y piezas, y se observa un deterioro exterior avanzado.
- La subestación de Guanta, al igual que la de Alfredo Salazar, poseen suficiente capacidad de transmisión en sus barras y salidas de línea como para instalar una unidad extra.
- Tanto en planta Guanta como en planta Alfredo Salazar existe el espacio físico suficiente, la experiencia técnica y profesional (entre otros factores) que hacen factible la instalación de dichas unidades.
- Los lugares en las plantas sugeridos para la instalación de las unidades se observan en la figura 6.10 y 6.17, y obedecen a los criterios de cercanía de los ductos de combustible, patio de transformadores, barras de la subestación, vías de acceso y cercanía a las otras unidades, para facilitar su inspección y manejo.
- Debido a que estas unidades fueron traídas por vía terrestre desde Puerto Cabello, es factible utilizar la misma vía de vuelta, previo estudio para verificar que en el momento indicado las vías y puentes soporten el peso de la carga a ser transportada.
- Rehabilitando las unidades no se logra aumentar la vida útil de las mismas ni su capacidad instalada, por esto la inversión realizada no será tan fructífera como las otras alternativas estudiadas.

- Al repotenciar estas unidades con tecnología de última generación se puede aumentar su periodo de vida útil en unos diez años, se logra aumentar los periodos de mantenimiento y reducir los costos asociados a la operación debido a que los materiales utilizados aumentan el período de vida útil de las piezas actualizadas, aumentando, además, su disponibilidad, con una inversión moderada.
- La compra de turbinas nuevas requiere una gran inversión, además de un largo período de espera, que puede llegar hasta los cuatro años, para contar con la unidad instalada, debido a que, aunque la producción se hace de forma eficiente, existe gran número de pedidos, lo que genera un periodo de espera.
- Al considerar los aspectos técnicos económicos de las diferentes posibilidades de actualización estudiadas para estas unidades se concluye que la alternativa más viable es la repotenciación, ya que con una inversión moderada se incrementa la vida útil de éstas, la capacidad instalada y los intervalos de tiempo de mantenimiento y se obtiene el costo kilovatio hora mas bajo.
- Con la repotenciación de estas unidades y su instalación en las plantas seleccionadas se espera aumentar la capacidad instalada y con esto la energía despachada por parte de CADAFE en el Oriente del país, lo cual mejorará la calidad del servicio eléctrico.

RECOMENDACIONES

- Detener la extracción de partes y piezas de la unidad N° 5 de la planta La Cabrera y la unidad N° 3 de la planta La Mariposa, ya que, como se pudo mostrar en este trabajo, los costos asociados a estas extracciones son importantes para cualquier tipo de recuperación de los equipos.
- Se plantea la instalación de la unidad actualmente ubicada en la planta La Mariposa en la planta Guanta, y la unidad ubicada actualmente en la planta La Cabrera en la planta Alfredo Salazar, con el fin de que cada una sea transportada siguiendo un recorrido similar y un costo asociado al transporte semejante.
- Instalar las unidades en los sitios recomendados en este trabajo ya que se encuentran cerca de los ductos de combustible, patio de transformadores, barras de la subestación, vías de acceso y demás unidades para facilitar su inspección y manejo.
- Realizar, con seis meses de anticipación, un estudio de transporte de cargas indivisibles en las vías por las cuales se va a movilizar las unidades.
- Repotenciar las unidades con partes y piezas de alta tecnología, además del sistema de control SPEEDTRONIK Mark V, con lo cual se logrará aumentar los periodos de mantenimiento, disponibilidad, reducir los costos asociados a la operación y obtener el costo kilovatio hora mas bajo.

BIBLIOGRAFIA

- **Avallore, Eugene y Baumeister**, 1995. “Manual del Ingeniero Mecánico”. México, Ed. McGraw-Hill. Tomo I y II.
- **CADAFE**, 1996. “I jornada de generación”.
- **CADAFE**, 2000. “Atlas eléctrico”.
- **CADAFE**, 2002. “Presentación de cuenta”. División de generación oriental.
- **CADAFE**. “Carpeta De vida de la unidad # 3 planta La Mariposa”.
- **CADAFE**. “Carpeta De vida de la unidad # 5 planta La Cabrera”.
- **CADAFE**. “Transporte de cargas indivisibles ruta GUANTA-ANACO”.
- **CADAFE**. “Transporte de cargas indivisibles ruta PUERTO CABELLO - LA MARIPOSA”.
- **CADAFE**. “Transporte de cargas indivisibles ruta PUERTO CABELLO - LA CABRERA”.
- **Casanova, Mauricio**, 1989. “Operación de turbinas a gas”. Caracas.
- **Çengel, Yunus**, 1996. “**Termodinámica**”. México. Ed. McGraw-Hill. Tomo I y II
- **General Electric**, 1977. “MS-7000 Manual”. New York.
- **General Electric**, 1977. “MS-7000 Service Manual”. New York.
- **Wark Kenneth**, 1995. “Termodinámica”. México, Ed. McGraw-Hill.
- **Oficina de Operación de Sistemas Interconectados**, 2002. “INFORME ANUAL”. OPSIS.
- **Quero, Cesar y Villalobos, Nerio**. 2000. “Estudio de factibilidad de actualización tecnológica de la planta de punto fijo de CADAFE”. Tesis. Escuela de Ingeniería Mecánica. Facultad de Ingeniería Mecánica. U.C.V. Caracas, Venezuela.
- **Ramos, Ayurami y Regalado, Juan**. 2002 “Factibilidad de la instalación de ciclos combinados en una central termoeléctrica (turbogas)”. Tesis. Escuela de Ingeniería mecánica. Facultad de Ingeniería. U.C.V. Caracas, Venezuela.
- **Severns W**, 1982. “Energía mediante vapor, aire o gas”. Caracas. Ed. Reverté S.A.
- **Van Wylen, Gordon**, 1997. “Fundamentos de termodinámica”. México. Ed. Limusa.

- **Paginas web:**
 - www.ge.com
 - www.eturbines.com
 - www.google.com
 - www.monografias.com
 - www.ya.com
 - www.asme.org