

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA

MANUAL TÉCNICO DE PROCEDIMIENTOS PARA LA EJECUCIÓN DE UN MANTENIMIENTO MAYOR DE UNA UNIDAD DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA, TIPO FRANCIS DE EJE VERTICAL, DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYÁN

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
MECÁNICO**

MAURICIO FERNANDO CAICEDO URRESTA

DIRECTOR: ING. JUAN DÍAZ

CODIRECTOR: ING. ROBERTO GUTIÉRREZ

Sangolquí, 2009-06

CERTIFICACIÓN DE LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto “ **MANUAL TÉCNICO DE PROCEDIMIENTOS PARA LA EJECUCIÓN DE UN MANTENIMIENTO MAYOR DE UNA UNIDAD DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA, TIPO FRANCIS DE EJE VERTICAL, DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYÁN**” fue realizado en su totalidad por Mauricio Fernando Caicedo Urresta , como requerimiento parcial para la obtención del título de Ingeniero Mecánico.

Ing. Juan Díaz
DIRECTOR

Ing. Roberto Gutiérrez
CODIRECTOR

Sangolquí 09.06.

LEGALIZACIÓN DEL PROYECTO

**“MANUAL TÉCNICO DE PROCEDIMIENTOS PARA LA
EJECUCIÓN DE UN MANTENIMIENTO MAYOR DE UNA UNIDAD
DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA, TIPO FRANCIS DE EJE
VERTICAL, DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYÁN”**

ELABORADO POR:

MAURICIO F. CAICEDO U.

**DECANO DE LA CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA Y
ENERGÍAS**

Sangolquí, 09.06.

DEDICATORIA

Esta tesis es dedicada a mi madre, a mi padre, a mis hermanos, a la mujer que tiene mi corazón y a mis abuelos, quienes fueron los que me impulsaron para cumplir con este sueño, basados en la comprensión, amor y cariño.

Mauricio F. Caicedo U.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios, a toda mi familia, en especial a mi madre Matilde y a mi padre Mauricio por soportar tanto tiempo para ver a su hijo subir un peldaño más en la escalera de la vida y por todo el apoyo brindado; a los Ingenieros Juan Díaz y Roberto Gutiérrez por aportar con sus conocimientos y brindarme su amistad; a la mujer que a compartido junto a mi todo este tiempo de desarrollo del proyecto convirtiéndose en el motor de mi vida.

Mauricio F. Caicedo U.

RESUMEN

La visión del proyecto “**MANUAL TÉCNICO DE PROCEDIMIENTOS PARA LA EJECUCIÓN DE UN MANTENIMIENTO MAYOR DE UNA UNIDAD DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA, TIPO FRANCIS DE EJE VERTICAL, DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYÁN**” es proporcionar a la empresa auspiciante un documento técnico en el cual pueda apoyarse en el momento de ejecutar mantenimientos venideros, pudiendo planificarlos a tiempo y proteger la integridad de las instalaciones y a sus trabajadores.

Para el desarrollo del Manual Técnico de Procedimientos, el primer paso es el habituarse con las normas y políticas aplicadas dentro de las instalaciones por el propietario.

Luego de está inducción fue necesario el realizar visitas técnicas periódicas a las instalaciones llegando a familiarizarse con todos los equipos y sistemas existentes así como las personas encargadas de la supervisión, operación y mantenimiento.

Conforme se realizaban las visitas fue muy importante la asesoría directa de los técnicos especializados, los cuales brindaban la información necesaria para desarrollar el manual de procedimientos, el mismo que servirá de herramienta en la ejecución del mismo.

Mediante una metodología de investigación se recopila la información existente y necesaria así como las experiencias vividas por los trabajadores en anteriores mantenimiento.

Se diseñan las tarjetas de procedimientos mediante reuniones sostenidas con los usuarios directos, llegando a estructurar el manual de tal forma que sea claro, conciso y abarque todos los aspectos técnicos y económicos necesarios para planear oportunamente el mantenimiento mayor.

Una central hidroeléctrica es única en diseño, pero el principio de funcionamiento es similar para los diferentes tipos de turbinas hidráulicas, por esta razón se da a conocer los elementos constructivos, las características de funcionamiento y medios de control.

Se describe a la central Hidroeléctrica Agoyan, haciendo énfasis en la parte electromecánica especialmente en los sistemas generador, regulador y turbina, ya que son los elementos sometidos a cambios o reparaciones dentro de un mantenimiento mayor.

Los diferentes tipos de mantenimiento y su categorización son objetos de estudio por ser los fundamentos de este proyecto de grado.

Se indica la manera como Hydroagoyán, planifica, programa, organiza, controla y dirige los diferentes tipos de mantenimiento dentro de su planta para mantenerla operable y confiable.

Como punto final se desarrolla el manual técnico de procedimiento considerando los argumentos necesarios y todos los conocimientos adquiridos durante la consecución del proyecto.

