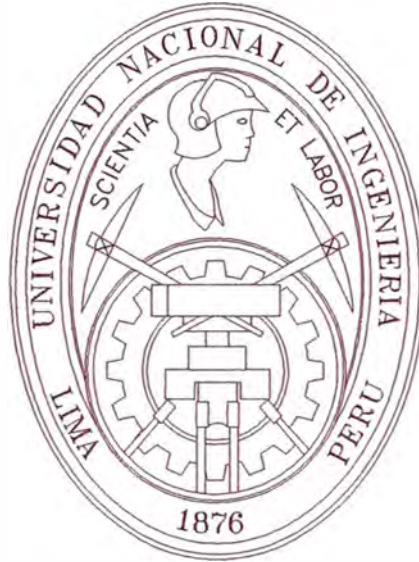


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**PLANIFICACION DEL MANTENIMIENTO DE
TURBINAS DE GAS DE LA CENTRAL
TERMoeLECTRICA DE AGUAYTIA**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

FRANCO ALEXANDER LIZA DE SOUZA

PROMOCION 1995-II

LIMA-PERU

2009

Dedicatoria :

Dedico este trabajo y toda mi carrera a mi esposa, a mis hijos y a mis padres, por la paciencia y el apoyo incondicional que tienen en mí día a día.

TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
PRÓLOGO.....	1
CAPÍTULO 1	
INTRODUCCIÓN	
1.1 Antecedentes.....	3
1.2 Objetivo	4
1.3 Alcances	4
1.4 Justificación	5
CAPÍTULO 2	
PARADAS MAYORES EN TURBINAS A GAS	
2.1 Descripción de la Central Termoelectrica Aguaytia.....	6
2.2 Especificaciones para los Mantenimientos Mayores	14
2.3 Tipos de Mantenimientos de las turbinas a Gas	17
2.4 Metodología Aplicada.....	20
2.4.1. Gestión de Paradas de Planta.....	20
2.4.2. Fases de Mantenimiento Mayor	21

CAPÍTULO 3

PLANEAMIENTO DE PARADAS MAYORES

3.1. Fase Inicial.....	23
3.1.1. Objetivos	23
3.1.2. Reuniones Kick off meeting.....	24
3.1.3. Organización inicial	25
3.1.4. Alcance inicial.....	27
3.1.5. Propuestas de implementación de mejoras.....	31
3.1.6. Presupuesto Inicial	32
3.2. Fase Intermedia.....	38
3.2.1. Planificación de repuestos y consumibles.....	38
3.2.2. Definición de actividades.....	45
3.2.3. Definición de procedimientos y tiempos.....	56
3.2.4. Definición de Recursos Humanos	57
3.2.4. Definición de Recursos Humanos	57
3.2.5. Plan de seguridad y Medio Ambiente	58
3.2.6. Plan de Calidad.....	60
3.3. Fase Ejecutiva.....	62
3.3.1. Cronogramas avance diario.....	62
3.3.2. Administración del tiempo.....	63
3.3.3. Control de calidad	64
3.3.4. Comisionado y entrega.....	64
3.4. Fase Final.....	66

3.4.1. Informe de resultados	66
3.4.2. Dossier de calidad	66
3.5. Tablas y Figuras del Capítulo 3	68

CAPÍTULO 4

RESULTADOS DEL PLANEAMIENTO APLICADO

4.1. Calidad del trabajo	80
4.2. Tiempo de Ejecución	81

CAPÍTULO 5

ESTRUCTURA DE COSTOS

4.1. Costos Totales de una Parada Mayor	82
4.2. Costos de Mantenimiento Mayor	83

CONCLUSIONES	89
---------------------------	----

BIBLIOGRAFIA	90
--------------------	----

PLANOS	90
--------------	----

ANEXOS	90
--------------	----

PROLOGO

Los Mantenimientos Mayores de Turbinas a Gas vienen ejecutándose desde muchos años atrás y hay años de experiencia en la ejecución del mismo. Sin embargo, el principal actor de esta experiencia siempre ha sido el fabricante de las Turbinas.

En el Perú se está desarrollando el mercado del gas natural enfocado para la generación eléctrica con Turbinas a Gas, las horas de operación que han acumulado todas las Turbinas a gas del país en la actualidad, hace suponer que ya han ocurrido algunos Mantenimientos Mayores.

El autor del presente informe fue Jefe de Mantenimiento de la Central Termoeléctrica Aguaytia. Y bajo mi responsabilidad tuve la tarea de desarrollar la planificación de 4 mantenimientos mayores, los cuales sin la confianza y ayuda de mi Gerente de Planta Ing. Carlos Lopez no hubieran podido salir exitosamente.

Esta específica aplicación de Gestión, con la ayuda de herramientas modernas de Gestión de Proyectos, ha contribuido a mantener una gestión planificada, ordenada y controlada.

El presente informe está estructurado en cinco capítulos los cuales han sido configurados de forma tal que el lector obtenga un conocimiento base de la problemática y su posterior estructura de solución.

En el **Capítulo 1** se comentan como Introducción, los antecedentes del tema expuesto y se plantean objetivos y alcances con la Justificación debida.

En el **Capítulo 2** se hace una breve descripción del lugar donde nos situamos y su funcionamiento, con esto clarificado, se reseña una explicación sobre los diferentes tipos de mantenimientos y se define el concepto de Mantenimiento Mayor, con estos temas definidos se explica la metodología aplicada.

En el **Capítulo 3** se entra de lleno al desarrollo de la planificación cumpliendo sus diferentes fases o etapas planteado por la metodología aplicada.

En el **Capítulo 4** se enfoca el análisis de los resultados desde el punto de vista de cumplimiento de objetivos.

En el **Capítulo 5** se muestra una estructura de costos usadas para esta aplicación específica, haciendo un paréntesis en la explicación de los otros costos involucrados, para luego mostrar los resultados de costos.

CAPITULO 1: INTRODUCCION

1.1. Antecedentes

La central Termoeléctrica de Aguaytia fue construida en 1996, desde aquel año hasta el 2003, el fabricante de las Turbinas a Gas, que instalaron en esta planta, se hacía cargo del mantenimiento mayor y menor, esto significaba que el fabricante atendía en la Central Termoeléctrica todo lo concerniente a mantenimientos menores y mayores, así como garantizaba un stock de repuestos para la misma.

A partir del año 2003 se nos encargó la tarea de mantenimiento mayor y menor de las turbinas de la planta así como el mantenimiento rutinario, para este fin, el autor del presente trabajo fue designado para dirigir el Departamento de Mantenimiento que estaría a cargo del planeamiento, ejecución y control del mismo. La empresa dueña de la planta decidió solo mantener el acuerdo de compra de partes de forma de garantizar un vínculo con el fabricante que pueda ofrecer los beneficios de venta de partes originales a buenos precios y con buena disponibilidad de los mismos.

El reto del Departamento de Mantenimiento fue ejecutar los Mantenimientos mayores de las turbinas, tomando el alto grado de complejidad técnica y el alto costo que involucra.

1.2. Objetivo

El objetivo del presente informe es mostrar el esquema de planificación implementado en la Central Termoeléctrica Aguaytia para la gestión de Mantenimientos mayores de las turbinas a gas de ciclo simple, puesto que es un sistema de gestión paralelo a las actividades rutinarias de una planta termoeléctrica.

1.3. Alcance

El alcance del presente informe solo estará focalizado a la planificación de Mantenimientos Mayores para Turbinas a Gas, vale la pena mencionar que las plantas termoeléctricas tienen otros tipos de Mantenimiento llamados menores y también tiene el mantenimiento rutinario.

Este alcance mencionado es:

- Definir el esquema de la planificación para las paradas por mantenimiento mayor.
- Definir el esquema de organización del equipo.
- Definir el alcance del trabajo de mantenimiento mayor a ejecutar
- Definir las actividades a ejecutar con los recursos, duración y procedimientos inherentes y el control de las mismas
- Definir los recursos humanos necesarios
- Definir los repuestos y consumibles.

- Definir un esquema de presupuesto y control de costos
- Definir el plan de seguridad y el plan de calidad
- Mostrar los resultados de la planificación realizada.

1.4. Justificación

La gestión del planeamiento de un Mantenimiento Mayor, la cual involucra la inspección y/o recambio de todos los componentes de la misma, presenta mucha complejidad, es de muy alto costo y no pueden ser ejecutadas solo bajo el enfoque técnico del fabricante (es decir los procedimientos propios y los repuestos recomendados). Por lo tanto diseñar un esquema de planificación adecuado y a medida para un Mantenimiento Mayor de este tipo se hace necesario.

Adicionalmente, las turbinas a gas están diseñadas para operar en forma continua y en tiempos prolongados, el régimen actual de la turbinas a gas ameritan que estas tengan alta confiabilidad durante su operación, por lo que durante estas paradas mayores es necesario que en la planta se haya desarrollado todas las actividades posibles que garanticen la confiabilidad de operación del turbogenerador hasta su próxima intervención por Mantenimiento Mayor.

CAPITULO 2: PARADAS MAYORES EN TURBINAS A GAS

2.1. Descripción de la Central Termoeléctrica Aguaytia:

La Central Termoeléctrica de Aguaytia (CTA) es una central que tiene como combustible primo el gas natural para sus dos grupos generadores de ciclo simple cuyo propietario es la empresa TERMOSELVA, está conformada por dos turbinas de 87.046 MW y 85.883 MW de capacidad a carga base, que genera a la tensión de 13.8 KV, la cual es elevada a 220 KV y conectada a la Subestación Aguaytia adyacente de propiedad de la empresa ETESELVA.

La CTA se localiza aproximadamente a 2 km. de la ciudad de Aguaytía, provincia de Padre Abad, Ucayali y tiene las siguientes características. Ver tabla 2.1, 2.2 y 2.3:

Tabla 2.1: Ficha técnica Turbinas Aguaytia

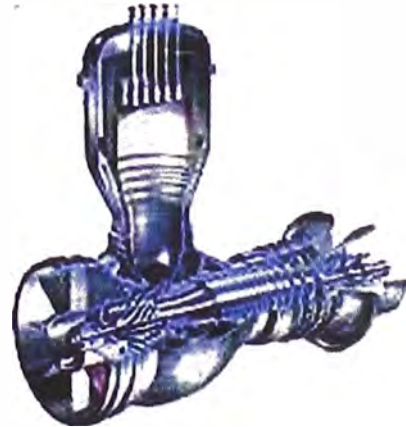
Unidad	Capacidad(MW)	Generación(KV)	BTU/KWH
GT – 11	87.046	13.8	10,335 (LHV)
GT – 12	85.883	13.8	9,785 (LHV)
Total	172.929		

Tabla 2.2: Características técnicas Turbinas Aguaytia

Tipo de Central	Central Termoeléctrica a gas natural, de ciclo simple
Marca y modelo de unidades	ABB (ahora ALSTOM), modelo GT11NM
Capacidad por unidad	GT11 87.046 - GT12 78.146 MW
Velocidad de las unidades y frecuencia eléctrica	3,600 RPM - 60 Hz
Tipo de Combustible	Gas natural seco
Poder calorífico del Combustible (LHV)	GT11 903.31 - GT12 899 btu/PCstd
Eficiencia térmica	GT11 33.02% - GT12 32.46%
Consumo específico de calor - LHV(Btu/Kwh)	GT11 10,335 - GT12 10,513
Capacidad de Transformador Principal de cada grupo	60/80/100 MVA ONAN/ONAF1/ONAF2
Relación de Transformación de Transformador de cada grupo	223 / 13.8 KV

Tabla 2.3: Datos técnicos de la Turbina

Datos Técnicos de las Turbinas GT 11NMC-EV	
Compressor	
Compression ratio	12.5:1
Stages	17
Inlet guide vanes (VIGV)	1
Blow off stages	4
Blow off valves	5
Combustor	
Burner type	EV-Burner
Numbers of burners	36
NOx (Gas)	25 vppm
GT12 with lower combustor insert coated	
Turbina	
Turbine inlet Temp.	1027°C (1880°F)
Blade stages	5
Turbine cooled stages	2
Temperature after Turbine	500°C
GT12 with 3 blade stages coated.	



Adicionalmente la CTA cuenta con un Generador de Emergencia Auxiliar de 450 kW para abastecer solamente los servicios auxiliares elementales de la central cuando no hay suministro de la línea de transmisión.



Figura 2.1 Vista General de la Planta Termoelectrica de Aguaytia

Las instalaciones de generación de la CTA están definidas por las siguientes áreas.

a) Suministro de Gas

El gas combustible es suministrado por la Planta de gas de Curimana de la empresa Aguaytia Energy. Este gas es suministrado en alta presión (entre 40 y 70Bar), luego del filtrado inicial es calentado y regulado a una presión constante (25bar y 40 °C) para que luego entre a la turbina a través de válvulas de seguridad y válvulas de control.

b) Grupo Compresor, Cámara de Combustión, Turbina

Las turbinas a gas tienen la configuración de ciclo simple y está conformado de la siguiente manera: Compresora de 17 etapas que comprime aire en relación de 12.5 a 1, luego este aire comprimido es suministrado a la cámara de combustión que junto con el gas y a condiciones adecuadas mantendrá una combustión estable, estos gases calientes producto de la combustión intercambiarán la energía y la convertirán en velocidad expandiéndose en las 5 etapas de turbina. Esta energía depositada en el Rotor será transmitida por un solo eje al Generador Eléctrico.

Para que se cumpla este proceso es importante el funcionamiento de los servicios auxiliares a detallar:

- Sistema de Lubricación: Lubrica principalmente los cojinetes de la Turbina a gas (1 para el lado Turbina y otro para el lado Compresor, además un cojinete de empuje). Asimismo este sistema lubrica los cojinetes del generador. Está conformado por dos bombas centrífugas AC (una en stand by) y una bomba de emergencia DC.
- Sistema de aceite hidráulico: Utiliza el mismo aceite de lubricación para alimentar en alta presión a las válvulas de control de gas para las turbinas. Está conformado por dos bombas de tornillo AC para alta presión (una en stand by).

- Sistema de Refrigeración: Este sistema enfría el aceite y el aire de enfriamiento del generador por medio de radiadores y bombas de recirculación.
- Sistema de Control de la turbina: El sistema de control basado en control distribuido y controladores lógicos son los que monitorean, controlan y protegen los componentes de la Turbina a gas en conjunto. Cumple con la redundancia de protección 2 de 3 lo que aumenta la confiabilidad de la turbina.

c) Generador eléctrico

El generador convierte la energía transmitida por el rotor en electricidad, es de dos polos del tipo síncrono y gira a 3600 RPM. La energía generada es producida en 13.8 kV de Tensión. Es considerado un equipamiento crítico de la planta y de muy alto costo. Ver tabla 2.4.

Tabla 2.4: Datos técnicos de la Generador

Características	TG-1	TG-2
DENOMINACION	GENERADOR	GENERADOR
SISTEMA	SEIN	SEIN
FABRICANTE	ABB	ABB
TIPO	WY18Z-059LLT	WY18Z-059LLT
N° SERIE	HM 300905	HM 300907
POTENCIA APARENTE MVA	119.2	119.2
POTENCIA ACTIVA MW	101.32	101.32
FACTOR POTENCIA	0.85	0.85
VOLTAJE FASE-FASE KV	13.8 +/- 5%	13.8 +/- 5%
CORRIENTE POR FASE A	4987	4987
FRECUENCIA HZ	60	60
N° POLOS	2	2
N° FASES	3	3
CONEXIÓN ESTATOR	ESTRELLA	ESTRELLA
CLASE AISLAMIENTO	F	F
TIPO EXCITACIÓN	DIODOS GIRATORIOS	DIODOS GIRATORIOS
TIPO REFRIGERACION	TEWAC	TEWAC

d) Transformador de Potencia

Este equipo eleva la tensión a 220 kV para poder entregarla en la Subestación Aguaytía. Es considerado también un equipamiento crítico de la planta y de muy alto costo. Ver tabla 2.5.

Tabla 2.5: Datos técnicos del Transformador

CODIGO	TG-1	TG-2
CODIGO TRAF0	11BAT10	12BAT10
DENOMINACION	TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR
SISTEMA	SEIN	SEIN
FABRICANTE	ABB	ABB
TIPO	TRIFASICO	TRIFASICO
N° SERIE	MNL931902	MNL9319-01
CLASE INSTALACION	EXTERIOR	EXTERIOR
RELACION TRANSFORM.	223/13.8 KV	223/13.8 KV
POTENCIA MVA	100	100
CONEXIÓN	YNd1	YNd1
REFRIGER.	ONAN/ONAF	ONAN/ONAF
CORRIENTE NOMINAL A	259/4185	259/4185
Regulación Tipo (A/M)	M	M
No de Taps	223(+/- 4*2.5%)	223(+/- 4*2.5%)
AÑO PUESTA SERVICIO	1998	1998

e) Transformador de servicios auxiliares

Para alimentar sus propios servicios auxiliares un transformador auxiliar transforma 13.8 kV en 480 V para poder suministrar energía a los equipos pertenecientes a los servicios auxiliares, llámese Sistema de Lubricación, Sistema de aceite hidráulico, sistema de refrigeración.

Además transforma 13.8kV en 2.1kV para suministrar energía al arrancador de la turbina (SFC)

f) Arrancador de Turbina

Para dar arranque a las unidades solo se dispone de un dispositivo de arranque el cual se alimenta del tercer devanado del transformador de servicios auxiliares en 2.1 kV. Este dispositivo es del tipo convertidor de frecuencia estático (SFC) y convierte el generador principal en Motor síncrono de forma de actuar como motor primo durante el arranque de las turbinas. En cualquier evento solo se puede dar el arranque a una sola de las unidades a la vez.

g) Características adicionales

- La central Termoeléctrica Aguaytia no puede arrancar sus unidades si no cuenta con alta tensión (220kV) en pórticos (Subestación Aguaytia),
- No está habilitada para realizar regulación primaria de frecuencia
- Tensión de Generación puede ser regulada entre un mínimo valor y un máximo: Mínima = 13.11kV; Máxima = 14.49kV
- Los parámetros de sincronización son para ambas unidades:
 - Angulo de desfasaje 5°
 - Tensión +/- 5%
 - Frecuencia +/- 1Hz

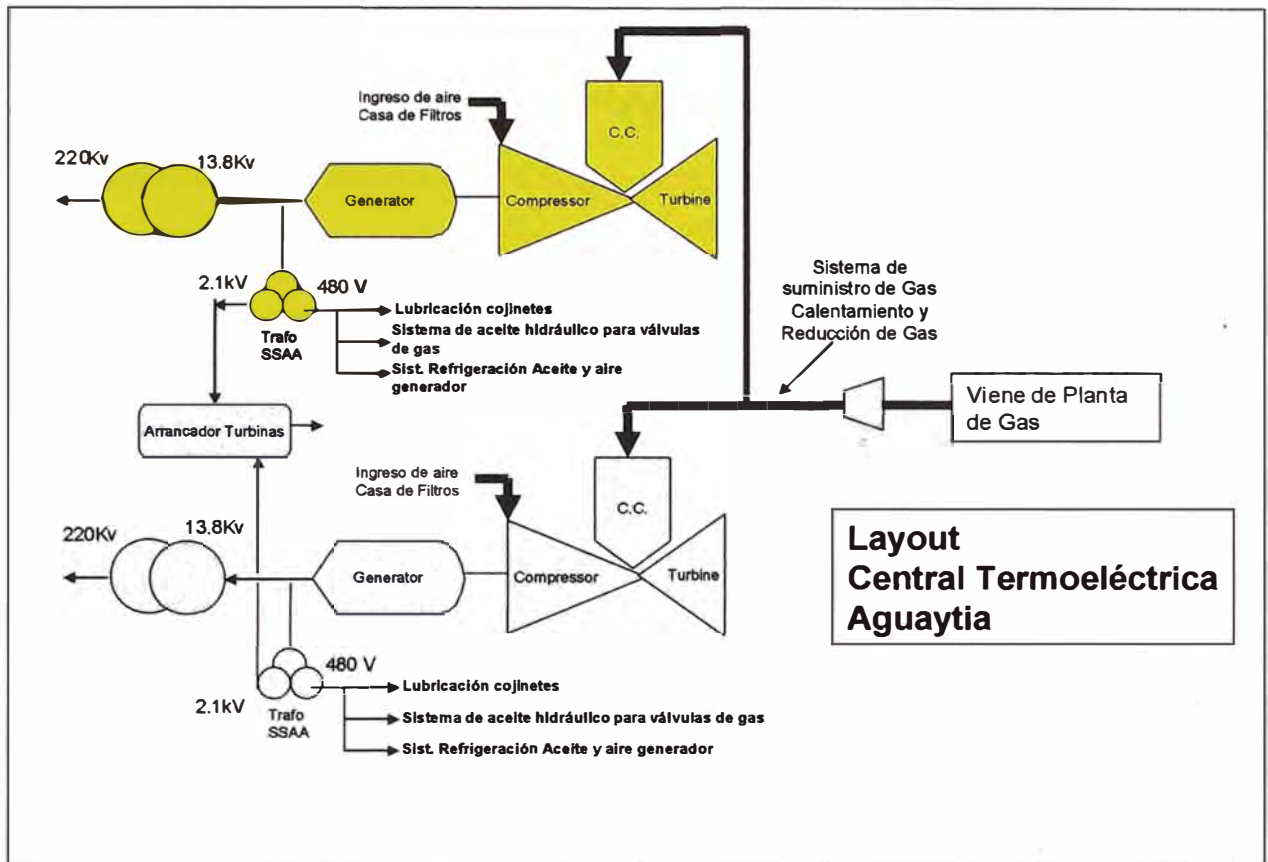


Figura 2.2: Disposición de equipos de la Central Termoeléctrica Aguaytia

2.2. Especificaciones para los Mantenimientos Mayores

En la actualidad las turbinas a gas compiten por desarrollar innovadores esquemas para predecir y/o garantizar la vida útil de los componentes de la turbina. A pesar de lo complicado que pueda parecer la gran experiencia adquirida hace que se definan claramente los tipos de inspección basados en la condición de los componentes. De forma de mantener una alta confiabilidad a un costo razonable.

Las turbinas a gas están sometidas principalmente a fatiga térmica, este tipo de fatiga afecta la integridad de los componentes de la misma, debido a la exposición de estos a altas temperaturas, superiores a 1000°C.

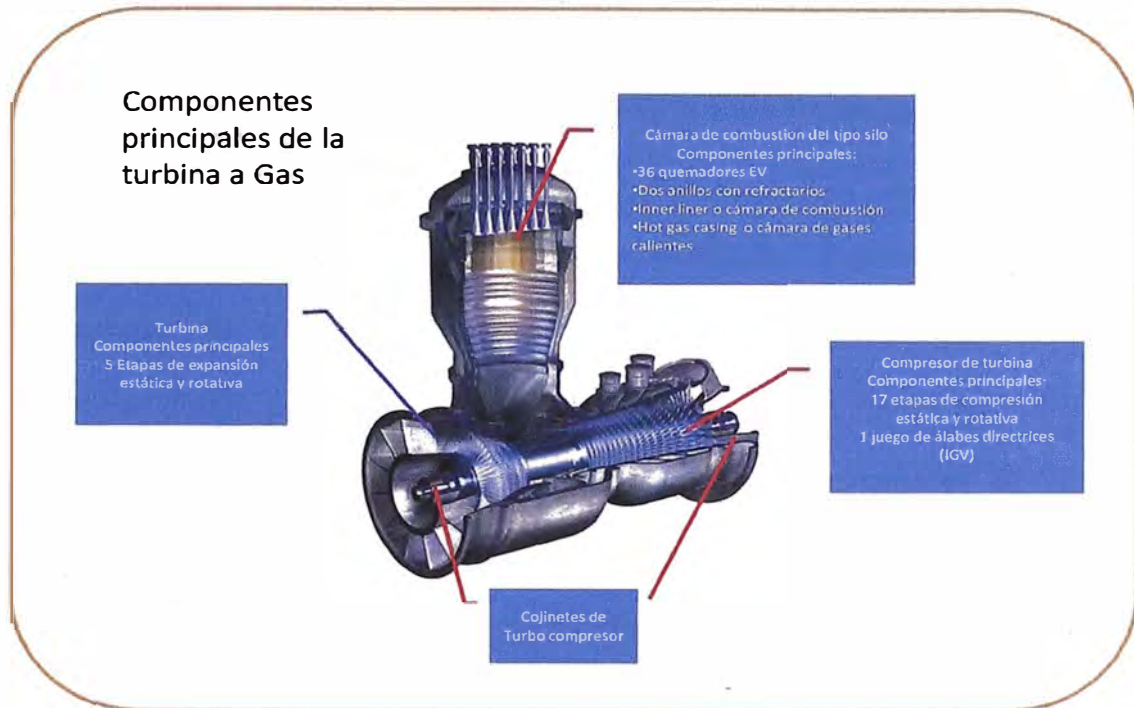


Figura 2.3: Componentes de la Turbina a Gas

El mantenimiento de las turbinas ALSTOM modelo GT11NMC se realiza según los programas de mantenimiento recomendados por el fabricante. Estos son paradas menores del tipo A, B, HGP y la Mantenimiento Mayor llamada tipo “C”.

Estos programas de mantenimiento se basan en un contador de Horas de Operación Equivalente HOE, estas horas equivalentes tratan de definir la edad del componente térmico instalado en la turbina compensando con pesos matemáticos valorizados en

horas según sea el tipo de comportamiento fallido que muestren cambios bruscos de temperatura en sus componentes, identificando así el desgaste por fatiga en horas equivalentes, así una hora de funcionamiento normal equivale a una HOE, un arranque normal equivale a 20 horas equivalentes y los disparos en cargas variables podría equivaler hasta 9 veces 20 si el disparo es desde su máxima carga y/o un equivalente proporcional según la carga variable que genere.

Estas turbinas de combustión tienen componentes que están sometidos a altas temperaturas (arriba de 1000°C). El arranque, disparo o una parada normal tiene un efecto térmico diferente en cada componente, es decir velocidades de dilatación extremadamente diferentes que originan fatiga termomecánica (HCF High cycling fatigue and LCF low cycling fatigue) que afectan en alto grado la vida útil de los componentes, por esta razón se establecen criterios que castigan los eventos que ocasionan gradientes térmicos elevados.

La ecuación para determinar las horas de operación equivalente HOE de las unidades GT11NMC se indica a continuación:

$$HOE = OH + 20(S + QL)$$

OH = Horas cronológicas de operación.

S = Número de arranques.

QL = Quick Loads

El valor de $QL= 3$ es cuando ocurre la descarga por Protection load shedding (PLS) y $QL= 9$ Load Rejection (LR) que corresponde al caso de un disparo de la turbina en carga base

Los eventos que originan un disparo son de naturaleza aleatoria (p.e. el efecto de las tormentas eléctricas sobre la línea de transmisión), son de naturaleza técnica cuando ocurre un fallo interno o de naturaleza humana cuando ocurren malas ejecuciones de los procedimientos normales.

Es necesario tener en cuenta que el fabricante ha establecido un programa de mantenimiento basado en las horas de operación equivalentes, con la finalidad de lograr una máxima disponibilidad y confiabilidad de las unidades de la central.

2.3. Tipos de Mantenimiento de las turbinas a Gas

Los principales tipos de mantenimiento en función a las Horas de Operación Equivalente que se realizan en las turbinas a gas de la CT Aguaytia son:

- Mantenimiento del HGP, (6,000 HOE) Parada Menor
- Mantenimiento tipo A (6,000 HOE) Parada Menor
- Mantenimiento tipo B, (6,000 HOE) Parada Menor
- Mantenimiento tipo C (30,000 HOE) **MANTENIMIENTO MAYOR**

La Tabla 2 muestra la secuencia que siguen los tipos de mantenimiento a lo largo de su vida útil.

Tabla 2.6: Tipos de Mantenimiento de Turbinas a Gas

Tipo de inspección	HEO
“HGP”	6,000
“B”	12,000
“HGP”	18,000
“A”	24,000
“C” Mantenimiento Mayor	30,000

HEO: Horas Equivalentes de Operación

A continuación se define cual es el alcance de los tipos de mantenimiento.

- ✚ **Mantenimiento tipo “HGP”**, consiste básicamente en la inspección de la ruta de gases calientes, a realizarse sin desmontaje de la Turbina con ayuda de Boroscopio, la idea de este es identificar con anterioridad posibles condiciones a ser reparadas en la próxima Inspección.
- ✚ **Mantenimiento tipo “A”**, consiste principalmente en la inspección de la Cámara de Combustión y Turbina, también según sea el caso se contempla la necesidad de realizar inspecciones de Boroscopia en los alabes de la Turbina, conjuntamente a estos trabajos principales se realizan en paralelo otros trabajos programados como,

cambio de filtros de aire, filtros de gas, reparaciones correctivas como los trabajos menores de soldadura..

- ✚ **Mantenimiento tipo “B”**, consiste en lo mismo que el tipo “A” mas la revisión de los sistemas de protecciones y sistemas de control de las Turbinas.

- ✚ **El mantenimiento tipo C o Mantenimiento Mayor** consiste de un desmontaje general, evaluación de todos los componentes y reemplazo según sea necesario. Aquí es donde se reemplazan los componentes de la zona caliente, los que pueden ser todos nuevos, todos reparados o una mixtura de nuevos y reparados, respetando el criterio de vida útil. También existe el criterio de mortandad que es cuando un set completo que es llevado a reparación no es posible de ser reparado totalmente y en estos casos es necesario reemplazar el 60% de componentes rechazados por un número de piezas nuevas.

- ✚ **El Mantenimiento del generador** se realiza en función de sus horas de operación, sin embargo es práctica común hacerlo coincidir con las HOE de la turbina, para no afectar la disponibilidad de la unidad.

Para fines del presente informe solo se evaluará la planificación de la Mantenimiento Mayor.

2.4. Metodología Aplicada

2.4.1. Gestión de Paradas de Planta.

La gestión del área de Mantenimiento enfocada hacia las paradas principales tiene sus pilares en la aplicación de los tiempos de vida útil de componentes que el fabricante viene actualizando frecuentemente de acuerdo a la experiencia de la flota de unidades similares alrededor del mundo. Esta estrategia conlleva a tomar control directo de las HOE (horas de operación equivalente) y a plantear un esquema de rotación de estas partes las cuales cada 30000 HOE se cambian. Por lo tanto es necesario que la gestión de la Mantenimiento Mayor esté orientada a cumplir y hacer coincidir los tiempos de vida útil.

Basado en estas definiciones es necesario aplicar un esquema de planificación similar a los utilizados en Paradas de Planta este esquema plantea organizar la gestión por fases:

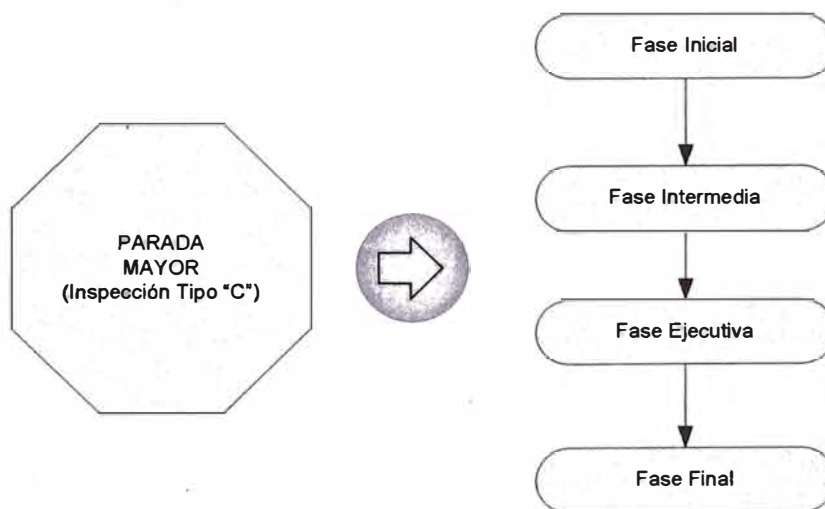


Figura 2.4 Fases de una Parada Mayor

2.4.2. FASES DEL MANTENIMIENTO MAYOR

Las Fases del Mantenimiento Mayor definen el orden del planeamiento estratégico de la misma, la cual es desarrollada en los tiempos indicados. Un Mantenimiento Mayor es normalmente considerado para ser un evento de ingeniería relativamente de corta duración pero que va a repetirse en el tiempo con cierta frecuencia, por lo tanto el inicio debería tener como punto de partida el final del anterior Mantenimiento Mayor y el final deberá servir para el inicio del próximo mantenimiento.

2.4.2.1. Fase Inicial.-

La razón de esta fase es poder mostrar el inicio real de la Mantenimiento Mayor desde que la gerencia general autoriza el inicio con un objetivo principal. Normalmente se inicia uno o dos años antes de la ejecución de la parada, siendo su principal objetivo la identificación de asuntos críticos.

2.4.2.2. Fase intermedia.-

Llamada también fase de preparación. Esta fase es la principal del planeamiento, en esta se definen principalmente los alcances y los recursos que van a ser completados como parte del objetivo principal. El equipo de mantenimiento encargado deberá evaluar todas las condiciones posibles para poder definir el plan todo dentro del marco de seguridad y cuidado del medio

ambiente. Alcance, recursos, tiempo y calidad son los principales puntos de análisis.

2.4.2.3. Fase ejecutiva.-

En esta fase el planeamiento y la preparación se ponen a prueba con la realidad. Muchas tareas son desarrolladas para lo cual se han previsto acciones de control de forma de verificar que nuestros objetivos en tiempo, costo y calidad se estén cumpliendo.

2.4.2.4. Fase final.-

Esta fase es la exposición de los resultados del planeamiento, en esta se verifica para la planta a retornado a los valores prefijados y esta operando dentro de los esperado.

CAPITULO 3: PLANIEAMIENTO DE PARADAS MAYORES

3.1. Fase Inicial

3.1.1. Objetivos

Para el Departamento de mantenimiento el objetivo principal fue culminar el Mantenimiento Mayor dentro de lo estimado en tiempo, costo y calidad, lo cual significó culminar la parada en el tiempo programado, cumplir con el presupuesto proyectado con los márgenes permitidos y lograr que el turbogenerador vuelva a operar dentro de los estándares esperados en rendimiento y eficiencia hasta el próximo Mantenimiento Mayor.

Culminar dentro del tiempo planificado significaría para Termoselva obtener un costo de pérdida por no producción controlado y mantener a los entes reguladores con la certitud de una buena gestión.

Completar el mantenimiento dentro de la estimación presupuestada al inicio conllevaría a Termoselva a planificar con antelación fuentes de financiamiento apropiado y no tener que recurrir a emergencia o tareas inesperadas. En este

punto el análisis del Riesgo por contingencias la realizó la Empresa Termoselva por medio de sus seguros y no es parte de este informe.

El significado de Calidad al final de la parada significaba arrancar el Turbogenerador y no esperar fallas por otras 30000 HOE (en promedio suele ser cada dos años), esto puede ser medido mucho después de culminado el Mantenimiento Mayor con valores de disponibilidad y confiabilidad. A este tema debemos agregarle los puntos técnicos, no pérdida de potencia, eficiencia y rendimiento.

3.1.2. Reunión preliminar (Kick off meeting)

Las reuniones preliminares al mantenimiento son la parte principal del esquema de gestión del mantenimiento. Para este fin la reunión de “kick off” es la principal y más importante, en esta se marcó el inicio del plan de Mantenimiento Mayor, se mencionaron las directrices principales de la empresa, la organización preliminar, las ideas del alcance y un calendario de reuniones con objetivos definidos.

Se definió reunión para el alcance, para el presupuesto, para los recursos, para los repuestos, para los consumibles, para las actividades, para el cronograma.

La presencia de un representante de la alta gerencia para la toma de decisiones es muy importante en estas reuniones, para los temas de presupuesto se tuvo que exponer el sustento ante el directorio de la empresa.

3.1.3. Organización inicial

Para la Mantenimiento Mayor debería agilizarse una organización horizontal debido a las múltiples frentes de trabajo que podría conllevar el alcance. Para este fin se adopto el esquema organizacional planteado por la gerencia.

Dentro de la organización principal se describen los siguientes:

Gerente de Operaciones (representante del dueño).- Representa directamente a la empresa ante el directorio y es el encargo de canalizar las gestiones con los entes externos, Directores de la empresa, Osinergmin, Ministerio de energía y minas, COES, etc. Asimismo es el que recibe formalmente la Turbina y acepta las nuevas características de la Turbina después de su Mantenimiento Mayor, es decir, características de performance.

Supervisor de Seguridad y medio ambiente.- Ingeniero de seguridad cuya función principal es velar por gestionar para que la integridad del personal y de los activos de la empresa estén seguros. Depende directamente de la Gerencia General y entre sus responsabilidades esta la de realizar el análisis

de Riesgo de los trabajos a ejecutar durante la Mantenimiento Mayor. Asimismo tomar acción por los cuidados de los residuos que se generen de esta, concientizando una política de cuidado de los ambientes de trabajo por contaminación de suelos, uso apropiados de químicos de lubricación y limpieza.

Gerente de Planta.- Líder de la Mantenimiento Mayor encargado de la gestión del presupuesto y los recursos, es decir el encargado del control del Costo

Gerente de Mantenimiento.- Líder de la ejecución de la Mantenimiento Mayor, forma parte del planeamiento, del control del cronograma, del control del alcance, del control de calidad.

Gerente de Operaciones.- Líder en las coordinaciones operativas por maniobras en campo y gran soporte del supervisor de seguridad para los temas de control de permisos de trabajo y bloqueo y desbloqueo de equipamientos.

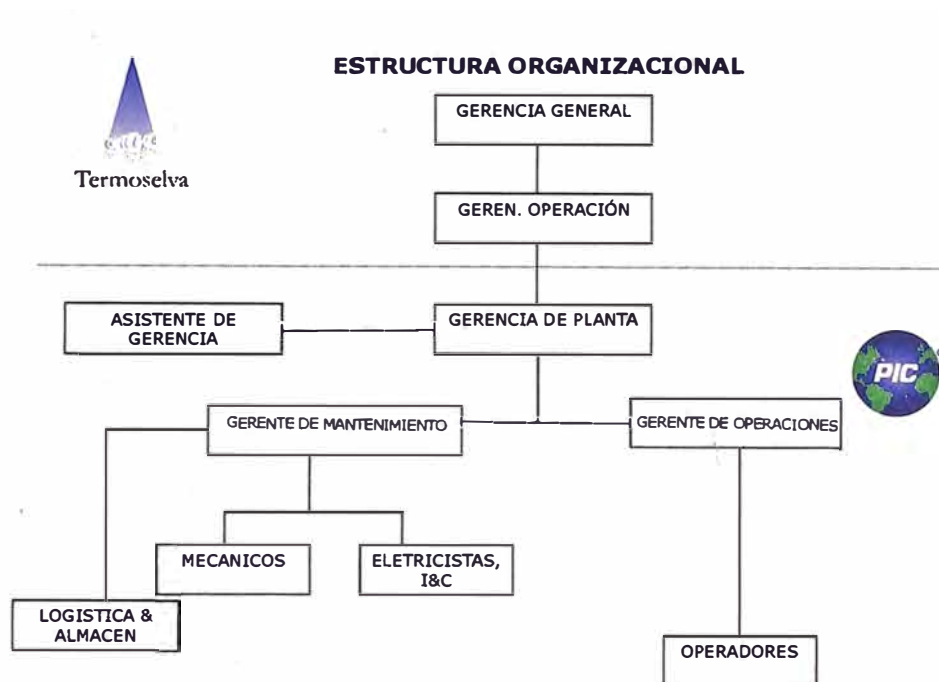


Figura 3.1 Organización Inicial

3.1.4. Alcance inicial

Con el alcance inicial se define las mayores actividades las cuales son base de este Mantenimiento Mayor. Cuando se definen estos alcances se toman en cuenta lo siguiente:

- El Mantenimiento Mayor de estas turbinas involucra un proceso muy similar al overhaul por lo que el desensamblaje de casi la totalidad de sus componentes es una de las características principales.

- Los diversos componentes térmicos (componentes sometidos a esfuerzo térmico) son controlados según su tiempo de vida útil y/o de reparación.
- El análisis de oportunidad para realizar mantenimientos mayores en los equipamientos críticos auxiliares no térmicos de la Turbina, de forma de aprovechar el tiempo en realizarlos en forma paralela.
- El Mantenimiento Mayor tiene una duración entre 30 y 45 días por lo que la oportunidad de hacer mejoras y/o modificaciones a la Turbina es la mejor alternativa.

Definamos para los fines del informe se describe el alcance inicial técnico:

A. Turbocompresor

Desmontaje

- Desmontaje de los cerramientos de turbina, cámara de combustión.
Desacoplado de rotor entre Generador y Turbina.
- Desmontaje de Cámara de combustión tipo Silo así como el desarmado de todos sus componentes.
- Desmontaje de Carcasa de Turbo compresor
- Desarmado de Carcasa superior de gases calientes (HGC, hot gas

casing)

- Desarmado de Portador de alabes estatoricos de Turbina parte superior (Vane Carrier)
- Desmontaje de Rotor completo
- Desmontaje de partes inferiores del HGC y del Vane carrier.

Inspección

- Inspección no destructiva de componentes que aun no han cumplido su ciclo de vida y deben seguir operando hasta el próximo mayor.
- Cambio de componentes térmicos debido al cumplimiento de su ciclo de vida. Ver tabla “Thermal parts rotations”
- Inspección por desgaste de cojinetes lisos
- Limpieza de los componentes a instalar.
- Mediciones y calibraciones previas a la instalación de forma tal de cuidar las tolerancias especificadas por el fabricante.

Montaje

- Montaje de Partes inferiores de acuerdo a tolerancias del fabricante
- Montaje del rotor Turbina compresor
- Montaje de la carcaza de gases calientes (Hot Gas Casing HGC superior) y Porta alabes estatóricos (Vane Carrier)
- Montaje de Carcasa de Turbocompresor
- Montaje Cámara de combustión

- Montaje de cerramientos de cámara de combustión y Turbina.
- Alineamiento Turbina- Generador

Comisionado

- Trabajos de Comisionado en frío
- Trabajos de comisionado en caliente
- Verificación del balanceo dinámico de la Turbina

B. Generador

- Inspección Boroscópica de rotor y estator
- Limpieza de cabezales y terminales
- Verificación de instrumentación, RTD, transformadores de medida.
- Pruebas eléctricas, Factor de potencia, aislamiento, resistencia óhmica, Descargas Parciales.
- Pruebas de relés de protección

C. Transformador

- Pruebas eléctricas
- Tratamiento de aceite para recuperar características físico-químicas.
- Verificación de protecciones mecánicas como Bucholz, sobrepresión
- Pruebas de relés de protección eléctrica

- Limpieza de aisladores y bushings
- Limpieza general

D. Interruptor de Potencia

- Pruebas eléctricas, resistencia de contactos, aislamiento
- Verificación de nivel de SF6
- Prueba de discordancia de polos
- Limpieza general de contactos y aisladores

E. Equipamiento auxiliar.

- Cambio de rodamientos en bombas y motores críticos
- Calibración de toda la instrumentación de monitoreo y control
- Verificación de estado de bombas de lubricación
- Pruebas en el sistema contraincendio de Turbina.
- Prueba eléctricas en tableros de control de motores.
- Mantenimiento general al sistema de control.

3.1.5. Propuestas de implementación de mejoras

Teniendo en cuenta que la turbina deberá funcionar por otras 30000 horas, se debe tomar atención especial a las mejoras que el fabricante proponga de acuerdo a la experiencia de la flota. Estas mejoras deberán ser requeridas con la

suficiente antelación, mínima de un año debido a los tiempos de entrega prolongado en hacerlas.

El fabricante de Turbinas focaliza sus mejores en el mejoramiento de la confiabilidad en los componentes Térmicos (álabes, cámara de combustión, protección cerámicas especiales, aumento de potencia con mejores díselos en turbina y/o compresor, mejoras en el sistema de control. Estas casi siempre están diseñadas para ser implementadas en este tipo de Paradas Mayores.

3.1.6. Presupuesto inicial

El presupuesto inicial se basa en el alcance inicial, es decir:

3.1.6.1. Repuestos térmicos

Estos repuestos son los mas caros del presupuesto, normalmente equivalen al 80% del cotos total de la Mantenimiento Mayor, su requerimiento deberá ser fijado y definido con mucha precisión un año antes del inicio de la Mantenimiento Mayor debido a los altos tiempos de entrega.

- a. Piezas térmicas a cambiar por fin de ciclo de vida según la tabla indicada líneas arriba.
- b. Ferretería miscelánea de las zonas térmicas.