Una importante conclusión es saber los beneficios que traerá la utilización de este manual técnico de procedimientos en la optimización de recursos reflejados en la parte económica y por ende mantener el control en el déficit de energía y evitar apagones por mala planificación o estiaje.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CAPITULO 1 “GENERALIDADES”

1.1. Antecedentes.	19
1.2. Definición del problema.	21
1.3. Objetivos.	21
1.4. Alcance.	22
1.5. Justificación e Importancia.	23

CAPITULO 2 “MARCO TEÓRICO.”

2.1. Centrales de Generación Hidroeléctrica	24
2.1.1. Características generales.	26
2.1.2. Elementos constructivos.	31
2.1.3. Disposición constructiva de las Turbinas Hidráulicas.	37
2.1.4. Características de Funcionamiento de las Turbinas Hidráulicas.	43
2.1.5. Sistemas de Control.	50
2.2. Descripción de la Turbina Tipo Francis.	55
2.2.1. Rendimiento.	55
2.2.2. Clasificación de las Turbinas Francis.	56
2.2.3. Partes y Componentes.	56
2.3. Metodología de la Investigación Científica.	65
2.4. Categoría y Niveles de Mantenimiento.	68
2.4.1. Mantenimiento Predictivo.	71
2.4.2. Mantenimiento Preventivo.	75
2.4.3. Mantenimiento Correctivo Planeado.	81
2.4.4. Niveles de Mantenimiento.	84

CAPITULO 3 “LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYAN.”

3.1. Descripción General.	87
3.2. Componentes de la Central Agoyán.	88
3.3. Datos Generales de la Unidad de Generación.	112
3.3.1. Especificaciones Técnicas.	112
3.3.2. Puesta en marcha de la unidad, datos Operativos.	117
3.3.3. Recomendaciones del fabricante para la Ejecución del mantenimiento.	121

3.3.4. Recomendación del Fabricante para la Operación.	127
3.4. Condiciones operativas de la Central.	141
3.4.1. Seguimiento y registro de las condiciones Operativas.	141
3.4.2. Influencia de la calidad de agua en el desgaste de la turbina.	142
3.4.3. Tipos de Desgaste.	143
3.4.4. Zonas Críticas.	145

CAPITULO 4. “MANTENIMIENTO PLANEADO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYÁN”.
--

4.1. Planeación del Mantenimiento.	146
4.1.1. Monitoreo de parámetros operativos.	146
4.1.2. Mantenimiento Rutinario.	147
4.1.3. Mantenimiento Programado.	147
4.1.4. Mantenimiento Correctivo.	148
4.2. Normas y Estándares.	149
4.3. Pruebas de Validación.	150
4.4. Programa de Mantenimiento.	152
4.5. Manual de Procedimientos.	154
4.5.1. Guía Técnica.	154
4.5.2. Diseño de Tarjeta de Procedimientos.	154

CAPITULO 5. “ELABORACIÓN DEL MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DEL MANTENIMIENTO MAYOR DE LA UNIDAD N°- 1 DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYÁN”.

5.1. Planeación del Mantenimiento.	159
5.2. Proyección de la periodicidad.	163
5.2.1. Proyección por mantenimiento predictivo	165
5.2.2. Proyección por mantenimiento programado.	174
5.3. Procedimientos de trabajo.	176
5.4. Resultados esperados.	181

CAPITULO 6. “ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO”.

6.1. Análisis Económico.	192
6.2. Análisis Financiero.	194
6.3. Costos de Operación y Mantenimiento Preventivo - Predictivo.	200
6.4. Costos de Mantenimiento Mayor.	209

6.4.1. Costos de Mano de Obra Directa (MOD.) y subcontratos.	210
6.4.2. Costos de materiales y repuestos.	211
6.4.3. Costos indirectos de Mantenimiento.	212
6.5. Costos inmediatos de Mantenimiento Total.	214
6.6. Costos de Oportunidad.	214
6.7. Análisis de Sensibilidad.	216

CAPITULO 7. “CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.”
--

7.1. Conclusiones.	217
7.2. Recomendaciones.	218

BIBLIOGRAFÍA.

ANEXOS.

- Glosario de términos técnicos.
- Especificaciones técnicas de mantenimiento y operación.

PLANOS.