3.1.6.2. Repuestos no térmicos

Los repuestos no Térmicos son de menor valor pero no menos importantes, en estos podemos diferenciar a:

- Repuestos de instrumentación y control, tarjetas electrónicas, transmisores, etc.
- Repuestos mecánicos, para el sistema de lubricación, refrigeración.
- Repuestos eléctricos, motores, contactores, fusibles

3.1.6.3. Consumibles generales

Los consumibles en general de la Mantenimiento Mayor son de mucho menor valor pero el tenerlos en cantidad suficiente hará que evite perder días por no tenerlos en mano. Artículos de limpieza mecánica, y eléctricas son los mas usados, sin embargo se realiza una clasificación de ellos:

- Artículos de Seguridad EPP
- Artículos de limpieza Mecánica
- Artículos de Limpieza eléctrica
- Artículos de limpieza en general
- Gases para limpieza y soldadura
- Grasas y lubricantes
- Artículos para soldadura y tratamiento mecánico de superficies.
- Químicos para limpieza

3.1.6.4. Mano de Obra

Se definen dos tipos de Mano de obra, una es la mano de obra especializada extranjera u la otra es la mano de obra local

3.1.6.4.1. Mano de Obra extranjera:

Se contrata ingeniería especializadas en este tipo de turbina para que se puedan realizar las siguientes tareas:

Personal especializado en la evaluación de componentes térmicos, es decir desgaste fatiga estructura.

Personal especializado en instalación de alabes de rotor y estator de turbina.

Personal especializado en el Balanceo y alineamiento de turbinas.

Estas personas son traídas para la Mantenimiento Mayor por medio de la empresa matriz PIC- USA la cual tiene equipos de soporte técnico para esta clase de Mantenimientos Mayores.

3.1.6.4.2. Mano de Obra Local

El personal involucrado tiene que tener al menos capacitación básica en montaje de maquinarias en sus diferentes especialidades, mecánicas, eléctricas, instrumentistas, soldadores, carpinteros.

De acuerdo a sus destrezas los dividíamos en

- *Mecánicos Montaje de Parada*

- Supervisores Mecánicos.- Alto nivel de conocimiento de los procedimientos de montaje
- Mecánico I.- encargado de grupos de trabajo en planta, se designa para cumplir tareas del cronograma
- Mecánico II.- asistente del mecánico I
- Mecánico III.- Asistente junior con nivel técnico asistente del mecánico I
- Ayudante Mecánico.- fuerza laboral capacitada para asistencia en los grupos de trabajo

Electricidad, Instrumentación y Control (EI&C)

- Supervisor EI&C.- encargado del sistema de control protecciones e instrumentos asociados
- Ayudantes electricistas, las características de este puesto es ser electricista industrial, con experiencia en montaje de cables equipamientos.

Soldadores

- Oficial Soldador.- calificado para soldar súperaleaciones
- Ayudante soldador.- asiste con limpieza y preparación de superficies para el soldado

- *Personal de aislamiento y junta de expansión*

- Oficial de aislamiento.- Persona encargada de grupos de trabajo para montaje y reparación de aislamiento térmico
- Ayudante de aislamiento.- Asiste al oficial de aislamiento

Personal de Almacén

- Almacenero principal.- controla y verifica que los movimientos de almacén guarden relación al estimado presupuestado, cualquier desviación deberá alertar a la supervisión de forma de planificar nuevas solicitudes de compra.
- Ayudante almacén, ayuda en el orden y limpieza del almacén.
- Ayudante control de herramientas.- Hombre clave para el control de herramientas así como la revisión de los mismos.

3.1.6.5. Servicios de Terceros

Los servicios de Terceros son servicios especializados vitales para las diferentes etapas de la Mantenimiento Mayor, tenerlos en el momento adecuado es una coordinación que debemos tener muy en cuenta.

Asimismo la calidad y experiencia del mismo nos marcará el éxito de los procesos que involucre, así tenemos:

- Alquiler de servicio de boroscopia
- Pruebas eléctricas en Transformador
- Pruebas eléctricas en Generador
- Pruebas eléctricas en interruptor
- Ensayos no destructivos certificado
- Tratamiento de Aceite Transformadores
- Tratamiento de aceite turbina
- Alquiler de Grúa de 80 Ton
- Servicio de certificación de puente grúa y grúa móvil
- Servicio de reparación de aislamiento térmico

3.1.6.6. Mejoras del fabricante

Cada mejora del fabricante involucra una planificación adicional y un costo. El contacto con el fabricante es esencial de forma de estar al día con las {ultimas mejoras hechas a la flota de turbinas del mismo tipo en el mundo, los diferentes clientes alrededor del mundo se reúnen con el fabricante para exponerles sus problemas y buscar soluciones cada año, es ahí en donde uno encuentra posibles mejoras a implementar.

De las Mejoras del Fabricante podemos mencionar algunas realizadas

- a. Mejora en el material del HGC
- b. Mejora en los alabes de compresor para aumento de potencia
- c. Mejora en el recubrimiento de alabes de turbina
- d. Cambio de los anillos retenedores del cabezal del rotor del generador
- e. Modificaciones en carcasas para boroscopia

3.2.Fase Intermedia

3.2.1. Planificación de repuestos y consumibles

Los repuestos principales los podemos definir como sigue,

3.2.1.1. Repuestos de compra local:

Estos repuestos en su mayoría son utilizados en los servicios auxiliares, entre los diversos repuestos que se pueden prever están la compra de rodamientos para los motores eléctricos, bombas y/o ventiladores, filtros de aire para el sistema de aire comprimido, filtros de gas para la estación de gas (en algunos casos estas compras tienen que ser importadas), fajas de transmisión, fusibles, contactores, cables eléctricos, terminales eléctricos, aislamiento térmico (lana mineral, fibra de vidrio, fibra cerámica), válvulas, accesorios de tuberías.

El proceso se inicia con la lista inicial de especificaciones para luego requerirlas mediante el sistema de compras de la empresa, esta tiene un tiempo de entrega estimado de aproximadamente 4 a 6 semanas, por lo que su definición debería estar lista entre 8 y 10 semanas antes de la Mantenimiento Mayor.

3.2.1.2. Repuestos de importación:

Estos repuestos son de tipo importación, y deben preverse con tiempo de anticipación muy conservadora, porque al menos (lo más rápido) un artículo que necesita ser importado demora entre 3 y 4 semanas.

Dentro de esta gama de equipos se consideran, filtros de aire turbina, transmisores de presión y/o temperaturas, termocuplas, motores eléctricos, válvulas de control, repuestos a ser usados en alguna mejora contratada, como por ejemplo materiales para una mejora en anillo retenedor del rotor del generador, se tuvieron que importar grandes equipos para su implementación.

El proceso se inicia con la lista inicial de especificaciones para luego requerirlas mediante el sistema de compras de la empresa, esta tiene un tiempo de entrega muy variable entre 6 y 20 semanas, por lo que su definición debería estar lista 6 a 8 meses antes de la Mantenimiento Mayor. Un error en este tipo de planificaciones y podríamos perder la parada.

3.2.1.3. Repuestos parte del contrato de Partes con el fabricante.

Estos repuestos son los más críticos de la Mantenimiento Mayor, en su mayoría están centralizados en los componentes térmicos, estos componentes tienen la modalidad de contrato de partes para lo cual se mantiene además de un historial apropiado una tabla de tiempos de entrega por componente garantizada, con lo cual solo tendríamos que definir correctamente el alcance.

Para la planificación de estos repuestos en especial se ha desarrollado un esquema de rotación de partes de donde se podría determinar el alcance del mantenimiento planificado y de los posteriores,

A continuación están las tres tablas principales que se usan para determinar el alcance mayor de la Mantenimiento Mayor.

La **Tabla 3.1 y 3.2** muestra la definición de los componentes Mayores de la Turbina a gas. La **tabla 3.3** muestra las cantidades instaladas de los componentes térmicos de la turbina. **Ver las tablas al final del capítulo**

La **tabla 3.4 y tabla 3.5** muestran la historia de las partes que componen la turbina a gas de la empresa, véase que algunas partes puede trabajar también en la otra turbina por lo que la intercambiabilidad de piezas en las turbinas a gas es muy beneficiosa económicamente para la empresa. Debido a esto se realiza una

optimización para poder mantener un juego de piezas rotando mientras dos juegos están instalados y corriendo hasta que los tiempos de vida se agoten.

Ver las tablas al final del capítulo.

En la **tabla 3.6** muestra las partes disponibles en almacén o que van a llegar a almacén. Este sería el juego mencionado como de rotación, porque te permite remover un juego y colocar el de almacén para luego mandar a reparar el removido o renovarlo por uno nuevo con el tiempo suficiente para su reparación y/o compra para que la otra turbina los necesite en su próximo Mantenimiento Mayor. **Ver las tablas al final del capítulo.**

3.2.1.4. Consumibles

Con respecto a los consumibles se definen de los trabajos iniciales y se estima lo siguiente:

- Artículos de Seguridad EPP: Estos artículos son la parte esencial y principal de los consumibles, las políticas de seguridad en el trabajo son la parte primordial de las empresas modernas.

Los equipos básicos que se consideran son: Cascos, lentes de seguridad, guantes de hilo y guantes de cuero, mamelucos de dril, botines de cuero con punta de acero.

Para calcular la cantidad se toma como ecuación simple el considerar lo siguiente:

Cascos: normalmente las paradas mayores duran entre 30 y 40 días según el alcance que se defina, por lo que se calcula un solo casco por persona, a este valor se le adiciona el 10% debida a alguna contingencia adicional. Su especificación debe cumplir las normas OSHA

Lentes de Seguridad: El cálculo de los lentes de seguridad es de uno cada dos días, se deben prever

- Artículos de limpieza Mecánica

Se enumeran consumibles como lijas de fierro en diferentes medidas, discos de corte para acero inoxidable, acero al carbono, discos de desbaste para acero inoxidable, para acero al carbono, escobillas de fierro, pulidores, fresas, brocas.

- Artículos de Limpieza eléctrica.

El uso de limpiadores para tableros eléctricos involucra el uso de solventes dieléctricos, limpiadores de contactos. Las cantidades se evalúan en función de la cantidad de tableros que tengas, teniendo un promedio de una botella de 15 oz por un tablero de 1,80 metros de alto por 90 de ancho.

- Artículos de limpieza en general

Los artículos de limpieza en general se refieren a los demás artículos principales de limpieza, trapo industrial de 25cm x 25cm en color y blanco, la cantidad es solicitada por la cantidad de personas y días que se calculen si en promedio hay 50 o 60 personas y la parada dura alrededor de 30 días la cantidad promedio usada es de 250 m3.

- Gases para limpieza y soldadura

Los gases necesarios en cantidad regular son el acetileno y oxígeno para soldadura oxiacetilénica, argón para soldadura TIG, nitrógeno para limpiezas de tableros eléctricos y electrónicos y pruebas de alta presión.

- Grasas y lubricantes

Las grasas básicas para un Mantenimiento Mayor son del tipo EP-2 son de menor uso, pero necesarias. Lubricantes como penetrantes y aceites ligeros son necesarios pero de menos cuantía. También son usados los lubricantes anti-agarrotamiento y los bloqueadores de pernos para montaje tanto en partes térmicas como en partes frías móviles.

- Artículos para soldadura

Los artículos de soldadura se enumeran en varillas de soldadura con electrodo y para procesos TIG. Las cantidades se requieren en cantidades de 15 kg de inoxidable (309), 10 kg de soldadura especiales para super-aleaciones. Electrodo de soldadura para acero al carbono por 15 kg.

- Consumibles para carpintería

En paradas mayores de este tipo siempre son útiles las cajas de madera, plataformas que podrían ser remplazadas por alquiler de andamios, pero para la situación comentada en estos apuntes la madera es muy utilizada y su compra es necesaria en buenas cantidades. En promedio se usa de 30 a 40 pies de madera.

3.2.2. Definición de actividades

3.2.2.1. Actividades principales

A continuación se detallan las Actividades principales que se desarrollan:

Mediciones previas, son la parte clave del proceso inicial, se puede identificar como la identidad de la turbina momentos antes que se comience cualquier remoción de piezas,

- Medidas de alineamiento, con estas medidas se marca el tipo de desempeño que se ha tenido y se prevén los que se espera a la hora de montar, es decir si necesita o no alineamiento.
- Posición de rotor en el compresor, en la turbina (tanto en primera etapa y en la última etapa) y en el lado medio del turbocompresor. Esta medida es muy importante porque es la posición en donde deberíamos dejarlo de no mediar inconvenientes, la variación de estos al final deberá ser parte de un análisis de resultados para verificar que estén dentro de la tolerancia.
- Valores de Potencia para verificar el rendimiento y eficiencia de la máquina antes de la Mantenimiento Mayor un desmejoramiento de este después de la parada sería motivo de análisis y/o reajustes.
- Valores de temperaturas tanto en combustión como en lubricación de cojinetes. Solo como referencia.
- Valores de vibraciones solo como referencia para saber que al arrancar debería estar mejor o igual nunca peor, lo cual sería indicio de alguna verificación adicional.

Reparación y/o cambio de elementos

Reparaciones para los componentes reparables con soldadura, estos componentes normalmente son los de alta vida útil, como el difusor de gases de escape, la cámara de combustión, cojinetes lisos, soporte de refractarios, etc.

Los cambios de componentes aplican normalmente a las partes térmicas, las cuales son las que están expuestas a un deterioro por fatiga térmica debido a los ciclos que estas sufren, sea de alto frecuencia o de baja frecuencia. Estos cambios se determinan en primera instancia según el esquema de rotación de partes mencionado y ha sido planificado con mucha antelación. Cabe mencionar que existen adicionales que normalmente se descubren cuando uno realiza la evaluación de componentes, durante esta etapa de evaluación se decide si se procede a aumentar el alcance en el intercambio de piezas o se decide seguir por otro ciclo de mantenimiento mas.

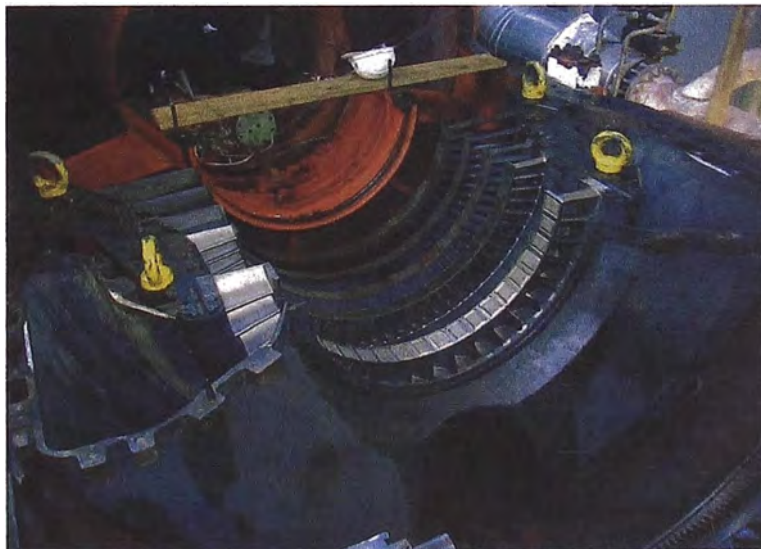
El manual de tolerancias de desgaste del fabricante es usado para este fin y se resume lo encontrado en un reporte el cual es entregado para una decisión final. Ver tabla 3.7 al final del capítulo para ver una tabla de inspección.

Montaje, de forma de ilustrar la secuencia de montaje se ha ilustrado con fotografías para una mejor visualización del Montaje

- Montaje de HGC inferior. **Figura 3.1**



- Montaje de Vane Carrier Inferior. **Figura 3.2**



- Montaje de Difusor de salida de compresor **Figura 3.3**



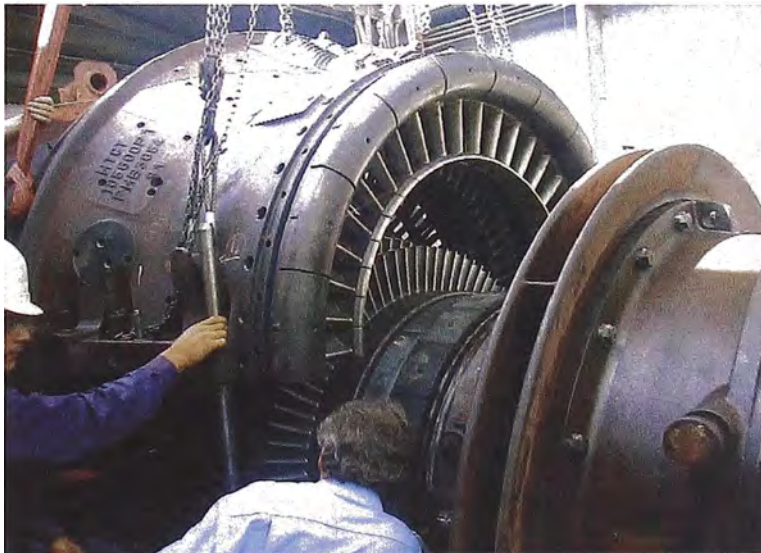
- Montaje de rotor **Figura 3.4**



- Montaje de cojinetes lisos de rotor **Figura 3.5**



- Montaje de difusor de salida de compresor
- Montaje de Vane carrier superior. **Figura 3.6**



- Montaje de HGC superior. **Figura 3.7**



- Montaje de Carcasa superior de Turbocompresor. **Figura 3.8**



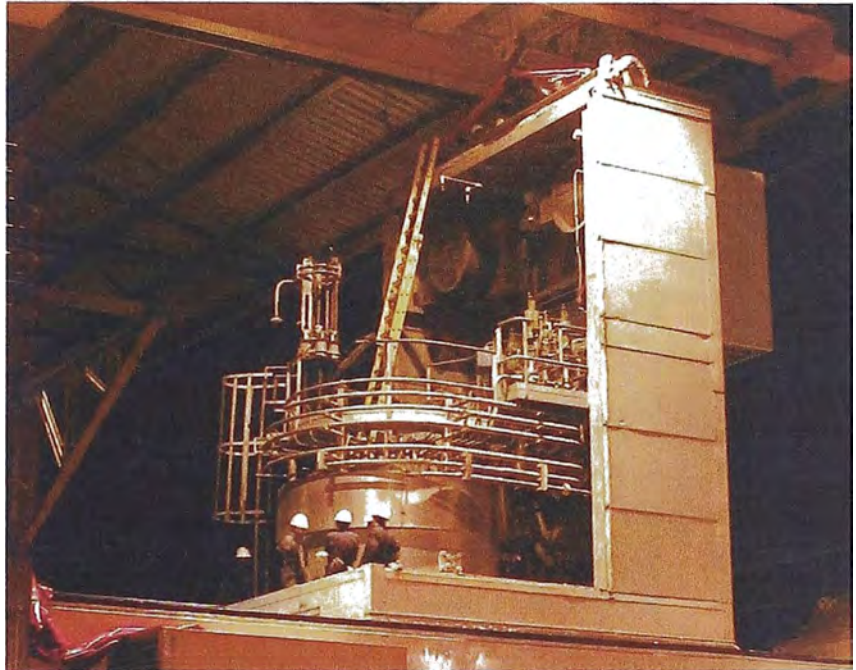
- Montaje de Cámara de combustión. **Figura 3.9**



- Montaje de caja con válvulas de sangrado. **Figura 3.10**



- Montaje de techos. **Figura 3.11**



- Desmontaje de difusor de entrada de aire a la turbina (INTAKE) **Figura3.12**



- Montaje Del ducto de admisión o Elbow duct. **Figura 3.13**



- Montaje de Casa de Combustión, en esta se encuentran dos equipos trabajando, un equipo desconectando la interfaz eléctrica y de control entre estos dos niveles. **Figura 3.14**



.Instalación de piezas nuevas

Como se mencionó líneas arriba después de haber planificado la instalación de los componentes nuevos. Las piezas nuevas son codificadas, medidas y entregadas a las personas a cargo de la instalación. Luego las piezas desmontadas son devueltas a almacén para su envío a fabrica con la finalidad de ser reparados o desechados.

Instalación de piezas que pueden continuar

Después de la evaluación técnica realizada por apariencia y si en caso fuera necesario por medios no destructivos NDE, según los formatos especialmente elaborados para la evaluación, se determina el si una pieza aun puede seguir operando sin ninguna problema o no. Estas piezas son las que no estuvieron contempladas en la planificación inicial y necesitan ser cambiadas extraordinariamente. Lo cual formara parte de los eventos contingentes.

Instalación de ferreterías o accesorios

Los accesorios o ferreterías forman parte del grupo térmico de contrato estas piezas son fundamentales para el ensamblado de las piezas térmicas grandes sin estas todo el proceso podría detenerse y causar grandes retrasos.

Instalaciones de trabajos de mejora

Los trabajos de mejora se implementan en paralelo con estas actividades y están dentro del cronograma de mantenimiento

Trabajos en equipamiento auxiliar

Estos trabajos son los mas simples desde el punto de vista técnico pero son los de mayor cantidad, una turbina a gas puede llegar a tener mas de 400 equipos los cuales podríamos llegar a intervenir en su totalidad. Sobre todo dando prioridad a los equipamientos críticos.

3.2.3. Definición de procedimientos y tiempos

De acuerdo a los procedimientos originales del fabricante estos se adecuan a las aplicaciones locales con las necesidades de seguridad y calidad requeridas.

Los procedimientos no solo define el que hacer o el paso a paso si no también asegura el proceso mencionando, objetivos, medidas de seguridad, condiciones previas herramientas la cantidad de personas a intervenir y el tiempo aproximado de ejecución. La estructura que se maneja es la siguiente:

- Objetivo
- Responsabilidades, nombra el responsable directo de la instrucción
- Personal y tiempo de ejecución, cuantifica la cantidad de personal y horas hombres

- Condiciones previas. Es decir bloqueos o pasos previos que debieron completarse
- Preparativos, es decir herramientas, materiales, etc
- Proceso, aquí también se pueden incluir planos o gráficos

Un ejemplo de este procedimiento se muestra al final del capítulo en la **Figura 3.15**

Las tareas definidas para una Mantenimiento Mayor y su duración se muestran en la **tabla 3.8**. Por cada tarea se elaboran procedimientos. **Las tablas se muestran al final del capítulo.**

3.2.4. Definición de recursos humanos

El personal que intervendrá en la Mantenimiento Mayor deberá pasar por un proceso de selección, el cual consiste en entrevistar a los posibles candidatos desde el punto de vista operativa cuando se tenga esta definición se procede a la contratación temporal o por medio de una empresa de recursos humanos.

Al definirse inicialmente las tareas que se van a ejecutar, la asignación de recursos se realiza por tareas y su tiempo de ejecución.

Con esta definición se define un árbol de responsabilidad como el mostrado en la **figura 3.16**

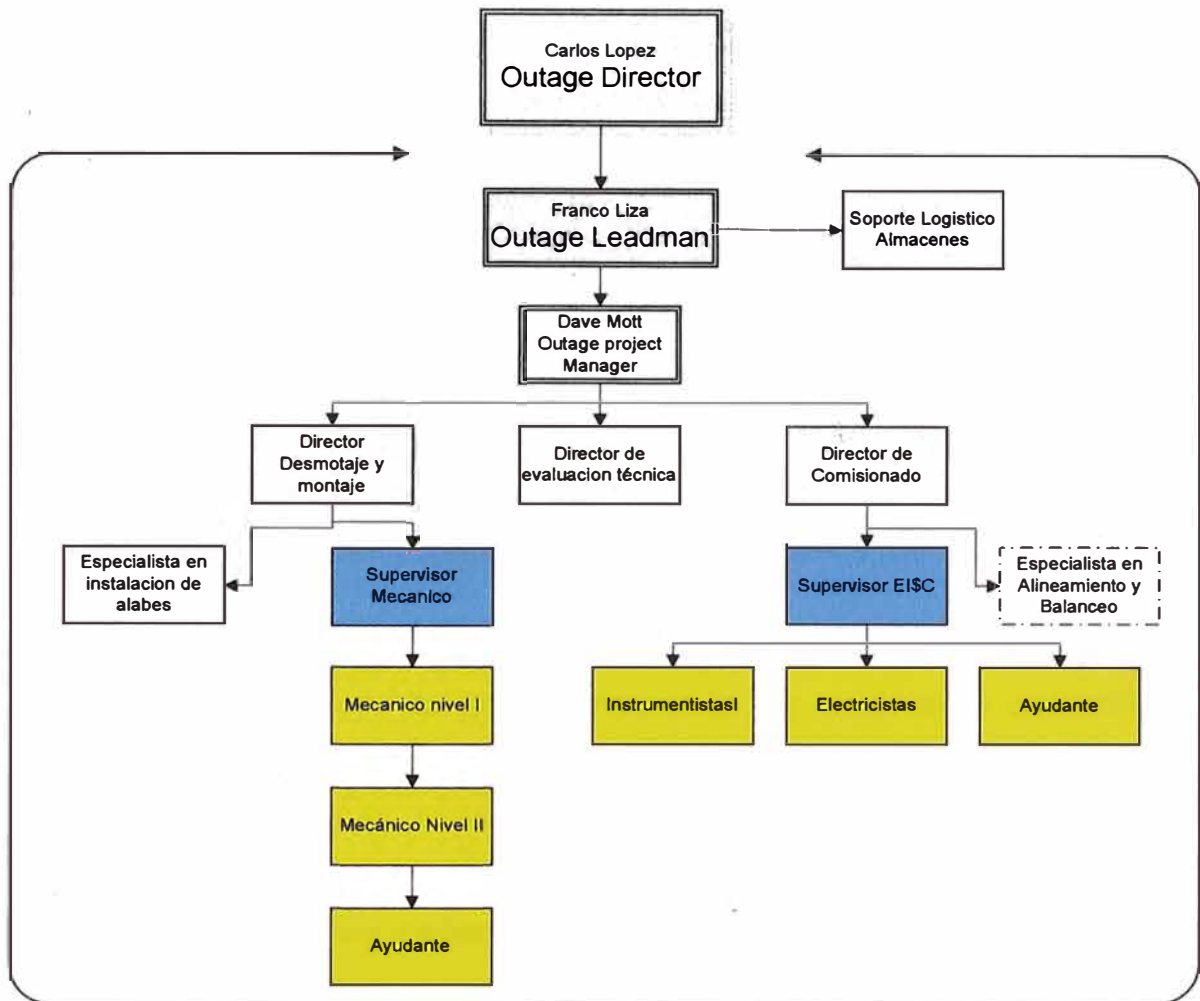


Figura 3.16 Organización Parada Mayor GT11

3.2.5. Plan de seguridad y medio ambiente

La seguridad y el medio ambiente son temas muy importantes para el desarrollo de una Mantenimiento Mayor, el control de la seguridad y del impacto de los trabajos en el medio ambiente es primordial y crítico para la empresa, este nivel de compromiso sobre seguridad y medio ambiente es una política de la empresa por lo que sustentar su planificación sobre estos pilares es obligatorio.

El área de seguridad.-

Es muy independiente del departamento de Mantenimiento, pero coordina muy estrechamente con el, se definen las tareas donde el análisis de riesgo es imprescindible.

Establecer una cadena de seguridad entre los principales actores es imprescindible. El plan está basado en los planes ya establecidos de seguridad y de contingencias, en base a estos procedimientos, se capacitará al personal que participará en la Mantenimiento Mayor. Por lo tanto lo concerniente a Permisos de trabajo, accesorios de protección personal, espacios confinados, evacuación por accidentes o catástrofe, investigación de accidentes, etc

Las tareas básicas a tenerse en cuenta para mantenerlos como marco para la ejecución de la Mantenimiento Mayor son:

- Permisos de trabajos
- Charlas de 5 minutos al inicio de cada jornal
- Capacitación a todo el personal dos veces por semana
- Trabajos de Maniobras de izaje con puente grúa
- Trabajos con grúas móviles y montacargas
- Trabajos de soldadura
- Trabajos en altura, uso de andamios
- Trabajos con aislamiento de fibra de vidrio

- Trabajos con riesgo eléctrico
- Plan de contingencias

El área de Medio ambiente

Ha establecido políticas sobre el cuidado del ambiente en la Planta por lo que seguir el plan de control de residuos peligrosos y no peligrosos es un compromiso de todo el personal.

Forman parte de estas actividades las siguientes:

- Control de residuos peligrosos
- Clasificación de residuos no peligrosos
- Evaluación de los métodos de limpieza química
- Mantener todos los productos químicos con su respectivo MSDS teniéndose como premisa cuidar que todo lo utilizable y desechable usado durante una Mantenimiento Mayor sea compatible con el medio ambiente.
- Disponer de los desechos peligrosos y no peligrosos en depósitos debidamente autorizados.

3.2.6. Plan de Calidad

El plan de calidad en este tipo de Mantenimiento Mayor es muy importante. En este se debe analizar lo siguiente:

- La expectativa de calidad de la empresa propietaria de las turbinas a Gas.

- Qué criterios de aceptación son tomados en cuenta por lo que los estándares bajo los cuales están rigiéndose son definidos
- Bajo quien o quienes caerá esta responsabilidad

Con respecto a la expectativa de Calidad esta está definida por el propósito de la empresa la cual es mantener alta confiabilidad en la operación de sus máquinas, lo que significa numéricamente en alta disponibilidad, recuperación de potencia eléctrica, costo según lo presupuestado o con el margen contingente y en el tiempo programado.

Para asegurar que lo esperado por el propietario se complete es necesario implementar en el proceso puntos de control.

- Control de Cronograma, según este control el cronograma es revisado día a día y se designa al planificador como la persona encargada de realizarlo.
- Control de materiales, llámese repuestos y consumibles. Desde este control encargado al personal de almacén, se controlan los consumibles que estén dentro del margen esperado y sobre todo marcar y asegurar la trazabilidad de los repuestos principales llevando en forma ordenada el control de los números de serie de los componentes.
- Control de herramientas, mediante esta parte se establece un inventario base y control estricto sobre las herramientas que

entran y salen de almacén día a día. Además como función adicional en este control se establece el tema de inspección de herramientas, lo cual nos indicará cuando poder realizar el cambio de herramientas en el momento oportuno.



- Control de personal.- Esta encargado al personal de RRHH la cual debe tener preparado los contratos, pagarles a tiempo, cumplir con los requisitos de ley, y evaluar al personal.
- Control de desensamblaje y ensamblaje de los componentes turbina. Esto involucra realizar diversos Check list de montaje para las diferentes partes de proceso. Check list de Mediciones, ajustes en todos los componentes instalados.
- Control de residuos, en coordinación con el departamento de Seguridad y medio ambiente se controla mediante formatos la entrega y el manejo de los residuos sean peligrosos o no.

3.3. Fase Ejecutiva

3.3.1. Cronogramas avance diario

La gestión es esta etapa ejecutiva se lleva mediante el control de avance diario, con este cronograma de avance diario uno tiene seleccionado un grupo de actividades a completar durante el turno de trabajo y las metas de cada equipo de trabajo. Los reportes de cronograma de avance diario suelen reportarse como el mostrado a continuación en la figura 3.17:

Figura 3.17 Reporte diario.

	GT11 C2 INSPECTION Daily Maintenance Report	Date: 02-03-2004	
		Rev.00	
		R-MA-001	
		Pág. 1 de 1	
<p>Note: This report covers a 24-hour period. From 08:00 yesterday to 08:00 today</p>			
CURRENT PROGRESS PERCENTAGE:			75%
Activities Conducted:			
Task ID Nr.	Task Name	Percentage Complete	
73	New Heat shield installation (Vane Carrier)	100%	
74	New Vane Installation	100%	
75	New vane carrier alignment in thermal block casing	100%	
77	General assessment inspection and measurements	100%	
Notes:			
<ul style="list-style-type: none"> - ALSTOM VIGV material arrived on site. ALSTOM personnel are verifying packing list. No progress on their activities was reported. - Installation of heat shields and blades has been completed. 			
Delays:			
<ul style="list-style-type: none"> - Awaiting arrival of the combustor screen modification materials from TERMOSELVA. These components will arrive on February 7th. - Awaiting the arrival of four new row #1 turbine blades from ALSTOM to complete turbine rotor assembly. This delay was unforeseen as damage was found on the original row #1 turbine blades during the assessment inspection. - Awaiting the arrival of modified compressor rotor intermediate spacers to complete the ALSTOM upgrades to the compressor. These components are being reworked in Lima and are expected to arrive back on site February 3th, according the last ALSTOM information. - Maintenance works are halted awaiting the arrival of components before indicated. 			
Prepared by: Carlos López Job Title: Plant Manager Shift:			
CC. : Guillermo Araoz (garoz@aguaytia.com) Carlos López (clopez@aguaytia.com) Ekard Lumbreras (elumbreras@aguaytia.com) Franco Liza (fliza@aguaytia.com) Carlos Valdivia (cvaldivia@aguaytia.com) Alejandro Vigo (avigo@picworld.com) Mike Hannaford (mhannaford@picworld.com) Al Carpenter (acarpenter@picworld.com)			
GT11 DMR 2004 02 03 Rev00			10/04/09

3.3.2. Administración del tiempo

El cronograma está estructurado de forma de poder ver los tiempos en que se han realizado las actividades, este control permite ver que tanto estamos adelantados o atrasados, con este control llevado en Microsoft Project la

supervisión determina cuantas contingencias fuera de alcance ha habido o si es necesario reforzar la fuerza laboral para poder recuperar el tiempo perdido.

3.3.3. Control de calidad

Para el ensamble de la turbina es necesario cubrir algunos puntos críticos en el ensamble de la misma. Para esto se han determinado puntos de control los cuales se realizan mediante Check list.

Los check list o lista de chequeos, se definen tolerancias, cantidades de hardware, dimensiones y/o toda aquella información que conlleve a identificar que el montaje ha sido completado satisfactoriamente. Los puntos de control que se han establecido son:

Control de instalado de partes en Vane carrier

Control de instalado de partes en HGC

Control de instalado de partes en Rotor de Turbocompresor

Control de instalado de cojinetes lisos

Control de reparaciones en el escape gases de turbina

Control de alineamiento

3.3.4. Comisionado y entrega

Para el comisionado y entrega del equipo, este tiene dos partes, el comisionado en frío y el comisionado en caliente.

Para el comisionado en frío, ya el turbocompresor está ensamblado y listo para poder empezar a probar sus servicios auxiliares, en este punto antes de poner en servicio alguno de sus sistemas auxiliares, el equipo de instrumentación y control, verifica que todos los componentes del sistema estén trabajando apropiadamente, es decir, bombas rotando en correcto sentido de giro, instrumentos lecturando en el DCS, presostatos bien calibrados, termómetros dentro de rango de operación, y todos los demás equipos relacionados a sus propios sistemas. Una vez comprobado se comienzan a realizar arranques de los sistemas auxiliares a fin de poder darle sus valores de reposo de la Turbina. Los principales sistemas a ser probados son: Sistema de lubricación, Sistema hidráulico, sistema de enfriamiento de agua de generador, Sistema de válvulas de combustible, sistema de protecciones electrónicas de turbina, etc.

Para el comisionado en caliente el turbocompresor ya se encuentra en giro lento y está próximo a empezar sus giros de pruebas para verificar que los sensores reaccionen bien a los cambios del proceso. En este punto se llega a realizar el primer arranque con fuego de la turbina y se miden todos los parámetros de control. Termocuplas, presostatos, transmisores de temperatura y presión son comprobados ya con la turbina en servicio y todos los equipamientos disponibles.

3.4. Fase Final

3.4.1. Informe de resultados

La elaboración de un reporte final de resultados es la parte concluyente de una inspección mayor, en esta se denota el programa planeado versus el ejecutado, además se hace un resumen de cuantas horas hombres se han utilizado así como los valores obtenidos en potencia y rendimiento de forma de concluir con la aceptación del trabajo.

El índice del reporte ejecutivo informando los resultados finales es:

- | |
|---|
| <ol style="list-style-type: none">1.- Antecedentes2.- Resumen3.- Alcance de la Mantenimiento Mayor4.- Hitos / Programa de Mantenimiento.5.- Datos operacionales6.- Areas de Trabajo realizado<ul style="list-style-type: none">• Air Inlet System• Compressor Section• Combustion Section• Turbine Section• Generator• Vibration/Balance• Commissioning• Others7.- Personal8.- Dossier de calidad |
|---|

3.4.2. Dossier de calidad

Dentro del dossier de Calidad se estipulan todos los formatos de ajuste y montaje debidamente llenados y firmados, estas son las constancias físicas sobre como la turbina ha sido ensamblada nuevamente haciendo en todos sus niveles la diferencia entre lo encontrado y lo que se deja.

También se incluyen los reportes de inspección, los trabajos de ensayos no destructivos, NDE, las pruebas eléctricas en Generador y transformadores, así como a sus protecciones anexas.

Un listado del Dossier de calidad se detalla a continuación:

MANTENIMIENTO MAYOR - C2 INSPECTION GT 12 AGUAYTIA POWER PLANT

1. Reporte Ejecutivo
2. Reporte De Evaluación De Daños Y Componentes
3. Control Del Tiempo Del Programa De La Parada
4. Protocolos De Montaje E Inspección
 - a. Gas Turbine Adjustments
 - b. Protocols Of Blades – Vanes – Heat Shields Installed
 - c. Generator Insulation Test
5. Servicio De Terceros
 - a. Ensayos No Destructivos-Non Destructive Testing Endecot
 - b. Reporte De Trabajos En El Transformador Thermovacuum Of Maintransformer And Aplication Of Inhibitor Electro-Service
 - c. Pruebas Electricas En El Transformador - Main Transformer Electrical Test - Ferchale.
 - d. Prueba De Protecciones Electricas En Generador Y Transformador- Generator And Transformer Relay Protection Test Electricidad De Potencia Sac
 - e. Generator Breaker Test Electricidad De Potencia Sac
6. Cold And Hot Commissioning Report
 - a. Reporte Ejecutivo De Comisionamiento
 - b. Vibration And Balance Report Performed Thomas Treharne (Contractor)
7. Reporte Fotografico
8. Lista De Repuestos Y Consumibles
9. Proyectos De Mejora Del Fabricante (Alstom Requirements Attended)
 - a. Customer Field Service Instruction (Cfsi)
 - b. Service Bulletin (Sb)
 - c. Customer Information Bulletin (Cib)

3.5 Tablas y figuras Capítulo 3

Tabla 3.1: Definición de Componentes Mayores

Nombre genérico	Nombre equivalente	Descripción
EV Burners	EV 17 Hastelloy X	Quemadores especiales de cámara de combustión de tipo SILO
EV Shielding Cone	EV Shielding Cone Ni300 (IN617)	Canastilla soporte protector y divisor entre zona caliente y zona fría. Caracterizado por tener cerámicos
EV Centring ring	EV Hexagonal Ring(Centring ring) Hastelloy X	Soporte de la canastilla mencionada arriba
Upper Combustor Insert	Upper Comb. Insert NI 75TI	Soporte de porta cerámicos
Combustor screen	Combustor Sieve 16 MO 3	Protector contra ingreso de partes externas a cámara de combustión que puedan dañar la cámara y la turbina
Combustor Tiles	Tiles (SBK/ EV) row 1-2 %ST G Ni 341	Bloques escudos cerámicos protectores de alta temperatura, instalados a la altura de los quemadores
Combustor Tile Carrier	Tile Carrier ST OX5	Anillo soporte de bloques escudos cerámicos
Combustor Intermediate Liner (Lower Combustor Insert part 1)	Intermediate liner EV/ SBK_ 16MO3 (LCI part1)	Cilindro principal de la cámara de combustión es la que contiene todo el flujo de combustión inmediatamente despues del fuego
Combustor Inner Liner (Lower Combustor Inser part 2)	Inner liner EV/ SBK_ Ni300 (IN617) (LCI part 2)	Cilindro principal de la cámara de combustión es la que contiene todo el flujo de combustión inmediatamente despues del fuego
GT-Rotor	GT-Rotor ST 461 TS	Rotor Turbina compresor, componente solido maquinado con los canales raises para los álabes tanto de turbina como de compresor.
Turbine Vanes Row 1 y 2	TuLe1 IN738LC / SV20/1473 /Cooled (Vanes 1)	Alabes estatóricos de primera etapa de Turbina con recubrimiento cerámico especial.
Turbine Vanes Row 3	TuLe3 IN738LC /SE20 (Vanes 3)	Alabes estatóricos de tercera etapa de Turbina.
Turbine Vanes Row 4, 5	TuLe4 IN738LC (Vanes 4)	Alabes estatóricos de cuarta etapa de Turbina.
Stator Heat Shield A,B	SHS A+B X 45	Escudos de calor del estator de Turbina
Stator Heat Shield C	SHS C Hastelloy X	Escudos de calor del estator de Turbina
Stator Heat Shield D,E,F	SHS D-F Hastelloy X	Escudos de calor del estator de Turbina
Turbine Blades Row 1 y 2	TuLa1 IN738LC / SV20 / Cooled (Blades 1)	Alabes rotóricos de turbina con recubrimiento cerámico de primera etapa
Turbine Blades Row 3, 4, 5	TuLa3 IN738LC (Blades 3)	Alabes rotóricos de turbina de Tercera etapa

Tabla 3.2 (continuación): Definición de Componentes Mayores

Nombre generic	Nombre equivalente	Descripción
Rotor Heat Shield A,B,C,D,E,F,G,H,I,K	RHS (A - K) IN738LC	Escudos de calor de rotor de turbina
Rotor Heat Shield L	RHS L ST12TS	Escudos de calor de rotor de turbina
Variable Inlet Guide Vanes (VIGV)	Compress. IGV St70AH	Alabes estáticos guías en la entrada de compresor
Compressor Vanes Row 1 – 4	Compress. Vanes 1-4. St70AH	Alabes estáticos de compresor fila 1
Compressor Vanes Row 5 – 18	Compress. Vanes 5-18. St12TE	Alabes estáticos de compresor fila 5
Compressor Blades Row 1 – 5	Compress. Blades 1-5 ST70AH	Alabes rotóricos de compresor fila 1
Compressor Blades Row 6 – 18	Compress. Blades 6-18. St12 TE	Alabes rotóricos de compresor fila 6
Hot Gas Casing (Inner Housing)	HGC (Inner Housing) Ni300 (IN617)	Carcasa de gases calientes
Turbine Casing	Turbine Casing STG41T	Carcasa de turbina
Compressor Casing	Compressor Casing GGG40	Carcasa de Compresora
Turbine Inlet Segments	Turbine Inlet Segments Hastelloy X	Segmentos de entrada a turbina
Vane Carrier	Vane Carrier STG OX5	Porta alabes de turbina
Compressor Diffuser	Compressor Diffuser GGG-40 -	Difusor de compresor
Diffuser Entry Segments	Diffuser Entry Segments Hastelloy	Segmentos de entrada del difusor de compresor

Tabla 3.3: Cantidades instaladas y vida útil de componentes térmicos

Thermal Block Parts Rotation								
Parts Description - Common Names used in Manuals	Parts Description - Names used in FSI and Other ALSTOM Documents	As recommended on HTCZ621377 2004-06-30 G111RM			As recommended on HTCZ621467 2006-10 G111NV XLXP			Quantity installed
		Life	Recond'g		Life	Recond'g		
		KEOH	KEOH		KEOH	KEOH		
EV Turners	EV / Hastelloy X	72	48		72	48	37	
EV Shielding Cone	EV Shielding Cone Ni300 (IN617)	72	40		96	64	1	
EV Centring ring	EV Hexagonal Ring(Centring ring) Hastelloy X	48	24		48	24	37	
Upper Combustor Insert	Upper Comb. Inset: Ni75Ti	72	48		96		37	
Combustor screen	Combustor Sieve 13 MO 3	72	48		96		1	
Combustor tiles	tiles (S8K ±V) row 1-2 %S1 3 N 341	72	48		96	64	138	
Combustor Tile Carrier	Tile Carrier GT OX3	96	24		96		2	
Combustor Intermediate Inner (Lower Combustor)	Intermediate liner FV/ SRK 1AM03 (LC part 1)	72	24		96		1	
Combustor Inner Liner (Lower Combustor)	Inner liner EV/ S8K N30C (IN617) (LC part 2)	48	24		64	32	1	
GT-Rotor	GT-Rotor ST 4EITS			1.)			1.)	
Turbine Vanes Row 1	TuL1 IN738LC / SV20/1473 ,Cooled (Vanes 1)	48	24		64	32	42	
Turbine Vanes Row 2	TuL2 IN733LC / SV20/1473 ,Cooled (Vanes 2)	48	24		64	32	72	
Turbine Vanes Row 3	TuL3 IN733LC / SE20 (Vanes 3)	48	24		64	32	28	
Turbine Vanes Row 4	TuL4 IN733LC (Vanes 4)	72	48		96	64	23	
Turbine Vanes Row 5	TuL5 IN733LC (Vanes 5)	72	48		96	64	24	
Stator Heat Shield A,B	SMS A+B X4b	48	24	3.)	64	32	60 each one	
Stator Heat Shield C	SMS C Hastelloy X	72	24	3.)	96	32	60	
Stator Heat Shield D, E, F	SMS D-E Hastelloy X	72	24	3.)	96		60 each one	
Turbine Blades Row 1	TuL1 IN733LC / SV20 / Cooled (Blades 1)	48	24		64	32	83	
Turbine Blades Row 2	TuL2 IN733LC / SV20/1473 ,Cooled (Blades 2)	48	24		64	32	89	
Turbine Blades Row 3	TuL3 IN733LC (Blades 3)	48	24		64	32	89	
Turbine Blades Row 4	TuL4 IN733LC (Blades 4)	72	48		96	64	91	
Turbine Blades Row 5	TuL5 IN733LC (Blades 5)	72	48		96	64	59	
Rotor Heat Shield A, B, C, D, E, F, G, H, I, K	RHS (A - K) IN738LC	72		3.)	96		72 each one	
Rotor Heat Shield L	RHS L ST12TS	72		3.)	96		38	
Variable Inlet Guide Vanes (VIGV)	Compress. ISV S70AH	120		2.)	28		2.) 46	
Compressor Vanes Row 1	Compress. Vanes 1-4, S170AH	120		2.)	28		2.) 46	
Compressor Vanes Row 2	Compress. Vanes 1-4, S170AH	120		2.)	28		2.) 52	
Compressor Vanes Row 3	Compress. Vanes 1-4, S170AH	120		2.)	28		2.) 50	
Compressor Vanes Row 4	Compress. Vanes 1-4, S170AH	120		2.)	28		2.) 52	
Compressor Vanes Row 5	Compress. Vanes 5-18, S112TE	120		2.)	28		2.) 62	
Compressor Vanes Row 6	Compress. Vanes 5-18, S112TE	120		2.)	28		2.) 64	
Compressor Vanes Row 7	Compress. Vanes 5-18, S112TE	120		2.)	28		2.) 68	
Compressor Vanes Row 8	Compress. Vanes 5-18, S112TE	120		2.)	28		2.) 86	
Compressor Vanes Row 9	Compress. Vanes 5-18, S112TE	120		2.)	28		2.) 84	
Compressor Vanes Row 10	Compress. Vanes 5-18, S112TE	121		2.)	28		2.) 82	
Compressor Vanes Row 11	Compress. Vanes 5-18, S112TE	122		2.)	28		2.) 82	
Compressor Vanes Row 12	Compress. Vanes 5-18, S112TE	123		2.)	28		2.) 86	
Compressor Vanes Row 13	Compress. Vanes 5-18, S112TE	124		2.)	28		2.) 102	
Compressor Vanes Row 14	Compress. Vanes 5-18, S112TE	125		2.)	28		2.) 102	
Compressor Vanes Row 15	Compress. Vanes 5-18, S112TE	120		2.)	28		2.) 102	
Compressor Vanes Row 16	Compress. Vanes 5-18, S112TE	127		2.)	28		2.) 91	
Compressor Vanes Row 17	Compress. Vanes 5-18, S112TE	128		2.)	28		2.) 102	
Compressor Vanes Row 18	Compress. Vanes 5-18, S112TE	129		2.)	28		2.) 110	
Compressor Blades Row 1	Compress. Blades 1-5 ST70AH	120		2.)	28		2.) 31	
Compressor Blades Row 2	Compress. Blades 1-5 ST70AH	121		2.)	28		2.) 37	
Compressor Blades Row 3	Compress. Blades 1-5 ST70AH	122		2.)	28		2.) 39	
Compressor Blades Row 4	Compress. Blades 1-5 ST70AH	123		2.)	28		2.) 45	
Compressor Blades Row 5	Compress. Blades 1-5 ST70AH	124		2.)	28		2.) 45	
Compressor Blades Row 6	Compress. Blades 3-18, S112TE	120		2.)	28		2.) 37	
Compressor Blades Row 7	Compress. Blades 3-18, S112TE	121		2.)	28		2.) 57	
Compressor Blades Row 8	Compress. Blades 3-18, S112TE	122		2.)	28		2.) 57	
Compressor Blades Row 9	Compress. Blades 3-18, S112TE	123		2.)	28		2.) 71	
Compressor Blades Row 10	Compress. Blades 3-18, S112TE	124		2.)	28		2.) 71	
Compressor Blades Row 11	Compress. Blades 3-18, S112TE	125		2.)	28		2.) 71	
Compressor Blades Row 12	Compress. Blades 3-18, S112TE	126		2.)	28		2.) 71	
Compressor Blades Row 13	Compress. Blades 3-18, S112TE	127		2.)	28		2.) 71	
Compressor Blades Row 14	Compress. Blades 3-18, S112TE	128		2.)	28		2.) 92	
Compressor Blades Row 15	Compress. Blades 3-18, S112TE	129		2.)	28		2.) 96	
Compressor Blades Row 16	Compress. Blades 3-18, S112TE	130		2.)	28		2.) 96	
Compressor Blades Row 17	Compress. Blades 3-18, S112TE	131		2.)	28		2.) 98	
Inlet Gas Casings (Inner Housing)	HGC (Inner Housing) N300 (IN617)	72	24		96	32	1	
Turbine Casing	Turbine Casing STG41T			3.)			3.) 1	
Compressor Casing	Compressor Casing GGC40			3.)			3.) 1	
Turbine Inlet Segments	Turbine Inlet Segments Hastelloy X	72	48		96	64	28	
Vane Carrier	Vane Carrier STC OXE	96		4.)	96		1	
Compressor Diffuser	Compressor Diffuser R37341	96		3.)	96		3.) 1	
Diffuser Entry Segments	Diffuser Entry Segments Hastelloy X	96	48		96	64	28	
Exhaust Housing	Exhaust Housing Stg OX-5			3.)			3.) 1	
Exhaust Diffuser	Exhaust Diffuser ST 530 TS			3.)			3.) 1	

Notes:
 1.) See separate rotor lifetime document
 2.) Reconditioning as required due to erosion, corrosion and oxidation of coating
 3.) Reconditioning to be performed based on the status of the part
 4.) On site repair if required

Tabla 3.4 Historia de rotación de piezas térmicas turbina 1.

Thermal Block Parts Rotation GT11														
Parts Description - Common Names used in Manuals	As recommended on HTC2021377 2004-09-30			Quantity Installed	First 24K EOH		Second 24K EOH		GT 11 PARTS RUNNING 31-DEC-05					
	Life ECH	Recond'g EOH	Note		1998	2001	2003	2004	Year of last installation	Recond installation condition	Current Total ECH Running	EOH after first Run	EOH after first Recond	Remanent Life
					August GT11	April '01 GT11	July 14 GT11	January 10 GT11						
EV Burners	84242	48000	5.1.6.1	37	S1				1998	NEW	74,125.9			10,116.1
PV Shielding Cone	77800	48000		1	S1			S4	2004	NFW	20,398.1			51,101.9
PV Casting ring	60457.2	24000	5.1.6.1	37	S1	S3			2001	NFW	50,341.1			10,116.1
Upper Combustor insert	72800	48000		1	S1			S4	2004	NEW	20,398.1			51,101.9
Combustor Strainer	72800	48000		1	S1			S3	2004	NEW	20,398.1			51,101.9
Combustor Tiles	72000	48000		138	S1	S3			2001	NFW	50,341.1			21,658.9
Combustor Tile Carrier	96000	24000		2	S1				1998	NEW	74,125.9			21,674.1
Combustor Intermediate Liner (Lower Combustor Insert part 1)	72800	24000		1	S1	S3			2001	NEW	50,341.1			21,658.9
Combustor Inner Liner (Lower Combustor Insert part 2)	60457.2	24000	5.1.6.1	1	S1	S3			2001	NEW	50,341.1			10,116.1
GT-Rotor			1.)	1	S1				1998	NEW	74,125.9			NOTA1
Turbine Vanes Row 1	48000	24000		12	S1	S3		S1 R	2004	Recond	44,382.9	23,784.8	20,698.1	3,317.1
Turbine Vanes Row 2	48000	24000		72	S1	S3		S1-R	2004	Recond	44,382.9	23,784.8	20,698.1	3,317.1
Turbine Vanes Row 3	48000	24000		28	S1	S3		S1 R	2004	Recond	44,382.9	23,784.8	20,698.1	3,317.1
Turbine Vanes Row 4	72800	48000		28	S1			S4	2004	NEW	20,398.1			51,101.9
Turbine Vanes Row 5	72800	48000		24	S1			S4	2004	NEW	20,398.1			51,101.9
Stator Heat Shield A,B	48000	24000	3.)	60 each one	S1			S4	2004	NEW	20,398.1			27,101.0
Stator Heat Shield C	72800	24000	3.)	80	S1			S4	2004	NEW	20,398.1			51,101.0
Stator Heat Shield D,E,F	72800	24000	3.)	60 each one	S1			S4	2004	NEW	20,398.1			51,101.0
Turbine Blades Row 1	62,010.7	24000	5.1.6.1	83	S1	S3	S2-R		2003	Recond	51,904.6	26,547.0	26,347.6	10,116.1
Turbine Blades Row 2	62,010.7	24000	5.1.6.1	80	S1	S3	S2-R		2003	Recond	51,904.6	26,547.0	26,347.6	10,116.1
Turbine Blades Row 3	48000	24000		80	S1	S3		S1-R	2004	Recond	44,382.9	23,784.8	20,698.1	3,317.1
Turbine Blades Row 4	72800	48000		81	S1	S3		S1-R	2004	Recond	44,382.9	23,784.8	20,698.1	27,317.1
Turbine Blades Row 5	72800	48000		50	S1			S4	2004	NEW	20,398.1			51,101.0
Rotor Heat Shield A,B,C,D,E,F,G,H,I,K	72800	24000	3.)	72 each one	S1			S4	2004	NEW	20,398.1			51,101.0
Rotor Heat Shield L	72800	24000	3.)	30	S1			S4	2004	NEW	20,398.1			51,101.0
Variable Inlet Guide Vanes (VIGV)	*20000				S1			S3	2004	NFW	20,398.1			99,101.9
Compressor Vanes Rows 1 @ 4	*20000				S1			S3	2004	NFW	20,398.1			99,101.9
Compressor Vanes 5 @ 16	*20000				S1			S3	2004	NEW	20,398.1			99,101.9
Compressor Blades 1 @ 5	*20000				S1			S3	2004	NFW	20,398.1			99,101.9
Compressor Blades 0 @ 16	*20000				S1			S3	2004	NEW	20,398.1			99,101.9
Hot Gas Casing (Inner Housing)	72800	24000		1	S1			S4	2004	NEW	20,398.1			51,101.0
Turbine Casing			3.)	1	S1				1998	NEW	74,125.9			NOTA1
Compressor Casing			3.)	1	S1				1998	NEW	74,125.9			NOTA1
Turbine Inlet Segments	72800	48000		20	S1			S4	2004	NEW	20,398.1			51,101.9
Vane Carrier	96000	48000	4.)	1	S1			S4	2004	NEW	20,398.1			75,101.9
Compressor Diffuser	96000	48000	3.)	1	S1				1998	NEW	74,125.9			21,674.1
Diffuser Entry Segments	96000	48000		20	S1			S4	2004	NEW	20,398.1			75,101.9
Exhaust Housing			3.)	1	S1				1998	NEW	74,125.9			NOTA1
Exhaust Diffuser			3.)	1	S1				1998	NEW	74,125.9			NOTA1

GT 11 Total EOH Until 31-Dec-06 74125.9

Leyenda
 S: Set, group or parts
 #: Number that identifies a specific set
 R: Refurbished parts

NOTES:
 1.) See separate rotor lifetime document
 2.) Reconditioning as required due to erosion, corrosion and condition of coating
 3.) Reconditioning to be performed based on the status of the part
 4.) On site repair if required
 5.) Vida exigida por operatividad con aprobación del fabricante
 6.) EOH de la Turbina = 84222, estado de la proyección de EOH según Attachment 03B de la minuta de Octubre
 NOTA1.: El fabricante aun no ha notificado fechas predecibles de vida así sólo indica recondicionar según inspección del especialista en campo

Tabla 3.5 Historia Rotación de partes Turbina 2

Thermal Block Parts Rotation GT12														
Parts Description - Common Names used in Manuals	As recommended on HTC2621377 2004-09-30			Quantity installed	First 24K EOH		Second 24K EOH		GT 12 PARTS RUNNING 31-DEC-05					
	Life EOH	Recond'g EOH	Note		1998	2001	2003	Year of last installation	Recent installation condition	Current Total EOH Running	EOH after first Run	EOH after first Recond	Remainif Life	
					Augusto GT12	January 7 GT12	July 27 GT12							
EVI Burners	76566.7	48000	5.1.6.1	37	S2				1998	NEW	74,375.5			2,187.2
EVI Shielding Cone	72000	48000		1	S2			S3	2003	NEW	24,250.0			47,750.0
EVI Centring ring	76566.7	24000	5.1.6.1	37	S2				1998	NEW	74,375.5			2,187.2
Upper Combustor Insert	72000	48000		1	S2			S3	2003	NEW	24,250.0			47,750.0
Combustor Strainer	76566.7	48000	5.1.6.1	1	S2				1998	NEW	74,375.5			2,187.2
Combustor Tiles	72000	48000		138	S2	S4			2001	NEW	47,832.5			24,167.5
Combustor Tile Carrier	96000	24000		2	S2				1998	NEW	74,375.5			21,600.5
Combustor Intermediate Liner (Lower Combustor insert part 1)	72000	24000		1	S2	S4			2001	NEW	47,832.5			24,167.5
Combustor Inner Liner (Lower Combustor insert part 2)	48000	24000		1	S2	S4			2001	NEW	47,832.5			167.5
GT-Rotor			1.1	1	S2				1998	NEW	74,375.5			NOTA1
Turbine Vanes Row 1	52,964.2	24000	5.1.6.1	42	S2	S4		S2-R	2003	Recond	50,797.0	26,547.0	24,250.0	2,187.2
Turbine Vanes Row 2	52,964.2	24000	5.1.6.1	72	S2	S4		S2-R	2003	Recond	50,797.0	26,547.0	24,250.0	2,187.2
Turbine Vanes Row 3	52,964.2	24000	5.1.6.1	28	S2	S4		S2-R	2003	Recond	50,797.0	26,547.0	24,250.0	2,187.2
Turbine Vanes Row 4	72000	48000		28	S2			S3	2003	NEW	24,250.0			47,750.0
Turbine Vanes Row 5	72000	48000		24	S2			S3	2003	NEW	24,250.0			47,750.0
Stator Heat Shield A/B	48000	24000	3.1	60 each one	S2			S3	2003	NEW	24,250.0			23,750.0
Stator Heat Shield C	72000	24000	3.1	60	S2			S3	2003	NEW	24,250.0			47,750.0
Stator Heat Shield D/E/F	72000	24000	3.1	60 each one	S2			S3	2003	NEW	24,250.0			47,750.0
Turbine Blades Row 1	50,777.0	24000	5.1.6.1	83	S2	S4		S1-R	2003	Recond	48,034.8	23,764.8	24,250.0	2,187.2
Turbine Blades Row 2	50,777.0	24000	5.1.6.1	89	S2	S4		S1-R	2003	Recond	48,034.8	23,764.8	24,250.0	2,187.2
Turbine Blades Row 3	52,964.2	24000	5.1.6.1	89	S2	S4		S2-R	2003	Recond	50,797.0	26,547.0	24,250.0	2,187.2
Turbine Blades Row 4	72000	48000		91	S2	S4		S2-R	2003	Recond	50,797.0	26,547.0	24,250.0	21,203.0
Turbine Blades Row 5	72000	48000		59	S2			S3	2003	NEW	24,250.0			47,750.0
Rotor Heat Shield A,B,C,D,E,F,G,H,I,K	72000		3.1	72 each one	S2			S3	2003	NEW	24,250.0			47,750.0
Rotor Heat Shield L	72000		3.1	38	S2			S3	2003	NEW	24,250.0			47,750.0
Variable Inlet Guide Vanes (VIGV)	120000				S2				1998	NEW	74,375.5			45,600.5
Compressor Vanes Rows 1 @ 4	120000				S2				1998	NEW	74,375.5			45,600.5
Compressor Vanes 5 @ 18	120000				S2				1998	NEW	74,375.5			45,600.5
Compressor Blades 1 @ 5	120000				S2				1998	NEW	74,375.5			45,600.5
Compressor Blades 6 @ 18	120000				S2				1998	NEW	74,375.5			45,600.5
Hot Gas Casing (Inner Housing)	72000	24000		1	S2			S3	2003	NEW	24,250.0			47,750.0
Turbine Casing			3.1	1	S2				1998	NEW	74,375.5			NOTA1
Compressor Casing			3.1	1	S2				1998	NEW	74,375.5			NOTA1
Turbine Inlet Segments	72000	48000		20	S2			S3	2003	NEW	24,250.0			47,750.0
Vane Carrier	96000		4.1	1	S2			S3	2003	NEW	24,250.0			71,250.0
Compressor Diffuser	96000		3.1	1	S2				1998	NEW	74,375.5			21,600.5
Diffuser Entry Segments	96000	48000		20	S2			S3	2003	NEW	24,250.0			71,750.0
Exhaust Housing			3.1	1	S2				1998	NEW	74,375.5			NOTA1
Exhaust Diffuser			3.1	1	S2				1998	NEW	74,375.5			NOTA1
											GT 12 Total EOH Unbrl 31-Dec-06	74,375.50		

Legend
S: Set group of parts
@: Number that identifies a specific set
R: Refurbished parts

Notes:
1.) See separate rotor lifetime document
2.) Reconditioning as required due to erosion, corrosion and condition of coating
3.) Reconditioning to be performed based on the status of the part
4.) On site repair if required
5.) Vida Extendida por operatividad con aprobación del fabricante
6.) EOH de la Turbina = 84242, estado de la proyección de EOH según Attachment 03B de la minuta de Octubre
NOTA1.) El fabricante aun no ha notificado valores predictibles de vida útil solo indica recondicionar según inspección de especialista en campo

Tabla 3.6: Componentes disponibles en almacén

Thermal Block Parts Rotation Warehouse												
Part Description - Common Name used in Manuals	As recommended on RTC2621377 2004-09-30		Quantity Installed	Note	Set	EOH after first Run	Remanent Life	Remanent life recommended by Abosom	Set	EOH after first Run	Remanent Life	Remanent life recommended by Abosom
	Life EOH	Recond'g EOH										
S1 Blowers	72000	48000	37		\$1-R	43227.6	18772.2	24000	\$2-R	60129.5	21870.5	24000
S1 Synchronizer Coils	72000	48000	7,1		\$4	0	48000	24000	\$5	0	48000	24000
S1 Compressor Inlet	48000	24000	37									
Upper Compressor Inlet	72000	48000	1									
Compressor Strainer	72000	48000	1		\$4	0	72000	72000	\$5	0	72000	72000
Compressor Tilt Carrier	60000	24000	13,8									
Compressor Tilt Carrier	60000	24000	2									
Compressor Inlet/Slide Lites (Lower Compressor Inlet part 1)	72000	24000	7,1		\$1-R	23784.8	45016.2	48000	\$2-R	20547	45403	48000
Compressor Inlet/Slide Lites (Lower Compressor Inlet part 2)	48000	24000	7,1		\$1-R	23784.8	45016.2	24000	\$2-R	20547	21453	24000
OT-Rotor	48000	24000	1,1									
Turbine Vanes Row 1	48000	24000	7,1	42					\$3-R	20443	18257	24000
Turbine Vanes Row 2	48000	24000	7,1	72					\$3-R	20443	18257	24000
Turbine Vanes Row 3	48000	24000	7,1	28					\$3-R	20443	18257	24000
Turbine Vanes Row 4	72000	48000	7,1	28	\$5	0	72000	72000	\$5	0	72000	72000
Turbine Vanes Row 5	72000	48000	7,1	28	\$5	0	72000	72000	\$5	0	72000	72000
Turbine Vanes Row 6	72000	48000	7,1	28	\$5	0	72000	72000	\$5	0	72000	72000
Stator Heat Shield A/B	48000	24000	3,1,7,1	60 each one	\$5	0	48000	48000	\$1-R	52227.6	18772.2	24000
Stator Heat Shield C	72000	24000	3,1	60	\$5	0	72000	72000	\$1-R	52227.6	18772.2	24000
Lower Heat Shield D/E #	72000	24000	3,1	60 each one	\$5	0	72000	72000	\$1-R	52227.6	18772.2	24000
Upper Heat Shield E/F	48000	24000	3,1	60	\$5	0	48000	48000	\$1-R	52227.6	18772.2	24000
Turbine Blades Row 1	48000	24000	7,1	63	\$5	0	48000	48000	\$3-R	20443	18257	24000
Turbine Blades Row 2	48000	24000	7,1	63	\$5	0	48000	48000	\$3-R	20443	18257	24000
Turbine Blades Row 3	48000	24000	7,1	63	\$5	0	48000	48000	\$3-R	20443	18257	24000
Turbine Blades Row 4	48000	24000	7,1	63	\$5	0	48000	48000	\$3-R	20443	18257	24000
Turbine Blades Row 5	72000	48000	7,1	63	\$5	0	72000	72000	\$3-R	20443	18257	24000
Turbine Blades Row 6	72000	48000	7,1	63	\$5	0	72000	72000	\$3-R	20443	18257	24000
Rotor Heat Shield A, B, C, D, E, F, G, H, I, K	72000	48000	3,1,7,1	72 each one	\$5	0	72000	72000	\$1-R	52227.6	18772.2	24000
Rotor Heat Shield J	72000	48000	3,1	72	\$5	0	72000	72000	\$1-R	52227.6	18772.2	24000
Variable Inlet Guide Vanes (MOV)	120000		3,1	36								
Compressor Vane Rows 1 @ 4	120000											
Compressor Vane Rows 5 @ 18	120000											
Compressor Blades 1 @ 5	120000											
Compressor Blades 6 @ 18	120000											
Hot Gas Casing (Inner Housing)	72000	24000	7,1		\$1-R	43227.6	18772.2	24000	\$2-R	60129.5	21870.5	24000
Turbine Casing	72000	24000	7,1									
Compressor Casing	72000	24000	7,1									
Turbine Inlet Segments	72000	48000	3,1									
Vane Carrier	60000	24000	4,1,7,1		\$5	0	72000	72000	\$5	0	72000	72000
Compressor Diaphragm	60000	24000	3,1		\$1-R	43227.6	18772.2	48000	\$2-R	60129.5	48870.5	48000
Compressor 1st Segment	60000	24000	3,1									
Compressor 2nd Segment	60000	24000	3,1									
Exhaust Diaphragm	60000	24000	3,1									

Notes:
 1.) See separate repair manual
 2.) Reconditioning as required due to erosion, corrosion and condition of coating
 3.) Reconditioning to be performed based on the status of the part
 4.) On lot repair if required
 5.) Voz Examinada por especialistas con aprobación del fabricante
 6.) EOH de la Turbina e BAC/2, estado de la proyección de EOH según Acabamiento OIB de la mezcla de Ooble
 7.) Voz Examinada por el fabricante
 8.) Stator Heat Shield (S) EOH after first Run = 0, Remanent Life = 72600, y F EOH after first Run = 63277, Remanent Life = 18772,2

Legend
 S: Set, group of parts
 #: Number that identifies a specific set
 F: Refurbished parts

Tabla 3.7.- Evaluación de componentes:

LISTA DE PARTES - INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO

Componente	Cant.	Inspección a realizar	Resultado de Inspección - Observaciones	Cant. de partes afectad.	Acción / Recomendación	Fecha revisión
Operation characteristics						
Vibrations Bearing N°1		General				
Vibrations Bearing N°2		General				
ITT		General				
TAT		General				
Filters and Compressor						
Filter housing		General				
		Dirt				
Pre - filter		General				
		Wt				
Final - Filter		General				
		Dirt				
Blender Filter housing		General				
Air Inlet duct		General				
Washing nozzles		General				
Air Inlet housing		General				
USGV		General				

LISTA DE PARTES - INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO

Componente	Cant.	Inspección a realizar	Resultado de Inspección - Observaciones	Cant. de partes afectad.	Acción / Recomendación	Fecha revisión
Inner liner (EV)		General				
Shielding cone		Crack				
Compressor diffuser		General				
Entry segment on annular						
Head seal segment		General				
		Other				
Hot gas casing		General				
		Crack				
		Crack - All circumf.				
		Fretting marks belt seal				
		Deformation / Bugging Other				
Flow separator		General				
Turbine Vane Carrier		General				
Inlet segment		General				
GT - Blades, Vanes and Nozzles						
GT - vane 1		General				
GT - vane 2		General				
GT - vane 3		General				
GT - vane 4		General				
GT - vane 5		General				

Tabla 3.7A.- Evaluación de componentes:

LISTA DE PARTES - INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO

Componente	Capt.	Inspección a realizar	Resultado de Inspección - Observaciones	Cant. de partes afectad.	Acción / Recomendación	Fecha revisión
GT - blade 1		General Grain. Insult Up				
GT - blade 2		General Rubbing				
GT - blade 3		General Rubbing				
GT - blade 4		General RUBBING				
GT - blade 5		General				
Rotor heat shield segment-A		General				
Rotor heat shield segment-B		General				
Rotor heat shield segment-C		General				
Rotor heat shield segment-D		General				
Rotor heat shield segment-E		General				
Rotor heat shield segment-F		General				
Rotor heat shield segment-G		General				
Rotor heat shield segment-H		General				
Rotor heat shield segment-I		General				
Rotor heat shield segment-K		General				
Rotor heat shield segment-L		General				
Stator heat shield segment-A		General Other				

LISTA DE PARTES - INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO

Componente	Capt.	Inspección a realizar	Resultado de Inspección - Observaciones	Cant. de partes afectad.	Acción / Recomendación	Fecha revisión
Rotor heat shield segment-A		General				
Rotor heat shield segment-C		General Rubbing				
Stator heat shield segment-D		General Rubbing				
Stator heat shield segment-E		General Rubbing				
Stator heat shield segment-F		General				
Rotor and GT - Bearings						
Bearing N°1		General				
Bearing N°2		General				
Thrust-bearing		General				
Rotor		General				
Casings and Supplementa						
Inlet Casing		General Crack Thermal Insulation				
Compressor		General				
Compressor Casing		General				
Turbine Casing		General				
Hangars / ENCLOSURES / FUS						
Thermal Box		General Insulation tear off				

Tabla 3.8 Lista de tareas detallada y su duración estimada

Parada Mayor GT11 Inspection "C" with minor Generator				
ID	Nombre de tarea	Duration	Start	Finish
1	GT11N1-NM-EV	41.04 days	Fri 09/01/04 11:00 p.m.	Thu 19/02/04 11:59 p.m.
2	Performance test	24 hrs	Fri 09/01/04 11:00 p.m.	Sat 10/01/04 11:00 p.m.
3	Forced cooling	12 hrs	Sat 10/01/04 11:00 p.m.	Sun 11/01/04 11:00 a.m.
4	TURBINE	34.54 days	Sun 11/01/04 03:00 a.m.	Sat 14/02/04 04:00 p.m.
5	Disassembly	18.67 days	Sun 11/01/04 03:00 a.m.	Thu 29/01/04 07:00 p.m.
6	Dismantling Preparations	1.5 days	Sun 11/01/04 03:00 a.m.	Mon 12/01/04 03:00 p.m.
7	Remove electrical wiring	24 hrs	Sun 11/01/04 07:00 a.m.	Mon 12/01/04 07:00 a.m.
8	Remove Insulation	24 hrs	Sun 11/01/04 03:00 a.m.	Mon 12/01/04 03:00 a.m.
9	Platform installation around GT	12 hrs	Mon 12/01/04 03:00 a.m.	Mon 12/01/04 03:00 p.m.
10	Check rotor position	2 hrs	Sun 11/01/04 11:00 a.m.	Sun 11/01/04 01:00 p.m.
11	Remove Air Intake & Sound-proof Structure	1.67 days	Sun 11/01/04 11:00 a.m.	Tue 13/01/04 03:00 a.m.
12	Remove elbow duct	9 hrs	Sun 11/01/04 11:00 a.m.	Sun 11/01/04 08:00 p.m.
13	Remove blow-off diverter & silencer	7 hrs	Sun 11/01/04 11:00 a.m.	Sun 11/01/04 06:00 p.m.
14	Remove piping of blow-off valves	2 hrs	Sun 11/01/04 11:00 a.m.	Sun 11/01/04 01:00 p.m.
15	Remove electrical wiring blow-off valves	1 hr	Sun 11/01/04 11:00 a.m.	Sun 11/01/04 12:00 p.m.
16	Remove blow-off valves	3 hrs	Sun 11/01/04 08:00 p.m.	Sun 11/01/04 09:00 p.m.
17	Remove Combustor enclosure	20 hrs	Mon 12/01/04 07:00 a.m.	Tue 13/01/04 03:00 a.m.
18	Dismantle intake manifold (upper)	6 hrs	Sun 11/01/04 08:00 p.m.	Mon 12/01/04 02:00 a.m.
19	Remove Combustor	1.46 days	Mon 12/01/04 02:00 a.m.	Tue 13/01/04 01:00 p.m.
20	Remove central burner array	6 hrs	Mon 12/01/04 02:00 a.m.	Mon 12/01/04 08:00 p.m.
21	Unbolt Combustor	6 hrs	Tue 13/01/04 03:00 a.m.	Tue 13/01/04 09:00 a.m.
22	Remove Combustor	4 hrs	Tue 13/01/04 09:00 a.m.	Tue 13/01/04 01:00 p.m.
23	Remove Thermal Top Half Housing	16.25 days	Tue 13/01/04 01:00 p.m.	Thu 29/01/04 07:00 p.m.
24	Measure blade tip clearances	2 hrs	Tue 13/01/04 01:00 p.m.	Tue 13/01/04 03:00 p.m.
25	Unbolt flange esh diff. inside	6 hrs	Tue 13/01/04 03:00 p.m.	Tue 13/01/04 09:00 p.m.
26	Unbolt flange esh diff. outside	6 hrs	Tue 13/01/04 09:00 p.m.	Wed 14/01/04 03:00 a.m.
27	Split the VIGV actuating ring	2 hrs	Wed 14/01/04 03:00 a.m.	Wed 14/01/04 05:00 a.m.
28	Unbolt thermal block splitline	6 hrs	Wed 14/01/04 05:00 a.m.	Wed 14/01/04 11:00 a.m.
29	Raise jacking bolts	2 hrs	Wed 14/01/04 11:00 a.m.	Wed 14/01/04 01:00 p.m.
30	Remove outer casing (upper)	6 hrs	Wed 14/01/04 01:00 p.m.	Wed 14/01/04 07:00 p.m.
31	Drilling measurement holes	5 days	Wed 14/01/04 07:00 p.m.	Mon 19/01/04 07:00 p.m.
32	Disassemble blade rows 1 - 18 incl cleaning	5 days	Mon 19/01/04 07:00 p.m.	Sat 24/01/04 07:00 p.m.
33	Assembly new blades row 1 - 17	5 days	Sat 24/01/04 07:00 p.m.	Thu 29/01/04 07:00 p.m.
34	Remove inner thermal block upper part	0.92 days	Wed 14/01/04 07:00 p.m.	Thu 15/01/04 05:00 p.m.
35	Remove HGC (upper)	6 hrs	Wed 14/01/04 07:00 p.m.	Thu 15/01/04 01:00 a.m.
36	Remove vane carrier (upper)	6 hrs	Thu 15/01/04 01:00 a.m.	Thu 15/01/04 07:00 a.m.
37	Remove compressor diffuser (upper)	4 hrs	Thu 15/01/04 07:00 a.m.	Thu 15/01/04 11:00 a.m.
38	Record all readings	6 hrs	Thu 15/01/04 11:00 a.m.	Thu 15/01/04 05:00 p.m.
39	Remove Compressor Bearing upper half	0.29 days	Thu 15/01/04 05:00 p.m.	Fri 16/01/04 12:00 a.m.
40	Remove bearing covers	4 hrs	Thu 15/01/04 05:00 p.m.	Thu 15/01/04 09:00 p.m.
41	Remove bearing upper halves	2 hrs	Thu 15/01/04 09:00 p.m.	Thu 15/01/04 11:00 p.m.
42	Remove thrust bearings	1 hr	Thu 15/01/04 11:00 p.m.	Fri 16/01/04 12:00 a.m.
43	Remove Turbine Bearing upper half	0.25 days	Fri 16/01/04 12:00 a.m.	Fri 16/01/04 06:00 a.m.
44	Remove bearing covers and sealing case	4 hrs	Fri 16/01/04 12:00 a.m.	Fri 16/01/04 04:00 a.m.
45	Remove bearing upper halves	2 hrs	Fri 16/01/04 04:00 a.m.	Fri 16/01/04 06:00 a.m.
46	Remove Rotor	1.42 days	Fri 16/01/04 06:00 a.m.	Sat 17/01/04 04:00 p.m.
47	Remove intermediate shaft cover	4 hrs	Fri 16/01/04 06:00 a.m.	Fri 16/01/04 10:00 a.m.
48	Check coupling run out (A & B)	4 hrs	Fri 16/01/04 10:00 a.m.	Fri 16/01/04 02:00 p.m.
49	Disassemble generator coupling	6 hrs	Fri 16/01/04 02:00 p.m.	Fri 16/01/04 08:00 p.m.
50	Disassemble GT coupling	6 hrs	Fri 16/01/04 08:00 p.m.	Sat 17/01/04 02:00 a.m.
51	Record coupling readings	4 hrs	Sat 17/01/04 02:00 a.m.	Sat 17/01/04 06:00 a.m.
52	Remove intermediate shaft	4 hrs	Sat 17/01/04 06:00 a.m.	Sat 17/01/04 10:00 a.m.
53	Remove rotor	6 hrs	Sat 17/01/04 10:00 a.m.	Sat 17/01/04 04:00 p.m.
54	Remove Compressor Bearing Lower Half	0.08 days	Sat 17/01/04 04:00 p.m.	Sat 17/01/04 06:00 p.m.
55	Remove bearing lower halves	2 hrs	Sat 17/01/04 04:00 p.m.	Sat 17/01/04 06:00 p.m.
56	Remove Turbine Bearing Lower Half	0.08 days	Fri 16/01/04 12:00 a.m.	Fri 16/01/04 02:00 a.m.
57	Remove bearing lower halves	2 hrs	Fri 16/01/04 12:00 a.m.	Fri 16/01/04 02:00 a.m.
58	Remove Inner Thermal Blocks	0.42 days	Fri 16/01/04 02:00 a.m.	Fri 16/01/04 12:00 p.m.
59	Remove compressor diffuser (lower)	4 hrs	Fri 16/01/04 02:00 a.m.	Fri 16/01/04 06:00 a.m.
60	Remove vane carrier (lower)	4 hrs	Fri 16/01/04 06:00 a.m.	Fri 16/01/04 10:00 a.m.
61	Remove HGC (lower)	2 hrs	Fri 16/01/04 10:00 a.m.	Fri 16/01/04 12:00 p.m.
62	Inspection, Maintenance, Repair	23.08 days	Sun 11/01/04 08:00 p.m.	Tue 03/02/04 10:00 p.m.
63	Cleaning Parts	4.17 days	Sun 11/01/04 08:00 p.m.	Fri 16/01/04 12:00 a.m.
64	Bolt Cleaning (Thermal Block and Combustor)	100 hrs	Sun 11/01/04 08:00 p.m.	Fri 16/01/04 12:00 a.m.
65	Bolt dimension measurements	60 hrs	Tue 13/01/04 09:00 a.m.	Thu 15/01/04 09:00 p.m.
66	Thermal Block casing	12 days	Fri 16/01/04 12:00 p.m.	Wed 28/01/04 12:00 p.m.

Tabla 3.8A Lista de tareas detallada y su duración estimada Tareas de 196 al 237

Parada Mayor GT11 Inspection "C" with minor Generator				
ID	Nombre de tarea	Duration	Start	Finish
196	Reassemble & adjust all deflector	4 hrs	Wed 21/01/04 07:00 p.m.	Wed 21/01/04 11:00 p.m.
197	Adjust generator stator if required	12 hrs	Wed 21/01/04 11:00 p.m.	Thu 22/01/04 11:00 a.m.
198	Verify prestress of anchor bolts	10 hrs	Thu 22/01/04 11:00 a.m.	Thu 22/01/04 09:00 p.m.
199	Disassembly generator bearing	0.25 days	Thu 22/01/04 11:00 a.m.	Thu 22/01/04 05:00 p.m.
200	Open the bearing cover and oil deflector top half (NDE & DE)	6 hrs	Thu 22/01/04 11:00 a.m.	Thu 22/01/04 05:00 p.m.
201	Inspection / Maintenance / Repair Bearing	0.83 days	Thu 22/01/04 05:00 p.m.	Fri 23/01/04 01:00 p.m.
204	Assembly generator bearing	0.25 days	Fri 23/01/04 01:00 p.m.	Fri 23/01/04 07:00 p.m.
205	Close the bearing cover and oil deflector top half (NDE & DE)	6 hrs	Fri 23/01/04 01:00 p.m.	Fri 23/01/04 07:00 p.m.
206	Re - assembly exciter	1.5 days	Fri 23/01/04 07:00 p.m.	Sun 25/01/04 07:00 a.m.
207	Set & align exciter stator	16 hrs	Fri 23/01/04 07:00 p.m.	Sat 24/01/04 11:00 a.m.
208	Reassemble & adjust deflectors of exciter stator	8 hrs	Sat 24/01/04 11:00 a.m.	Sat 24/01/04 07:00 p.m.
209	Reassemble & adjust starting device	12 hrs	Sat 24/01/04 07:00 p.m.	Sun 25/01/04 07:00 a.m.
210	Generator ready for commissioning	0 hrs	Sun 25/01/04 07:00 a.m.	Sun 25/01/04 07:00 a.m.
211	GENERAL TASK RELATED TO THE TURBINE	13.17 days	Tue 20/01/04 08:00 a.m.	Mon 02/02/04 12:00 p.m.
212	MAIN TRANSFORMATOR	4 days	Tue 20/01/04 08:00 a.m.	Sat 24/01/04 08:00 a.m.
213	Unloading the oil to containers	1 day	Tue 20/01/04 08:00 a.m.	Wed 21/01/04 08:00 a.m.
214	Transformator refill	1 day	Wed 21/01/04 08:00 a.m.	Thu 22/01/04 08:00 a.m.
215	Thermo-vacuum	1 day	Thu 22/01/04 08:00 a.m.	Fri 23/01/04 08:00 a.m.
216	General electrical tests	1 day	Fri 23/01/04 08:00 a.m.	Sat 24/01/04 08:00 a.m.
217	RELAY PROTECTION TESTS	3 days	Sat 24/01/04 08:00 a.m.	Tue 27/01/04 08:00 a.m.
218	To main transformator	1 day	Sat 24/01/04 08:00 a.m.	Sun 25/01/04 08:00 a.m.
219	To auxiliary transformator	1 day	Sun 25/01/04 08:00 a.m.	Mon 26/01/04 08:00 a.m.
220	To generator breaker	1 day	Mon 26/01/04 08:00 a.m.	Tue 27/01/04 08:00 a.m.
221	REFIGERATION SYSTEM	2.17 days	Sat 31/01/04 08:00 a.m.	Mon 02/02/04 12:00 p.m.
222	Water draining	24 hrs	Sat 31/01/04 08:00 a.m.	Sun 01/02/04 08:00 a.m.
223	Water refill	24 hrs	Sun 01/02/04 08:00 a.m.	Mon 02/02/04 08:00 a.m.
224	Adding preservative products	4 hrs	Mon 02/02/04 08:00 a.m.	Mon 02/02/04 12:00 p.m.
225	Commissioning	16.87 days	Fri 30/01/04 05:10 p.m.	Mon 16/02/04 02:00 p.m.
226	Cold Commissioning	9.08 days	Fri 30/01/04 05:10 p.m.	Sun 08/02/04 07:00 p.m.
227	Cold Commissioning Electrical / I&C	144 hrs	Fri 30/01/04 05:10 p.m.	Thu 05/02/04 05:10 p.m.
228	Alignment	36 hrs	Sat 07/02/04 07:00 a.m.	Sun 08/02/04 07:00 p.m.
229	Hot Commissioning	1.92 days	Sat 14/02/04 04:00 p.m.	Mon 16/02/04 02:00 p.m.
230	Motoroil & Ignition Test	4 hrs	Sat 14/02/04 04:00 p.m.	Sat 14/02/04 08:00 p.m.
231	Reinstale Systems & preparation for ignition	2 hrs	Sat 14/02/04 08:00 p.m.	Sat 14/02/04 10:00 p.m.
232	1st. Ignition	4 hrs	Sat 14/02/04 10:00 p.m.	Sun 15/02/04 02:00 a.m.
233	Hot Commissioning & verification	12 hrs	Sun 15/02/04 02:00 a.m.	Sun 15/02/04 02:00 p.m.
234	Balancing	24 hrs	Sun 15/02/04 02:00 p.m.	Mon 16/02/04 02:00 p.m.
235	Work by PIC Completed	0 days	Mon 16/02/04 02:00 p.m.	Mon 16/02/04 02:00 p.m.
236	Performance test	3.99 days	Mon 16/02/04 12:13 a.m.	Thu 19/02/04 11:59 p.m.
237	C- Inspection Completed	0 days	Thu 19/02/04 11:59 p.m.	Thu 19/02/04 11:59 p.m.

Figura 3.15

	INSTRUCCIÓN DE MANTENIMIENTO: DESMONTAJE DE QUEMADOR CENTRAL	Nro. I-MN-HQP-01
		Rev.00
		Fecha: 30-09-2003

OBJETIVO:

Establecer una instructiva para el desmontaje del quemador central

RESPONSABILIDAD:

Departamento de Mantenimiento

CONDICIONES PREVIAS

Sistemas de CO₂ bloqueados

Sistema Eléctrico fuera de servicio

Máquina completamente parada (0 RPM)

PERSONAL

1 Superv. Mecánico

3 Mecánicos

PREPARATIVOS**Herramientas Necesarias**

1 LLAVE MIXTA DE 50mm.	1 EXTENSION DE PALANCA LARGA ENCASTRE DE 1/2"
1 LLAVE MIXTA DE 27mm.	1 DADO SOCKET DE 17mm. ENCASTRE DE 1/2"
1 LLAVE MIXTA DE 24 mm.	1 DADO HEXAGONAL DE 35mm. CON ADAPTADOR
1 LLAVE MIXTA DE 17mm.	2 DESARMAJORES PLANOS GRANDES
1 ALICATE MECANICO	1 ALICATE PICO DE LORO
1 LLAVE FRANCESA DE 375mm	1 TORQUIMETRO DE 30 a 250 lbs
1 LLAVE FRANCESA DE 200mm.	2 ESCOBILLAS DE ACERO
1 EXTENSION DE PALANCA CORTA ENCASTRE DE 3/4"	1 TRANSFORMADOR DE TENSION DE 220V a 36VDC
1 EXTENSION DE PALANCA LARGA ENCASTRE DE 3/4"	3 LAMPARAS CON EXTENSION DE LUZ (con foco de 30V)
1 PALANCA DE FUERZA ENCASTRE DE 3/4"	2 AMOLADORAS CIRCULARES DE 4"
1 PALANCA RACHET ENCASTRE DE 3/4"	1 ESMERIL DE BANCO (con escobilla en un extremo)
1 CAJA DE DADOS SET DE 13 PIEZAS ENCASTRE DE 1/2"	1 NIVEL
1 MARTILLO DE BOLA	2 LAMPARAS CON EXTENSION DE LUZ (fluorescentes chicos)
1 MARTILLO DE GOMA	1 ASPIRADORA
1 EXTENSION DE PALANCA CORTA ENCASTRE DE 1/2"	

Herramientas especiales

3 ESTROBOS CHICOS	3 MANTAS (para separar entrada 1ra. Etapa de cables)
6 GRILLETES DE 5/8" 41/2 Tn.	1 PLATAFORMA ARTICULABLE (araña)
1 TECLA DE 11/2 Tn. con cadena larga)	1 TAPA DE DOS HOJAS (para colocar sobre araña)
1 ESTROBO de 3/8" x 2 mts.	2 TABLAS PARA COLOCAR EL QUEMADOR
2 CANGAMOS DE 3/8"	1 ESCAFRA DE SORGA
1 ESTROBO CHICO	2 SCOS DE NYLON 3/8"
2 GRILLETES DE 11/2" 17Tn.	1 ESTRUCTURA TIPC C (para levantar el quemador)
2 GRILLETES DE 3/0" 1Tn.	1 TROLLER

Figura 3.15 A

	INSTRUCCIÓN DE MANTENIMIENTO: DESMONTAJE DE QUEMADOR CENTRAL	Nro. I-MN-HGP-01
		Rev.00
		Fecha: 30-09-2003

PROCEDIMIENTO

ADVERTENCIA: El uso del Casco es obligatorio en todas las áreas de trabajo.

Proceso	Identificación de riesgos	Recomendación
Desconectar cable ignitors	Riesgo eléctrico	Bloqueo de ignitores desde tablero de alimentación
Desmontaje de tuberías de gas de ignición	Maniobras con herramientas	Uso de Lentes y guantes de seguridad
Desmontaje de bridas de quemador central, cuidar de no malograr los gaskets. (Cubrir los agujeros para evitar la entrada de objetos extraños)	Maniobras con herramientas	Uso de Lentes y guantes de seguridad
Desmontar tubería quemador MBM31AV026 (Cubrir los agujeros para evitar la entrada de objetos extraños)	Maniobras con herramientas	Uso de Lentes y guantes de seguridad
Desmontar Aislamiento protector superior	Maniobras con herramientas	Uso de Lentes y guantes de seguridad
Aplicar aflojatodo a las uniones enpemadas		
Desajustar 60 pernos de la junta del quemador central	Maniobras con herramientas	Uso de Lentes y guantes de seguridad
Alinear la herramienta de levante con la grua. Recuerde usar la herramienta especial C para izaje	Maniobras de izaje	Uso de Lentes y guantes de seguridad Uso de accesorios para maniobra aprobados y revisados.
Izar el quemador con el tacle cuidadosamente (recuerde que el quemador encaja perfectamente en dos niveles en el shielding cone y en la boca de entrada de la carcasa de la cámara de combustion.		Uso de Lentes y guantes de seguridad Uso de accesorios para maniobra aprobados y revisados.
Ubicar el quemador en la parte SO de la plataforma. Asegurarlo a la escalera.		
Ubicar escalera telescopica para acceso a cámara de combustion	Espacio confinado	Prueba de gases necesaria
Conectar Lumnarias para inspección de cámara de combustion	Espacio confinado Riesgo eléctrico	Prueba de gases necesaria. Use baja tensión para la iluminación.
Cubrir la entrada a Turbina para evitar entrada de ojetos extraños.		