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Características Central Hidroeléctrica Agoyán.	19
Tabla 2.1. Valores de Utilización en la práctica.	30
Tabla 2.2. Valores de Factores de utilización en la práctica.	30
Tabla 2.3. Valores de Factores de reserva en la práctica.	31
Tabla 2.4. Velocidades Específicas de las Turbinas Hidráulicas.	48
Tabla 2.5. Categorías y Niveles de Mantenimiento.	86
Tabla 3.1. Empresas gestoras y ejecutoras de la Central Hidroeléctrica Agoyán.	87
Tabla 3.2. Niveles y volúmenes de caudales admisibles.	88
Tabla 3.3. Caudales requeridos y máxima crecida reportada.	89
Tabla 3.4. Caudales promedios mensuales 1988-2006.	89
Tabla 3.5. Dimensiones principales del túnel de carga.	96
Tabla 3.6. Características y dimensiones generales de la Chimenea de Equilibrio.	96
Tabla 3.7. Características y dimensiones generales de la Tubería de Presión.	97
Tabla 3.8. Subniveles de Casa de .Maquinas.	97
Tabla 3.9. Composición y capacidad del Puente Grúa Principal.	98
Tabla 3.10. Características Generales Válvula Mariposa.	100
Tabla 3.11. Características de diseño Turbina Francis.	102
Tabla 3.12. Características Generales del Generador.	103
Tabla 3.13. Características de los equipos de Conducción de Baja Tensión.	105
Tabla 3.14. Características del Interruptor de Unidad.	106
Tabla 3.15. Características de los cables de Fuerza.	106
Tabla 3.16. Características Generales del Transformador Principal.	107
Tabla 3.17. Características técnicas principales de la turbina.	113
Tabla 3.18. Especificaciones Técnicas del Generador.	115
Tabla 3.19. Características de funcionamiento del Regulador de Velocidades.	117
Tabla 3.20. Registro de operación de la U 1 luego del primer giro.	118

Tabla 3.21. Parámetros definidos por el fabricante para la Turbina.	121
Tabla 3.22. Recomendaciones del fabricante para ejecutar el mantenimiento.	128
Tabla 4.1. Normas aplicadas en la Central Hidroeléctrica Agoyán.	149
Tabla 4.2. Clasificación de sistemas y subsistemas de la Unidad Generadora.	152
Tabla 4.3. Índice de Formatos Para Mantenimiento Mecánico.	153
Tabla 5.1. Matriz de recuperación.	162
Tabla 5.2. Norma ISO N° 10616-5-1998.	167
Tabla 5.3. Oscilaciones del eje inicial y antes del Mantenimiento Mayor.	173
Tabla 5.4. Valores admisibles de oscilaciones bajo la Norma NEMA MG 5.2.13.	173
Tabla 5.5. Valores registrados de Ruido en tubo de Succión.	174
Tabla 5.6. Formato de Procedimientos del Manual de Over-Haul.	177
Tabla 5.7. Valores registrados en la puesta en marcha.	182
Tabla 6.1. Costos anuales de mantenimiento mayor y Operación y mantenimiento preventivo –predictivo.	192
Tabla 6.2. Datos utilizados para el análisis de rentabilidad.	193
Tabla 6.3. Análisis de rentabilidad.	193
Tabla 6.4. Plazo de amortización.	194
Tabla 6.5. Costos de materiales y repuestos del mantenimiento mayor.	195
Tabla 6.6. Capital de trabajo requerido.	196
Tabla 6.7. Inversiones a realizar.	196
Tabla 6.8. Tabla de financiamiento mantenimiento mayor.	197
Tabla 6.9. Tabla de amortización del financiamiento	197
Tabla 6.10. Estado de pérdidas y ganancias.	198
Tabla 6.11. Flujo de caja.	199
Tabla 6.12. Costo de operación y mantenimiento preventivo-predictivo	200
Tabla 6.13. Costos de operación.	200
Tabla 6.13.1. Sueldos y salarios mano de obra directa-operación.	201
Tabla 6.13.2. Beneficios de ley mano de obra directa-operación.	201
Tabla 6.13.3. Sueldos y salarios mano de obra indirecta-operación.	201

Tabla 6.13.4. Beneficios de ley mano de obra indirecta-operación.	202
Tabla 6.13.5. Gastos generales en operación.	202
Tabla 6.14. Costos de mantenimiento programado.	203
Tabla 6.14.1. Sueldos y salarios mano de obra directa – mantenimiento programado.	204
Tabla 6.14.2. Beneficios de ley mano de obra directa – mantenimiento Programado.	204
Tabla 6.14.3. Costos de materiales y repuestos directos – mantenimiento programado.	205
Tabla 6.14.3.a. Costos de materiales directos – mantenimiento programado.	205
Tabla 6.14.3.b. Costos de repuestos directos – mantenimiento programado.	205
Tabla 6.14.4. Sueldos y salarios mano de obra indirecta –mantenimiento Programado.	206
Tabla 6.15. Beneficios de ley mano de obra indirecta – mantenimiento programado.	207
Tabla 6.16. Materiales indirectos – mantenimiento programado.	208
Tabla 6.17. Otros costos de mantenimiento programado.	208
Tabla 6.18. Costos de mantenimiento mayor.	209
Tabla 6.18.1. Sueldos y salarios mano de obra directa – mantenimiento mayor.	210
Tabla 6.18.2. Beneficios de ley mano de obra directa – mantenimiento mayor.	211
Tabla 6.18.3. Costos de materiales y repuestos - mantenimiento mayor.	211
Tabla 6.18.3.a. Costos de piezas restauradas para el mantenimiento mayor.	212
Tabla 6.18.4. Sueldos y salarios mano de obra indirecta – mantenimiento mayor.	212
Tabla 6.18.5. Beneficios de ley mano de obra indirecta – mantenimiento mayor.	213
Tabla 6.18.6. Otros costos indirectos de mantenimiento mayor.	213
Tabla 6.19. Costos inmediatos de mantenimiento total.	214