CAPITULO 4: RESULTADOS DEL PLANEAMIENTO APLICADO

4.1 Calidad de Trabajo

La calidad del trabajo involucra garantizar varios aspectos a definir:

- Potencia recuperada y/o aumentada, esto redundará en los ingresos de la empresa en forma de pago por potencia firme y por generación.

- Las piezas instaladas deberán operar hasta la siguiente inspección mayor sin ningún percance ni defecto por lo que el control de calidad en la instalación de la misma es muy importante. Las piezas nuevas mas aun deberán ser removidas en una siguiente inspección y recuperadas en fabrica por única vez para que puedan operar nuevamente.

- Además de los componentes térmicos, un tema importante es la instrumentación de protección y control, durante los trabajos realizados a lo largo de varios años estas labores han sido perfeccionados por el equipo de instrumentación y control, calibración de equipos, mantenimiento de los

computadores de control, son tareas que le brindan a la performance de la turbina una confiabilidad muy alta para sus operaciones. Las unidades de la Central Térmica Aguaytia han pasado por varias inspecciones mayores, han estado bajo mi supervisión 4 mantenimientos mayores de ellas, dos para cada unidad. Las piezas están rotando de acuerdo a lo programado y la confiabilidad de la máquina se demuestra con la performance después del mantenimiento. El anexo 1 muestra la prueba de Potencia Efectiva y Rendimiento realizada después del mantenimiento mayor. El anexo 2 muestra tablas de historial de mantenimientos mostrando como ha ido evolucionando y mejorando el planeamiento planteado en este informe.

4.2 Tiempo de ejecución.

Al evaluar el resultado del planeamiento se evalúa el tiempo de ejecución debido a los costos involucrados y a las disponibilidades de servicios y personas, cuando las demoras ocurren los costos suelen duplicarse.

Los cronogramas controlados con línea base son los usados para obtener los resultados de porcentaje de avance, retraso o adelanto de la obra. Al cumplir o mejorar los tiempos de ejecución se podrá determinar posibles mejoras en el siguiente arranque, es decir por ejemplo planificar compra de una herramienta adicional para mejorar los tiempos, etc.

El resultado de la ejecución se muestra en el anexo 5

CAPITULO 5: ESTRUCTURA DE COSTOS

5.1 Costos Totales de una parada.-

Los costos de una parada de planta desde el punto de vista de empresa involucran los siguientes conceptos:

5.1.1 Costo de Mantenimiento Mayor.-

El cual es parte del presente informe es el costo que involucra las actividades propias del evento, es decir, materiales, mano de obra, servicios de terceros, alquiler de equipamiento, contingencias

5.1.2 Costo de Pérdida de producción.-

Estos costos involucran los costos dejados de obtener por la pérdida de generación de energía eléctrica al sistema, en este caso las pérdidas son calculadas en el periodo de días que dure la Mantenimiento Mayor en Energía.

5.1.3 Costos varios.-

Estos costos engloban los costos de financiamiento, administrativos que se manejan en paralelo a la Mantenimiento Mayor.



Figura 5.1. Costos totales para un Mantenimiento Mayor

5.2 Costo de la Mantenimiento Mayor

El alcance de mi gestión es trabajar sobre el Costo de la Mantenimiento Mayor debido a que la propietaria de la empresa se encarga del manejo externo, es decir financiamiento, logística, etc.

Para las Paradas Mayores específicamente, la estructura de costos que se maneja durante este tipo de paradas involucra 3 conceptos básicos y se definen de la siguiente manera:

5.2.1 Mano de Obra

5.2.1.1 Mano de Obra extranjera (Labor expenses):

- Gastos por hora hombre y tarifario internacional de acuerdo a la especialidad del profesional
- Gastos viáticos de extranjeros(expenses), cuando se usa este personal los gastos de hospedaje, transporte viajes y comida se incluyen en este rubro.

5.2.1.2 Mano de Obra Nacional (Labor expenses):

- Gastos por día hombre considerando jornales de 12 horas en turnos día y noche
- Gastos viáticos de Nacional (expenses), al ser la planta alejada de centros poblados, se cubren los gastos de hospedaje y comida

5.2.2 Materiales

5.2.2.1 Repuestos,

- Repuestos térmicos, son los repuestos principales de mantenimiento y forman parte de los componentes de la turbina.
- Repuestos no térmicos.- son accesorios, como instrumentos, válvulas tuberías, motores bombas, que de ser planificadas se consumen

5.2.2.2 Consumibles,

Estos consumibles son los gases, lubricantes y grasas, ferretería eléctrica y mecánica, limpieza industrial, abrasivos, químicos.

5.2.3 Servicios tercerizados,

Son servicios especializados según la necesidad de nuestra Mantenimiento Mayor, servicios de ensayos no destructivos, pruebas en equipamientos eléctricos,

Figura 5.2 Costos de Mantenimiento Mayor Mano de Obra

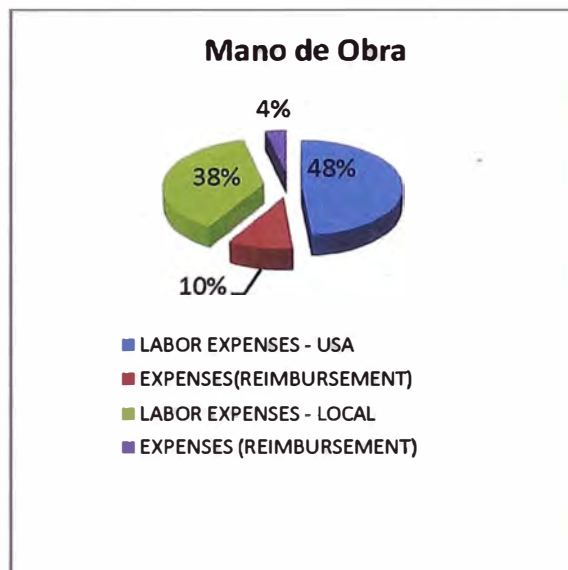


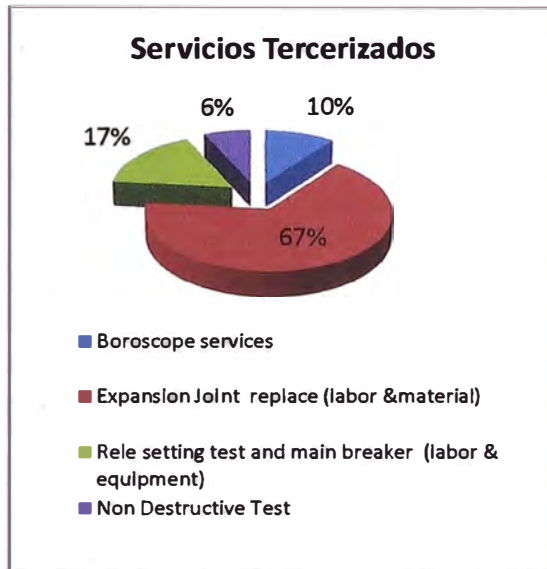
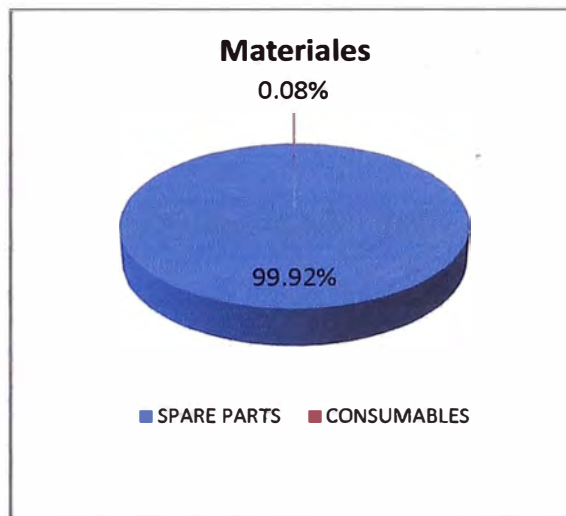
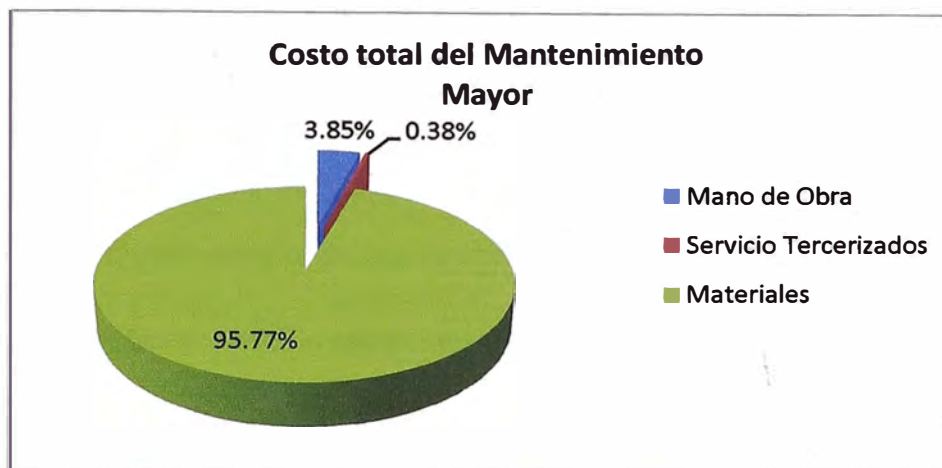
Figura 5.3 Costos de Mantenimiento Servicios Terceros**Figura 5.4 Costos de Mantenimiento Materiales**

Figura 5.5 Costos de Mantenimiento Mayor Costo Total

Los datos mostrados en las **figuras 5.2, 5.3, 5.4, 5.5** muestran valores porcentuales aproximados a los valores reales de este tipo de inversión, así tenemos que los costos por materiales equivales a más del 90% del mantenimiento, por lo que es muy importante llevar el control y cuidado de estos materiales a usarse.

Las **figuras 5.2, 5.3, 5.4** también nos muestra gráficos para los costos parciales la cual muestra que dentro los costos de Mano de Obra, la mano de obra especializada es la más cara.

A continuación se muestra, en la **tabla 5.1**, un cuadro de costos típico para este tipo de mantenimiento mayor y aunque fuera increíble podemos gastar 8 millones de dólares en 45 días, de ahí la importancia y atención a este tipo de Mantenimientos.

Tabla 5.1 Cuadro de Costo Total - USA \$

Mano de Obra	LABOR EXPENSES – USA	\$ 171,168.00
	EXPENSES(REIMBURSEMENT)	\$ 47,784.00
	LABOR EXPENSES - LOCAL	\$ 114,384.00
	EXPENSES (REIMBURSEMENT)	\$ 7,204.00
Servicios Tercerizados	Thermovacuum main transformer	\$ 7,000.00
	Expansion Joint replace (labor & material)	\$ 12,000.00
	Rele setting test (labor & equipment)	\$ 5,000.00
	Painting (labor & material)	\$ 11,500.00
Materiales	SPARE PARTS	\$ 6,655,592.95
	CONSUMABLES	\$ 5,747.84
TOTAL COST		\$ 7,037,380.79

CONCLUSIONES

1. El planeamiento de Paradas Mayores en Turbinas a Gas introduce metodologías actuales que ayudan a mejorar los resultados de la misma.
2. El planeamiento adecuado de las actividades permite terminar el Mantenimiento Mayor en tiempo e incluso se puede forzar que termine antes de la fecha prevista, no obstante los imprevistos como las condiciones climáticas adversas están incluidas en el porcentaje de error del cálculo de los tiempos de las actividades.
3. Con el planeamiento se ha conseguido exitosamente todos los objetivos del Mantenimiento Mayor, en calidad técnica, en costo económico, en tiempo y con el cuidado de la seguridad y medio ambiente.
4. El usos de procedimientos e instructivos definen riesgos y dificultades mucho antes de la ejecución.
5. El seguimiento de la operación antes y después de una parada de planta beneficia mucho la definición del alcance de la Parada.
6. Las turbinas son ensambladas cumpliendo todos los protocolos del fabricante y fueron implementados todos los boletines de servicio publicados a la fecha para la flota GT11 NM XL/XP.

BIBLIOGRAFIA

- Articulo: Proceso de paradas de plantas en la industria petrolera venezolana
- Turnaround shutdown and outage Management de Tom Lenahan

PLANOS

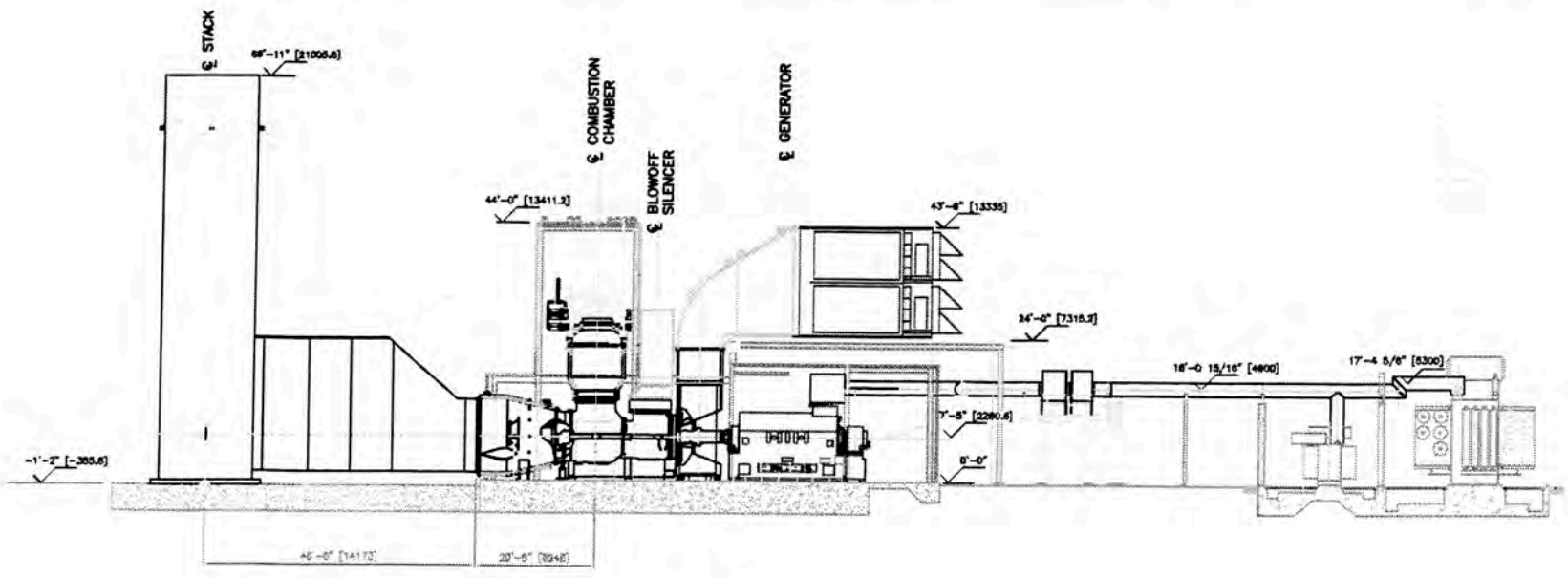
1. Planos de disposición de equipamientos de la CTA Aguaytia.
2. Planos diagramas de proceso.

ANEXOS

1. Informe de Potencia efectiva
2. Cuadro de historial de Mantenimientos ejecutados
3. Lista de protocolos para control de calidad del trabajo realizado
4. Reporte ejecutivo de una Mantenimiento Mayor del 2004
5. Cronograma de una Mantenimiento Mayor del 2004

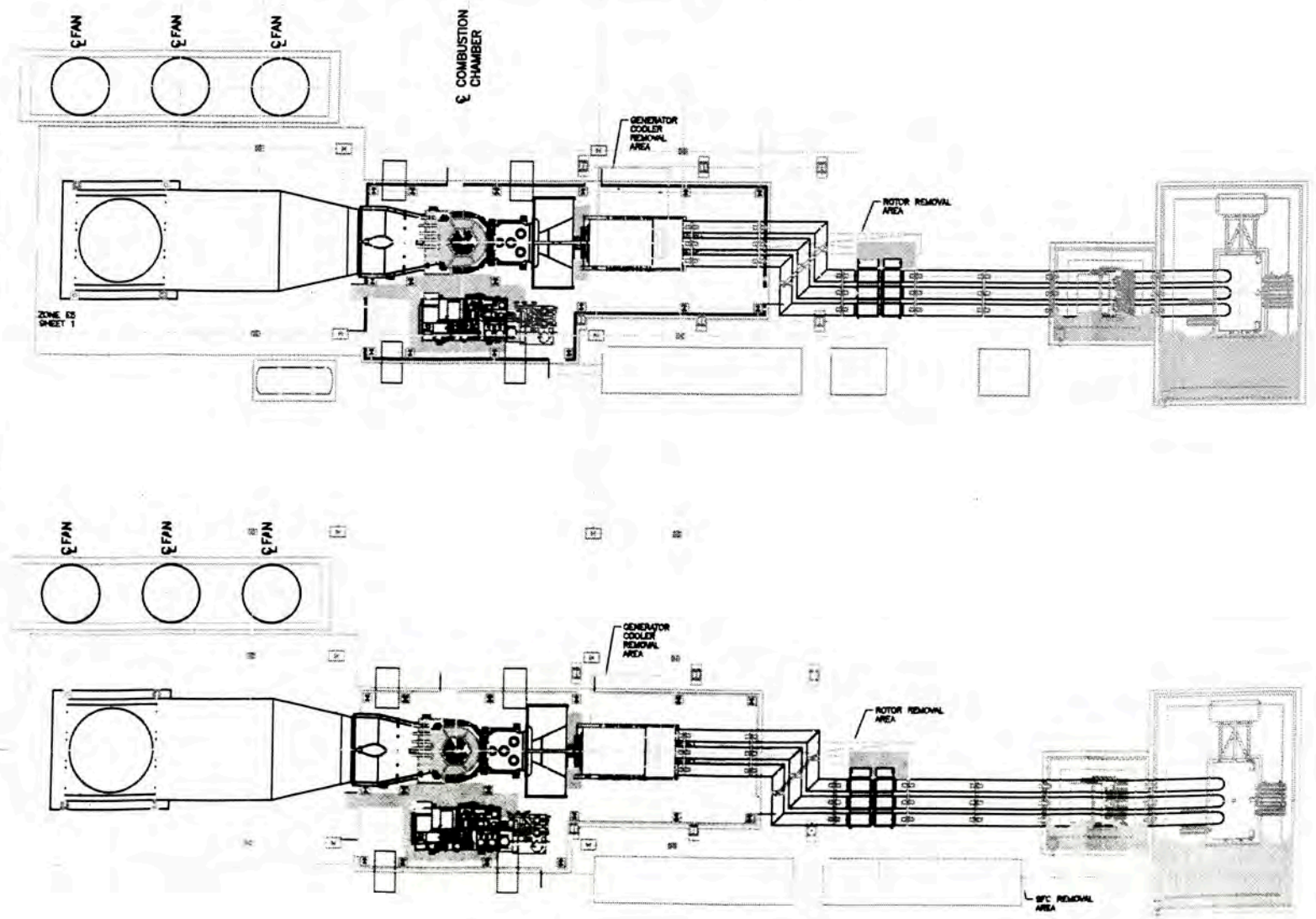
PLANO No 1

PLANOS DE DISPOSICION DE EQUIPAMIENTO DE LA CTA



SECTION A-A
ZONE 06
SHEET 1

15'-4 3/4" [4692] 23'-7 1/2" [7203] 26'-0" [7926] 10'-4 3/4" [3092]



PLAN VIEW

ABBOT/ONE/ELLE/PAUL/BRIDGEMAN/PAUL FOR CUSTOMER USE				
(CHECK) (G.A.S. COORDINATE, § OF SHAFT & § COMBUSTOR) ¹⁾				
ITEM	DESCRIPTION	DRAWING NO	X	Y
1	STACK	46500K	67'-0" [20431.6]	0'-0" [-2921]
2	FIN FAN COOLER	AB4 8616 TO 33P	-38'-3 5/8" [-10886.7]	30'-0 1/4" [9150]
3	POWER & CONTROL MODULE A-A	1AUE300419	27'-8" [8452.8]	-20'-3" [-6172.2]
4	STARTING MODULE C-C	1AUE300419	72'-4" [22047.2]	-20'-3" [-6172.2]
5	BATTERY MODULE B-B	1AUE300419	72'-4" [22047.2]	-20'-3" [-6172.2]
6	GENERATOR BREAKER	HAG001056	77'-0" [23469.6]	-8'-4 1/2" [-2497.5]
7	GENERATOR BUS DUCT	1AUG00168	-	-
8	AIR INTAKE FILTER	7-20302-0X-2	-	-
9	ADJUVANT/STARTING TRANSFORMER	WTH202401	127'-2 5/16" [38786.3]	-8'-4 1/2" [-2497.5]
10	MAIN TRANSFORMER (OIL)	MPL8318	152'-2 5/16" [46386.3]	-8'-4 1/2" [-2497.5]
11	ACOUSTICAL ENCLOSURE	1AUE000542	-17'-8" [-5334]	10'-0" [3048]
12	INLET SILENCER	0A-0861	-	-
13	EXHAUST FULL-OUT SPACE	-	-	-
14	CO2 FIRE PROTECTION TANK	CHEMETRON H-75	-25'-11" [-7896.4]	-20'-3" [-6172.2]
15	LV SWITCHGEAR	4255200	100'-7" [30687.6]	-20'-3" [-6172.2]
16	BLOW-OFF SILENCER	0A-58368	-	-

-TOC TURBINE FOUNDATION = 0'-0"
-E TURBINE SHAFT = +7'-0" [2190.6]

- 1) ALL EQUIPMENT INTERFACES/ANCHORS ARE REFERRED TO THE CENTERLINE OF THE TURBINE SHAFT. ALL OTHER ELEVATIONS SHOWN ARE REFERENCED TO THE TOP OF CONCRETE OF THE OT FOUNDATION
- 2) T-LINE TERMINAL STRUCTURE - HOLD
- 3) CRANE STRUCTURE AND FOUNDATION
- 4) PER ABB PQ AND VENDOR SUPPLIED LOCATION
- 5) TRANSFORMER OIL CONTAINMENT


 AGUAYTIA ENERGY S.R. LTDA AGUAYTIA POWER PLANT	
ABB 14000000 111M - AGUAYTIA GENERAL ARRANGEMENT	10/11/07 AD 01
ABB	2 1

ABB LIMITS OF SUPPLY - DESIGN DATA				PROCESS REQUIREMENTS				COORDINATES			REMARKS		
NO. CONN. CODE #	SERVICE	TYPE SIZE	MATERIAL	FITTING	SPECIFICATION	PRESSURE MIN./OPER./MAX.	TEMPERATURE MIN./OPER./MAX.	FLOW @ STANDARD CONDITIONS		X @		Y @	Z @
								MIN	MAX				
A MBP33/01	TURBINE DRAIN	PIPE 1" SCH40	STAINLESS STEEL 316 TP304L	NPT	N/A	-71.3/PSIG	-71.3/ -	0 GPM	VARIABLE	N/A	N/A	N/A	FLOOR DRAIN (SEE AUXILIARIES FOUNDATION DRAWING)
B MBP10/01	COOLING WATER SUPPLY	PIPE 8" SCH40	CARBON STEEL A106	FLANGE	ANSI B16.5 CL150	-110/PSIG	-71.3/ -	800 GPM	800 GPM	-233.89 [-59.36]	-107.87 [-27.40]	-84.00 [-21.34]	
C MBP10/02	COOLING WATER RETURN	PIPE 8" SCH40	CARBON STEEL A106	FLANGE	ANSI B16.5 CL150	-70/PSIG	-71.3/ -	800 GPM	800 GPM	-233.89 [-59.36]	-107.87 [-27.40]	-85.00 [-21.34]	DRAIN LINE TO OPER. SIGHT DRAIN (SEE ANY FOUNDATION DRAWING)
D MBP33/01	CONDENSATE	TUBE 1/2" OD	STAINLESS STEEL 316 TP304	ORANGELOK UNION	N/A	AMBIENT	-	-	-	N/A	N/A	N/A	
E MBP31/01	FUEL GAS SUPPLY	PIPE 8" SCH40	STAINLESS STEEL 316 TP304L	FLANGE	ANSI B16.5 CL300	400/PSIG	36/ -748 ABOVE DEWPOINT	4000 SCFM	15,500 SCFM	-233.89 [-59.36]	-118.00 [-30.23]	-88.00 [-22.36]	LOCATED IN FUEL GAS SUPPLY PIPING
F MBP33/01	FUEL GAS VENT	TUBE 1" OD	STAINLESS STEEL 316 TP304L	ORANGELOK UNION	N/A	-71/PSIG	-	-	-	-	-	-	

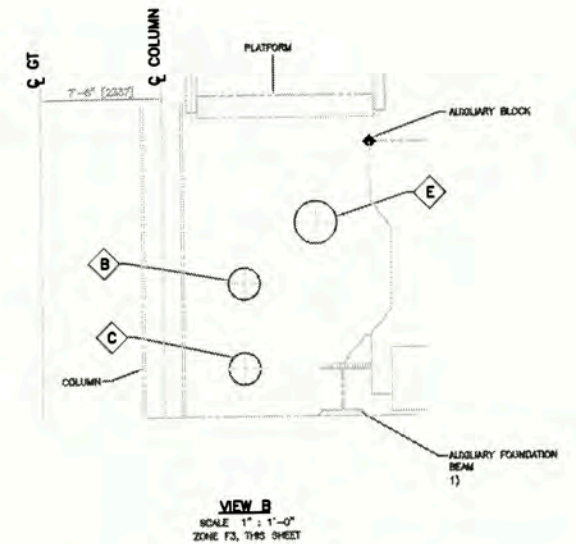
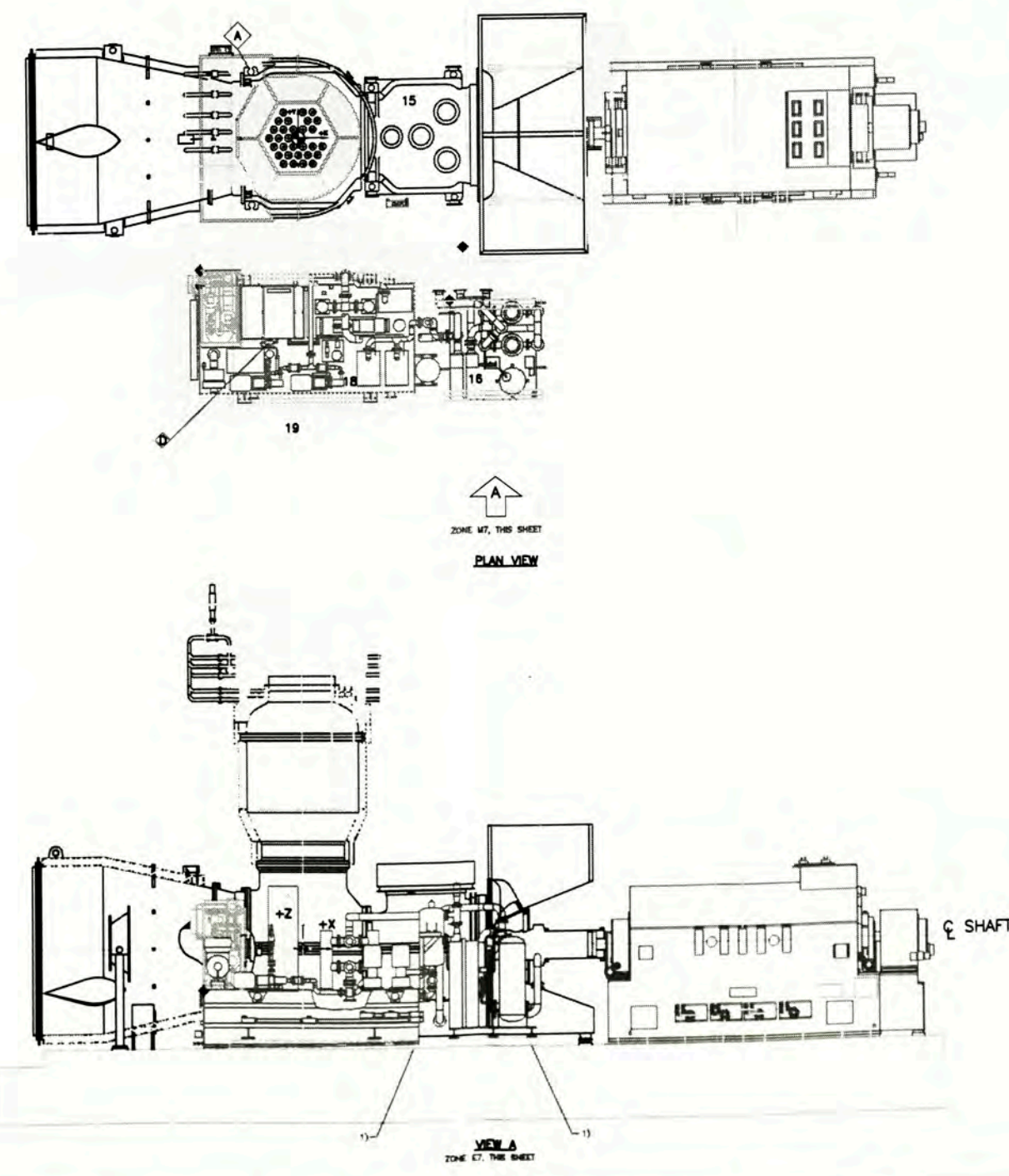
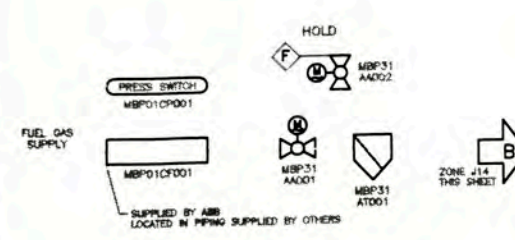
LEGEND (0,0,0 COORDINATE @ @ OF GT SHAFT AND @ OF COMBUSTOR)

ITEM	DRAWING	DRAWING NUMBER	REV	X @	Y @	Z @
15	11NM GAS TURBINE	1AUG000451	-	0"	0"	0"
16	COOLING WATER BLOCK	1AUG100106	C	131.78" [3346]	-148.44" [-3770]	-79.84" [-2030]
17	GAS CONTROL BLOCK	1AUG100706	-	MOUNTED ON AUXILIARY BLOCK PER DRAWING 1AUG100718		
18	AUXILIARY BLOCK	1AUG100880	-	-81.32" [-2062]	-131.87" [-3350]	-37.38" [-950]
19	PLATFORMS & LADDERS	1AUG100045	B	157.08" [3980]	-100.36" [-2550]	-28.50" [-728]
20	HYDRAULIC CONTROL BLOCK	1AUG100726	-	MOUNTED ON AUXILIARY BLOCK PER DRAWING 1AUG100718		

FOR ABB PROCUREMENT USE ONLY

ASSEMBLY LEGEND

ITEM	DRAWING	DRAWING NUMBER	REV
18	COOLING WATER BLOCK	1AUG100726	A
17	GAS CONTROL BLOCK	1AUG100706	-
18	AUXILIARY BLOCK	1AUG100711	A
19	PLATFORMS AND LADDERS	1AUG100346	-
20	HYDRAULIC CONTROL BLOCK	1AUG100726	A



- NOTES:
- 1) AUXILIARY BLOCK AND COOLING WATER BLOCK FOUNDATION BEAMS ARE TO BE SUPPLIED BY CIVIL CONTRACTOR
 - 2) DIMENSIONS SHOWN ARE IN INCHES DIMENSIONS IN BRACKETS ARE IN MILLIMETERS
 - 3) @ DENOTES CONNECTION NUMBERS REFERENCED IN ABB LIMITS OF SUPPLY LEGEND

AGUAYTIA ENERGY S.R. LTDA
AGUAYTIA POWER PLANT

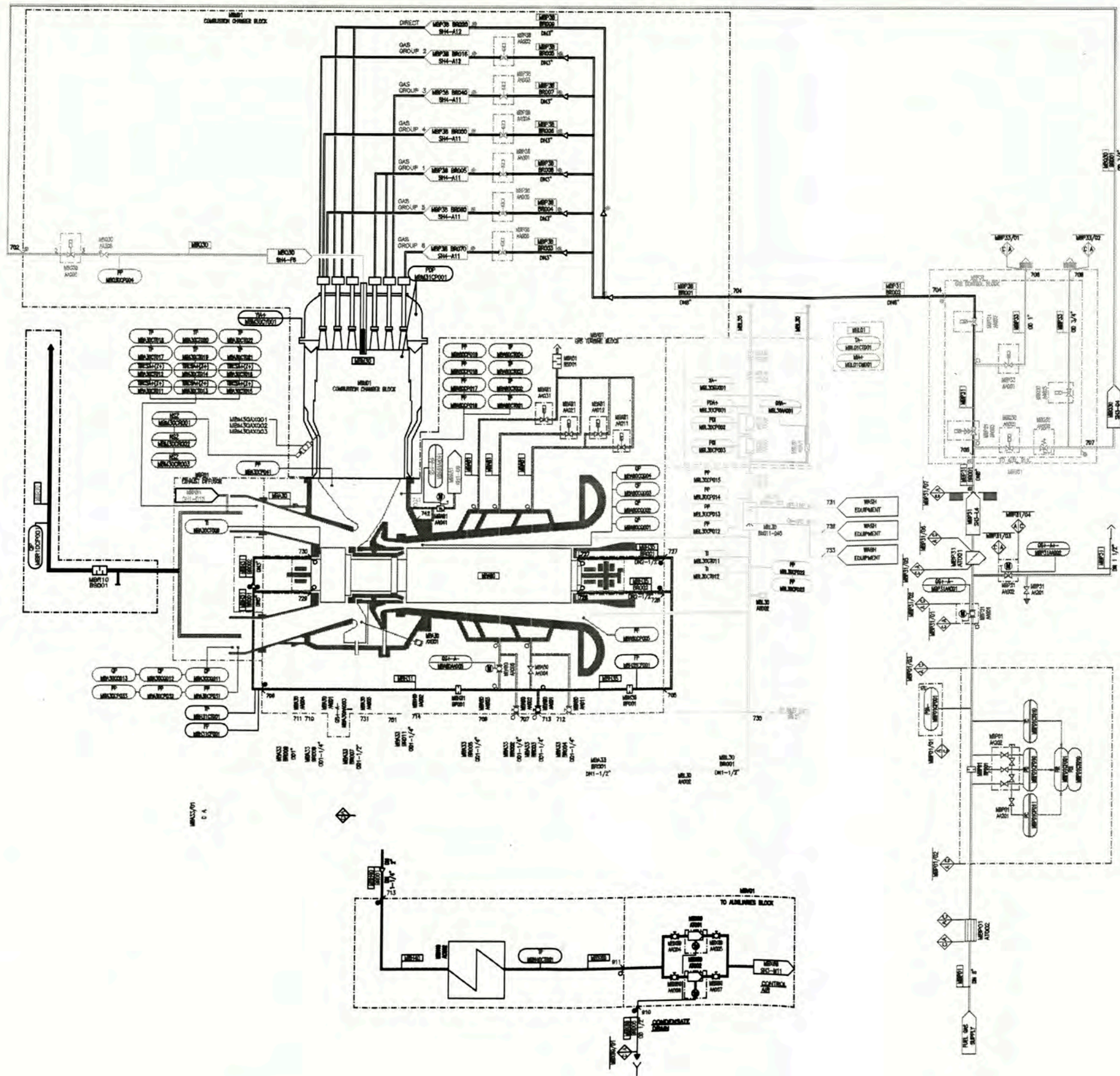
ABB POWER GENERATION

11NM - AGUAYTIA GENERAL ARRANGEMENT

1AUG000184

PLANO No 2

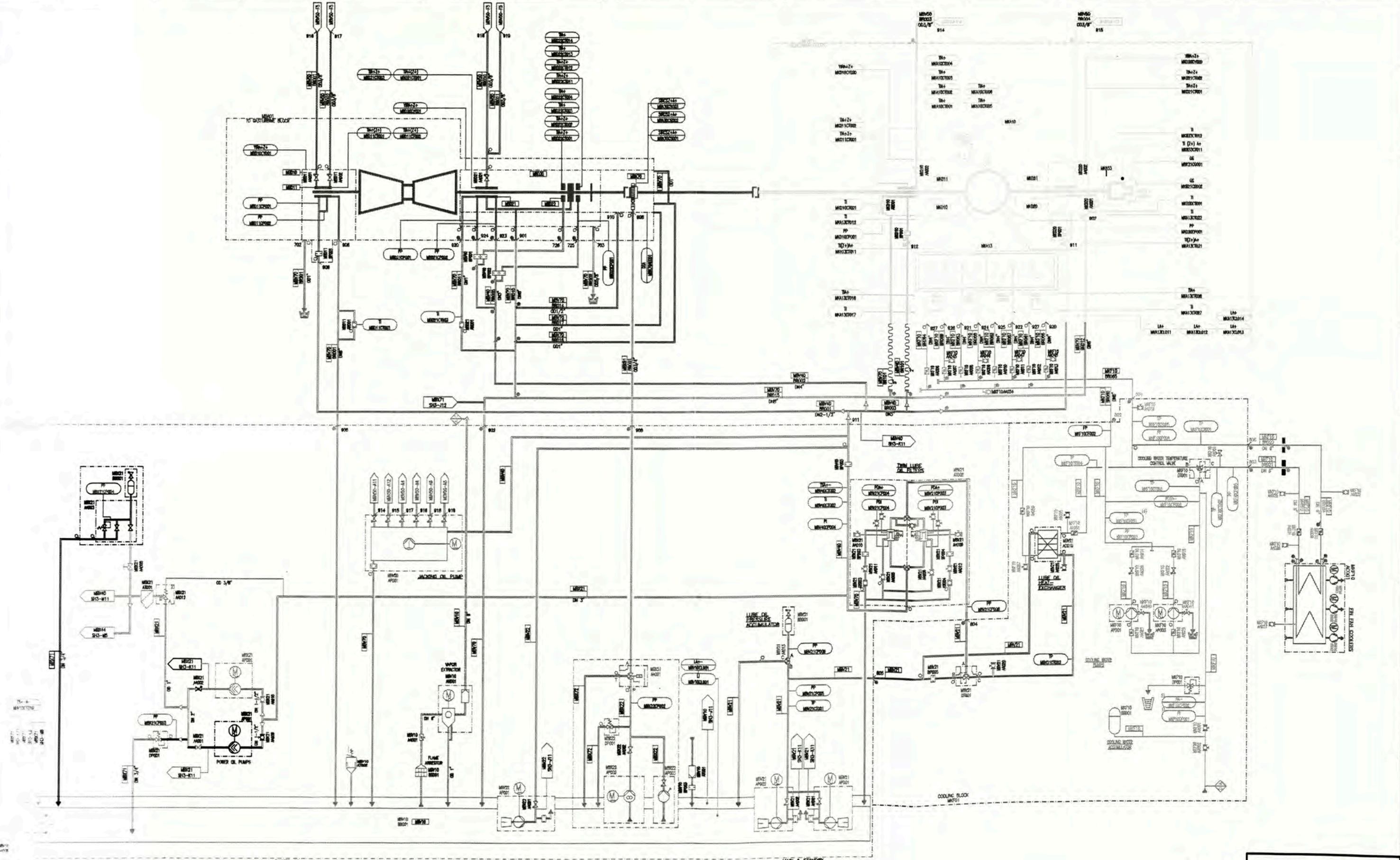
PLANOS DIAGRAMA DE PROCESO



LIMITS OF SUPPLY:

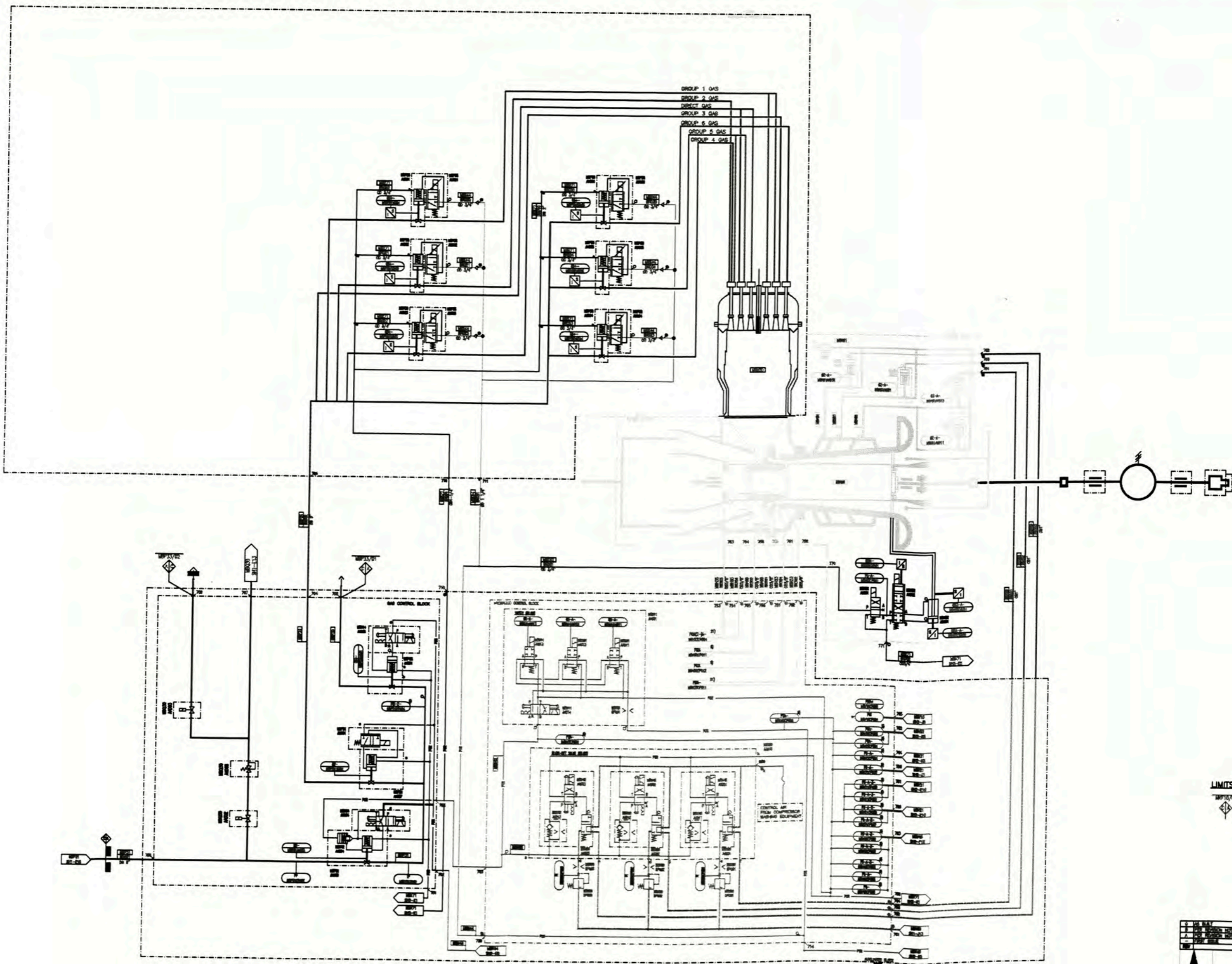
- INTERF. POINT = EDGE OF THE INTERFACE POINT
- A = ABS PIPE
- C = BY OTHERS

		AGUAYTIA ENERGY S.R. LTDA AGUAYTIA POWER PLANT	
11NM - 11 11NM - 11 11NM - 11	11NM - 11 11NM - 11 11NM - 11	11NM - 11 11NM - 11 11NM - 11	11NM - 11 11NM - 11 11NM - 11
ABS POWER GENERATION		11NM - AGUAYTIA GENERAL FLOW DIAGRAM TURBINE AND FLOW SUPPLY	
1AUG000185		1	



MB06/01 = CODE OF THE INTERFACE POINT
 A = ABB P&E
 C = BY OTHERS

AGUYTIA ENERGY S.R. LTDA AGUYTIA POWER PLANT	
ABB	
11NM - AGUYTIA GENERAL FLOW DIAGRAM TURBINE AND FLOW SUPPLY	11 10
ABB	2



LIMITS OF SUPPLY:
 ◆ = CODE OF THE INTERFACE POINT
 A = ABB PDE
 C = BY OTHERS

NO.	DESCRIPTION	DATE	BY	CHECKED
1	ISSUED FOR CONSTRUCTION	11/01/2011
2	REVISION
3
4
5
6
7
8
9
10

AGUAYTIA ENERGY S.R. LTDA
AGUAYTIA POWER PLANT

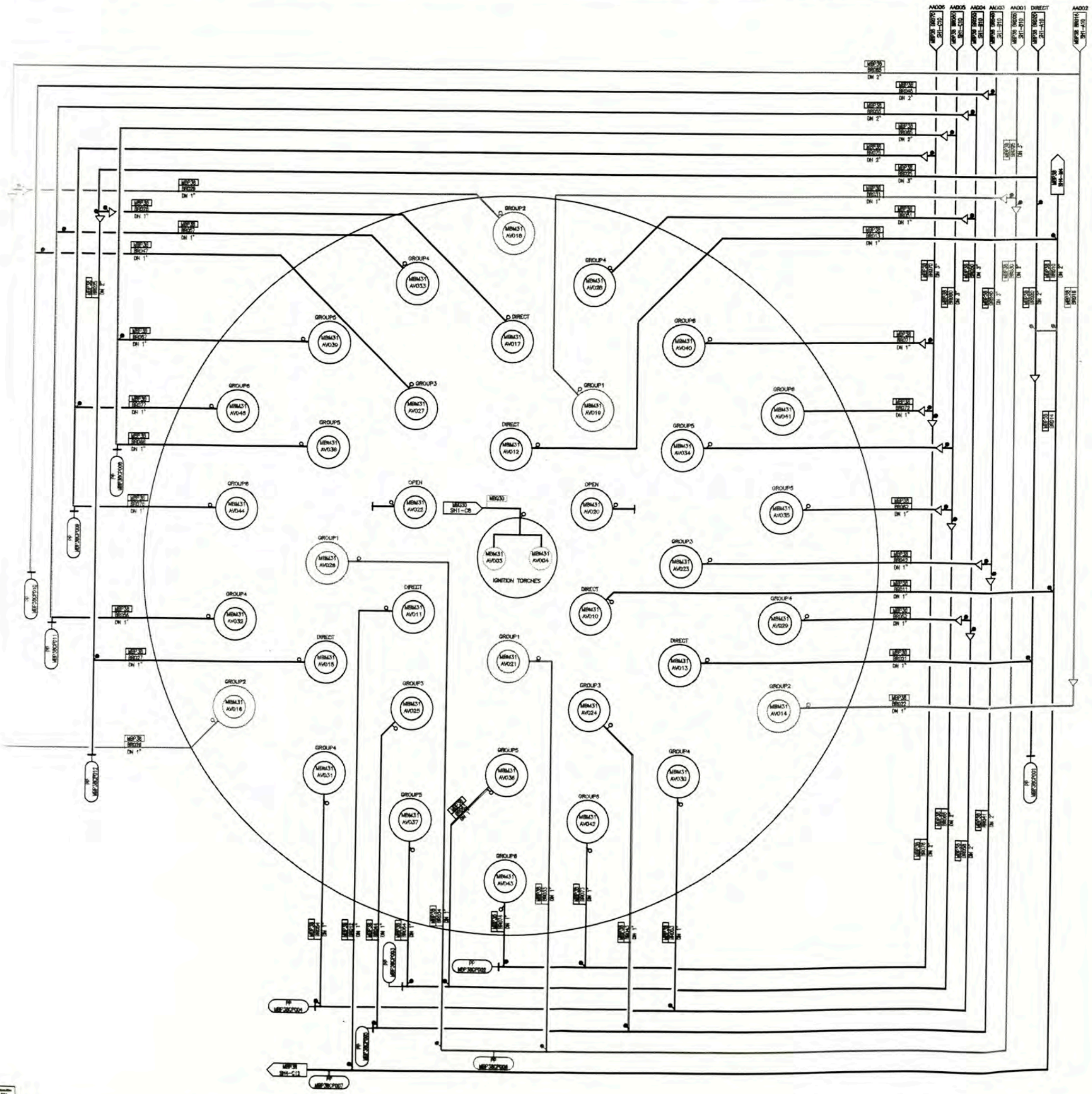
ABB

NO.	DESCRIPTION	DATE	BY	CHECKED
1	ISSUED FOR CONSTRUCTION	11/01/2011
2	REVISION
3
4
5
6
7
8
9
10

ABB POWER GENERATION

111M - AGUAYTIA
 GENERAL FLOW DIAGRAM
 TURBINE AND FLOW SUPPLY

1AUG000185



AGUAYTIA ENERGY S.R. LTDA AGUAYTIA POWER PLANT	
ABB <small>ABB Power Generation</small>	<small>111M - AGUAYTIA GENERAL FLOW DIAGRAM TURBINE AND FLOW SUPPLY</small>
ABB POWER GENERATION	1AUG000185

1. MEDIA, PIPING, PIPING PARTS

1.01	STEAM	2.12
1.02	WATER MAIN PIPING/MAIN MEDIUM	
1.03	WATER AUX. PIPING	
1.04	UNTREATED WATER	2.13
1.05	SLUDGE WATER, WASTE WATER	
1.06	DIRTY WATER	2.14
1.07	SOLUTIONS, CHEMICALS	
1.08	OIL	2.15
1.09	AIR	
1.10	COMBUSTIBLE GASES	2.16
1.11	NON-COMBUSTIBLE GASES	
1.12	SOLID FUELS	2.17
1.13	CONTROL INPUTS	
1.14	OTHER MEDIA (E.G., ASH, SLAG)	
1.15	WALLS, BUILDINGS	2.18
1.16	CHANGES SINCE LAST REVISION-"CLOUDS"	
1.17	CROSSING OF PIPELINES WITHOUT JUNCTION	2.19
1.18	JUNCTION OF PIPELINES	2.20
1.19	SYPHON LOOP	
1.20	MOBILE LINE HOSE	
1.21	DISCHARGE TO ATMOSPHERE INSIDE	2.21
1.22	DISCHARGE TO ATMOSPHERE OUTSIDE	2.22
1.23	FUNNEL-FLOOR DRAIN	2.23
1.24	EXPANSION BELLOW	2.24
1.25	HOSE COUPLING	2.24A
1.26	SPRAY NOZZLE	2.25
1.27	PIPING DESIGNATION FLAG (KOS) (POINTING IN FLOW DIRECTION) INCLUDING PIPING DIAMETER DATA	2.26

2.01	SCREWDOWN STRAIGHTWAY CHECK VALVE	2.43
2.02	BALL CHECK VALVE	2.44
2.03	BALL FLOAT VALVE	
2.04	DIAPHRAGM VALVE	2.70
2.05	HOSE CLAMP	2.71
2.06	ELECTRIC MOTOR-ACTUATED VALVE	
2.07	SOLENOID-ACTUATED VALVE	2.72
2.08	HYDRAULIC OR PNEUMATIC PISTON-ACTUATED (STRAIGHTWAY OR THREE-WAY) VALVE	2.73
2.09	DIAPHRAGM-ACTUATED VALVE	2.74
2.10	SPRING-LOADED VALVE WITH PILOT	2.75
2.11	WEIGHT-LOADED VALVE	2.76
2.12	QUICK CLOSING PISTON-ACTUATED VALVE	2.77
2.13	VALVE WITH CONNECTION FOR SEALING MEDIA	2.78
2.14	HYDRAULIC TRIP VALVE	2.79
2.15	ELECT./MECH. MODULATING 3-WAY VALVE	2.80
2.16	VALVE ACTUATOR	2.81
2.17	ELECT./MECH OPERATED 4-WAY VALVE	2.82
2.18	PRESSURE REGULATOR	2.83
2.19	HYDRAULIC OPERATED 3-WAY VALVE	2.84
2.20	CONSTANT BLEED RELIEF VALVE	2.85
2.21	FULLY ELECTRIC 4-WAY SOLENOID VALVE	2.86
2.22	FLOW CONDITIONER	2.87

3. HEAT EXCHANGERS, STEAM GENERATORS, COMBUSTION

3.00	PLATE HEAT EXCHANGER	4.01
3.01	SURFACE HEAT EXCHANGER, GENERAL WITH CROSSING OF THE MEDIA FLOW	4.02
3.02	SURFACE HEAT EXCHANGER, GENERAL WITHOUT CROSSING OF THE MEDIA FLOW	4.03
3.03	HEAT EXCHANGER OPERATING BY MIXING MEDIA	4.04
3.04	STEAM CONDENSER WATER COOLED WITH HOTWELL	4.05
3.05	STEAM CONDENSER AIR COOLED WITH HOTWELL	4.06
3.06	HEAT CONSUMER GENERAL	4.07
3.07	STEAM GENERATOR, STEAM BOILER	4.08
3.08	STEAM GENERATOR, STEAM BOILER WITH SUPERHEATER	5.01
3.09	STEAM CONVERTER	5.02
3.10	COMBUSTION CHAMBER	5.03
3.11	FIRING BURNER GENERAL	5.04

4. CONTAINERS AND VESSELS

4.01	POOL OR BASH, GENERAL	6.01
4.02	PRESSURELESS VESSEL	6.02
4.03	PRESSURE OR VACUUM VESSEL	6.03
4.04	DIAPHRAGM PRESSURE VESSEL	6.04
4.05	VESSEL WITH HEAT EXCHANGE AND SPRAY DEGENERATION (I.E. FEEDWATER TANK)	6.05
4.06	GAS BOTTLE	6.06
4.07	FLOW TEST PORT	6.07
4.08	EMERGENCY FLOW CATCH BASIN	6.08
5.01	ELECTRIC MOTOR, GENERAL	6.10
5.02	STEAM TURBINE	6.11
5.03	GAS TURBINE	6.12
5.04	DESEL ENGINE	6.13

5. DRIVING ENGINES

6.01	ROTATING CURRENT GENERATOR, GENERAL	8.01
6.02	HYDRAULIC PUMP, GENERAL	8.02
6.03	CENTRIFUGAL PUMP	8.03
6.04	RECIPROCATING PUMP	8.04
6.05	ROTARY PISTON PUMP	8.05
6.06	DIAPHRAGM PUMP	8.06
6.07	GEAR PUMP	8.07
6.08	SCREW PUMP	8.08
6.09	ECCENTRIC WORM PUMP	8.09
6.10	LIQUID JET PUMP	8.10
6.11	ELECTROMAGNETIC PUMP	8.11
6.12	COMPRESSOR GENERAL (ALSO FANS, BLOWERS)	8.12
6.13	RECIPROCATING COMPRESSOR OR VACUUM PUMP	8.13
6.14	RECIPROCATING DIAPHRAGM COMPRESSOR OR VACUUM PUMP	8.14
6.15	ROTARY-PISTON COMPRESSOR OR VACUUM PUMP	8.15
6.16	TURBOCOMPRESSOR TURBO-VACUUM PUMP	8.16

10. LETTER CODE FOR IDENTIFICATION OF INSTRUMENT FUNCTIONS 1)

MEASURED OR INITIATING VARIABLE	MODIFIER	SUCCESSING LETTERS	DISPLAY OR OUTPUT FUNCTIONS
A			NOTIFICATION OF LIMITING VALUE, ALARM
B			
C			SELF-ADJUSTING CONTINUOUS CONTROL
D	DENSITY		DIFFERENCE
E	ALL ELECTRICAL VARIABLES		DIFFERENCE
F	FLOW RATE		RATIO
G	Gauging, LENGTH, POSITION		
H	HAND (MANUALLY INITIATED) OPERATION		
I			INDICATION (ANALOG OR DIGITAL)
J		SCAN	
K	TIME OR TIME PROGRAM		
L	LEVEL		
M	MOISTURE OR HUMIDITY		
N	USER'S CHOICE		PROCESS COMPUTER
O	USER'S CHOICE		SIGNAL, YES/NO STATEMENT (NO ALARM)
P	PRESSURE		TEST POINT CONNECTION
Q	QUALITY VALUES (EXCEPTING D.M.V.)	INTEGRATE OR TOTAL	
R	RADIATION VALUES		RECORDING
S	VELOCITY, SPEED, FREQUENCY		SWITCHING, NON CONTINUOUS CONTROL
T	TEMPERATURE		
U	MULTIVARIABLE		
V	VISCOSITY		
W	WEIGHT OR FORCE		
X	UNCLASSIFIED VARIABLES		UNCLASSIFIED PROCESSING FUNCTIONS
Y	VIBRATION, EXPANSION, ECCENTRICITY, SHAFT POSITION		
Z			EMERGENCY OR SAFETY ACTING

11. HEATING & VENTILATION

11.01	H	HEATER
11.02	R	RTD
11.03	GS	POSITION SWITCH
11.04	PDA	PRESSURE DIFFERENTIAL ALARM
11.05	TI	TEMPERATURE INDICATING
11.06	[Symbol]	FLOW SWITCH

6. DRIVEN MACHINES (CONTINUED)

6.17	TURBOCOMPRESSOR, AXIAL FLOW TURBOVACUUM PUMP	7.01
6.18	TURBOCOMPRESSOR, RADIAL FLOW RADIAL VACUUM PUMP	7.02
6.19	IMPELLER VANE PITCH ADJUSTMENT DEVICE	7.03
6.20	GUIDE VANE PITCH ADJUSTMENT DEVICE	7.04
6.21	LIQUID RING COMPRESSOR LIQUID RING VACUUM PUMP	7.05
6.22	ROOTS COMPRESSOR, BOOSTER OR VACUUM PUMP	7.06
6.23	SCREW COMPRESSOR	7.07
6.24	JET COMPRESSOR STEAM OR WATER JET EJECTOR	7.08
6.25	COUPLING GENERAL	7.09
6.26	COUPLING CONTINUOUSLY VARIABLE	7.10
6.27	HYDRAULIC COUPLING	7.11
6.28	GEAR GENERAL	7.12
6.29	GEAR CONTINUOUSLY VARIABLE	7.13

7. SEPARATORS, FILTERS, ACCESSORIES

7.01	SEPARATOR, GENERAL	7.21
7.02	MOISTURE SEPARATOR	7.22
7.03	ELECTROSTATIC SEPARATOR	7.23
7.04	ROTATING SEPARATOR, CENTRIFUGAL SEPARATOR	7.24
7.05	ELECTROMAGNETIC SEPARATOR	7.25
7.06	SEPARATOR WITH HEAT EXCHANGE	7.26
7.07	FLASH TRAP, FLASH BOX	7.27
7.08	SIEVE, SIFTER, SCREENING MACHINE GENERAL	7.28
7.09	TRASH RACK	7.29
7.10	FINE RACK	7.30
7.11	DRUM SCREENING MACHINE	7.31
7.12	BASKET BAND SCREENING MACHINE	7.32
7.13	WET SEPARATOR	7.33
7.14	THICKENER	7.34
7.15	INSULATING SLAB CLOSURE	7.35
7.16	FLUID FILTER, FILTRATION DEVICE GENERAL	7.36
7.17	AIR FILTER, GAS FILTER, GENERAL	7.37
7.18	GAS ADSORPTION FILTER	7.38
7.19	BAG FILTER	7.39
7.20	LIQUID FILTER, GENERAL	7.40

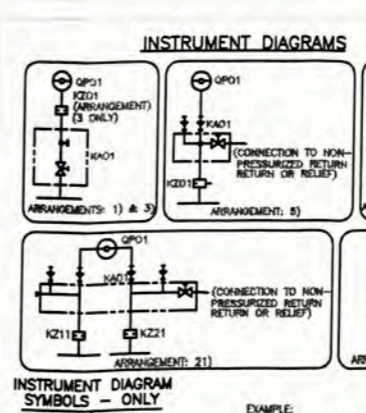
8. INTERFACES, LIMITS

8.01	INTERNAL CONNECTOR IDENT NUMBER DRAWING COORDINATES OF THE SECOND CONNECTOR WITH THE SAME IDENT NUMBER	9.01
8.02	INTERFACE NUMBER TO OTHER PAIR'S FUNCTION CODE (KOS) OF THE CONNECTING SYSTEM CODE OR DRAWING NUMBER OF THE CONNECTING PAIR	9.02
8.03	LIMIT OF SUPPLY (WITH DESIGNATION)	9.03
8.04	LIMIT OF SUPPLY (GRAPHICAL ONLY)	9.04
8.05	LIMIT OF KOS (BREAKDOWN LEVEL FUNCTION)	9.05
8.06	LIMIT OF KOS (BREAKDOWN LEVEL EQUIPMENT UNIT)	9.06

9. MEASURING & CONTROL (M&C)

9.01	GENERAL SYMBOL FOR MEASURING POINT: CODE LETTERS FOR M&C KOS-DESIGNATION OF MEASURING POINT	10.01
9.02	REPRESENTATION OF THE OUTPUT AND OPERATING POINT: LOCALLY MOUNTED	10.02
9.03	MOUNTED ON MAIN CONTROL BOARD	10.03
9.04	MOUNTED ON AUXILIARY CONTROL BOARD	10.04
9.05	MOUNTED ON EMERGENCY CONTROL BOARD	10.05
9.06	MEASUREMENT CIRCUIT DIAGRAM ARRANGEMENT NUMBER	10.06

INSTRUMENT DIAGRAMS



SOURCE: DIN 2481

SOURCE: DIN 2481, DIN 18227

GENERAL NOTES

THE GENERAL FLOW DIAGRAMS ARE VALID FOR ALL GT UNITS AT ONE SITE LOCATION THE COMPLETE IDENTIFICATION OF EACH GT UNIT'S KOS NUMBER WILL HAVE A PREFIX EQUAL TO THE GT UNIT'S NUMBER (I.E. MBP01AA001 FOR GT UNIT #11 IS 11MBP01AA001)

LIMITS OF SUPPLY:

TESTING/SET = CODE OF THE INTERFACE POINT
A = ABB FOS
C = BY OTHERS

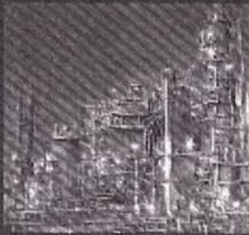
AGUAYTIA ENERGY S.R. LTDA
AGUAYTIA POWER PLANT

11NM - AGUAYTIA
GENERAL FLOW DIAGRAM
TURBINE AND FLOW SUPPLY

1AUG000185

ANEXO No 1

INFORME DE POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO



CENERGIA

CENTRO DE CONSERVACION DE ENERGIA Y DEL AMBIENTE

TERMOSELVA S.R.L

**ESTUDIO DE DETERMINACIÓN
DE LA POTENCIA EFECTIVA
Y CURVAS DE RENDIMIENTO
DE LA UNIDAD TG2 DE LA
CENTRAL TÉRMICA AGUAYTIA**

INFORME FINAL

San Borja, Junio del 2006

CONTENIDO

Resumen ejecutivo.....	4
1. INTRODUCCION	7
1.1 ANTECEDENTES	7
1.2 OBJETIVO DEL ESTUDIO	7
1.3 ALCANCES	8
1.4 CARACTERISTICAS TÉCNICAS DE LA UNIDAD TERMICA	8
2. METODOLOGIA DE ENSAYO	11
2.1 MAGNITUDES A MEDIR	11
3.3 RECURSOS HUMANOS Y ORGANIZACIÓN DEL EQUIPO DE TRABAJO	12
3.4 CRONOGRAMA Y DURACIÓN DE LOS ENSAYOS	12
3. PROCEDIMIENTO DEL ENSAYO	14
3.1 ACTIVIDADES PREVIAS AL ENSAYO	14
3.2 EJECUCIÓN DE LOS ENSAYOS	14
4. ANALISIS Y EVALUACION DE LOS RESULTADOS DE LOS ENSAYOS	16
4.1 INFORMACION DE LOS ENSAYOS	16
4.2 EVALUACIÓN DE RESULTADOS	16
4.2.1 Consideraciones generales	16
4.2.2 Resultado de los datos de ensayo	17
5. DETERMINACION DE LA POTENCIA EFECTIVA	19
5.1 DEFINICIONES PREVIAS	19
5.1.1 Condiciones de ensayo (test)	19
5.2 METODOLOGIA	20
5.3 RESULTADOS	21
5.3.1 Potencia efectiva	21
5.3.2 Margen de error en las mediciones de potencia	21
6. DETERMINACION DEL RENDIMIENTO Y EFICIENCIA A DISTINTAS CARGAS	23
6.1 DEFINICIONES	23
6.1.1 Consumo específico de combustible	23
6.1.2 Rendimiento	23
6.1.3 Eficiencia	23
6.2 ANALISIS DE COMBUSTIBLE	23
6.3 METODOLOGIA	24
6.4 RESULTADOS	24
6.4.1 Consumos horarios y específicos de combustible, consumo específico de calor, rendimiento y eficiencia	24
6.3.2 Márgenes de error en las mediciones de rendimiento	26

ANEXOS

ANEXO 1	ACTAS DE ENSAYO
ANEXO 2	INFORMACION METEOROLOGICA DE SENAMHI
ANEXO 3	RESULTADOS DEL ANALISIS DE COMBUSTIBLES
ANEXO 4	DATOS DE ENSAYO DE LAS UNIDADES DE GENERACION
ANEXO 5	RESULTADOS DE POTENCIA EFECTIVA DE LAS UNIDADES DE GENERACION
ANEXO 6	RESULTADOS DE CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE, RENDIMIENTOS Y EFICIENCIA DE LA UNIDAD DE GENERACION
ANEXO 7	ECUACIONES DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE E INDICADORES EFECTIVOS.

RESUMEN EJECUTIVO

Por encargo de TERMOSELVA S.R.L. y en cumplimiento del Procedimiento PR-17 del COES SINAC, CENERGIA ha elaborado el estudio "Determinación de la potencia efectiva y curvas de rendimiento de la unidad TG-2 de la Central Térmica Aguaytia"; el mismo que ha sido efectuado en base a los resultados de las pruebas efectuadas el día 25 de Mayo del presente año.

El Objetivo de las pruebas ha sido medir los nuevos valores de potencia y rendimiento a plena carga y las cargas parciales equivalentes a 6,5, 22, 44 y 66 MW; de la unidad TG-2, luego del mantenimiento C3 y la repotenciación efectuada. Estas pruebas han sido efectuadas a las denominadas "condiciones de sitio o medidas" que en nuestro caso la denominamos "condiciones de ensayo" que están referidas a las condiciones ambientales del lugar registrado durante los ensayos.

El Objetivo de este informe es presentar los cálculos y resultados obtenidos para la potencia efectiva y el rendimiento a plena carga y cargas parciales; los mismos que han sido obtenidos ajustando mediante las curvas de comportamiento del fabricante, los valores correspondientes a las condiciones de ensayo para llevarlos a condiciones de potencia efectiva que, como sabemos está referida a la una condición promedio de una data histórica de 20 años.

Para este caso, se ha establecido las siguientes condiciones de potencia efectiva:

**Cuadro N° 1
CONDICIONES DE POTENCIA EFECTIVA**

Temperatura*	30,49 °C
Humedad relativa*	87,31%

*Presentado en el Anexo-2: Información Meteorológica del Senamhi.

En cuanto a los rendimientos, ésta se ha determinado a partir de las mediciones de potencia eléctrica (KW) y consumo de combustible que en este caso fue el gas natural proveniente de los yacimientos de Aguaytia (MPCstd/h). Para determinar la eficiencia (%) y el consumo específico de calor o Heat Rate (KJ/KWh ó BTU/kWh) se ha considerado el poder calorífico bajo (LHV), obtenido de los resultados de los análisis en laboratorio de las muestras tomadas durante los ensayos. Al respecto es conveniente aclarar que, se tomaron cuatro muestras, las cuales se evaluaron en los laboratorios de MAPLE GAS, los que dieron los siguientes resultados.

**Cuadro N° 2
ANÁLISIS DE COMBUSTIBLE**

Característica	Unidad	TG-2
Poder Calorífico Bruto - HHV **	BTU/PCstd	975,61
Poder Calorífico Neto – LHV**	BTU/PCstd	881,21
Gravedad Específica (a 60°F – 1 atm.)**		0,6449

**Presentado en el Anexo-3: Resultados del Análisis de Combustible.

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores se han efectuado los cálculos correspondientes y se han obtenido los siguientes resultados:

1. Resultados de la prueba de potencia efectiva

**Cuadro N° 3
POTENCIAS DE LA TG 2 DE LA C.T. AGUAYTIA
A LAS DIFERENTES CONDICIONES INDICADAS**

POTENCIAS (kW)			
ENSAYO(*)	ISO	EFFECTIVA	AUXILIARES
87 415,9	93 191,6	85 883,5	225,1

(*) El ensayo fue realizado el 25 de mayo del 2006

Tomando en cuenta el nivel de incertidumbre atribuible a la precisión del registrador de potencia (0,2), se obtiene como resultado definitivo para la potencia efectiva lo siguiente:

Potencia efectiva de la unidad TG 2 : 85 883,5 kW ± 172 kW

2. Resultados de la prueba de rendimiento

**Cuadro N° 4
INDICES RELACIONADOS AL CONSUMO DE COMBUSTIBLE
A DIFERENTES CONDICIONES DE CARGA – BRUTA**

Parámetro	Unidad	Carga (kW)				
		6 870,68	21 470,87	42 941,75	64 412,62	85 883,50
Consumo de combustible	MPCstd/h	286,05	409,42	590,85	772,28	953,71
Rendimiento	KWh/MPCstd	24,02	52,44	72,68	83,41	90,05
Consumo específico de combustible	MPCstd/kWh	0,0416	0,0191	0,0138	0,0120	0,011
Consumo específico de calor - LHV	KJ/kWh	38708,91	17729,28	12792,23	11147,43	10324,70
	BTU/kWh	36687,45	16803,42	12124,82	10565,29	9785,52
Eficiencia térmica – LHV	%	9,30	20,31	28,15	32,30	34,87

**Cuadro N° 5
INDICES RELACIONADOS AL CONSUMO DE COMBUSTIBLE
A DIFERENTES CONDICIONES DE CARGA – NETA**

Parámetro	Unidad	Carga (kW)				
		6852,67	21414,61	42829,21	64243,82	85658,42
Consumo de combustible	MPCstd/h	287,80	410,84	591,80	772,75	953,70
Rendimiento	KWh/MPCstd	23,81	52,12	72,37	83,14	89,82
Consumo específico de combustible	MPCstd/kWh	0,0420	0,0192	0,0138	0,0120	0,0111
Consumo específico de calor - LHV	KJ/kWh	39047,77	17837,71	12847,11	11183,58	10351,81
	BTU/kWh	37008,61	16906,19	12176,21	10599,55	9811,22
Eficiencia térmica – LHV	%	9,22	20,19	28,03	32,20	34,78

INTRODUCCION

1. INTRODUCCION

1.1 ANTECEDENTES

El Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas faculta al Comité de Operación Económica del Sistema - COES a definir los modelos matemáticos a utilizar para el cálculo de la potencia firme, basándose en estadísticas nacionales e internacionales y/o en las características propias de las unidades generadoras; disponiendo la realización de pruebas de operación de dichas unidades.

Al respecto, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Centro Norte COES-SICN, en el año 1996 inició los primeros estudios de determinación de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades térmicas de las empresas de generación integrantes del SICN; para lo cual contrató los servicios de CENERGIA.

Asimismo, el COES-SUR invitó a varias empresas entre ellas CENERGIA a participar en el concurso COES SUR/UE-N° 06-97, referente a la realización del servicio de consultoría para la "Determinación de la potencia efectiva y curvas de rendimiento de las unidades de generación de las empresas integrantes del COES-SUR", resultando favorecida CENERGIA.

Posteriormente CENERGIA ha efectuado este tipo de servicio de consultoría, en distintas ocasiones y para las diversas empresas que tienen unidades de generación térmica que forman parte del Sistema Interconectado Nacional. Así, en el año 2003 TERMOSELVA S,R,L., encargó a CENERGIA este estudio para la unidad TG-2 de la C.T. Aguaytía.

En esta oportunidad también, por encargo de TERMOSELVA S.R.L., CENERGIA efectuó el "Estudio de determinación de potencia efectiva y curvas de rendimiento de la unidad TG 2 de la Central Térmica Aguaytía", cuyos resultados forman parte del presente informe. Se aclara que este estudio corresponde a la nueva situación de la unidad TG 2; luego que se efectuara en ella el repotenciamiento y el mantenimiento C3.

1.2 OBJETIVO DEL ESTUDIO

El objetivo del "Estudio de determinación de potencia efectiva y curvas de rendimiento de la unidad TG 2 de la Central Térmica Aguaytía"; es determinar mediante mediciones y cálculos y basados en el Procedimiento PR-17 del COES-SINAC, el valor correspondiente a la potencia efectiva y el rendimiento a distintas cargas de la unidad TG 2.

Para el presente estudio, de acuerdo al Procedimiento 17 del COES-SINAC, la potencia efectiva de una unidad termoeléctrica, es la potencia continua entregada por la unidad, correspondiente a bornes de generación (antes de servicios auxiliares), cuando opera a condiciones de potencia efectiva y a máxima carga.

1.3 ALCANCES

El estudio comprendió la ejecución de las siguientes actividades:

1. Elaboración del plan detallado de trabajo para el ensayo de la unidad de generación, conteniendo el esquema de disposición y conexión de instrumentos de medición y la distribución de funciones del personal.
2. Ejecución de las mediciones requeridas mediante los instrumentos fijos de la planta y portátiles aportados por CENERGIA, respetando las normas técnicas existentes.
3. Cálculo y determinación de la potencia efectiva de la unidad de generación de acuerdo a los alcances que se especifican en el Procedimiento PR-17 del COES SINAC.
4. Cálculo y determinación de la curva de rendimiento de la unidad de generación basado en ajustes matemáticos derivados de las mediciones efectuadas, a las siguientes condiciones de carga nominales: 6,5 MW, 22 MW, 44 MW, 66 MW y máxima carga.
5. Determinación de las características técnicas del combustible en base a ensayos en laboratorio. .
6. Preparación y entrega del Informe Final.

1.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA UNIDAD TERMICA

TERMOSELVA S.R.L., es una empresa de generación eléctrica que forma parte integrante del Sistema Interconectado Nacional; actualmente dispone de una sola central térmica: Central Térmica de Aguaytía; el cual está constituida por dos turbinas a gas gemelas: TG 1 y TG 2 que son de tipo industrial y de ciclo simple abierto que operan con gas natural.

Las características técnicas principales correspondiente a la unidad TG 2 se indican en el Cuadro 1.1.

Cuadro N° 1.1

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA UNIDAD TG 2 DE LA C.T. AGUAYTÍA

TURBINA	
FABRICANTE	ABB
TIPO	GT11NM
SISTEMA	SEIN
N° SERIE	1 AUG 710118
COMBUSTIBLE	GAS NATURAL
POTENCIA EFECTIVA	78,146 MW
CONTROL DE NOx	QUEMADORES EV
SISTEMA DE CONTROL	E-300

GENERADOR	
FABRICANTE	ABB
CONEXIÓN ESTATOR	ESTRELLA
MODELO / TIPO	WY 18Z-059LLT
SERIE	HM300907
FACTOR DE POTENCIA	0,85
N° DE FASES	3
VOLTAJE	13,8 KV
FRECUENCIA	60 HZ
TIPO DE AISLAMIENTO	F

METODOLOGIA DE ENSAYO

2. METODOLOGIA DE ENSAYO

2.1 MAGNITUDES A MEDIR

Los parámetros que se deben medir, para determinar la potencia efectiva son los siguientes:

- Potencia eléctrica en bornes de generación
- Voltaje
- Factor de potencia
- Consumo en auxiliares
- Consumo de combustible
- Temperatura ambiente
- Humedad relativa ambiente

2.2 INSTRUMENTAL Y EQUIPOS DE MEDICIÓN

Para la medición de las variables que se han indicado en el punto 2.1, se emplearon los instrumentos que se indican en el Cuadro N° 2.1.

Cuadro N° 2.1
RELACIÓN DE INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN UTILIZADOS

EQUIPO	CANT.	VARIABLES	RANGO	CLASE DE PRECISION
Instrumentos de medición de variables eléctricas				
Analizador de redes Marca: DRANETZ Modelo PP1	1	Potencia (MW), Energía (MWh) Voltaje (V), Corriente (A) y Factor de Potencia (F.P) Calidad de Energía	Todos los Rangos	<0.2
Analizador de redes Marca: DRANETZ Modelo: PP4300	1	Potencia (MW), Energía (MWh) Voltaje (V), Corriente (A) y Factor de Potencia (F.P) Calidad de Energía	Todos los Rangos	<0.2
Instrumentos de medición de variables ambientales				
Estación meteorológica WEATHER MONITOR I Marca: DAVIS con interfase	1	Temperatura y humedad relativa ambiente	T: -20 a 70 °C HR: 25 a 95%	± 0,7 °C ± 5%
Termohigrómetro Modelo D09861 T – R1 Marca: DELTA OHM	1	Temperatura y humedad relativa ambiente	T: -50 a 199,9 °C HR: 0 a 100%	0,2 °C 2,5%
Instrumentos de medición de variables térmicas				
Medidor de flujo placa orificio (*)	1	Gas Natural		1,50 %

(*) Este instrumento es de la planta (medidor fijo).

3.3 RECURSOS HUMANOS Y ORGANIZACIÓN DEL EQUIPO DE TRABAJO

Durante la ejecución de los ensayos estuvieron presentes:

El ingeniero Salvador Roca, como representante del COES, quien participó como veedor de las pruebas y tuvo como responsabilidad, supervisar la correcta ejecución de las pruebas, así como realizar las coordinaciones necesarias con la Dirección de Operaciones del COES para facilitar la ejecución de las mediciones.

El ingeniero Guillermo Aráoz, Gerente de Operaciones de TERMOSELVA S.R.L., quien tuvo la responsabilidad de dar fe de la correcta realización de los ensayos y otorgar las facilidades necesarias para la culminación del trabajo. El ingeniero Aráoz estuvo asistido por el ingeniero Carlos López, Gerente General de PIC del Perú S.A.C.

El Ingeniero Amadeo Carrillo como Jefe de ensayo de CENERGIA, quien contó con el apoyo de los especialistas; ha sido el responsable técnico de las pruebas, como tal, fue la persona que decidió los aspectos técnicos relacionados con las mediciones, tomando en cuenta las recomendaciones de los presentes; habiendo sido de su entera responsabilidad resolver cualquier aspecto técnico referido a las mediciones. El personal de CENERGIA que efectuó los ensayos estuvo organizado tal como se muestra en el cuadro N° 2.3.

**Cuadro N° 2.2
ORGANIZACIÓN DEL EQUIPO DE TRABAJO**

Jefe de Ensayo: Ing. Amadeo Carrillo Villena			
Asistente: Ing. David Herrera Mendoza			
Responsables de Mediciones			
Eléctricas		Mecánicas y Térmicas	
Responsable	Ing. David Herrera M.	Responsable	Ing. Amadeo Carrillo
Generador	Ing. David Herrera M.	Consumo de combustible	Ing. Marco Polo.
Auxiliares	Ing. Job Rafael	Condiciones Ambientales	Ing. Antonio Palomino

3.4 CRONOGRAMA Y DURACIÓN DE LOS ENSAYOS

Los ensayos se desarrollaron el día 25 de Mayo del 2006; habiéndose iniciado a las 08:00 hrs. y concluido a las 14:40 hrs; es decir tuvo una duración de 6 horas 40 minutos (Ver Cronograma en el Acta de ensayos que se adjunta en el Anexo 1).

PROCEDIMIENTO DEL ENSAYO

3. PROCEDIMIENTO DEL ENSAYO

3.1 ACTIVIDADES PREVIAS AL ENSAYO

1. Recorrido de la planta y ubicación física de los puntos de medición.
2. Verificación de la operatividad de los instrumentos portátiles de medición utilizados por CENERGIA y de los instrumentos fijos de la planta.
3. Identificación de los circuitos eléctricos que alimentan a los equipos auxiliares.
4. Elaboración de los esquemas de conexión de los registradores de parámetros eléctricos Dranetz.
5. Instalación de los equipos de medición de parámetros eléctricos y térmicos en los puntos identificados previamente.
6. Instalación de la estación meteorológica marca DAVIS y del Termohigrómetro marca DELTA OHM, para el registro de la temperatura y humedad relativa del ambiente.
7. Indicación a los especialistas y operadores de las unidades térmicas para que durante los ensayos de potencia, se tome lectura horaria de todos los parámetros incluidos en los partes diarios.

3.2 EJECUCIÓN DE LOS ENSAYOS

De acuerdo a la metodología de los ensayos descrita, las pruebas de potencia y rendimiento de la unidad TG 2 se efectuó el día 25.05.06 en el horario comprendido entre las 08:00 hrs. y las 14:40 hrs. del mismo día, de acuerdo al Cronograma de ensayos que se adjunta en el Anexo 1.

ANALISIS Y EVALUACION DE LOS RESULTADOS DE LOS ENSAYOS

4. ANALISIS Y EVALUACION DE LOS RESULTADOS DE LOS ENSAYOS

4.1 INFORMACION DE LOS ENSAYOS

La información en bruto, tal como se registró durante los ensayos se encuentran en las Actas de Ensayos que se adjuntan en el Anexo 1.

Los datos registrados corresponden a los siguientes parámetros:

- Potencia eléctrica generada
- Potencia eléctrica consumida en los servicios auxiliares
- Consumo de combustible
- Temperatura ambiente
- Humedad relativa ambiente

Adicionalmente para comprobar que los ensayos se han efectuado en un régimen estable se ha tomado lecturas de los instrumentos fijos de planta (Ver Anexo 1: Lecturas de Partes Diarios).

4.2 EVALUACIÓN DE RESULTADOS

4.2.1 Consideraciones generales

La información de los ensayos se ha analizado y validado en función a las siguientes consideraciones:

1. Para la prueba de potencia efectiva, los datos de ensayo de potencia generada y el consumo de auxiliares deben ser constantes, manteniendo una fluctuación máxima de 2%.
2. Considerando los datos de diseño y los ensayos efectuados en el año 2001, la eficiencia a plena carga en base al poder calorífico bajo LHV debe estar alrededor del 33 %.
3. La tendencia normal del consumo de combustible en función a la carga (MPCstd/h Vs. kW) es lineal, en la cual la intersección con la ordenada nos indica el consumo en vacío y la tangente indica el consumo incremental de la unidad.
4. En cuanto al rendimiento o eficiencia se debe tomar en cuenta que las turbinas a gas son muy sensibles con la carga; de manera que operar a bajas cargas en estas máquinas resulta totalmente ineficiente y por supuesto antieconómico.

4.2.2 Resultado de los datos de ensayo

En base a los datos en bruto de los ensayos y tomando en cuenta las consideraciones anteriores, se ha definido los datos de ensayos válidos cuyos valores promedios para la potencia generada, potencia en auxiliares y consumo de combustible se muestran en el Cuadro N° 4.1

Cuadro N° 4.1

POTENCIA DE ENSAYO (kW)	CONSUMO EN AUXILIARES (kW)	CONSUMO DE COMBUSTIBLE A DIVERSAS CARGAS (MPCstd/h)				
		6 705,7	22 253,8	44 354,4	66 346,9	86 829,0
86 829,0	225,1	290,51	419,03	605,99	792,16	963,14

DETERMINACION DE LA POTENCIA EFECTIVA

5. DETERMINACION DE LA POTENCIA EFECTIVA

5.1 DEFINICIONES PREVIAS

5.1.1 Condiciones de ensayo (test)

Se refiere a las condiciones en las que se efectúa el ensayo.

5.1.2 Condiciones de potencia efectiva

Son las condiciones (temperatura y humedad relativa ambiente en este caso) que permiten la determinación de la potencia efectiva y rendimiento efectivo; está basado en información histórica de condiciones ambientales promedio de máximas mensuales, de los últimos 20 años, para el lugar de instalación de la central térmica, normalmente proporcionadas por el SENAMHI o CORPAC. Para el caso de la central térmica evaluada, se ha considerado los datos obtenidos por SENAMHI, que se indican en el Anexo 2, del cual resulta:

Cuadro N° 5.1
CONDICIONES DE POTENCIA EFECTIVA

Temperatura	30,49 °C
Humedad relativa	87,31 %

5.1.3 Condiciones ISO

Es la condición de referencia estándar cuyos valores son los siguientes:

Cuadro N° 5.2
CONDICIONES ISO

Temperatura	15°C
Humedad relativa	30%
Presión atmosférica	100 kPa

5.1.4 Potencia efectiva de una determinada unidad termoeléctrica

Es la potencia continua (antes de servicios auxiliares) entregada por la unidad, correspondiente a bornes de generación, cuando opera a condiciones de potencia efectiva y a máxima carga.

5.2 METODOLOGIA

Para determinar la potencia efectiva de la unidad de generación en evaluación; en base a la potencia de ensayo o de test, se ha desarrollado el siguiente procedimiento general:

1. Corregir la potencia de ensayo (P_y) de la turbina a gas medida a condiciones de temperatura ambiente de ensayo (T_y), en función de la temperatura ambiente de sitio obtenida de los datos de SENAMHI (T_x). El factor de corrección en este caso es K_{xgp}/K_{ygp} ; ambos índices han sido obtenidos de la curva característica proporcionadas por TERMOSELVA y elaborados por el fabricante ABB/Alstom que indica la variación de la potencia con la temperatura ambiente.
2. La potencia efectiva de la turbina a gas será igual a la potencia de ensayo multiplicado por el factor antes mencionado.
3. Lógicamente se está considerando como 1.0 los siguientes factores; por las razones que se indican a continuación:
 - Factor de corrección por altura sobre el nivel del mar, porque el lugar de instalación de las turbinas no se ha variado durante los ensayos.
 - Factor de corrección por humedad absoluta del aire, porque la variación de la humedad sobre la potencia tiene una incidencia despreciable; además no se tiene curva del fabricante.
 - Factor de corrección por temperatura del agua de refrigeración, aplicable sólo a turbinas a vapor y plantas de ciclo combinado.
 - Factor de corrección por poder calorífico (bajo) del combustible, Debido a que el tipo de combustible no ha sido cambiado durante los ensayos, y a su vez éste mantiene sus propiedades fisicoquímicas.
 - Factor de corrección por velocidad de giro, porque este valor ha permanecido constante durante los ensayos, tanto como la frecuencia.
 - Factor de corrección por temperatura del combustible, aplicable a combustibles pesados que requieren de calentamiento.
 - Factor de corrección por factor de potencia sobre el generador y excitatriz, aplicable sólo en el caso que las turbinas se han ensayado en valores fuera de los valores normales de operación y cuando se determina la potencia neta, ya que este factor influye sobre las pérdidas de potencia.
 - Factor de corrección por inyección de agua, aplicable a turbinas que tienen esta opción; no aplicable en este caso ya que el método de control de NOx es seco.

5.3 RESULTADOS

5.3.1 Potencia efectiva

En el Cuadro N° 5.1.1 del Anexo 5 se indica los resultados de potencia efectiva, de acuerdo a la metodología descrita anteriormente; donde también se indican los valores máximo, mínimo y promedio de las potencias de ensayo, potencia ISO, potencia efectiva, potencia en auxiliares y la desviación, durante todo el período de ensayo. En el Cuadro N° 5.3, se indica los valores definitivos promedios, en la que se remarca los valores correspondientes a la potencia efectiva.

Cuadro N° 5.3
POTENCIAS DE LA TG 2 DE LA C.T. AGUAYTIA
A LAS DIFERENTES CONDICIONES INDICADAS

POTENCIAS (kW)			
ENSAYO(*)	ISO	EFFECTIVA	AUXILIARES
87 415,9	93 191,6	85 883,5	225,1

(*) El ensayo fue realizado el 25 de mayo del 2006

5.3.2 Margen de error en las mediciones de potencia

Las mediciones de la potencia efectiva son directas y, por lo tanto, sus márgenes de error están determinados por la precisión de los instrumentos utilizados para las mediciones. En el Cuadro N° 5.4 se indican los márgenes de error.

Cuadro N° 5.4
MARGENES DE ERROR EN LA MEDICION DE POTENCIA EFECTIVA
DE LA UNIDAD TG 2 DE LA C.T. AGUAYTIA

POTENCIAS (kW)			
MAGNITUD	UNIDAD	RANGO	ERROR
Potencia	kW	0 – 85 883,5	+/-172

DETERMINACIÓN DEL RENDIMIENTO Y EFICIENCIA A DISTINTAS CARGAS

6. DETERMINACION DEL RENDIMIENTO Y EFICIENCIA A DISTINTAS CARGAS

6.1 DEFINICIONES

6.1.1 Consumo específico de combustible

Se define como consumo específico de combustible a la relación entre el consumo horario de combustible y la potencia generada por el grupo; en este caso como se trata de un combustible gaseoso se expresa en MPC/KWh o MMC/KWh; este concepto es similar al consumo específico de calor medido en BTU/KWh ó KJ/KWh.

6.1.2 Rendimiento

El rendimiento es un concepto inverso al consumo específico de combustible, cuando se trata de combustibles gaseosos, se expresa normalmente en KWh/MMC ó KWh/MPC.

El rendimiento efectivo es aquel que está referido a la potencia efectiva.

6.1.3 Eficiencia

Este es un concepto similar al anterior, toda vez que viene a ser la relación entre la energía útil (KWh) y la energía consumida por el grupo expresada también en KWh equivalentes. Este parámetro es adimensional y se expresa normalmente en porcentaje.

La eficiencia efectiva está referida a la potencia efectiva.