Tabla 6.20. Análisis de sensibilidad del costo del manual de Procedimientos para realizar el mantenimiento mayor.	216
---	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Utilización del agua para mover ruedas de molienda.	24
Figura 2.2. Ábaco para la selección más apropiada de una turbina.	27
Figura 2.3. Componentes principales de una central hidroeléctrica.	37
Figura 2.4. Componentes de una Turbina Pelton de eje horizontal, con dos inyectores.	40
Figura 2.5. Componentes principales de una Turbina Kaplan de eje vertical.	42
Figura 2.6. Rendimiento total de algunas Turbinas Hidráulicas.	47
Figura 2.7. Grafico para la selección del tipo de turbina en función de n_s y H_n .	48
Figura 2.8. Esquema general de regulación electrónica de carga.	53
Figura 2.9. Representación esquemática de un regulador de Presión.	54
Figura 2.10. Diagrama de Rendimientos de las Turbinas Francis.	55
Figura 2.11. Turbina Francis eje Vertical.	56
Figura 2.12. Turbina Francis eje Horizontal.	56
Figura 2.13. Espiral de entrada de una Turbina Francis.	57
Figura 2.14. Cámara espiral y alabes fijos, vista seccional y completa.	59
Figura 2.15. Tubo de succión construido y listo para el montaje.	61
Figura 2.16. Cojinete de Empuje seccionado.	63
Figura 2.17. Situación generalizada de una Turbina Francis.	63
Figura 2.18. Variación de un parámetro Estructural con el tiempo de trabajo útil o de servicio.	72
Figura 2.19. Relación entre los parámetros de diagnostico y los estructurales.	73
Figura 2.20. Reparación general basada en el tiempo.	76
Figura 2.21. Mantenimiento basado en las condiciones.	76
Figura 2.22. Fundamentos de calculo de la periodicidad del mantenimiento por el método de la producción máxima.	79
Figura 2.23. Fundamentos de calculo de la periodicidad del mantenimiento por el método de la probabilidad de fallo.	79
Figura 2.24. Fundamentos de calculo de la periodicidad del mantenimiento por el método técnico-económico.	80

Figura 3.1. Vista panorámica del embalse y canal de desvió.	90
Figura 3.2. Disposición Constructiva Presa.	91
Figura 3.3. Rejillas de obstrucción de sólidos de grandes proporciones.	94
Figura 3.4. Vista Panorámica Desarenador.	95
Figura 3.5. Visualización física y esquemática válvula mariposa.	101
Figura 3.6. Turbina Francis de eje horizontal.	102
Figura 3.7. Rotor y estator del Generador del tipo Umbrella.	104
Figura 3.8. Transformador Principal.	107
Figura 3.9. Playas de Operación.	122
Figura 3.10. Curva de capacidad.	126
Figura 3.11. Superficie afectada por fenómenos de Erosión y Cavitación.	144
Figura 3.12. Identificación y diferenciación de zonas de desgaste.	145
Figura 5.1. Esquema general de restauración en el mantenimiento mayor.	161
Figura 5.2. Periodicidad en la ejecución de un mantenimiento mayor.	165
Figura 5.3. Tendencia de falla por vibraciones en el cojinete combinado.	168
Figura 5.4. Tendencia de falla por vibraciones en cojinete de Turbina. (radial y axial)	169
Figura 5.5. Tendencia de falla por aumento de velocidad del rodete en el arranque.	170
Figura 5.6. Caída de presión de en el caracol.	171
Figura 5.7. Tendencia de falla por aumento de temperatura en el cojinete combinado.	172
Figura 5.8. Velocidad del rodete luego del mantenimiento mayor.	188
Figura 5.9. Temperatura del cojinete combinado luego del mantenimiento mayor.	188
Figura 5.10. Caída de presión en el caracol luego del mantenimiento mayor.	189
Figura 5.11. Vibraciones registradas en el cojinete de turbina (radial y axial).	190
Figura 5.12. Vibraciones registradas en el cojinete combinado (medida axial).	191

ÍNDICE DE DIAGRAMAS.