6.2 ANALISIS DE COMBUSTIBLE

Para el cálculo de la eficiencia y el consumo específico de calor se considera el poder calorífico bajo del combustible (en este caso gas natural) - LHV. Al respecto, es conveniente señalar que durante los ensayos, se han tomado cuatro muestras de gas que fueron analizadas en los laboratorios de MAPLE GAS; al igual que en el estudio realizado por CENERGIA anteriormente, obteniéndose los resultados que se muestran en el Anexo 3.

En el Cuadro N° 6.1 se indican los valores correspondientes al poder calorífico alto y bajo y; la gravedad específica, del gas natural utilizado como combustible en los ensayos de la TG 2 evaluada.

Cuadro N° 6.1
ANALISIS DE COMBUSTIBLE

Característica	Unidad	TG-2
Poder Calorífico Bruto - HHV	BTU/PCstd	975,61
Poder Calorífico Neto - LHV	BTU/PCstd	881,21
Gravedad Específica (a 60°F – 1 atm.)		0,6449

6.3 METODOLOGIA

Para determinar los índices de consumo de combustible, eficiencia o rendimiento de las unidades de generación en base al consumo de combustible obtenido en los ensayos, se ha desarrollado el siguiente procedimiento general:

1. Primeramente se ha determinado los índices a condiciones de ensayo a partir de las mediciones de consumo de combustible y potencia de ensayo y considerando el poder calorífico del combustible utilizado.
2. Luego se ha obtenido los índices a las condiciones de sitio o referidas a la potencia efectiva, para ello se ha considerado las curvas de corrección respectivas proporcionados por TERMOSELVA S.R.L. y elaborados por el fabricante ABB/Alstom.

De igual manera (por las mismas razones correspondientes a la potencia) se ha considerado igual a 1.0 los otros factores, tales como la velocidad de giro, el poder calorífico, la humedad específica, altura sobre el nivel del mar y la relación agua/combustible.

6.4 RESULTADOS

6.4.1 Consumos horarios y específicos de combustible, consumo específico de calor, rendimiento y eficiencia

En el Anexo 6, para cada unidad de generación evaluada se muestran los siguientes resultados:

1. Cuadro de resultados de rendimiento, consumo de combustible, consumo específico de calor y eficiencia a condiciones de ensayo de condiciones de potencia efectiva.
2. Curvas de consumo de combustible a condiciones efectivas.
3. Cuadro de variación de los consumos e indicadores a condiciones efectivas.
4. Curvas características de variación del consumo horario de combustible, consumo específico de combustible, consumo específico de calor, rendimiento y eficiencia con la carga, a condiciones de potencia efectiva.

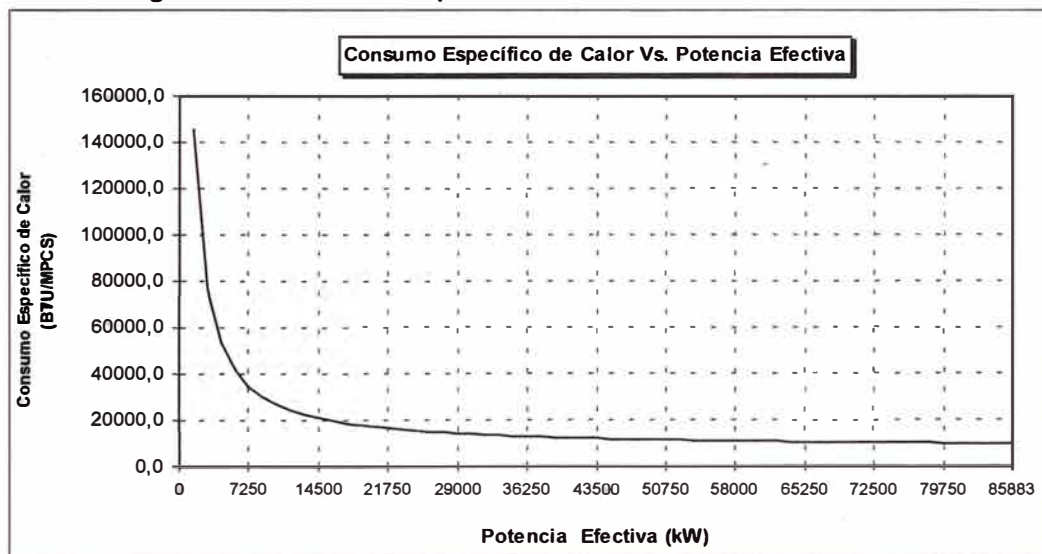
En el Cuadro N° 6.2 se indica los valores correspondientes al consumo de combustible, rendimiento, consumo específico de calor, y la eficiencia de la unidad ensayada a las condiciones de potencia efectiva y a las diferentes cargas consideradas.

**Cuadro N° 6.2
INDICES RELACIONADOS AL CONSUMO DE COMBUSTIBLE
A DIFERENTES CONDICIONES DE CARGA – BRUTA**

Parámetro	Unidad	Carga (kW)				
		6 870,68	21 470,87	42 941,75	64 412,62	85 883,50
Consumo de combustible	MPCstd/h	286,05	409,42	590,85	772,28	953,71
Rendimiento	KWh/MPCstd	24,02	52,44	72,68	83,41	90,05
Consumo específico de combustible	MPCstd/kWh	0,0416	0,0191	0,0138	0,0120	0,011
Consumo específico de calor - LHV	KJ/kWh	38708,91	17729,28	12792,23	11147,43	10324,70
	BTU/kWh	36687,45	16803,42	12124,82	10565,29	9785,52
Eficiencia térmica – LHV	%	9,30	20,31	28,15	32,30	34,87

En la figura N° 1, se muestra la curva de variación del consumo específico de calor (Heat Rate) con la variación de la carga (kW).

Figura N° 1: Consumo Específico de Calor Vs. Potencia Efectiva Bruta



La ecuación que relaciona al consumo específico de calor y la potencia que se grafica en la figura anterior es el siguiente:

$$Ce_{cal} = PCI \cdot (0,00845 X + 229,89) / X$$

Donde X = Potencia en kW
PCI = Poder calorífico inferior del gas (900330 BTU/MPCs)



6.3.2 Márgenes de error en las mediciones de rendimiento

Los márgenes de error del rendimiento del combustible se ha calculado indirectamente a partir de las mediciones de los flujos de combustible y de las potencias efectivas. Conocidos los errores de las partes (flujo de combustible y potencia efectiva) se ha calculado el error del cociente según la siguiente fórmula:

$$\frac{a \pm \Delta a}{a \pm \Delta b} = \frac{a}{b} \left[1 \pm \left(\frac{\Delta a}{a} + \frac{\Delta b}{b} \right) \right]$$

Para el caso de los flujos se ha considerado la precisión del medidor de placa orificio marca DARTH de la planta. Los resultados aparecen en el cuadro N° 6.3.

Cuadro N° 6.3
MARGENES DE ERROR EN EL CALCULO DEL RENDIMIENTO
DE LA UNIDAD TG 2 DE LA C.T. AGUAYTIA

MAGNITUD	UNIDAD	RANGO	ERROR
Flujo de combustible	MPCstd/h	0-953,71	±1,91
Potencia	kW	0-85 883,5	±171,8
Rendimiento	KWh/MPCstd	0-90,05	±0,36

ANEXO No 2

CUADRO DE HISTORIAL DE MANTENIMIENTO EJECUTADOS

Aguaytia Power Plant Historical GT Units Inspection List

GT11 UNIT

ID NUMBER	UNIT ID #	INSPECTION TYPE	PLANNED OR UNPLANNED	START DATE	START TIME	FINISH DATE	FINISH TIME	TIME ELAPSED	ODC # OF FIRED STARTS	ODC # OF QUICK DELOADINGS	ODC # OF OPERATING HOURS	ODC # OF EQUIVALENT OPERATING HOURS	# OF EOH SINCE LAST C INSPECTION
1	U1	HGP	P	Septiembre 13, 1998	00:00:00	Septiembre 14, 1998	20:00:00	44:00:00	78	210	1,083.0	6,843.0	Not Applicable
2	U1	B	P	Diciembre 19, 1998	00:00:00	Diciembre 20, 1998	18:12:00	42:12:00	139	288	2,258.0	10,798.0	Not Applicable
3	U1	HGP	P	Junio 27, 1999	00:51:00	Junio 28, 1999	17:22:00	40:31:00	223	306	3,248.0	13,828.0	Not Applicable
4	U1	A	P	Diciembre 5, 1999	00:00:00	Diciembre 6, 1999	08:31:00	32:31:00	285	336	4,198.0	16,618.0	Not Applicable
5	U1	HGP	P	Septiembre 30, 2000	12:00:00	Octubre 2, 2000	09:00:00	45:00:00	352	383	5,702.0	20,402.0	Not Applicable
6	U1	C1	P	Abril 10, 2001	00:00:00	Mayo 7, 2001	16:39:00	664:39:00	442	413	6,684.8	23,784.8	Not Applicable
7	U1	HGP	P	Octubre 7, 2001	00:00:00	Octubre 7, 2001	23:30:00	23:30:00	463	493	8,978.0	28,098.0	4,313.2
8	U1	B	P	Marzo 3, 2002	00:00:00	Marzo 4, 2002	05:30:00	29:30:00	580	506	10,302.2	32,022.2	8,237.4
9	U1	HGP	P	Julio 28, 2002	07:00:00	Julio 30, 2002	15:00:00	56:00:00	639	572	13,121.8	37,341.8	13,557.0
10	U1	A	P	Noviembre 3, 2002	00:00:00	Noviembre 4, 2002	10:40:00	34:40:00	649	588	15,281.0	40,021.0	16,236.2
11	U1	HGP	P	Marzo 9, 2003	00:00:00	Marzo 10, 2003	16:38:00	40:38:00	750	646	16,743.1	44,663.1	20,878.3
12	U1	B-EXT	P	Julio 13, 2003	00:22:00	Julio 14, 2003	17:00:00	40:38:00	796	684	19,178.3	48,778.3	24,993.5
13	U1	C-PARTIAL	U	Julio 14, 2003	17:00:00	Agosto 10, 2003	19:36:00	650:36:00	796	684	19,178.3	48,778.3	24,993.5
14	U1	QUICK HGP	P	Octubre 18, 2003	23:06:00	Octubre 19, 2003	16:56:00	17:50:00	801	702	20,838.8	50,898.8	27,114.0
15	U1	QUICK HGP	P	Noviembre 29, 2003	23:00:00	Noviembre 30, 2003	15:22:00	16:22:00	802	702	21,829.0	51,909.0	28,124.2
16	U1	C2	P	Enero 10, 2004	23:00:00	Marzo 14, 2004	3:00:00	1516:00:00	816	718	22,547.8	53,227.8	29,443.0
17	U1	QUICK HGP	P	Marzo 27, 2004	23:07:00	Marzo 28, 2004	14:43:00	15:36:00	876	730	22,926.1	55,046.1	1,818.3
18	U1	BoreScope	P	Abril 17, 2004	23:12:00	Abril 19, 2004	0:56:00	25:44:00	886	760	23,323.2	56,243.2	3,015.4
19	U1	HGP+Other	P	Junio 25, 2004	22:58:00	Julio 2, 2004	22:13:00	167:15:00	887	760	24,953.6	57,893.6	4,665.8
20	U1	B	P	Diciembre 4, 2004	23:04:00	Diciembre 7, 2004	17:00:00	65:56:00	913	830	28,689.0	63,549.0	10,321.2
21	U1	Emergency	U	Diciembre 7, 2004	17:00:00	Diciembre 23, 2004	2:09:00	369:09:00	913	830	28,689.0	63,549.0	10,321.2
22	U1	HGP	P	Agosto 6, 2005	23:11:00	Agosto 8, 2005	14:05:00	38:54:00	931	868	34,064.7	70,044.7	16,816.9
23	U1	OFFLCW	P	Diciembre 3, 2005	23:04:00	Diciembre 4, 2005	17:15:00	18:11:00	935	888	36,880.5	73,340.5	20,112.7
24	U1	Emergency	U	Diciembre 13, 2005	12:40:00	Diciembre 16, 2005	20:00:00	79:20:00	938	896	37,085.5	73,765.5	20,537.7
25	U1	A	P	Mayo 18, 2006	00:08:00	Junio 1, 2006	8:23:00	344:15:00	962	913	40,555.2	78,055.2	24,827.4

Operating Data Counter updated as of June 30th, 2006 24:00 (at Midnight)			
# of Starts	Q _L	OH	EOH
968	940	41,260.0	79,420.0

Aguaytia Power Plant Historical GT Units Inspection List

GT12 UNIT

ID NUMBER	UNIT ID #	INSPECTION TYPE	PLANNED OR UNPLANNED	START DATE	START TIME	FINISH DATE	FINISH TIME	TIME ELAPSED	ODC # OF FIRED STARTS	ODC # OF QUICK DELOADING	ODC # OF OPERATING HOURS	ODC # OF EQUIVALENT OPERATING HOURS	# OF EOH SINCE LAST C INSPECTION
1	U2	HGP	P	Septiembre 6, 1998	00:00:00	Septiembre 7, 1998	17:21:00	41:21:00	53	161	1,014.0	5,294.0	Not Applicable
2	U2	B	P	Noviembre 21, 1998	19:00:00	Noviembre 23, 1998	20:09:00	49:09:00	105	276	2,150.0	9,770.0	Not Applicable
3	U2	HGP	P	Febrero 27, 1999	00:00:00	Febrero 28, 1999	09:30:00	33:30:00	159	309	3,479.0	12,839.0	Not Applicable
4	U2	A	P	Agosto 15, 1999	00:00:00	Agosto 16, 1999	18:52:00	42:52:00	254	329	4,501.0	16,161.0	Not Applicable
5	U2	HGP	P	Enero 9, 2000	00:00:00	Enero 10, 2000	06:38:00	30:38:00	324	372	6,544.0	20,464.0	Not Applicable
6	U2	EXT-B	P	Junio 23, 2000	00:00:00	Julio 1, 2000	22:00:00	214:00:00	415	412	7,356.0	23,896.0	Not Applicable
7	U2	C1	P	Enero 7, 2001	00:00:00	Febrero 8, 2001	13:30:00	781:30:00	435	472	8,407.0	26,547.0	Not Applicable
8	U2	HGP	P	Septiembre 30, 2001	00:00:00	Octubre 1, 2001	10:30:00	34:30:00	545	477	10,938.0	31,378.0	4,831.0
9	U2	B	P	Marzo 30, 2002	00:00:00	Marzo 31, 2002	05:30:00	29:30:00	639	501	11,853.8	34,653.8	8,106.8
10	U2	HGP	P	Julio 27, 2002	06:30:00	Julio 28, 2002	19:00:00	36:30:00	693	537	13,814.2	38,414.2	11,867.2
11	U2	A	P	Diciembre 15, 2002	00:00:00	Diciembre 16, 2002	08:25:00	32:25:00	742	562	16,069.4	42,149.4	15,602.4
12	U2	HGP	P	Mayo 18, 2003	00:00:00	Mayo 19, 2003	10:51:00	34:51:00	858	664	17,573.0	48,013.0	21,466.0
13	U2	C2	U	Julio 27, 2003	15:39:00	Septiembre 25, 2003	2:48:00	1427:09:00	866	682	19,169.5	50,129.5	23,582.5
14	U2	HGP	P	Enero 17, 2004	23:06:00	Enero 19, 2004	7:55:00	32:49:00	898	709	21,535.9	53,675.9	3,546.4
15	U2	QUICK HGP	P	Junio 5, 2004	23:00:00	Junio 6, 2004	15:57:00	16:57:00	935	717	24,465.6	57,505.6	7,376.1
16	U2	B	P	Octubre 30, 2004	23:00:00	Noviembre 1, 2004	16:16:00	41:16:00	939	743	27,974.4	61,614.4	11,484.9
17	U2	QUICK HGP	P	Enero 22, 2005	23:00:00	Enero 23, 2005	15:18:00	16:18:00	946	761	29,845.4	63,985.4	13,855.9
18	U2	HGP	P	Febrero 26, 2005	23:00:00	Marzo 1, 2005	7:22:00	56:22:00	948	770	30,668.6	65,028.6	14,899.1
19	U2	A	P	Mayo 13, 2005	23:00:00	Mayo 16, 2005	16:21:00	65:21:00	959	829	32,433.8	68,193.8	18,064.3
20	U2	OFFLCW	P	Agosto 29, 2005	23:00:00	Agosto 30, 2005	17:12:00	18:12:00	960	829	34,960.8	70,740.8	20,611.3
21	U2	OFFLCW	P	Octubre 7, 2005	23:03:00	Octubre 8, 2005	17:53:00	18:50:00	962	829	35,878.9	71,698.9	21,569.4
22	U2	HGP	P	Diciembre 10, 2005	23:04:00	Diciembre 12, 2005	9:23:00	34:19:00	967	859	37,392.5	73,912.5	23,783.0
23	U2	OFFLCW	P	Marzo 17, 2006	23:02:00	Marzo 18, 2006	19:06:00	20:04:00	970	874	39,654.9	76,534.9	26,405.4
24	U2	C3	P	Marzo 19, 2006	04:33:00	Mayo 15, 2006	23:41:00	1387:08:00	971	874	39,666.7	76,566.7	26,437.2

Operating Data Counter updated as of June 30th , 2006 24:00 (at Midnight)			
# of Starts	Q _L	OH	EOH
985	928	40,828.7	79,088.7

Aguaytia Power Plant Historical GT Units Inspection List

GT11 UNIT

ID NUMBER	UNIT ID #	INSPECTION TYPE	PLANNED OR UNPLANNED	REMARKS
1	U1	HGP	P	
2	U1	B	P	
3	U1	HGP	P	
4	U1	A	P	
5	U1	HGP	P	
6	U1	C1	P	
7	U1	HGP	P	
8	U1	B	P	
9	U1	HGP	P	
10	U1	A	P	
11	U1	HGP	P	
12	U1	B-EXT	P	
13	U1	C-PARTIAL	U	Upon finding extensive damage over Row # 1 and # 2 blading, they were replaced.
14	U1	QUICK HGP	P	
15	U1	QUICK HGP	P	
16	U1	C2	P	Includes Compressor Upgrade Project, implemented by ALSTOM
17	U1	QUICK HGP	P	
18	U1	BoreScope	P	
19	U1	HGP+Other	P	Includes Temporally Hot Start Up solution and PMS / MTAT installation.
20	U1	B	P	Include ALSTOM Hot Start Solution Phase 1
21	U1	Emergency	U	Upon finding four turbines blades of Row 5 with minor damage, they were replaced. All Rotot Heat Shield Row L was replaced.
22	U1	HGP	P	
23	U1	OFFLCW	P	Air final filter elements replacement
24	U1	Emergency	U	Bearing #3 replacement.
25	U1	A	P	An inspection extension was scheduled and rows #1, #2 and #3 and several vanes of row #2 replaced with used blades (24KEOH), which were taken out from GT12

Aguaytia Power Plant Historical GT Units Inspection List

GT12 UNIT

ID NUMBER	UNIT ID #	INSPECTION TYPE	PLANNED OR UNPLANNED	REMARKS
1	U2	HGP	P	
2	U2	B	P	
3	U2	HGP	P	
4	U2	A	P	
5	U2	HGP	P	
6	U2	EXT-B	P	
7	U2	C1	P	
8	U2	HGP	P	
9	U2	B	P	
10	U2	HGP	P	
11	U2	A	P	
12	U2	HGP	P	
13	U2	C2	U	Due to a HGC failure that affected all the blades from Row # 1 through Row # 5.
14	U2	HGP	P	
15	U2	QUICK HGP	P	
16	U2	B	P	B inspection include installation of a new bladder and thermo vacuum treatment on GSUT.
17	U2	QUICK HGP	P	Inspection performed in order to verify the turbine blades of row 5 and rotor heat shields of row L
18	U2	HGP	P	EV Burners cleaning tasks were performed.
19	U2	A	P	15 Burner Lances were replaced. ALSTOM installed PMS and MTAT systems.
20	U2	OFFLCW	P	Off Line Compressor Washing. Air filter element were replaced and nozzles for On Line Compressor Washing were verified and tested.
21	U2	OFFLCW	P	Unit stopped in order to perform OFFLCW in parallel ALSTOM set up the over-frecuency relay
22	U2	HGP	P	
23	U2	OFFLCW	P	Off Line Compressor Washing before test base line for compressor upgrade.
24	U2	C3	P	C3 Major Inspection, Generator Major Inspection, Compressor Upgrade, GT12 GSUT General Drying.

Aguaytia Power Plant Historical GT Units Inspection Cost Since 2003

GT11 UNIT

ID NUMBER*	INSPECTION TYPE	START DATE	USA LABOR AND EXPENSES	LOCAL LABOR AND EXPENSES	THIRD PARTY	SPARE PARTS	CONSUMABLES	TOTAL
11	HGP	Marzo 9, 2003	\$30,824.94	\$3,520.00	\$986.20	\$23,079.79	\$287.67	\$58,698.60
12	B-EXT	Julio 13, 2003	\$15,734.00	\$3,386.00	\$0.00	\$45,980.00	\$278.00	\$65,378.00
13	C-PARTIAL	Julio 14, 2003	\$162,100.00	\$56,350.00	\$68,047.00	\$705,500.00	\$9,959.00	\$1,001,956.00
14	QUICK HGP	Octubre 18, 2003						
15	QUICK HGP	Noviembre 29, 2003						
16	C2	Enero 10, 2004	\$313,528.30	\$147,312.70	\$31,830.00	\$6,682,505.70	\$44,391.23	\$7,219,567.93
17	QUICK HGP	Marzo 27, 2004						
18	BoreScope	Abril 17, 2004						
19	HGP+Other	Junio 25, 2004	\$12,058.76	\$14,511.00	\$1,010.00	\$993.25	\$1,824.88	\$30,397.89
20	B	Diciembre 4, 2004	**	**	\$0.00	\$0.00	\$3,677.79	\$3,677.79
21	Emergency	Diciembre 7, 2004	\$58,733.00	\$54,928.00	\$2,335.00	\$88,945.00	\$8,644.00	\$213,585.00
22	HGP	Agosto 6, 2005	\$13,616.56	\$7,968.86	\$1,100.00	\$8,757.29	\$1,981.45	\$33,424.16
23	OFFLCW	Diciembre 3, 2005						
24	Emergency	Diciembre 13, 2005	\$0.00	\$689.00	\$0.00	\$16,171.18	\$371.60	\$17,231.78
25	A Extended	Mayo 18, 2006	pending	pending	\$0.00	\$56,578.00	\$7,768.48	

* ID NUMBER refers to identification number for each inspection reported on Attachment 3 (Aguaytia Power Plant Historical GT Units Inspection List)

** This labor cost has been included in the GT11 Emergency cost (07-Dec-04)

Aguaytia Power Plant Historical GT Units Inspection Cost Since 2003

GT12 UNIT

ID NUMBER*	INSPECTION TYPE	START DATE	USA LABOR AND EXPENSES	LOCAL LABOR AND EXPENSES	THIRD PARTY	SPARE PARTS	CONSUMABLES	TOTAL
12	HGP	Mayo 18, 2003	\$18,948.49	\$2,760.00	\$670.00	\$40,476.28	\$392.89	\$63,247.66
13	C2	Julio 27, 2003	\$284,834.00	\$116,096.00	\$57,175.80	\$7,156,990.00	\$27,554.90	\$7,642,650.70
14	HGP	Enero 17, 2004	**	**	\$0.00	\$2,586.70	\$912.16	\$3,498.86
15	QUICK HGP	Junio 5, 2004						
16	B	Octubre 30, 2004	\$11,686.00	\$6,569.25	\$1,010.00	\$97,843.03	\$4,465.17	\$121,573.45
17	QUICK HGP	Enero 22, 2005						
18	HGP	Febrero 26, 2005	\$11,483.35	\$6,478.63	\$0.00	\$45,695.12	\$3,093.36	\$66,750.46
19	A	Mayo 13, 2005	\$12,285.52	\$10,304.68	\$0.00	\$289,469.48	\$2,239.82	\$314,299.50
20	OFFLCW	Agosto 29, 2005						
21	OFFLCW	Octubre 7, 2005						
22	HGP	Diciembre 10, 2005	\$11,659.33	\$6,570.71	\$0.00	\$11,039.38	\$1,557.37	\$30,826.79
23	OFFLCW	Marzo 17, 2006						
24 ***	C3+Major generator + CU	Marzo 19, 2006	\$495,674.17	\$249,380.12	\$142,086.30	\$2,467,662.05	\$40,013.72	\$3,394,816.36

* ID NUMBER refers to identification number for each inspection reported on Attachment 3 (Aguaytia Power Plant Historical GT Units Inspection List)

** This labor cost has been included in the GT11 C2 cost (10-Jan-04)

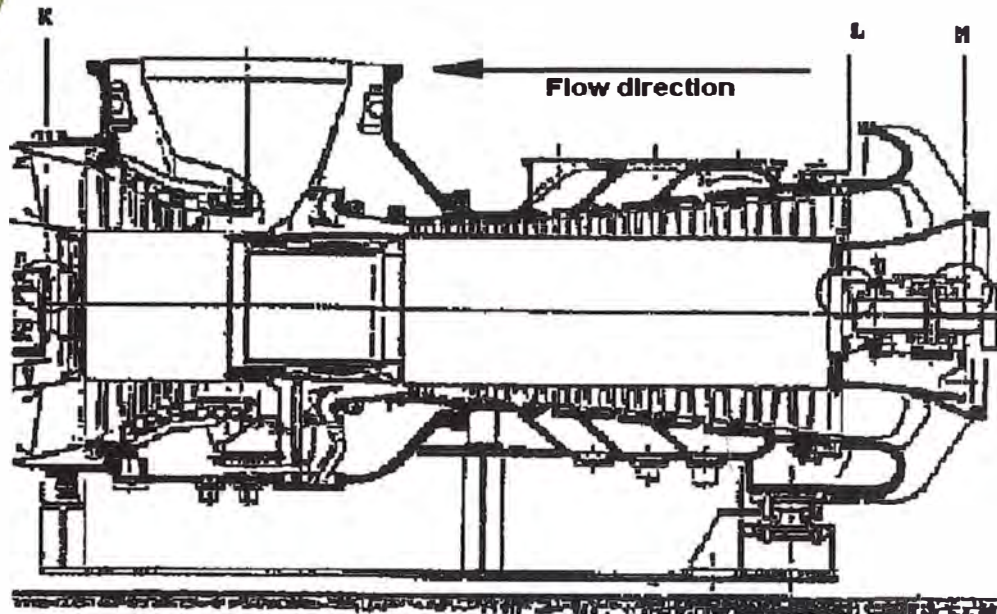
*** US \$ 225,000 Belong ALSTOM Generator Labor. Mobile Crane rent was significant US\$86,750 (Third Party Contractor)

ANEXO No 3

**LISTA DE PROTOCOLOS PARA CONTROL DE CALIDAD DEL TRABAJO
REALIZADO**



ROTOR CHECK LIST CLEARANCE OF ALL SCRAPERS



- 2) Reference data : drawing N° HTCT 410575
1) Viewed in flow direction

	1)	LEFT	RIGHT	TOP	BOTTOM
K	Prescribed	0,0 ... 0,35	0,0 ... 0,35	0,2 ... 0,45	0,0 ... 0,25
	Actual				
L	Prescribed	0,0 ... 0,35	0,0 ... 0,35	0,2 ... 0,45	0,0 ... 0,25
	Actual				
M	Prescribed	0,0 ... 0,35	0,0 ... 0,35	0,2 ... 0,45	0,0 ... 0,25
	Actual				

Performed by

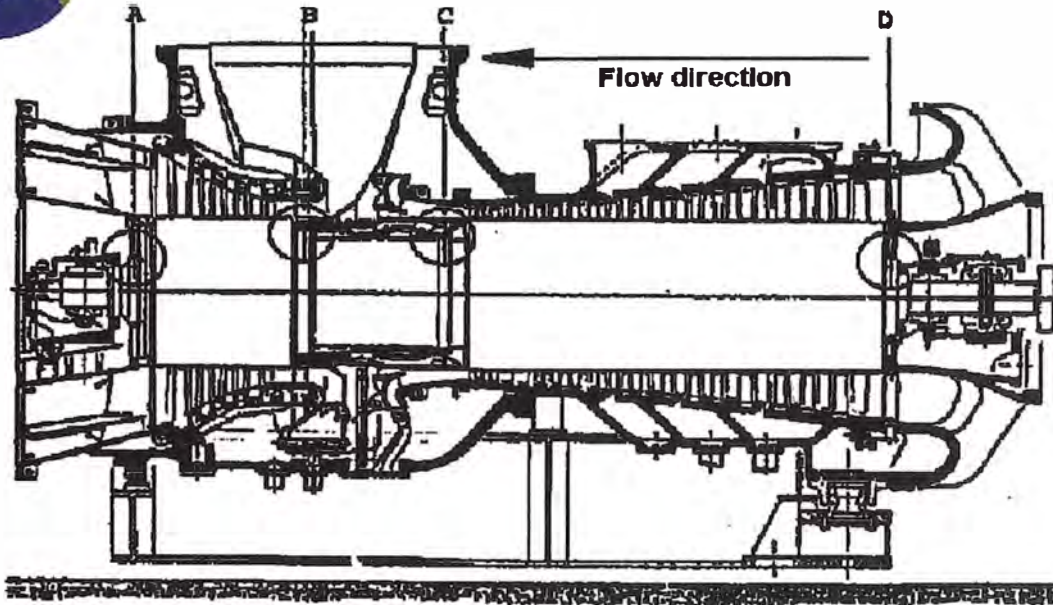
Review by

Approved by

AGUAYTIA POWER PLANT
GT12 - C INSPECTION



ROTOR CHECK LIST CLEARANCE OF SEAL STEPS



- 1) Viewed in flow direction
- 2) Reference data : drawing N° HTCT 410575
- 3) Clearance calculated

	1) 2)	LEFT	RIGHT	TOP	BOTTOM
A	Prescribed	0,65 ... 0,9	0,65 ... 0,9	0,65 ... 0,9	0,65 ... 0,9
	Actual				
B	Prescribed	2,1 ... 2,35	1,8 ... 2,05	1,95 ... 2,2	1,95 ... 2,2
	Actual				
C	Prescribed	2,0 ... 2,25	1,7 ... 1,95	1,85 ... 2,1	1,85 ... 2,1
	Actual			3)	3)
D	Prescribed	0,6 ... 0,80	0,3 ... 0,50	0,45 ... 0,65	0,45 ... 0,65
	Actual				

Performed by

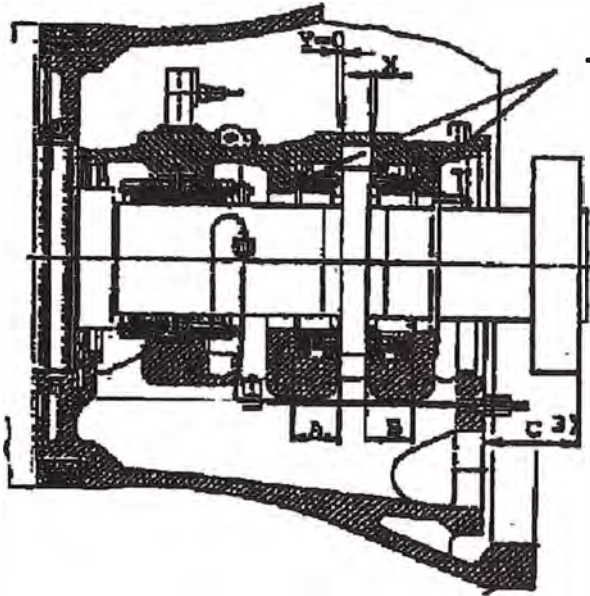
Review by

Approved by

AGUAYTIA POWER PLANT
GT12 - C INSPECTION



ROTOR CHECK LIST
AXIAL BEARING CLEARANCE



Thickness of shims : 7... 13 mm

← Flow direction

		1)	2)	3)
		Prescribed	Actual	
Bearing Clearance	X	0,5 ... 0,6		
Total thickness of bearing	A			
Total thickness of bearing	B			
Checking dimension	C	223 ... 237		

3) Measured at 3:00 o'clock (looking in the direction of flow).

2) Axial position of the rotor defined according to Drawing for Clearances, HTCT 410596

1) For all measurements : rotor lying on the thrust collar on the turbine end, i.e. : clearance Y = 0

Performed by

Reviewed by

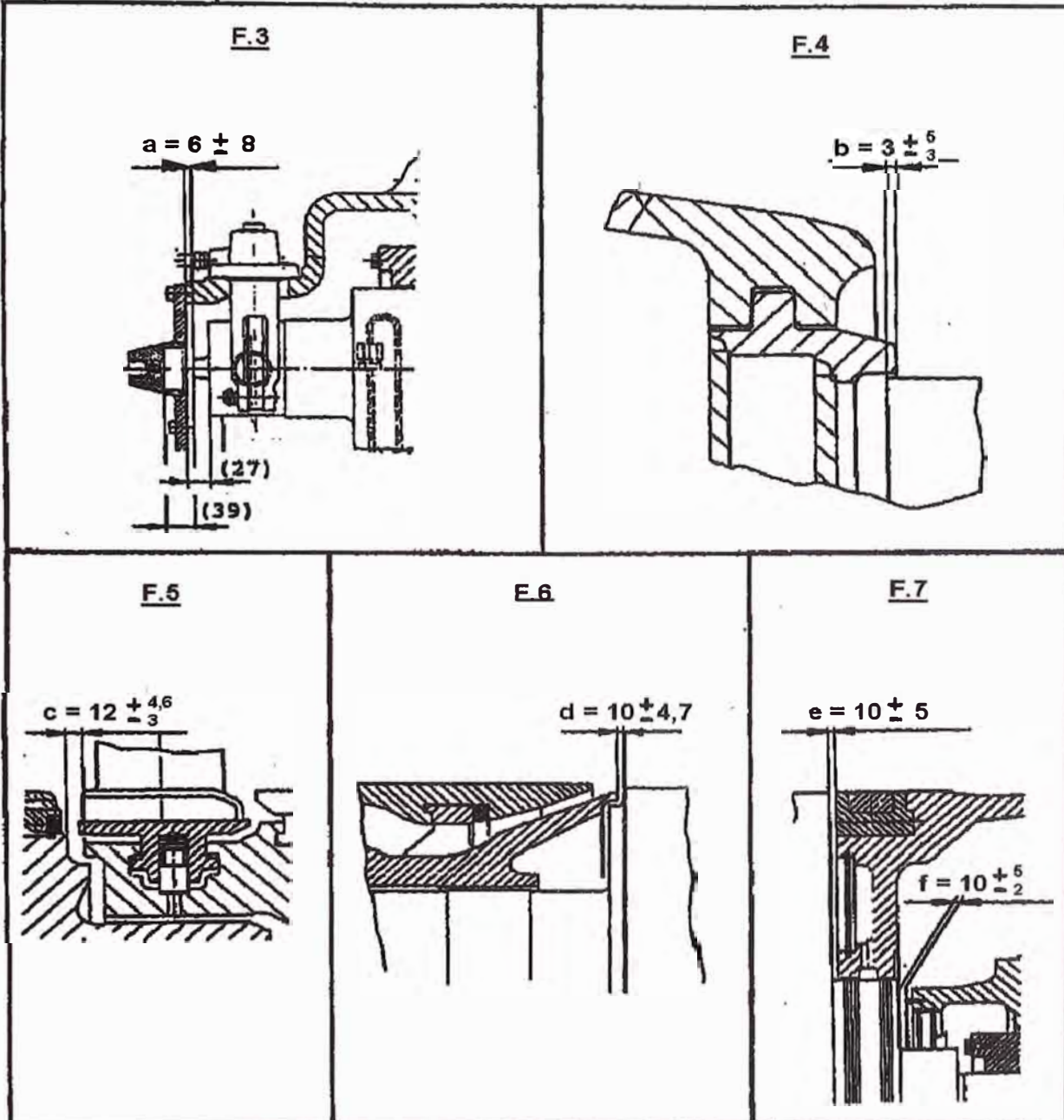
Approved by

AGUAYTIA POWER PLANT
GT12 - INSPECTION



ROTOR CHECK LIST

AXIAL CLEARANCE DETAILS



REMARK : ALL IN TOLERANCE

Performed by

Review by

Approved by

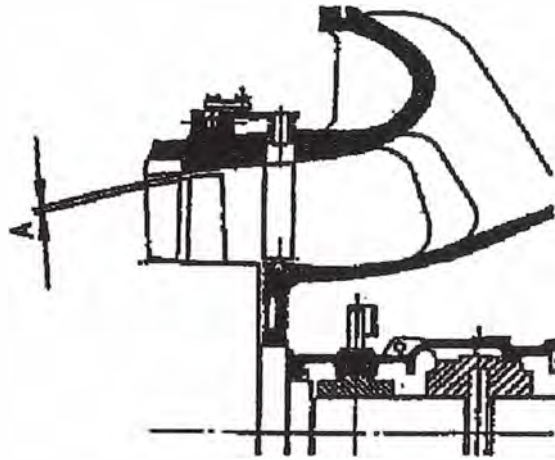
AGUAYTIA POWER PLANT
GT12 - C INSPECTION



ROTOR CHECK LIST

RADIAL CLEARANCE OF COMPRESSOR BLADES ROW 1

Measurement plane 1



1) 2) 3) 7)

			Vertical			Horizontal		
			Clearance		Rotor axis shifted to machine axis = (A1-A2) / 2	Clearance		Rotor shifted to right from machine axis = (A3-A4) / 2
			Top A1	Bottom A2		Left A3	Right A4	
Shop assembly	Without combustor:	Prescribed	1,4 ... 1,93	1,4 ... 1,93	- 0,1 ... 0,1	1,55 ... 2,08	1,25 ... 1,78	0,05 ... 0,25
		Actual						
Site assembly	Without combustor:	Prescribed	 	 	- 0,1 ... 0,1	 	 	0,05 ... 0,25
		Actual						
	With combustor:	Prescribed	 	 	- 0,15 ... 0,15	 	 	0,0 ... 0,3
		Actual						
After 1st run under full load	With combustor:	Prescribed	 	 	- 0,15 ... 0,15	 	 	0,0 ... 0,3
		Actual						
Prior to overhaul	With combustor:	Prescribed	 	 	- 0,15 ... 0,15	 	 	0,0 ... 0,3
		Actual						
After overhaul	Without combustor:	Prescribed	 	 	- 0,1 ... 0,1	 	 	0,05 ... 0,25
		Actual						
	With combustor:	Prescribed	 	 	- 0,15 ... 0,15	 	 	0,0 ... 0,3
		Actual						

Performed by

Review by

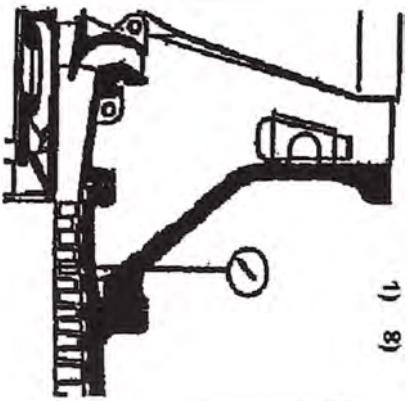
Approved by

AGUAYTIA POWER PLANT



ROTOR CHECK LIST
RADIAL POSITION OF ROTOR

		MEASUREMENT PLANE 2 1) 8)		EFFECTIVE DIAL GAUGE DATES				VERTICAL		HORIZONTAL	
								8) Top minus Bottom	Rotor axis higher than machine axis	8) Difference in clearance "A" right minus left	Rotor axis shifted to right from machine axis
Shop assembly	Without combustor	Prescribed	---	---	---	---	- 0,1 ... 0,1	- 0,05 ... 0,05	0,2 ... 0,4	0,1 ... 0,2	
	Actual										
Site assembly	Without combustor	Prescribed	---	---	---	---	- 0,1 ... 0,1	- 0,05 ... 0,05	0,2 ... 0,4	0,1 ... 0,2	
		Actual									
	With combustor	Prescribed	---	---	---	---	0,05...0,25	0, 25...0,125	0,2 ... 0,4	0,1 ... 0,2	
		Actual									
After 1st run under full load	With combustor	Prescribed	---	---	---	---	0,05...0,25	0, 25...0,125	0,2 ... 0,4	0,1 ... 0,2	
		Actual									
Prior to overhaul	With combustor	Prescribed	---	---	---	---	0,05...0,25	0, 25...0,125	0,2 ... 0,4	0,1 ... 0,2	
		Actual									
After overhaul	Without combustor	Prescribed	---	---	---	---	- 0,1 ... 0,1	- 0,05 ... 0,05	0,2 ... 0,4	0,1 ... 0,2	
		Actual									
	With combustor	Prescribed	---	---	---	---	0,05...0,25	0, 25...0,125	0,2 ... 0,4	0,1 ... 0,2	
		Actual									



Performed by _____ _____ _____ Approved by _____ _____	Review by _____ _____ _____
--	--------------------------------------

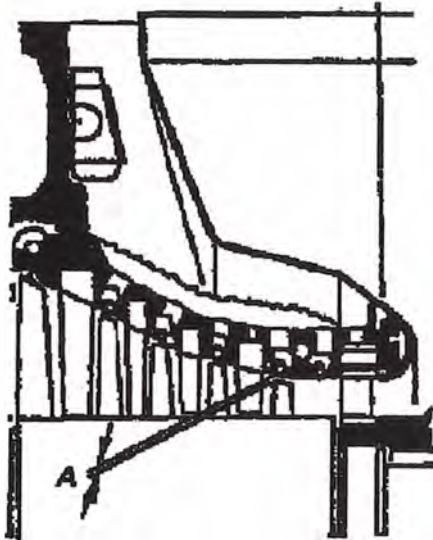
AGUAYTIA POWER PLANTA
GT12 - C INSPECTION



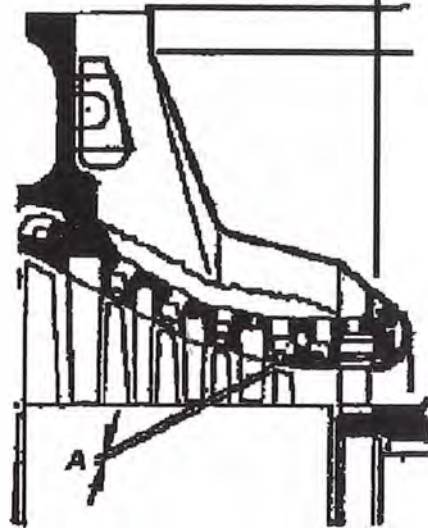
ROTOR CHECK LIST RADIAL CLEARANCE OF TURBINE BLADES STAGE 1

Measurement plane 3

GT 11 NM



GT11N, GT11N1



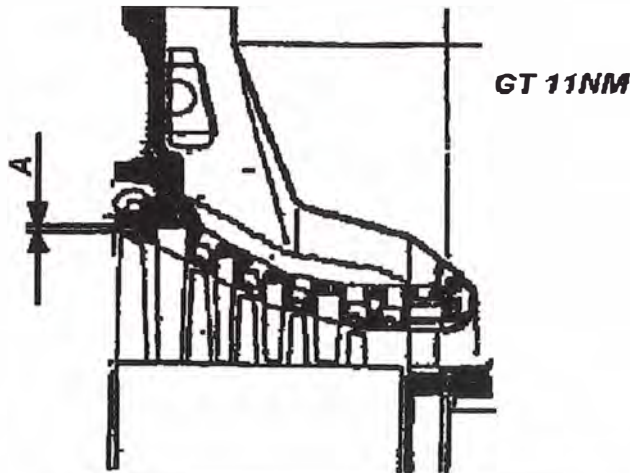
4) 5) 6) 7)

		Vertical Clearance TOP		Horizontal Clearance			
		A1	A2	LEFT		RIGHT	
		First Blade	Second Blade	A3 First Blade	A4 Second Blade	A5 First Blade	A6 Second Blade
Shop assembly without combustor	Prescribed	3,35 ... 4,10		3,35 ... 4,10		3,35 ... 4,10	
	Actual						
Prior to overhaul without combustor	Prescribed	3,35 ... 4,10		3,35 ... 4,10		3,35 ... 4,10	
	Actual						
After overhaul without combustor	Prescribed	3,35 ... 4,10		3,35 ... 4,10		3,35 ... 4,10	
	Actual						
Performed by		Review by		Approved by			
_____		_____		_____			
		AGUAYTIA POWER PLANT GT12 - C INSPECTION					



ROTOR CHECK LIST RADIAL CLEARANCE OF TURBINE BLADES STAGE 5

Measurement plane 4



1) 2) 3) 6) 7)

			Vertical			Horizontal		
			Clearance		Rotor axis higher than vane carrier = (A2-A1) / 2	Clearance		Rotor shifted to right from machine axis = (A3-A4) / 2
			Top A1	Bottom A2		Left A3	Right A4	
Shop assembly	Without combustor:	Prescribed	2,65...3,4	2,85...3,6	0,0...0,2	2,75...3,5	2,75...3,5	- 0,1 ... 0,1
		Actual						
Site assembly	Without combustor:	Prescribed	2,65...3,4	2,85...3,6	0,0...0,2	2,75...3,5	2,75...3,5	- 0,1 ... 0,1
		Actual						
	With combustor:	Prescribed	2,6...3,45	2,8...3,65	- 0,05 ... 0,25	2,7...3,55	2,7...3,55	- 0,15 ... 0,15
		Actual						
After 1st run under full load	With combustor:	Prescribed	2,6...3,45	2,8...3,65	- 0,05 ... 0,25	2,7...3,55	2,7...3,55	- 0,15 ... 0,15
		Actual						
Prior to overhaul	With combustor:	Prescribed	2,6...3,45	2,8...3,65	- 0,05 ... 0,25	2,7...3,55	2,7...3,55	- 0,15 ... 0,15
		Actual						
After overhaul	Without combustor:	Prescribed	2,6...3,45	2,8...3,65	0,0...0,2	2,7...3,55	2,7...3,55	- 0,1 ... 0,1
		Actual						
	With combustor:	Prescribed	2,6...3,45	2,8...3,65	- 0,05 ... 0,25	2,7...3,55	2,7...3,55	- 0,15 ... 0,15
		Actual						

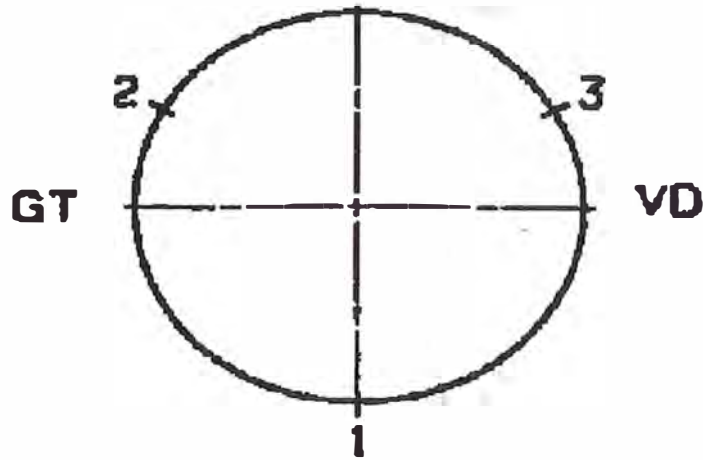
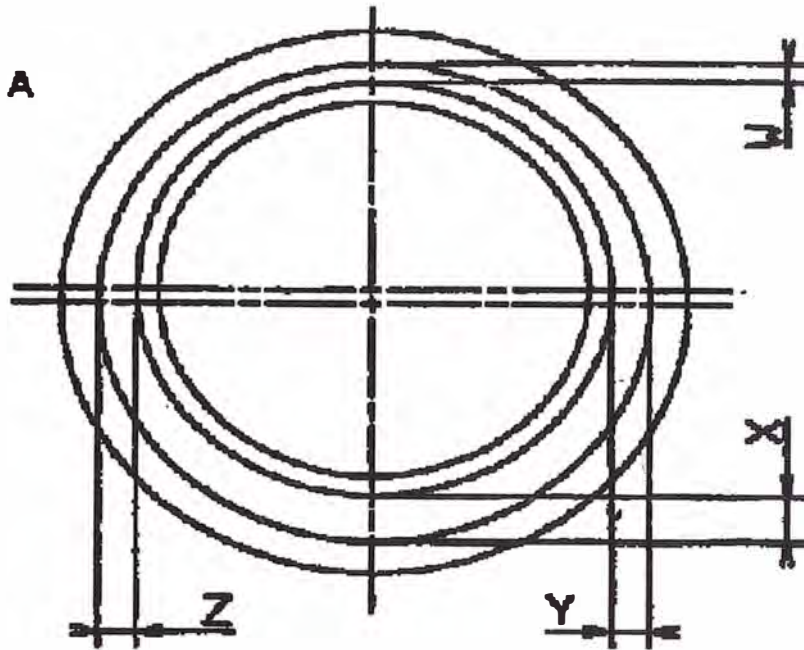
Performed by _____ _____	Review by _____ _____	Approved by _____ _____
--------------------------------	-----------------------------	-------------------------------

AGUAYTIA POWER PLANT



ROTOR CHECK LIST
Combustion Chamber

View A



Measuring point	Specified dimension	Actual dimension			
		W	X	Y	Z
		→ 3.5 + 1.5	8.4 - 1.5	6 + - 2	6 + - 2
1					
2					
3					

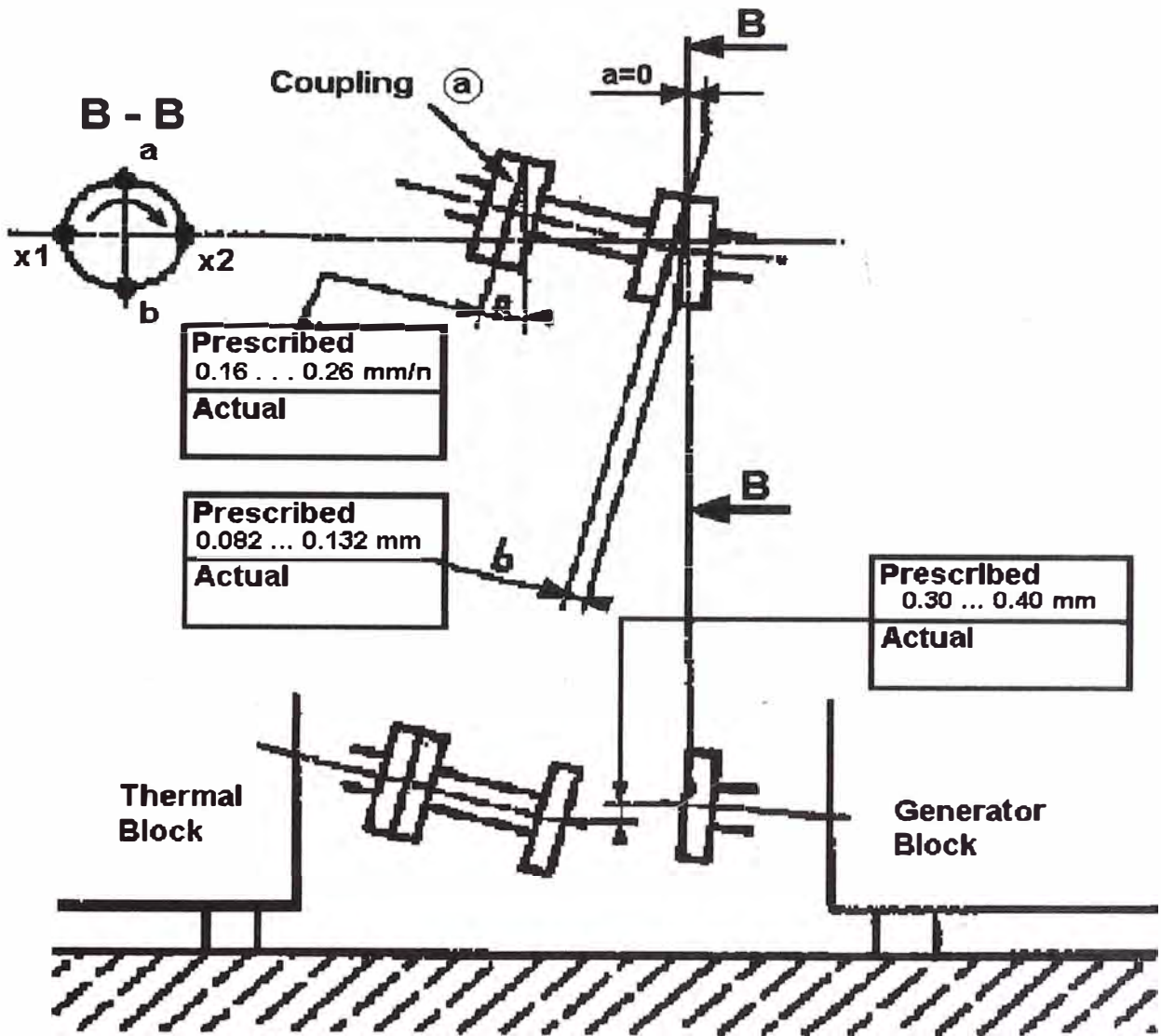
Performed by _____	Review by _____	Approved by _____
-----------------------	--------------------	----------------------

AGUAYTIA POWER PLANT G12
- C INSPECTION



ROTOR CHECK LIST ALIGNMENT OF THE SHAFTS - VERT.

Vertical - Alignment of the Intermediate shaft & generator rotor



Reference data : Drawing HTCT 410626

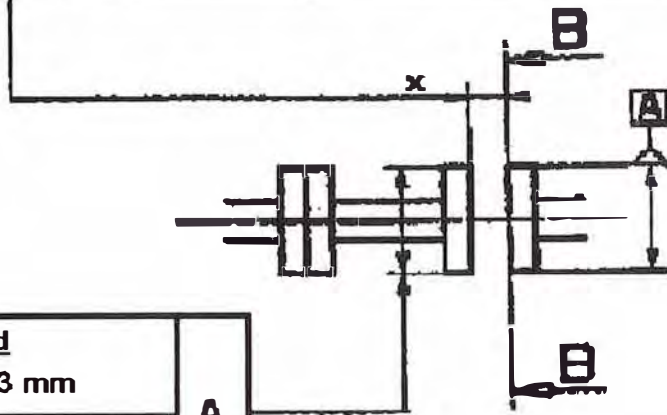
Performed by _____ _____	Review by _____ _____	Approved by _____ _____
		AGUAYTIA POWER PLANT GT11 -



ROTOR CHECK LIST ALIGNMENT OF THE SHAFTS - HORIZ.

Horizontal - alignment of the intermediate shaft & generator rotor

Difference	Prescribed	Actual	
<u>$x_1 - x_2$</u>	+/- 0.025 mm	<u>$x_1 =$</u>	<u>$x_1 - x_2 =$</u>



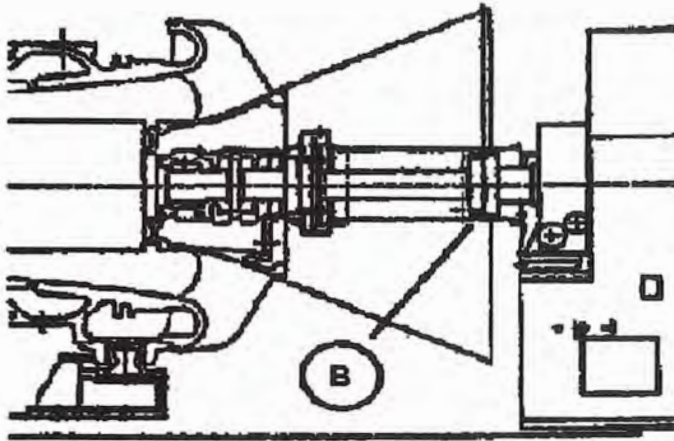
=	<u>Prescribed</u> 0.03 mm	A
	<u>Actual</u>	

Performed by _____	Review by _____	Approved by _____
		AGUAYTIA POWER PLANT GT11



ROTOR CHECK LIST
PARALLELISM CHECK OF THE COUPLINGS

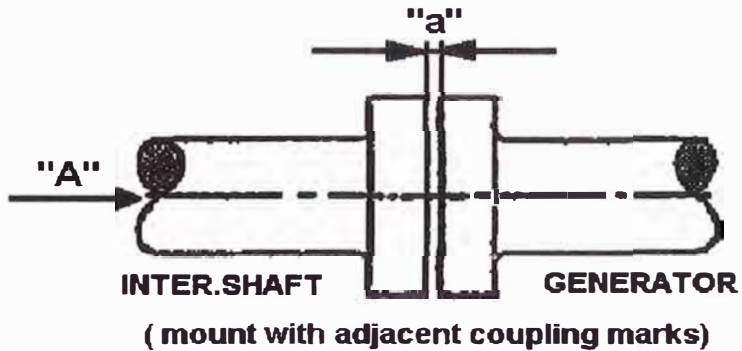
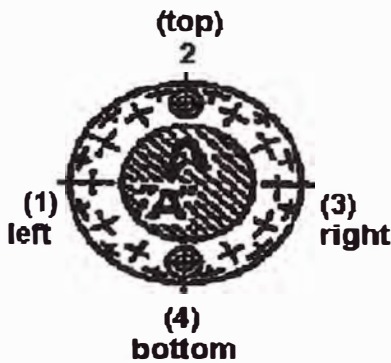
GT
GAS TURBINE



GENERATOR

Parallelism check

Measuring points



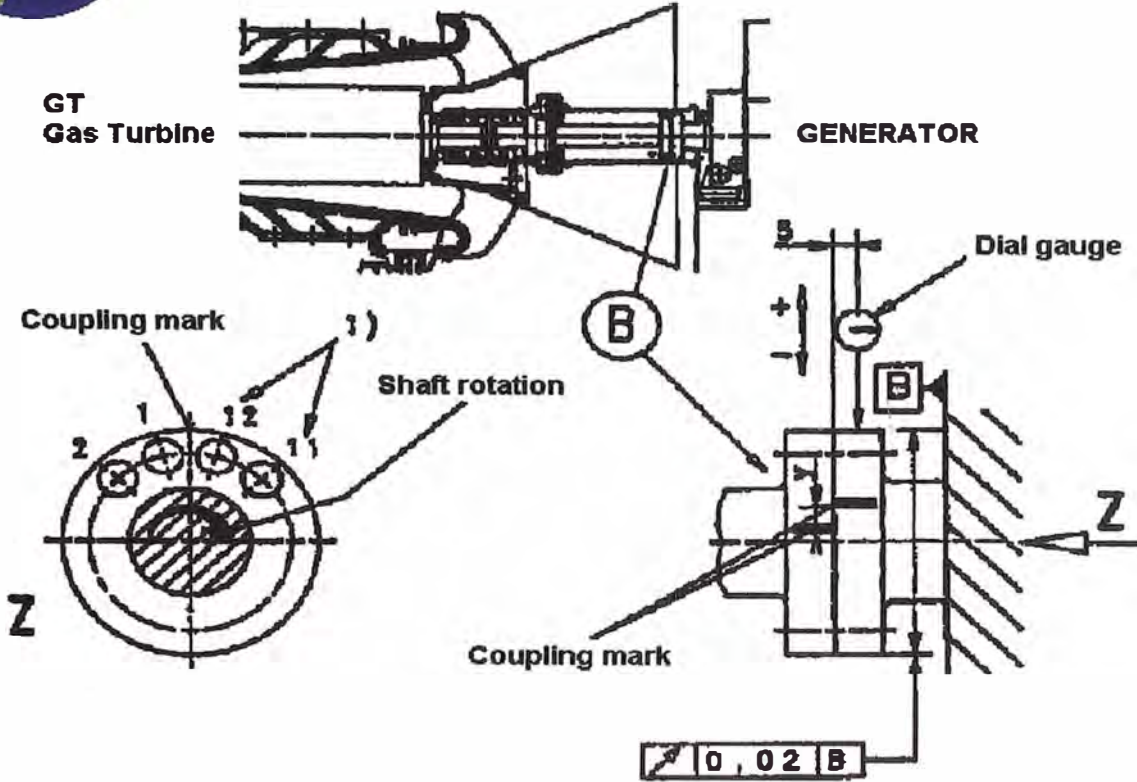
Parallelism at initial erection or dismantling before overhauls

Measuring point	1	2	3	4	Evaluation ("a" in mm)
Initial position					
rotated by 90°					
rotated by 180°					
rotated by 270°					
Sum					
Average					Ref. Data sheet HTCT 410 626

Performed by _____	Review by _____	Approved by _____
		AGUAYTIA POWER PLANT G11



ROTOR CHECK LIST COUPLING RUN OUT



Measuring point	Runout A (mm)
1	0,00
2	
3	
4	
5	
6	
7	
8	
9	
10	
11	
12	

Coupling marks displacement : y (mm) =

Write only the highest value

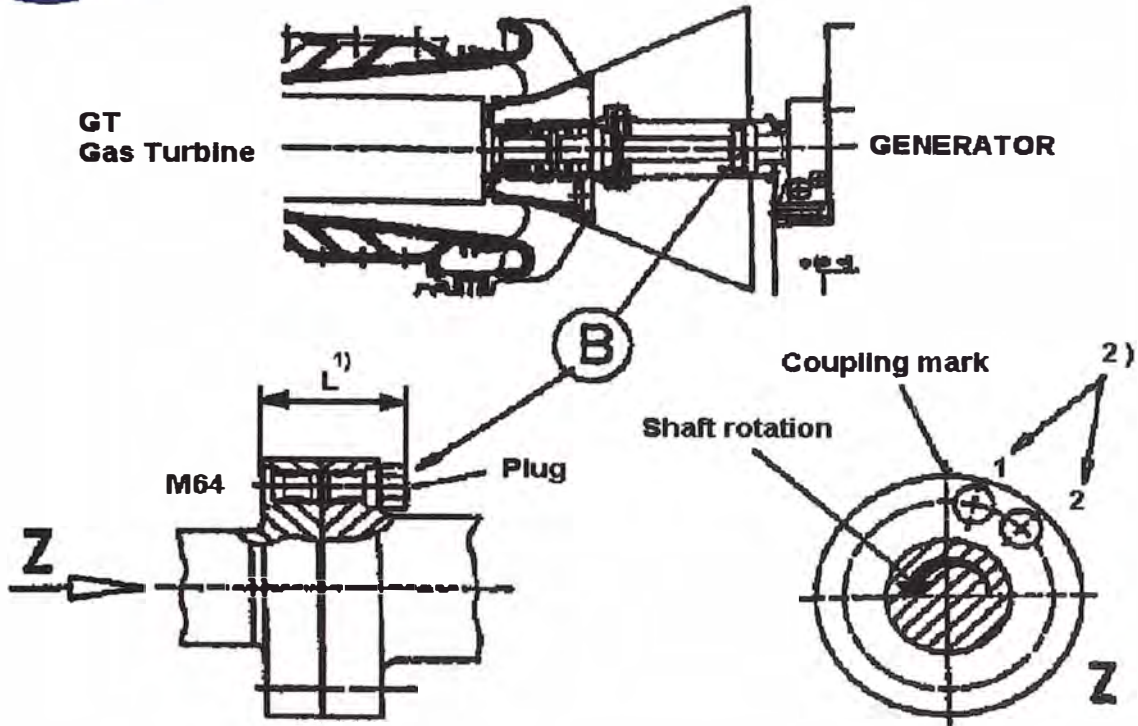
1) Location code. Direction of numbering is inverse to the direction of rotation

Performed by _____	Review by _____	Approved by _____
-----------------------	--------------------	----------------------

AGUAYTIA POWER PLANT
GT11



ROTOR CHECK LIST INSPECTION OF COUPLING BOLT



2) Location code. Direction of numbering is inverse to the direction of rotation
 1) Nominal length : Drawing N° HTCT 410595

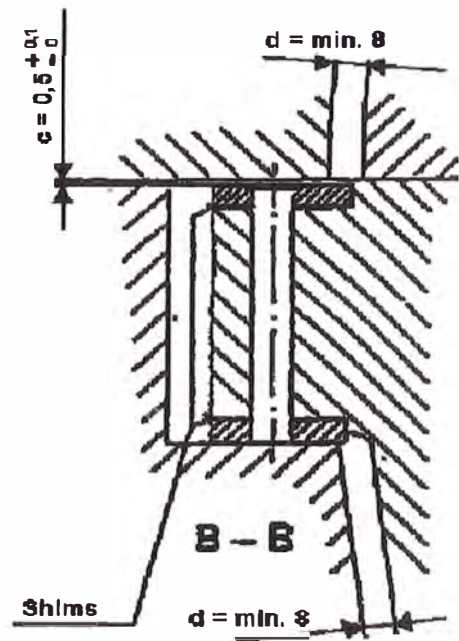
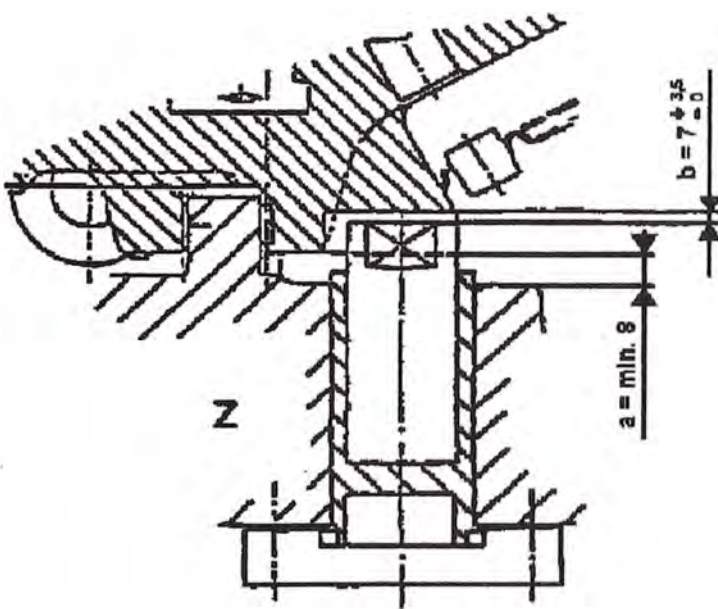
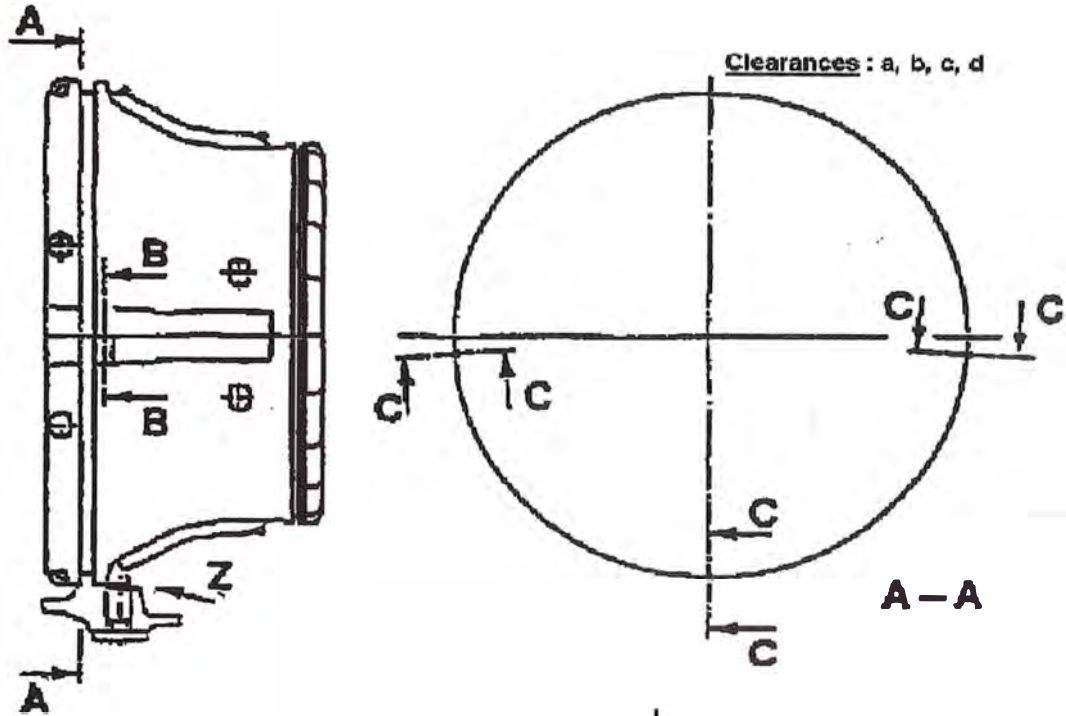
Location code	Belt length before loosening LR[mm]	Belt length before tightening LV[mm]	Remaining prestress $\Delta LR_o = LR - LV$	Belt length after tightening LN[mm]	Prestress $\Delta_{min} < \Delta_{eff} < \Delta_{max}$ $\Delta_{eff} = LN - LV$
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					

Performed by _____	Review by _____	Approved by _____
		AGUAYTIA POWER PLANT GT11



ROTOR CHECK LIST

CLEARANCES FOR GT VANE CARRIER

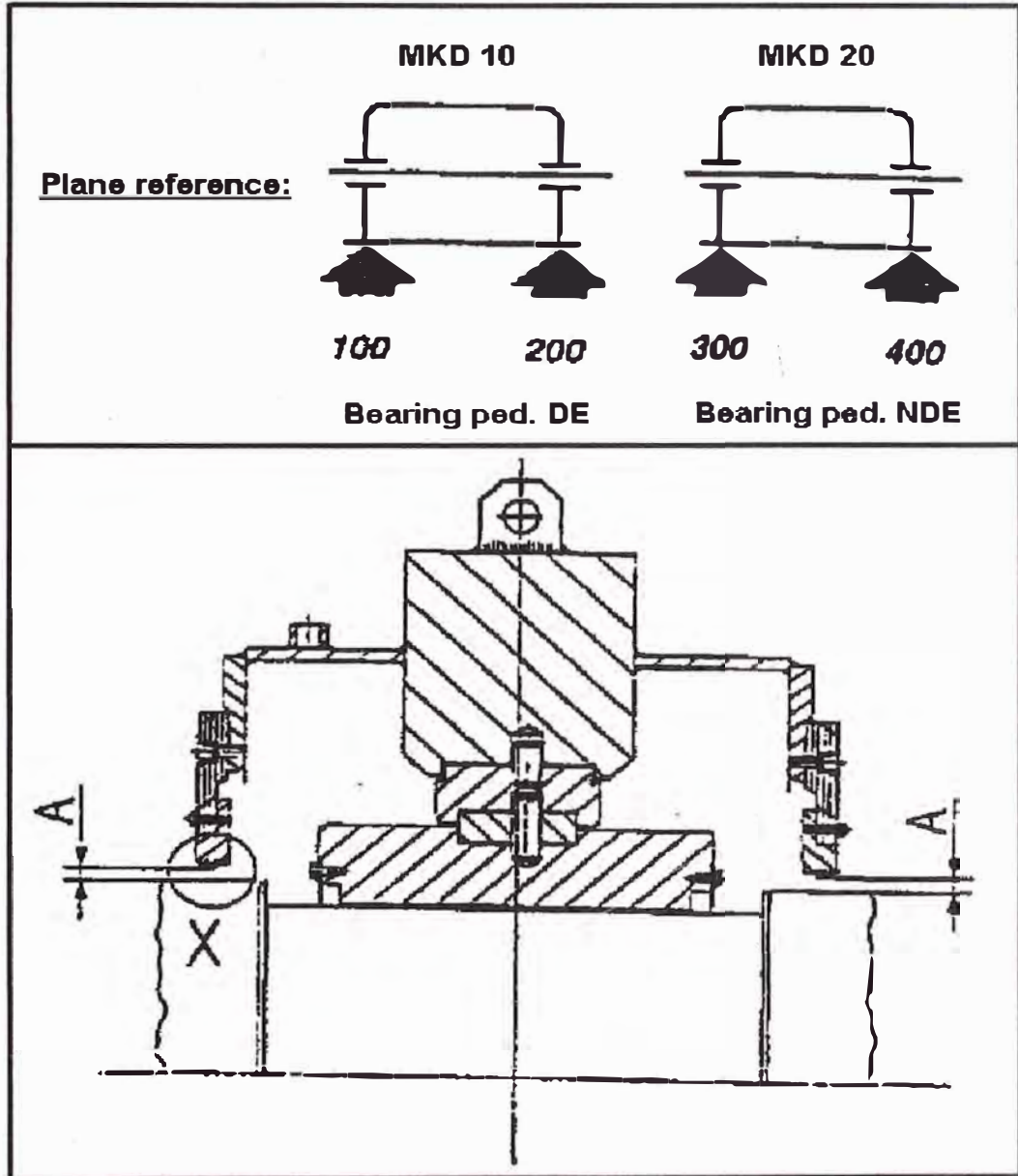


Performed by _____ _____	Review by _____ _____	Approved by _____ _____
		AGUAYTIA POWER PLANT GT12 - C INSPECTION



ROTOR CHECK LIST SHAFT SEALS AND BEARING PEDESTALS

Scope of test : Turbogenerator WX / WY / WZ ... Z

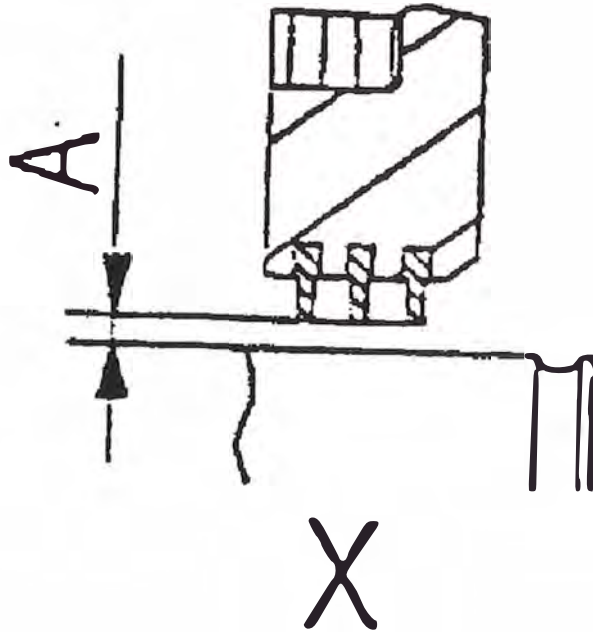


Note : All clearances and dimensions are given in mm and are as seen from DE.

Performed by _____ _____	Review by _____ _____	Approved by _____
		AGUAYTIA POWER PLANT GT12 - C INSPECTION



ROTOR CHECK LIST SHAFT SEALS AND BEARING PEDESTALS



KKS Code	Meas. Point	Specified clearance A	Measured clearance A
MKD10	103	0.15 ... 0.20	
	106	0 ... 0.10	
	109	0.15 ... 0.20	
	112	0.30 ... 0.40	
MKD10	203	0.15 ... 0.20	
	206	0 ... 0.10	
	209	0.15 ... 0.20	
	212	0.30 ... 0.40	
MKD20	303	0.15 ... 0.20	
	306	0 ... 0.10	
	309	0.15 ... 0.20	
	312	0.30 ... 0.40	
MKD20	403	0.15 ... 0.20	
	406	0 ... 0.10	
	409	0.15 ... 0.20	
	412	0.30 ... 0.40	

Performed by _____ _____	Review by _____ _____	Approved by _____ <p style="text-align: center;">AGUAYTIA POWER PLANT GT11</p>
--------------------------------	-----------------------------	---



ROTOR CHECK LIST
INSULATION RESISTANCE GENERATOR BEARINGS

Scope of Test : Turbogenerator WX / WY / WZ ... Z

Insulation resistance measurement

Test voltage: Direct current (DC), 500 V

Test duration: 1 Minute (Insulation tester)

Insulation resistance R at 20°C

	Lager AS Bearing DE	Lager NS Bearing NDE
Prescribed value	> 1 MOhm	> 1 MOhm
Actual value		

Performed by _____ _____	Review by _____ _____	Approved by _____
		AGUAYTIA POWER PLANT GT11

ANEXO No 4

REPORTE EJECUTIVO DE UN MANTENIMIENTO MAYOR



PIC ENERGY GROUP

CUSTOMER: TERMOSELVA S.R.L.

AGUAYTIA POWER PLANT
(2XABB GT11NM-EV Simple Cycle)
Aguaytía, Ucayali, Perú

C2 INSPECTION
GT11
JANUARY-FEBRUARY 2004

TABLE OF CONTENTS

FIGURE NO. 1 – GT11NM POWER PLANT

FIGURE NO. 2 – GT11NM COMBUSTOR

FIGURE NO. 3– GT11NM COMBUSTION TURBINE CROSS SECTION

1.0 BACKGROUND

2.0 SUMMARY

3.0 SCOPE OF WORK

4.0 MILESTONES / MAINTENANCE SCHEDULE.

5.0 OPERATIONAL DATA

6.0 WORK CARRIED OUT

6.1 Air Inlet System

6.2 Compressor Section

6.3 Combustion Section

6.4 Turbine Section

6.5 Generator

6.6 Vibration/Balance

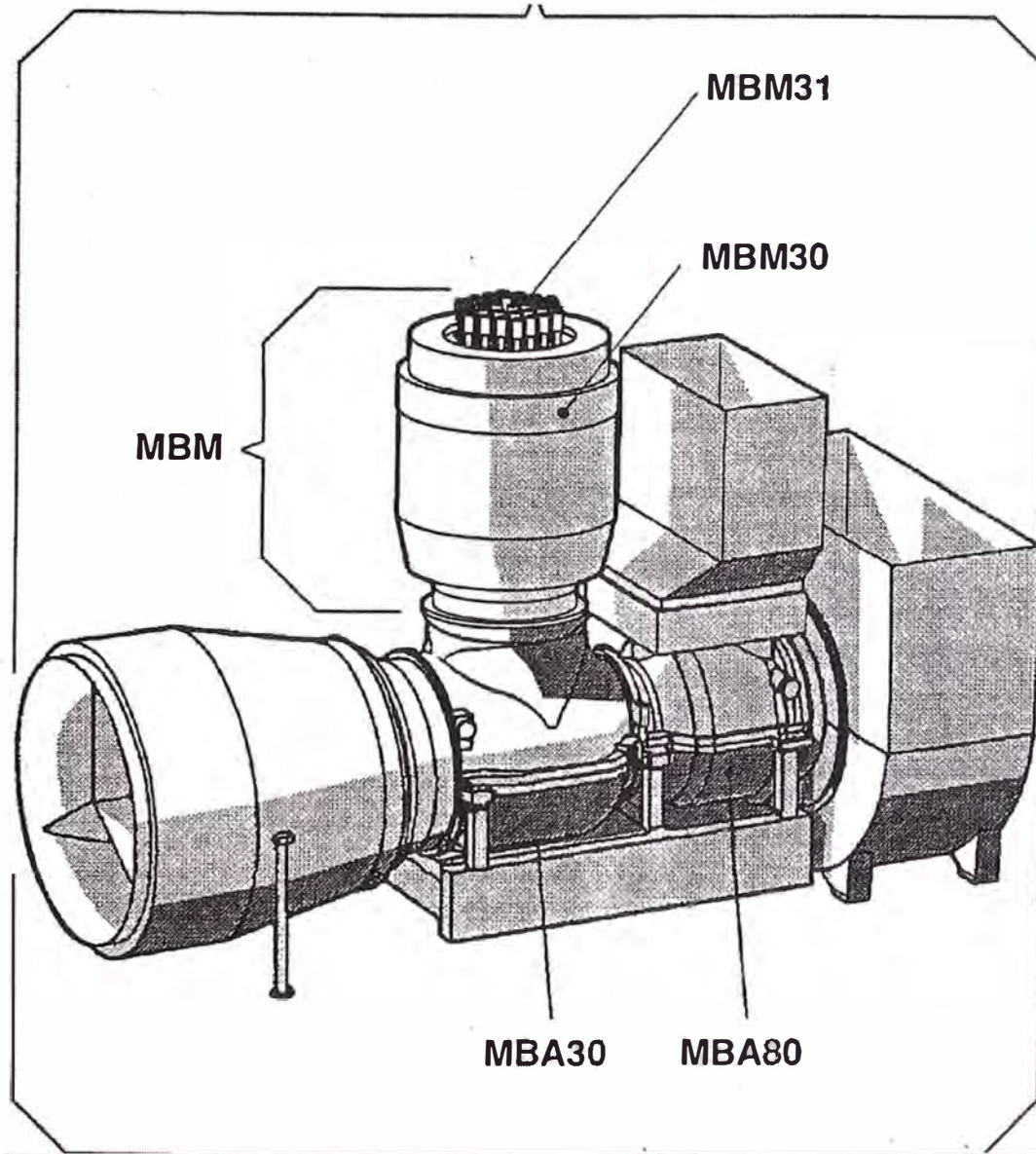
6.7 Commissioning

6.8 Others

7.0 PERSONNEL

8.0 ENCLOSURES

Figure 1 - GT11NM Turbogenerator Perspective



• MBM	COMBUSTOR CHAMBER ASSEMBLY	• MBA30	TURBINE ASSEMBLY
• MBM31	EV-BURNER	• MBA80	COMPRESSOR ASSEMBLY
• MBM30	COMBUSTION CHAMBER		

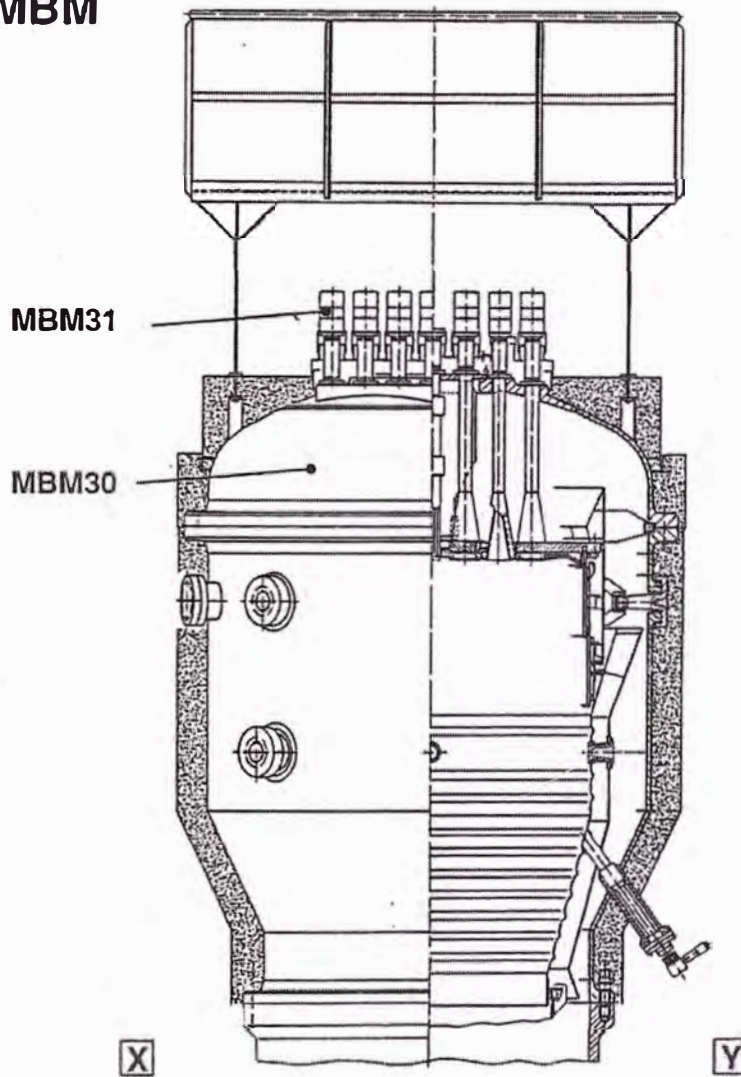
Figure 2 - GT11NM COMBUSTOR SECTION

- MBM31 EVBURNER
- MBM30 COMBUSTOR CHAMBER (TOP PART)

ABB

MBM

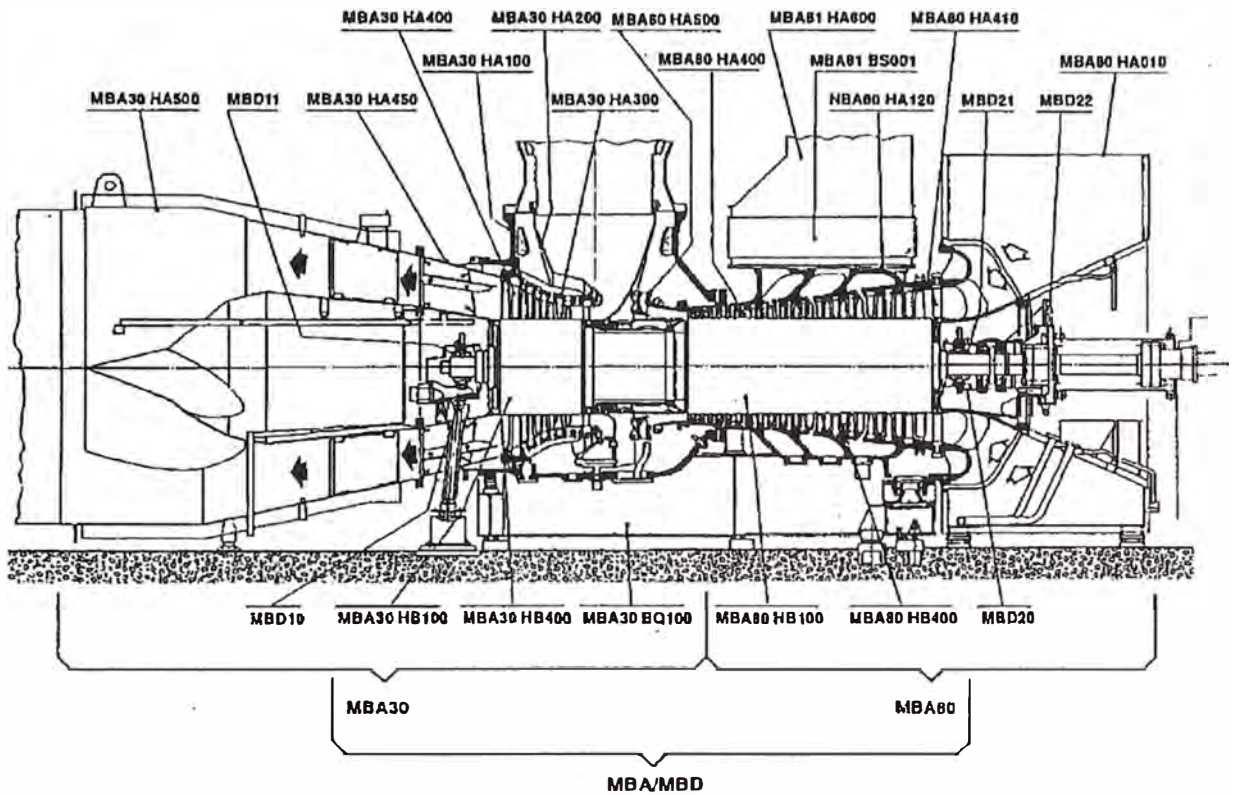
FIG. 2



R 1604

H1CT 690 350

Figure 3 - GT11NM-1 COMBUSTION TURBINE CROSS SECTION



• MBA30BQ100	BASE PLATE	• MBA80HA410	VIGV
• MBA30HA100	TURBINE OUTER HOUSING	• MBA80HA500	COMPRESSOR DIFUSER
• MBA30HA200	HOT GAS CASING	• MBA80HB100	COMPRESSOR SHAFT
• MBA30HA300	VANE CARRIER	• MBA80HB400	COMPRESSOR BLADES
• MBA30HA400	TURBINE VANES	• MBA81BS001	BLOW OFF VALVES SILENCER
• MBA30HA450	EXHAUST HOUSING	• MBA81HA80C	BLOW OFF DIVERTER
• MBA30HA500	CONE STRUTS	• MBD10	TURBINE BEARING SECTION
• MBA30HB100	TURBINE SHAFT	• MBD11	TURBINE BEARING
• MBA30HB400	TURBINES BLADES	• MBD20	COMPRESSOR BEARING
• MBA80HA010	INTAKE MANIFOLD		SECTION
• MBA80HA120	COMPRESSOR HOUSING	• MBD21	TURBINE JOURNAL BEARING
• MBA80HA400	COMPRESSOR VANES	• MBD22	THRUST BEARING

1. BACKGROUND

The scheduled C-2 Inspection for GT11 at the Aguaytia Energy Facility, Aguaytia Peru commenced on Saturday, January 10th, 2004. The original inspection schedule duration was modified to accommodate upgrades and enhancements to the compressor section. This work began with performance testing by Alstom to determine the actual output of the unit. This data was to be used as a comparative baseline after the scheduled compressor modifications and upgrades were completed. The PIC portion of the outage began on Sunday, January 11th, 2004. The scheduled work consisted of the unit disassembly, assessment/inspection, replacement or repair of components, re-assembly, start-up, balance and commissioning.

2. SUMMARY

Unit # GT 11 was disassembled and assessed by PIC. The assessment engineer was Mike Manning and the NDE (Non-Destructive Examination) was supported by Peruvian contractor ENDECOT. The results of these inspections are available in the assessment section of this report. Components that required repair or replacement due to wear are addressed in this summary as well as components that required replacement due to the amount of operational hours experienced.

2.1 Turbine/Compressor Rotor

The turbine /compressor rotor was completely disassembled, cleaned and inspected. NDE examination was completed by using magnetic particle testing on the rotor and bore scope inspection of the turbine cooling channels. Row # 1 and row # 2 turbine blades were re-used as these blades were replaced in July 2003. All row # 1 blades were re-used with the exception of four blades, which exhibited some damage to the blade tip area. The damaged blades are more specifically addressed in the assessment report. Rows # 3, # 4, and # 5 turbine blades were replaced, along with all rows of heat shields, as per Alstom criteria regarding operating hours on these components. Turbine blades were installed using Alstom blade distribution lists. Both the inboard and outboard turbine labyrinth seals were replaced due to wear or damage. All work completed on the compressor section of the rotor was performed by Alstom during the upgrade and modification.