Diagrama 2.1. Organigrama funcional de los Sistemas de Mantenimiento.	70
Diagrama 2.2. Categorías del mantenimiento Preventivo.	75
Diagrama 2.3. Esquema general de organización de la restauración.	83

ÍNDICE DE ANEXOS.

- Anexo 3.1.** Norma DIN 1.4313.
- Anexo 3.2.** Índices de gestión históricos durante los 19 años de operación.
- Anexo 3.3.** Formatos de registro utilizados por los operadores Central Hidroeléctrica Agoyán.
- Anexo 3.4.** Límites Operativos Central Hidroeléctrica Agoyán.
- Anexo 3.5.** Distribución granulométrica de los sedimentos en suspensión y de fondo.
- Anexo 3.6.** Análisis petrográfico al binocular de una muestra de agua tomada en el túnel de carga.
- Anexo 4.1.** Formato A-M-82 Mantenimiento Rutinario.
- Anexo 4.2.** Planificación Coordinada con el CENACE-año 2006.
- Anexo 4.3.** Formato de Reporte de Equipo Defectuoso.
- Anexo 4.4.** Programa de mantenimiento mecánico casa de maquinas.
- Anexo 4.5.** Formatos de soporte para actividades programadas.
- Anexo 5.1.** Cronograma general de actividades del mantenimiento mayor.
- Anexo 5.2.** Seguimiento de avance del trabajo.
- Anexo 5.3.** Registro de datos de operación antes del mantenimiento mayor de la Central Hidroeléctrica Agoyán.

NOMENCLATURA

SIN	Sistema Nacional Interconectado.
PID	Proporcional Integral Derivativa.
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía.
m.s.n.m	Metros sobre el nivel del mar.
HD	Head Cover- Tapa superior.
BR	Botton Ring- Tapa inferior.
GWH	Giga watios hora.
MW	Mega watios.
MOR	Mantenimiento operación y reparación.
RAMS	Reliability Availability Maintenance Safety.
A/D	Acción Directa.
A/G	Acción General.
HA	Hormigón Armado.
Tn	Toneladas métricas.
ABB	Asea Brown Boveri
XLPE	Polietileno reticulado.
PVC	Poli cloruro de vinilo.
AT	Alta tensión
BT	Baja tensión.
dBA.	Desiveles de ruido
GIS	Gas insulation system
SS.AA.	Servicios Auxiliares
L/T	Líneas de transmisión.
S/E	Subestaciones.
SDSC	Sistema Digital de Supervisión y Control
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition.
PLCs	Controlador Lógico Programable.
UAC	Unidad de Adquisición de Datos.
CPU	Central Processing Unit.

SDH	Synchronous Data Hierarchy.
Mbps	Megabits
RPM	Revoluciones por minuto.
DIN	Organización nacional de normalización de Alemania
ASTM	American society for testing and materials.
JIS	Japanese Industrial Standards.
ISO	International Standards Organization.
NEMA	Nacional Electrical Manufacturers Association.
Ph	Fase
RED	Registro de equipo defectuoso.
PERT-CPM	Project Evaluation and Review Techique and Critical Path Method.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1. ANTECEDENTES

Para el desarrollo del presente proyecto “MANUAL TÉCNICO DE PROCEDIMIENTOS PARA LA EJECUCIÓN DE UN MANTENIMIENTO MAYOR DE UNA UNIDAD DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA, TIPO FRANCIS DE EJE VERTICAL, DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYÁN”, se debe indicar que la Central Hidroeléctrica Agoyán fue diseñada para aprovechar el caudal del río Pastaza, localizada en la provincia de Tungurahua, a 5 Km. al este de la ciudad de Baños en el sector denominado Agoyán de la parroquia Ulba, en la vía principal de entrada a la región amazónica del país.

La cuenca del río Pastaza tiene una extensión de 8270 Km², en las provincias de Cotopaxi, Chimborazo, Tungurahua y Pastaza.

La extensión global de la zona de influencia de la Central es de 500 Km², con una producción media anual de 1.080 GWH., encontrándose el nivel máximo del embalse a una altitud de 1651 m.s.n.m., y aporta al Sistema Nacional Interconectado (SNI) el 8 % de la demanda actual de energía del país; tiene instalada dos turbinas tipo Francis, las mismas que están sujetas a fuertes desgaste en sus partes constitutivas a consecuencia del efecto erosivo de las aguas del río Pastaza.

La Central Agoyán presenta las siguientes características de carga que puede suministrar:

Tabla 1.1. Características Central Hidroeléctrica Agoyán.

Potencia Instalada:	156 MW
Numero de Unidades:	2 (78 MW c/u)
Factor de Carga:	0,7593
Factor de Planta:	0,7207
Factor de Disponibilidad:	0,9541
Factor de Utilización:	0,9513

...continúa en la siguiente página

Continuación Tabla 1.1. Características Central Hidroeléctrica Aگویán.

Factor de Confiabilidad:	0,9999
Tipo de Turbina:	Francis de eje vertical (lenta)
Altura de Salto de Agua Aprovechable:	156 m (cámara/ presión)
Numero de Revoluciones:	225 R.P.M
Caudal de consumo:	60 m ³ /seg.
Generador Eléctrico:	13,8kv
Subestación Eléctrica:	138kv

En los veinte años de operación de la Central, se han llevado a efecto cuatro mantenimientos mayores (Over-Haul), esto es un desmontaje completo de las unidades generadoras (turbina-generador), siguiendo una secuencia tecnológica, la cual inicia con un proceso de defectación de la unidad de generación, mediante instrumentos de medición e inspección visual y así identificar las partes o piezas de la Unidad de Generación que se conservan (Pieza Apta), se restauran mediante procesos tecnológicos (Pieza Restaurable), o se desechan para adquisición de repuestos (Pieza desechable),

Los directivos de HIDROAGOYÁN están interesados en disponer de un Manual Técnico de Procedimientos y registro de información, necesario y confiable a los fines de operación, mantenimiento y reparación de esta unidad (MOR) de la central, pues esto les permitirá primero tener una guía técnica para la ejecución de los próximos trabajos y además facilitará la planificación del mismo en cuanto se refiere a la jerarquización y categorización de las acciones de mantenimiento, y los requerimientos de personal, materiales, repuestos, equipos, tiempos de ejecución y costos.

Las turbinas tipo Francis, son equipos rotativos que tiene una operación continua, y a pesar de haber tenido un adecuado mantenimiento preventivo,

están sujetas a desgaste que influyen en sus condiciones operativas, haciendo que se pierda eficiencia, incremento de temperaturas, vibraciones, ruido y por ende disminuya la confiabilidad operativa de la misma.

La decisión de realizar una reparación mayor, se basa en el análisis de la variación de los parámetros estructurales, verificando que estén dentro de valores recomendados por el fabricante y de la investigación propia de las normas y tolerancias técnicas del equipo. Los resultados del mantenimiento mayor deben garantizar que el equipo haya recuperado sus condiciones operativas nominales y la confiabilidad de diseño.

1.2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.

La empresa HIDROAGOYÁN no cuenta con un manual para realizar un Mantenimiento Mayor de las Unidades de Generación de su propiedad, por este motivo se formula como estrategia general, el desarrollar el proyecto “MANUAL TÉCNICO DE PROCEDIMIENTOS PARA LA EJECUCIÓN DE UN MANTENIMIENTO MAYOR DE UNA UNIDAD DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA, TIPO FRANCIS DE EJE VERTICAL, DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYÁN”, el cual va a ser de mucha utilidad para los intereses de la empresa.

1.3. OBJETIVOS.

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Diseñar y elaborar un manual técnico de procedimientos, mediante una secuenciación tecnológica, para la ejecución del mantenimiento mayor de una unidad de generación hidroeléctrica, tipo Francis de eje vertical, de la central hidroeléctrica Agoyán.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Recopilar la información técnica y experiencias personales sobre la ejecución del mantenimiento mayor, mediante visitas técnicas a la planta y entrevistas personalizadas con el personal que ha intervenido en reparaciones anteriores.

2. Organizar la información obtenida, utilizando software de organización, para sustentar la información requerida por las acciones de mantenimiento.
3. Diseñar una guía técnica, de cómo ejecutar las acciones específicas de todo un programa de mantenimiento mayor.
4. Organizar la cantidad de personal asignado para cada tarea y equipo requerido, mediante diagramas organizacionales y funcionales, para la realización de las diferentes acciones de mantenimiento.
5. Establecer la frecuencia y los tiempos de ejecución de las acciones de mantenimiento y la estadía de la unidad.
6. Cuantificar los materiales, repuestos y herramientas requeridas, utilizando procesos de defectación, para la realización de las diferentes acciones de mantenimiento.
7. Determinar las medidas de seguridad a ser aplicadas en cada tarea, mediante reglas generales de higiene y seguridad industrial, a fin de evitar pérdidas humanas, materiales o daños a los procesos tecnológicos de recuperación de piezas.
8. Coordinar las diferentes acciones de mantenimiento mecánico con las otras áreas como son mantenimiento eléctrico-electrónico, civil y operación de la unidad de generación.
9. Optimizar recursos, mano de obra y tiempo de ejecución, con la disponibilidad del manual de procedimientos para la minimización de costos de ejecución.
10. Estimar costos, que permitirán realizar una mejor y real planeación del Mantenimiento mayor.

1.4. ALCANCE.

La meta del proyecto, es el de dotar a la empresa Hidroagoyán de un “MANUAL TÉCNICO DE PROCEDIMIENTOS” para la ejecución del OVER-HAUL MAYOR de una unidad de generación Hidroeléctrica, que le sirva como una guía técnica buscando la optimización de tiempos, materiales, repuestos y personal.