2.2. Hot Gas Casing

The hot gas casing was replaced during the outage as per Alstom criteria regarding operational hours on this component. Measurements for the Hot Gas Casing elevations were taken to determine the proper position and new shims were fabricated to the appropriate dimensions. All bolt tensioning and split seam welding on the Hot Gas Casing were done in accordance with Alstom installation procedures. Some minor grinding was required on the belt seal retaining clips to allow the thermal casing to be set properly.

2.3. Turbine Vane Carrier

The turbine vane carrier was replaced during the outage as per Alstom criteria regarding operational hours on this component. The Vane Carrier was re-assembled, using new vanes and heat shields. Blade clearances were checked and heat shield elevations were adjusted to the proper dimensions by the use of the appropriate distance wires. One heat shield needed to be reused, as a new heat shield, which was delivered from Alstom was machined incorrectly. This heat shield was installed at the split joint of the lower vane carrier.

2.4. Combustor

The combustor was removed and completely disassembled for assessment. The components were cleaned, inspected and repaired or replaced as necessary. All NDE work was performed by ENDECOT and the assessments were done by PIC assessment Engineer Mike Manning. A modification was also performed to the combustor during this inspection. A combustor screen was added as per Alstom CFSI # TC/0831/040130/7. The EV burner was completely disassembled and all

components were inspected and repaired or replaced as necessary. The combustor was re-assembled and returned to service.

2.5. Bearings- #1 - #2 and Thrust Bearing

The bearings were removed from the unit and were cleaned and inspected for damage. ENDECOT performed the NDE inspection on the bearings using dye penetrant examination. No damage was found. The bearings were re-assembled outside the unit and were checked dimensionally for proper clearances. The dimensions were recorded and verified to be within acceptable OEM tolerances. The bearings were determined to be satisfactory for use and were returned to service. Bearing instrumentation was also confirmed to be in proper working condition. Bearing pedestal adjustments were made on the # 1 bearing to properly align the rotor to the casing. Plane readings were taken, to verify rotor position, and are recorded in the appendix.

2.6. Coupling/Alignment

The coupling was disassembled and dimensional measurements were taken. The coupling was inspected for signs of wear or damage and none were detected. An elevation and radial adjustment to the # 1 bearing pedestal was required to properly align the turbine rotor to the casing. This resulted in a required correction at the turbine / generator coupling. The generator was moved to bring the coupling into specifications as per Alstom alignment and coupling assembly procedures.

2.7. Exhaust Casing

During the assessment, some cracking had been found in areas of the exhaust casing. Details of the type and size of the cracks along with photos may be found in the assessment report. These defects were ground out and prepped for welding using Alstom approved welding procedures.

2.8. Compressor Casing

The compressor casing work was performed by Alstom as part of the compressor upgrade and modification. Details of the modification will be addressed by Alstom in a separate performance report. There were also two Alstom CFSI's performed by PIC on the compressor casing and the compressor diffuser during the inspection. CFSI # TC/0831/031120/1 addresses stress relieving bolt holes on the compressor casing flange and CFSI #TC/0831/031124/4 addresses potential problems with the support struts in the compressor diffuser.

2.9. Balancing

After the start-up of GT-11, vibration in the unit was high (above 10 mils) and the unit was shut down to assess the vibration data that was collected. Due to the compressor upgrade, imbalance was expected and an initial balance shot installed to lower vibration enough to allow testing to continue. The first balance weights were installed in both the turbine correction plane and in the compressor correction plane. The turbine correction was 180 grams at position # 32 and 180 grams at position # 33. The compressor correction was 385 grams at position # 5. Three more corrective balance shots were installed before the final trim balance weights were installed. The final balance weights and positions are as follows: Turbine correction plane, position #1- weight unknown, installed prior to outage. Position #22- 385 grams, position #23-178 grams, position #32- 178 grams. Compressor correction plane weight and positions: position #5- 385 grams. The details of the balancing appear in the final balance report attached to the enclosure section.

2.10. Bolting

All bolting that was removed from the unit was cleaned and inspected. All bolting that exhibited damage was repaired or replaced, all other bolts were returned to service.

2.11. Generator

The generator bearings were removed and inspected visually and with the use of dye penetrant. The NDE examinations were performed by ENDECOT and evaluated by the PIC assessment engineer. The bearings were assembled outside the unit and checked dimensionally for proper clearances. The bearings were determined to be in good condition and it was recommended the bearings be returned to service. The generator end shields were removed from both ends to perform a visual examination of the generator internals on both the field and the stator windings. Bore scope inspection was used to look under the field retaining rings. All generator coolers were removed from service and cleaned to optimize efficiency. The generator coolers were inspected and determined to be in good condition. It was recommended that the coolers be returned to service. All generator supervisory instrumentation and protection systems were checked and found to be in good condition. During the start-up and hot commissioning of GT-11, testing was delayed due to high temperature trips associated with the # 3 generator bearing. The # 3 bearing was disassembled, inspected and returned to service. High temperature trips persisted and the alignment from the generator to the turbine was verified. The # 3 bearing was replaced with a new bearing and the coupling was re-aligned to proper tolerances.

2.12. Start-Up

The unit start-up was handled jointly by PIC and Alstom. The reason for this collaboration was due to the compressor upgrade. Conditions and parameters of the unit needed to be monitored to support performance testing. Details of the hot commissioning by PIC will be in the commissioning section of this report. The details of the start-up, commissioning and performance testing will be in a separate report issued by Alstom.

3. SCOPE OF WORK

- 3.2. Air Inlet System
- 3.3. Compressor Section
- 3.4. Combustion Section
- 3.5. Turbine Section
- 3.6. Generator
- 3.7. Vibration/Balance
- 3.8. Commissioning
- 3.9. Others
 - 3.9.1. Transformer Electrical Test and Thermovacuum .
 - 3.9.2. Generator and Transformer Relay Protection Test
 - 3.9.3. Main Breaker Electrical Test
 - 3.9.4. Expansion Joint

4. MILESTONES/MAINTENANCE SCHEDULE

Date	Activity
1-10-04	Pre-outage performance test performed by Alstom
1-11-04	Unit shut down for cooling
1-12-04	Commence disassembly of unit for C-2 inspection performed by PIC
1-16-04	Removed rotor from lower casing
1-16-04	Start removal of blades and heat shields (turbine rotor)
1-18-04	Completed removal of blades and heat shields (turbine rotor)
1-18-04	Complete visual inspection of turbine rotor
1-18-04	Complete visual inspection of upper and lower half compressor casing, vanes, and inlet guide vanes

1-18-04	Start NDT of turbine rotor
1-19-04	Commence NDE on combustor intermediate liner and tile carrier support rings
1-19-04	Commence NDE of compressor diffuser
1-19-04	Commence disassembly of generator (exciter end)
1-20-04	Completed installation of row 5 turbine blades
1-20-04	Remove generator starting device
1-21-04	Completed bore scope inspection of combustor components
1-21-04	Commence NDE of EV burner components
1-22-04	Completed bore scope inspection of turbine rotor
1-22-04	Completed bore scope inspection of the generator
1-23-04	Commence weld repairs of combustor inner liner
1-23-04	Completed NDE on EV burner central array
1-24-04	Completed all Preventive Maintenance on all oil systems and cooling water system
1-25-04	Completed installation of the turbine end labyrinth seals
1-25-04	Completed NDE on the #1, #2, #3 and thrust bearings
1-26-04	Completed NDE of EV burner and centering ring
1-27-04	Installed lower half turbine vane carrier to facilitate clearance readings
1-27-04	Completed all testing of generator protection systems
1-27-04	Begin experiencing delays due to compressor upgrade
1-30-04	The assembly of all turbine blades is 95% complete. Awaiting the arrival of four new blades in row 1 to replace damaged blades found in assessment.
2-1-04	Completed water refill and adding of preservatives to refrigeration system
2-3-04	Completed new heat shield and vane installation in the vane carrier
2-3-04	Completed vane carrier alignment in the thermal casing
2-4-04	Completed installation of all turbine blades including 4 new row #1 blades
2-5-04	Completion of new VIGV lower assembly
2-7-04	Completion of both upper and lower VIGV assembly
2-8-04	Installed rotor to measure compressor vane and blade clearances
2-9-04	Alstom completed installation of row #18 compressor vanes
2-12-04	Completed installation of new combustor screen modification
2-13-04	Alstom completed all compressor rotor blade grinding
2-13-04	Completed installation of EV burners in the combustor dome
2-13-04	Completed installation of the combustor dome
2-14-04	Alstom completed the installation of all compressor rotor blades #1 to #17
2-15-04	Completed installation and adjustments on A and B labyrinth seals
2-19-04	Completed weld repairs and grinding of the hot gas casing supports
2-19-04	Completed final elevation shim measurements for the hot gas casing
2-21-04	Completed installation of the upper half turbine vane carrier
2-21-04	Completed welding of the hot gas casing split joint
2-22-04	Completed installation of the hot gas casing
2-23-04	Completed all closing clearance readings
2-23-04	Completed bolting and tensioning of the thermal block split line
2-24-04	Completed installation of the combustor
2-24-04	Installed the central burner array
2-24-04	Installed the blow-off valves
2-25-04	Completed assembly of the VIGV ring
2-25-04	Completed assembly of the intake manifold
2-25-04	Completed installation of the roof panels and combustor enclosure
2-25-04	Completed installation of the blow-off valve diverter and silencer
2-27-04	Completed coupling assembly and recorded readings
2-27-04	Completed final plane readings
2-28-04	Completed cold commissioning of electrical and I/C
2-28-04	Motor Roll completed
3-1-04	First ignition achieved
3-10-04	Completed final trim balance

3-13-04	Completion of pre-performance testing by Alstom
3-14-04	Final performance testing completed by Alstom
3-14-04	Unit ready for commercial operation

Attached to this file is the C2 inspection schedule

5. OPERATIONAL DATA

Unit Designation GT11	Before Inspection	Since last C1 Inspection
Starts:	816	403
QL:	718	276
OH:	22547.8	15863.0
EOH:	53227.8	29443.0

6. WORK CARRIED OUT

6.2. AIR INLET SYSTEM

6.1.1 INLET FILTERS, INLET DUCTING, ETC.

The inlet filter house was inspected and found to be in generally good condition. Minor mechanical and painting repairs were performed as necessary. All 208 pre-filters and 208 final filters (high efficiency) were replaced .

6.1.2 INLET BELLMOUTH

The inlet bell mouth is in good condition. The surfaces were cleaned inspected and re-painted. The surfaces are clean and exhibit no defects. No repairs except for cleaning and painting were required at this time.

6.1.3 INLET GUIDE VANES

The inlet guide vanes were completely replaced as part of the Alstom compressor upgrade. Details for the guide vanes will be addressed in the Alstom upgrade report.

6.3. COMPRESSOR SECTION

6.3.1. MODIFICATION AND UPGRADE OF COMPRESSOR SECTION

The modification and upgrade of the compressor section was performed by Alstom and will be addressed in a separate report.

6.3.2. CLEANUP OF THE COMPRESSOR/TURBINE CASING FLANGES, BOLT HOLES, ETC.

The compressor / turbine casing flanges and all associated bolts and bolt holes were cleaned, stoned, wire brushed and had the threads chased. They were protective wrapped and stored until they were to be used.

6.3.3. INSTALLATION OF LOWER COMPRESSOR DISCHARGE DIFFUSER

The lower half of the compressor discharge diffuser was cleaned inspected and installed as per the Alstom re-assembly instructions. The cleaning and inspection showed little or no sign of wear and was determined to be in satisfactory condition for re-use. CFSI's were performed as previously stated in the summary. A modification to eliminate the wash water supply line was implemented as this line was not in service.

6.3.4. INSTALLATION OF INLET DUCTING, PLENUM, ETC.

The inlet ducting, plenum, and associated components were installed as per the Alstom re-assembly instructions. The components were inspected for damage or wear before re-assembly and were determined to be in satisfactory condition.

6.3.5.COMPRESSOR ROTOR INSTALLATION

The compressor / turbine rotor are installed as a unit. The compressor end of the rotor was disassembled, cleaned, inspected and rebuilt as part of the compressor upgrade performed by Alstom.

6.3.6.COMPRESSOR ROTOR BLADE TIP CLEARANCES

Completed by Alstom as part of the compressor upgrade

6.3.7.COMPRESSOR ROTOR TO VANES TIP CLEARANCES

Completed by Alstom as part of the compressor upgrade.

6.3.8.INLET GUIDE VANES SETTINGS

Completed by Alstom as part of the compressor upgrade.

6.3.9.ROTOR - COMPRESSOR END LABRINTH SEALS CLEARANCES

The compressor end labyrinth seal clearances were taken and determined to be acceptable. The dimensions are available for review in the appendix.

6.3.10. ROTOR COMPRESSOR END (NO.2) JOURNAL BEARING INSTALLATION

The #2 bearing was checked dimensionally against the rotor journal to verify correct clearance. The bearing was determined to be in satisfactory condition and was installed in the unit. The bearing and journal dimensions are available for review in the appendix.

6.3.11. THRUST BEARING INSTALLATION

The thrust bearing was cleaned and inspected. No defects were found and no repairs were required. The thrust bearing was determined to be in satisfactory condition and returned to service.

6.3.12. INSTALLATION OF TOP HALF COMPRESSOR/TURBINE CASING

The upper half of the compressor/turbine casing was cleaned, inspected and prepped for installation. There were some modifications performed on the compressor casing as part of the compressor upgrade performed by Alstom. After final inspection, no defects were detected and the upper casing was re-installed.

6.3.13. BOLTING OF COMPRESSOR/TURBINE UPPER CASING

All bolts were cleaned and inspected before installation. Bolts were repaired or replaced as necessary. All casing bolts were tensioned using the Hydra-Tite hydraulic wrench system and tensioned in accordance with Alstom specifications.

6.4. COMBUSTION SECTION (EV BURNER) RE-ASSEMBLY

The combustion/burner section was disassembled and inspected. Details of the components requiring repair or replacement are addressed in the assessment report. The unit was reassembled and returned to service

6.4.1.INSTALLATION OF HOT GAS CASING

The hot gas casing was replaced. The new HGC was inspected and prepped for installation. The clearance shim dimensions were taken and new clearance shims were ground to the appropriate dimension as per Alstom specification. Welding on the horizontal joint assembly was completed as per Alstom installation and welding procedures.

6.4.2.RE-ASSEMBLY OF EV BURNERS (CONES, RODS, ETC.)

The combustor section was removed and completely disassembled for evaluation and repair. The combustor dome was separated from the lower half of the combustor unit and all removed for repair and evaluation. After completion of the repairs installation of new components the combustor was returned to service.

6.4.3.INSTALLATION EV BURNERS SHIELDING CONE

The installation of the shielding cone was done in accordance with Alstom specifications. A modification to the combustor was made with the addition of a screen installation as per Alstom CFSI # TC0831/040130/7.

6.4.4.INSTALLATION OF FUEL EV BURNERS IN COMBUSTION DOME

The EV burners in the combustion dome were cleaned and inspected. The repair or replacement of components is addressed in the assessment report. Following inspection and repair, the EV burners were installed in the combustor dome as per Alstom assembly procedures.

6.4.5.INSTALLATION OF UPPER COMBUSTOR SUPPORT PLATE

The support plate was removed and 100% dye checked for cracks and deformities. It was verified to be in satisfactory condition and re-installed as per Alstom specifications.

6.4.6.INSTALLATION OF FUEL PIPING

All fuel piping and associated components were installed to the original configuration. All gaskets were checked for proper alignment and all bolts were tensioned to appropriate specifications.

6.4.7.INSTALLATION OF FIRE EYES AND SIGHT GLASSES

The fire eyes and sight glass were removed cleaned and inspected. No defects were observed and the components were returned to service.

6.4.8.INSTALLATION OF COMBUSTOR UPPER TILE SEGMENT (ROW 1)

The tile segments were removed and inspected as part of the unit assessment. Tiles were repaired or replaced as necessary. The upper tile carrier and tile segments were determined to be in satisfactory condition and installed in the combustor.

6.4.9.INSTALLATION OF COMBUSTOR LOWER TILE SEGMENT (ROW 2)

The tile segments were removed and inspected as part of the unit assessment. Tiles were replaced as necessary. The lower tile carrier and tile segments were determined to be is satisfactory condition and installed in the combustor.

6.4.10. COMBUSTOR INNER LINER ALIGNMENT

The combustor inner liner was checked for alignment. It was determined that no movement was necessary at this time. Details of the inner liner inspection may be found in the attached assessment report. Inner liner after assessment was reused.

6.4.11. INSTALLATION OF HOT GAS CASING LOWER AND UPPER HALF

The upper half of the HGC was inspected and installed as per the Alstom assembly specifications. The new clearance shims were re-checked to insure proper clearance and welding of the split joint were completed as per Alstom assembly procedures.

The Hot Gas Casing installed is reconditioned

6.4.12. COMBUSTION DOME RE-ASSEMBLY TO COMBUSTION CHAMBER

The combustion dome to the combustion chamber was done in accordance to Alstom Specifications. All bolting at the mating joint was tensioned in accordance with Alstom specifications.

6.4.13. COMBUSTION CHAMBER RE-ASSEMBLY TO TURBINE CASING

The combustion chamber re-assembly to the turbine casing was done in accordance to Alstom specifications. The final alignment dimensions are available for review in the appendix.

6.4.14. INSTALLATION OF CENTRAL BURNER ASEMBLY CENTER SECTION

The center section burner assembly was dis-assembled and inspected for defects. No defects were noted at this time and the center section was returned to service as per Alstom Specifications.

6.5. TURBINE SECTION

6.5.1.TURBINE UPPER VANE CARRIER AND STATIONARY VANES, INLET SEGMENTS, HEAT SHIELDS, ETC. RE-ASSEMBLY

Due to the amount of operational hours on the turbine vane carrier and stationary vanes the turbine vane carrier, vanes and heat shields were replaced. This was done in accordance with Alstom assembly procedures. Vane carrier installed is new.

6.5.2.TURBINE UPPER VANE CARRIER ASSEMBLY CHECKLIST

ITEM Complete Activity

1	x	Receive, un-crate, and inspect the new vane carrier
2	x	Install the new vane carrier in the holding fixture
3	x	Remove bolts supplied with the new vane carrier
4	x	Clean bolts, bolt holes, air passages, etc.
5	x	Check the casing for cracks, damage, and free of any residues
6	x	Check sealing surfaces for cleanliness, damage, machine tool grooves, etc.
7	x	Right before the start of assembly, lubricate all threads, fits, and contact surfaces
8	x	Install row 'A' heat shields and gasket seals, using the same ID wire as was used in the original TVC
9	x	Locate position of new dowel pinholes. Drill dowel pinholes.
10	x	Install new dowel pins in each heat shield
11	x	Install row 'B' heat shields and gasket seals, using the same ID wire as was used in the original TVC
12	x	Locate position of new dowel pin holes. Drill dowel pin holes.
13	x	Install new dowel pins in each heat shield
14	x	Install row 'C' heat shields and gasket seals, using the same ID wire as was used in the original TVC
15	x	Locate position of new dowel pin holes. Drill dowel pin holes.
16	x	Install new dowel pins in each heat shield
17	x	Install row 'D' heat shields and gasket seals, using the same ID wire as was used in the original TVC
18	x	Locate position of new dowel pin holes. Drill dowel pin holes.
19	x	Install new dowel pins in each heat shield
20	x	Install row 'E' heat shields and gasket seals, using the same ID wire as was used in the original TVC
21	x	Locate position of new dowel pin holes. Drill dowel pin holes.
22	x	Install new dowel pins in each heat shield
23	x	Install row 'F' heat shields and gasket seals, using the same ID wire as was used in the original TVC.

24	x	Locate position of new dowel pin holes. Drill dowel pin holes.
25	x	Install new dowel pins in each heat shield
26	x	Dis-assemble the turbine vane carrier for cleaning and final inspection making sure that all air passages are clean, all burrs are removed, seal surfaces are free of scraps, etc.
27	x	Re-assemble the heat shields, gasket seals, and dowel pins in the turbine vane carrier using a high temperature anti-seize compound.
28	x	Bolt together the upper and lower half turbine vane carriers and check the joints for tightness, check for roundness of the casing, and check the ID diameters.
29	x	Unstack the turbine vane carrier halves.
30	x	Install the row no. 1 turbine vanes using the gasket seals, springs and pins. Use a high temperature anti-seize.
31	x	Install the row no. 2 turbine vanes using the gasket seals, springs, and location pins. Make sure that the cooling air orifices are installed. Use a high temperature anti-seize.
32	x	Install the row no. 3 turbine vanes using the locating pins, springs, plugs, gasket seals, and locking screws. Use a high temperature anti-seize compound.
33	x	Install the row no. 4 turbine vanes using the gasket seals, locating pins, springs, plugs, and locking screws. Use a high temperature anti-seize compound.
34	x	Install the row no. 5 turbine vanes using the gasket seals, locating pins, springs, and plugs. Use a high temperature anti-seize compound.
35	x	Take blade rock measurements on the row no. 1 through row no. 5 vanes.
36	x	Remove the TVC cooling air plugs and blow out the cooling air passages with clean dry air.
37	x	using the springs, pressure pins, and seals install the turbine vane carrier inlet segments. Use a high temperature anti-seize compound.
38	x	The turbine vane carrier is now ready for installation into the turbine.

6.5.3.TURBINE LOWER VANE CARRIER AND STATION VANES, INLET SEGMENTS, HEAT SHIELDS, ETC. RE-ASSEMBLY

Due to the amount of operational hours on the turbine vane carrier and the turbine stationary vanes the vane carrier, vanes and heat shields were replaced. This was done in accordance with Alstom assembly procedures.

6.5.4.TURBINE LOWER VANE CARRIER ASSEMBLY CHECKLIST

ITEM	Complete	Activity
1	x	Receive, un-crate, and inspect the new vane carrier
2	x	Install the new vane carrier in the holding fixture
3	x	Remove bolts supplied with the new vane carrier
4	x	Clean bolts, bolt holes, air passages, etc.
5	x	Check the casing for cracks, damage, and free of any residues
6	x	Check sealing surfaces for cleanliness, damage, machine tool grooves, etc.
7	x	Right before the start of assembly, lubricate all threads, fits, and contact surfaces
8	x	Install row 'A' heat shields and gasket seals, using the same

- ID wire as was used in the original TVC
- 9 x Locate position of new dowel pin holes. Drill dowel pin holes.
- 10 x Install new dowel pins in each heat shield
- 11 x Install row 'B' heat shields and gasket seals, using the same ID wire as was used in the original TVC
- 12 x Locate position of new dowel pin holes. Drill dowel pin holes.
- 13 x Install new dowel pins in each heat shield
- 14 x Install row 'C' heat shields and gasket seals, using the same ID wire as was used in the original TVC
- 15 x Locate position of new dowel pin holes. Drill dowel pin holes.
- 16 x Install new dowel pins in each heat shield
- 17 x Install row 'D' heat shields and gasket seals, using the same ID wire as was used in the original TVC
- 18 x Locate position of new dowel pin holes. Drill dowel pin holes.
- 19 x Install new dowel pins in each heat shield
- 20 x Install row 'E' heat shields and gasket seals, using the same ID wire as was used in the original TVC
- 21 x Locate position of new dowel pin holes. Drill dowel pin holes.
- 22 x Install new dowel pins in each heat shield
- 23 x Install row 'F' heat shields and gasket seals, using the same ID wire as was used in the original TVC. One heat shield F was reinstalled due to the new one came with uncompleted machined, it was placed in the split line of the vane carrier.
- 24 x Locate position of new dowel pin holes. Drill dowel pin holes.
- 25 x Install new dowel pins in each heat shield
- 26 x Dis-assemble the turbine vane carrier for cleaning and final inspection making sure that all air passages are clean, all burrs are removed, seal surfaces are free of scraps, etc.
- 27 x Re-assemble the heat shields, gasket seals, and dowel pins in the turbine vane carrier using a high temperature anti-seize compound.
- 28 x Bolt together the upper and lower half turbine vane carriers and check the joints for tightness, check for roundness of the casing, and check the ID diameters.
- 29 x Unstack the turbine vane carrier halves.
- 30 x Install the row no. 1 turbine vanes using the gasket seals, springs and pins.
Use a high temperature anti-seize.
- 31 x Install the row no. 2 turbine vanes using the gasket seals, springs, and location pins.
Make sure that the cooling air offices are installed.
Use a high temperature anti-seize.
- 32 x Install the row no. 3 turbine vanes using the locating pins, springs, plugs, gasket seals, and locking screws.
- 33 x Install the row no. 4 turbine vanes using the gasket seals, locating pins, springs, plugs, and locking screws.
Use a high temperature anti-seize compound
- 34 x Install the row no. 5 turbine vanes using the gasket seals, locating pins, springs, and plugs.
- 35 x Use a high temperature anti-seize compound.
- 36 x Take blade rock measurements on the row no. 1 through row no. 5 vanes.
- 37 x Remove the TVC cooling air plugs and blow out the cooling air passages with clean dry air.
- 38 x Using the springs, pressure pins, and seals install the turbine vane carrier inlet segments.
Use a high temperature anti-seize compound.

39 x The turbine vane carrier is now ready for installation into the turbine.

6.5.5.TURBINE ROTOR HEAT SHIELDS AND BLADES RE-ASSEMBY

The rotor was inspected, cleaned, and repaired per the following checklist:

NO.	Complete	DESCRIPTION
1	x	Visually inspect the rotor upon removal
2	x	Assess and remove all damaged components
3	x	Clean and prep rotor for NDE
4	x	Performed NDE and assessment of turbine rotor
5	x	Performed NDE and assessment of the compressor rotor
6	x	Recorded the balance weight positions on the compressor and turbine ends of the rotor
7	x	Inspected the rotor bar gear
8	x	Inspected the speed toothed wheel
9	x	Inspected and dimensioned the # 1 and # 2 bearing journals
10	x	Inspected the active and inactive faces of the thrust bearing runner
11	x	Inspected and dimensioned the load coupling
12	x	Inspected the mid span balance weights
13	x	Inspected row 'A' labyrinth seals and removed damaged material
14	x	Inspected rows B-C-D shaft labyrinth seals
15	x	Installed heat shields on rotor rows 'A' through 'L' (no row 'J')
16	x	Installed rows 4, 3, 2, and 1 turbine rotor blades
17	x	Installed row 5 turbine rotor blades
18	x	Installed and welded all split shims and axial locks
19	x	Clean compressor and turbine end balance weight holes
20	x	Install row 'A' turbine shaft labyrinth seals
21	x	Lap bearing journals
22	x	Final cleaning
23	x	Final inspection
24	x	Assure that all necessary protocol and test certificates are completed

6.5.6.ROTOR – TURBINE END (NO. 1) BEARING) RE-ASSEMBLY

The # 1 bearing (turbine end) was removed, cleaned and inspected. No defects were noted at this time and the bearing was assembled dimensioned to verify appropriate clearance to the bearing journal. Adjustments were made to the # 1 bearing pedestal in two directions. A 0.9mm move down in elevation and a .4mm move to the left in direction of flow. This adjustment was required to center the rotor to the casing. A final adjustment to bring the plane readings into specification was made at the #1 bearing pedestal. After the installation of the upper casing and combustion chamber a new movement up of 0.3 mm was required to get proper center of the rotor position.

6.5.7.ROTOR – TURBINE END LABRINTH SEALS

The turbine rotor labyrinth seals row 'A' were replaced with a new set of seals. The labyrinth seals were determined to have excessive clearance when opening dimensions were taken. Some minor grinding was done to the labyrinth seal to give proper clearance as per Alstom specifications

6.5.8.TURBINE EXHAUST CASING REPAIR

During the assessment some minor cracking was discovered in the exhaust casing area of the unit. These defects were ground out, prepped and repaired using approved Alstom weld repair procedures

6.5.9. TURBINE EXHAUST DIFFUSER REPAIR

During the assessment some minor cracking was discovered in the exhaust diffuser area of the unit. These defects were ground out, prepped and repaired using approved Alstom weld repair procedures

6.5.10. EXHAUST THERMOCOUPLES (SIX) INSTALLATION

The exhaust thermocouples were removed and inspected. After they were returned to service they were tested in several different positions to determine best temperature spread indication as per Alstom specifications. This work was performed by Alstom as part of the hot commissioning.

6.5.11. TURBINE EXHAUST DIFFUSER TO EXHAUST STACK EXPANSION JOINT REPLACEMENT

Installed by third party AEASA (See report attached)

6.5.12. INSTALLATION OF LOWER TURBINE VANE CARRIER

The lower portion of the turbine vane carrier was installed and centered in the casing. The rotor was set for a preliminary to re-assembly to verify turbine blade and turbine vane clearances. The rotor was then removed and final adjustments were made to the blades, vanes and heat shields.

6.5.13. INSTALLATION OF ROTOR

The final installation of the rotor was done in accordance with Alstom specifications. Some minor grinding on the turbine section blade tips in row # 1 was required to achieve the proper blade tip clearances. There are four new blades in row # 1 that were replaced as they exhibited some damage in the cooling channel area of the blade tip. (See assessment report)

6.6. GENERATOR SECTION

6.6.1. GENERATOR ELECTRICAL TESTING

Electrical testing was completed on the generator in accordance with all OEM recommendations and specifications. Details of the electrical testing may be found in the enclosure section of this report.

6.6.2. GENERATOR DE RE-ASSEMBLY

After inspection and cleaning the generator DE was re-assembled per the following:

- Installed the inner air shields and set the fan to air shield tip clearances.
- Installed the lower outer end bell halves.
- Installed and set clearances on the shaft air seal halves.
- Installed the upper end bells.

6.6.3. GENERATOR NDE RE-ASSEMBLY

After inspection and cleaning the generator DE was re-assembled per the following:

- Installed the inner air shields and set the fan to air shield tip clearances.
- Installed the lower outer end bell halves.
- Installed and set clearances on the shaft air seal halves.
- Installed the upper end bells.

6.6.4. GENERATOR BRUSHLESS EXCITER RE-ASSEMBLY

The brushless exciter frame and stator were re-assembled and aligned to the rotating unit. Clearance readings were taken.

6.6.5.GENERATOR STARTING BRUSHES RE-ASSEMBLY

The exciter starting brush rigging was cleaned, inspected and installed on the unit. The brush rigging was aligned to the rotating slip rings.

6.6.6.GENERATOR GROUNDING BRUSHES RE-ASSEMBLY

The generator grounding brushes were cleaned, inspected, and installed on the unit.

6.6.7.GENERATOR DE AND NDE SHAFT SEALS RE-ASSEMBLY

After inspection and cleaning (see assessment report) the generator shaft seals were re-installed and the clearances set.

6.6.8.GENERATOR DE BEARING JOURNAL AND SEALS RE-ASSEMBLY

The generator DE bearing was removed and inspected. The NDE was performed by ENDECOT. The bearing was assembled and checked dimensionally to verify proper clearances. After initial start-up high temperatures were experienced in the #3 bearing. The bearing was removed from service and replaced with a new bearing.

6.6.9.GENERATOR NDE BEARING JOURNAL AND SEALS RE-ASSEMBLY

The generator NDE bearing cap was removed and the top half of the bearing removed. The journal, seals, and other hardware were observed to be in very good condition. Clearances on the bearing shaft seals were checked. The generator NDE bearing was re-assembled.

6.6.10. GENERATOR AIR COOLERS RE-ASSEMBLY

The generator water to air coolers were removed from the machine, cleaned, and pressure tested. The coolers were found to be in very good condition. The coolers were re-installed in the unit.

6.7. VIBRATION / BALANCE

PIC-USA specialist assisted the Alstom specialist with vibration and balancing analysis. The rotor required four balance shots to bring the rotor vibration levels into the acceptable range. Details of the balancing can be found in both the PIC balance report and in the Alstom upgrade and commissioning report.

6.8. COMMISSIONING

The hot and cold commissioning were carried out jointly with Alstom taking the lead due to the compressor upgrade with assistance of PIC-USA commissioning engineer. Complete reports of commissioning tests are attached in the PIC commissioning report. Details of the commissioning from Alstom will appear in the Alstom report.

6.9. OTHERS

6.9.1.Transformer Electrical Test and Thermovacuum.

The Power Factor was measured and Thermovacuum was done, no abnormal conditions were found. It was recommended a new test be performed after 6 months. All the other parameters were found to have permissible values. This task was performed by third party Oil Transformer (See reports attached).

6.9.2.Generator and Transformer Relay Protection Test.

All the equipments were found into calibration range. This Task was performed by third party FERCHALE ASSOCIATES (See report attached).

6.9.3.Main Breaker Electrical Test.

Main Braker was found in good condition, all the parameters were found into tolerances. This task was performed by third party FERCHALE ASSOCIATES (See report attached).

6.9.4.Expansion Joint

A new Expansion Joint was installed by third party AEASA (See report attached).

7. PERSONNEL

- 7.2. Carlos Lopez- Facility Manager/ Outage Director
- 7.3. Ekard Lumbreras – Planning Outage Manager
- 7.4. Franco Liza- Outage Leadman
- 7.5. Dave Mott – Project Support Manager
- 7.6. Chris Gribbins – Technical Direction
- 7.7. James George- Technical Direction
- 7.8. Mike Manning – Equipment Assessment
- 7.9. Homero Garcia – Blader
- 7.10Antonio Davila - Blader
- 7.11Tom Treharne - Balance
- 7.12Mike Manning- Commissioning engineer

8 ENCLOSURES

See the all the reports attached below at the end of this report.

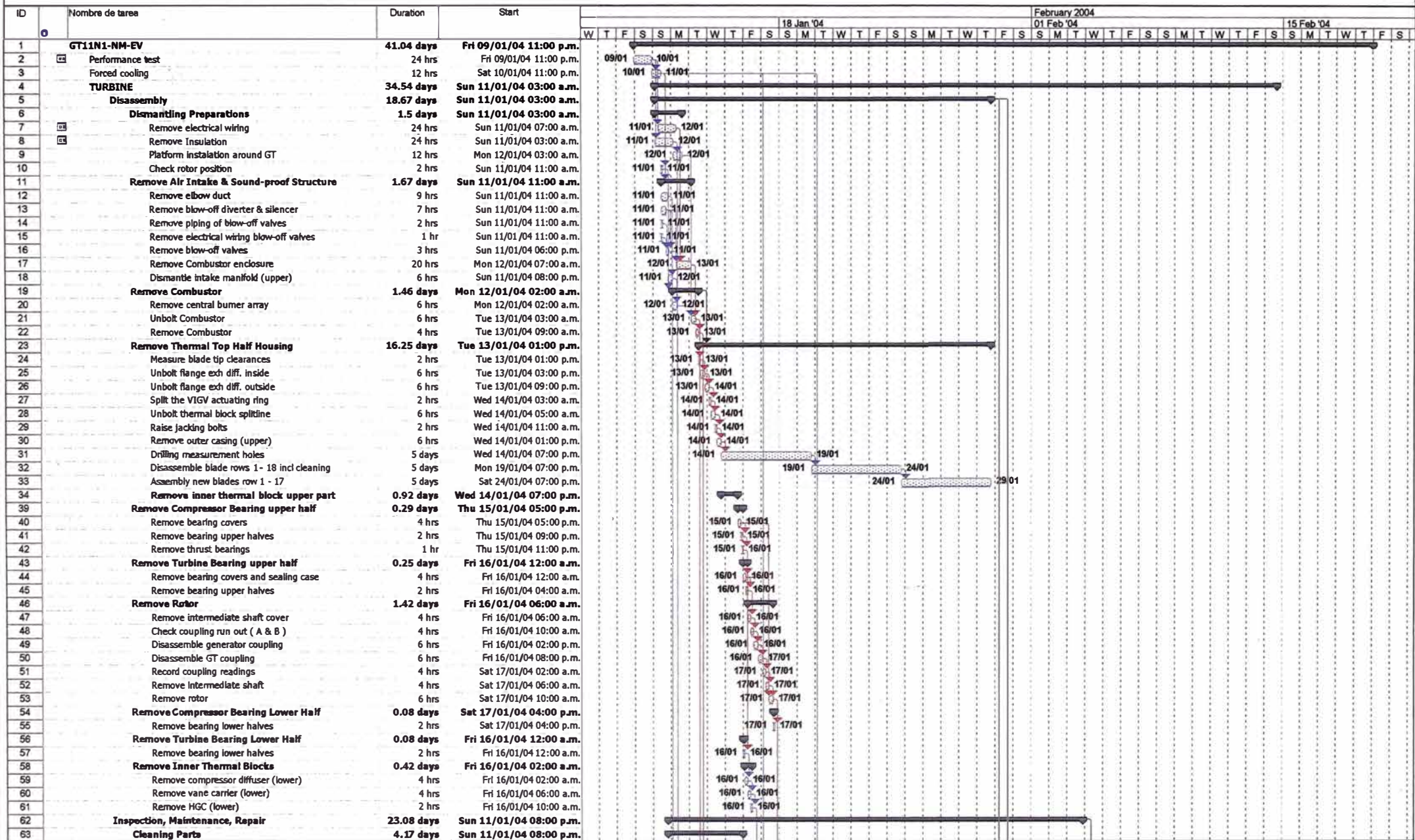
- 1. Schedule of Maintenance
- 2. Protocols of Blade installed
- 3. Gas Turbine Adjustment
 - a. Clearances of all scrapers
 - b. Clearances of seal steps
 - c. Axial bearing clearance
 - d. Axial clearance
 - e. Radial clearances of Compressor Blades row 1
 - f. Radial Position of Rotor
 - g. Radial clearances of Turbine Blades stage 1
 - h. Radial clearances of Turbine Blades stage 5
 - i. Combustion Chamber
 - j. Alignment of the shafts - 1
 - k. Alignment of the shafts - 2
 - l. Coupling run out
 - m. Inspection of coupling bolt
 - n. Turbine / Compressor Blade clearance
 - o. Clearances for gas turbine vane carrier
 - p. Shaft seals and bearing pedestals
 - q. Insulation resistance Generator bearings
- 4. Assessment Report
- 5. Cold and Hot commissioning sheets.
- 6. Transformer Electrical Test and Thermovacuum
- 7. Generator and Transformer Relay Protection Test.
- 8. Generator Insulation Test
- 9. Non-destructive testing
- 10. Vibration and Balance report
- 11. Photographs
- 12. Spare Parts and Consumables
- 13. Expansion Joint
- 14. Alstom Requirements attended
 - Service Bulletin (SB)
 - Customer Field service Instruction (CFSI)
 - Customer Bulletin Information (CBI)

ANEXO No 5

CRONOGRAMA DE UN MANTENIMIENTO MAYOR

Inspection "C" with minor Generator

January 10th, 2004



Proyecto: Inspection C with minor Gene
 Fecha: Wed 14/10/09 11:10 p.m. / Rev

Task		Milestone		Rolled Up Critical Task		Split		Group By SummTask	
Critical Task		Summary		Rolled Up Milestone		External Tasks			
Progress		Rolled Up Task		Rolled Up Progress		Project Summary			

Inspection "C" with minor Generator January 10th, 2004

ID	Nombre de tarea	Duration	Start	February 2004																																
				18 Jan '04							01 Feb '04							15 Feb '04																		
				W	T	F	S	S	M	T	W	T	F	S	S	M	T	W	T	F	S	S	M	T	W	T	F	S	S	M	T	W	T	F	S	
178	Disassembly exciter	0.67 days	Sat 17/01/04 11:00 p.m.																																	
179	Remove starting device	6 hrs	Sat 17/01/04 11:00 p.m.																																	
180	Remove exciter stator	10 hrs	Sun 18/01/04 05:00 a.m.																																	
181	Inspection / Maintenance / Repair Generator	2.83 days	Sat 17/01/04 09:00 p.m.																																	
182	Stator end - winding & support, winding connections (boros)	30 hrs	Sat 17/01/04 11:00 p.m.																																	
183	Stator insulation resistance	2 hrs	Mon 19/01/04 05:00 a.m.																																	
184	Rotor end-winding & retaining rings	20 hrs	Mon 19/01/04 07:00 a.m.																																	
185	Rotor insulation resistance	3 hrs	Tue 20/01/04 03:00 a.m.																																	
186	Pressure test of generator coolers	12 hrs	Sat 17/01/04 09:00 p.m.																																	
187	Monitoring Instruments checking, rotor, stator, bearings, al	56 hrs	Sun 18/01/04 09:00 a.m.																																	
188	Inspection / Maintenance / Repair exciter	1.04 days	Tue 20/01/04 05:00 p.m.																																	
189	Clean starting device, slip ring & exciter	20 hrs	Tue 20/01/04 05:00 p.m.																																	
190	Check diodes, capacitors and resistors	5 hrs	Wed 21/01/04 01:00 p.m.																																	
191	Stator winding and rotor inspection	4 hrs	Tue 20/01/04 05:00 p.m.																																	
192	Re - assembly generator	2.17 days	Tue 20/01/04 05:00 p.m.																																	
193	Reassemble the inner shields top half	12 hrs	Tue 20/01/04 05:00 p.m.																																	
194	Reassemble both outer shields	10 hrs	Wed 21/01/04 05:00 a.m.																																	
195	Check & reassemble leakage air filter	4 hrs	Wed 21/01/04 03:00 p.m.																																	
196	Reassemble & adjust all deflector	4 hrs	Wed 21/01/04 07:00 p.m.																																	
197	Adjust generator stator if required	12 hrs	Wed 21/01/04 11:00 p.m.																																	
198	Verify prestress of anchor bolts	10 hrs	Thu 22/01/04 11:00 a.m.																																	
199	Disassembly generator bearing	0.25 days	Thu 22/01/04 11:00 a.m.																																	
200	Open the bearing cover and oil deflector top half (NDE & DI	6 hrs	Thu 22/01/04 11:00 a.m.																																	
201	Inspection / Maintenance / Repair Bearing	0.83 days	Thu 22/01/04 05:00 p.m.																																	
204	Assembly generator bearing	0.25 days	Fri 23/01/04 01:00 p.m.																																	
205	Close the bearing cover and oil deflector top half (NDE & DI	6 hrs	Fri 23/01/04 01:00 p.m.																																	
206	Re - assembly exciter	1.5 days	Fri 23/01/04 07:00 p.m.																																	
207	Set & align exciter stator	16 hrs	Fri 23/01/04 07:00 p.m.																																	
208	Reassemble & adjust deflectors of exciter stator	8 hrs	Sat 24/01/04 11:00 a.m.																																	
209	Reassemble & adjust starting device	12 hrs	Sat 24/01/04 07:00 p.m.																																	
210	Generator ready for commissioning	0 hrs	Sun 25/01/04 07:00 a.m.																																	
211	GENERAL TASK RELATED TO THE TURBINE	13.17 days	Tue 20/01/04 08:00 a.m.																																	
212	MAIN TRANSFORMATOR	4 days	Tue 20/01/04 08:00 a.m.																																	
213	Unloading the oil to containers	1 day	Tue 20/01/04 08:00 a.m.																																	
214	Transformator refill	1 day	Wed 21/01/04 08:00 a.m.																																	
215	Thermo-vacuum	1 day	Thu 22/01/04 08:00 a.m.																																	
216	General electrical tests	1 day	Fri 23/01/04 08:00 a.m.																																	
217	RELAY PROTECTION TESTS	3 days	Sat 24/01/04 08:00 a.m.																																	
218	To main transformator	1 day	Sat 24/01/04 08:00 a.m.																																	
219	To auxiliary transformator	1 day	Sun 25/01/04 08:00 a.m.																																	
220	To generator breaker	1 day	Mon 26/01/04 08:00 a.m.																																	
221	REFRIGERATION SYSTEM	2.17 days	Sat 31/01/04 08:00 a.m.																																	
222	Water draining	24 hrs	Sat 31/01/04 08:00 a.m.																																	
223	Water refill	24 hrs	Sun 01/02/04 08:00 a.m.																																	
224	Adding preservative products	4 hrs	Mon 02/02/04 08:00 a.m.																																	
225	Commissioning	16.87 days	Fri 30/01/04 05:10 p.m.																																	
226	Cold Commissioning	9.08 days	Fri 30/01/04 05:10 p.m.																																	
227	Cold Commissioning Electrical / I&C	144 hrs	Fri 30/01/04 05:10 p.m.																																	
228	Alignment	36 hrs	Sat 07/02/04 07:00 a.m.																																	
229	Hot Commissioning	1.92 days	Sat 14/02/04 04:00 p.m.																																	
230	Motorroll & Ignition Test	4 hrs	Sat 14/02/04 04:00 p.m.																																	
231	Reinsstate Systems & preparation for ignition	2 hrs	Sat 14/02/04 08:00 p.m.																																	
232	1st Ignition	4 hrs	Sat 14/02/04 10:00 p.m.																																	
233	Hot Commissioning & verification	12 hrs	Sun 15/02/04 02:00 a.m.																																	
234	Balancing	24 hrs	Sun 15/02/04 02:00 p.m.																																	
235	Work by PIC Completed	0 days	Mon 16/02/04 02:00 p.m.																																	
236	Performance test	3.99 days	Mon 16/02/04 12:13 a.m.																																	
237	C- Inspection Completed	0 days	Thu 19/02/04 11:59 p.m.																																	

Projecto: Inspection C with minor Gene
Fecha: Wed 14/10/09 11:10 p.m. / Rev

Task		Milestone		Rolled Up Critical Task		Split		Group By SummTask	
Critical Task		Summary		Rolled Up Milestone		External Tasks			
Progress		Rolled Up Task		Rolled Up Progress		Project Summary			