1.5. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

El mantenimiento mayor de una unidad de generación hidroeléctrica es un proyecto que demanda la utilización de grandes y costosos recursos, pues su ejecución implica el disponer de técnicos especializados, estadía de la unidad generadora y el uso de materiales y repuestos; reflejándose todo esto en el costo final del over-haul.

El disponer de un “MANUAL TÉCNICO DE PROCEDIMIENTOS “para la ejecución de este trabajo, va a ser de gran apoyo para HYDROAGOYÁN como propietario de la planta, el cual proporcionara la información necesaria para planear de mejor manera la ejecución de un mantenimiento mayor y lograr reducir los días de estadía y la optimización de recursos.

Como referencia, el adelantar en un día la finalización del Mantenimiento Mayor (un día de paro menos) significa para HYDROAGOYÁN un ingreso de \$37.440,00 por unidad, considerando el costo de producción de KWH a \$0.02.

Adicionalmente, la elaboración de este manual implica un arduo trabajo de investigación e Ingeniería de Mantenimiento que va a permitir reafirmar los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera universitaria y servir como un documento base de consulta para los estudiantes de la Carrera de Ingeniería Mecánica.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1. CENTRALES DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA.

El concepto de Centrales Hidroeléctricas se remonta a épocas en la que el hombre desiste de su carácter nómada y empieza a retener el agua para sus cultivos; posteriormente crea rudimentarios ingenios mecánicos, los cuales les aliviaba de pesados trabajos, recurriendo al agua para mover ruedas hidráulicas que, a su vez, accionaban molinos que les servían para triturar cereales y rústicos equipos de herrería.

Las ruedas Hidráulicas fueron utilizadas en primera instancia para elevar el agua de los ríos a niveles superiores y encausarlas para efectos de riego en sus sembríos.

En el imperio Romano fue cuando el hombre empezó a utilizar una gran parte de los recursos que el agua les podría proporcionar, es así que utilizaban la fuerza del agua, mediante ruedas hidráulicas de madera, para moler trigo, pero quizás porque contaban con abundantes esclavos, no explotaron la energía de la corriente de agua extensamente, por lo que, fueron los Sajones los que popularizaron su uso en la gran Bretaña en donde las evidencias más antiguas encontradas en documentos, son las de una concesión dada por el rey Ethelbert de Kent, que tiene la fecha de 762 D.C.(**Figura 2.1.**) “Utilización del agua para mover ruedas de molienda”.

Figura 2.1. Utilización del agua para mover ruedas de molienda.



Fuente: Sacado de las conferencias de energías renovables, Politécnica Nacional.

El uso de la Energía Hidráulica se ha desarrollado lentamente por el lapso de 20 siglos, por el simple hecho de que las instalaciones tenían que estar junto a los ríos, mientras que las maquinas de vapor, podían ser colocadas en cualquier sitio.

Con el paso del tiempo se ha realizado un sin fin de estudios teóricos y matemáticos sobre las ruedas hidráulicas, modificando su diseño y estructurara constantemente, esto da como resultado la construcción de las ruedas de impulso y reacción, aprovechando la energía cinética del agua y disminuyendo su tamaño.

Al evolucionar la tecnología de la transmisión eléctrica, se dio paso al crecimiento de las Centrales Hidroeléctricas y por consiguiente a las Turbinas Hidráulicas; pero fue desde mediados del siglo XIX, en la época de la revolución industrial, donde la ejecución de obras hidráulicas han evolucionado de manera notable hasta el presente momento; siendo en Northumberland, Gran Bretaña, en donde se construye la primera Central Hidroeléctrica moderna.

Por el incremento en la demanda de energía eléctrica, el bajo caudal del verano y otoño, unido a los hielos del invierno hacían necesaria la construcción de grandes presas de contención, por lo que las ruedas hidráulicas fueron sustituidas por máquinas de vapor en cuanto se pudo disponer de carbón. La energía Hidroeléctrica renace con el desarrollo del generador eléctrico y el perfeccionamiento de las turbinas hidráulicas, esto hace que para mediados de 1920, las Centrales Hidroeléctricas, generen una parte importante de la producción total de energía.

En la década de los setenta y gracias a la crisis petrolera, se tiende al máximo aprovechamiento de las fuentes naturales de energía, entre las que se destaca la procedente del agua. No solamente se hacen gigantescas construcciones hidráulicas sobre cauces de ríos que llevan grandes caudales, si no que se tiende a aprovechar determinadas corrientes de agua, aunque no aporten un elevado caudal.

La frase << **si hay que tratar con el agua , consultad primero la experiencia y posteriormente la razón**>>, expresada por Leonardo de Vinci en el siglo XV

,la cual se pone en practica hoy en día al momento de una construcción Hidráulica, basándose en el hecho de que , cuando el proyectista realiza los cálculos y no queda totalmente convencido, todos los componentes entran en materia de análisis en los laboratorios hidráulicos, donde son sometidos a condiciones reales de trabajo mediante modelos a escala, buscando conseguir el mejor diseño que nos lleve a obtener excelentes resultados técnicos y económicos.

2.1.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES.

Las centrales Hidroeléctricas se encuentran ubicadas en sitios donde la geografía del lugar presenta diferencias de altura y abundantes recursos hídricos, de está manera el agua adquiere energia potencial que posterior se convierte en cinética, la cual se utiliza para hacer girar el rodete de la turbina y de esta forma producir energía mecánica que por transmisión de movimiento al generador se convierte en energía eléctrica.

Las principales características de una central hidroeléctrica, desde el punto de vista de su capacidad de generación son la **potencia** y la **energía**, las cuales están interrelacionadas por su marco operativo o precedencia.

La potencia de una central hidroeléctrica, que es función del desnivel existente, el caudal, las características del generador y la turbina, va a estar determinada por la siguiente fórmula:

$$P = H_n 9,8 \left(\frac{m}{s^2} \right) Q \rho \eta \quad 2.1$$

H = altura o caída bruta (m)

H_n = altura o caída neta (m) = H – perdidas de caída.

Q = caudal (m³/s)

ρ = densidad del agua (Kg/m³)

η = eficiencia del turbo grupo

Altura neta o caída de agua aprovechable, se considera como el desnivel existente entre el nivel del embalse y el eje de la turbina.

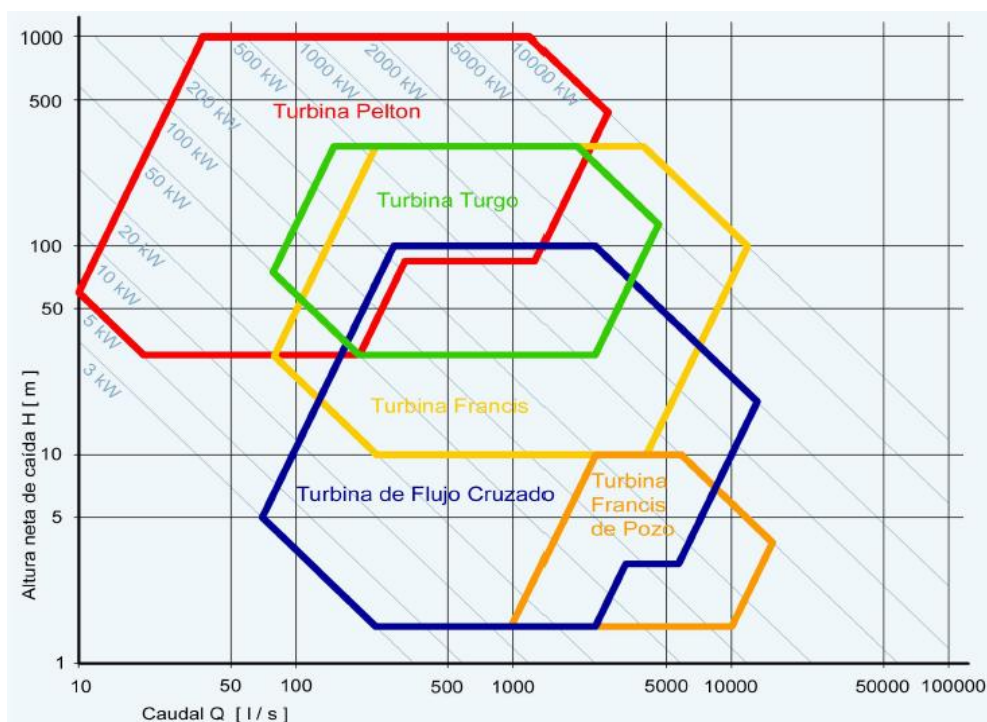
Caudal medio se lo determina en base a estadísticas históricas de por lo menos 10 años con valores diarios.

La selección de la turbina o rodete, es uno de los factores también imprescindibles, el cual esta ligado con la potencia requerida y este a su vez de la caída de agua y del caudal requerido.

Por estas razones, se ha estandarizado la selección del tipo de turbina o rodete, utilizando el ábaco de la figura 2.2 en la que aparecen las diferentes turbinas que se utilizan en la actualidad.

Existen varias alternativas de selección, lo que dificulta el tomar una decisión de que turbina es la apropiada, por lo que se consideran otros factores que incurren en el momento de tomar una decisión, como la parte económica o factores de explotación de la central.

Figura 2.2. Ábaco para la selección más apropiada de una turbina.



Fuente: Sacado de la pagina web www.wkv-ag.com.pdf, "Wasserkraft Volk AG"

Por la figura podemos darnos cuenta que existe zonas donde se tiene la potestad de seleccionar varios tipos de turbinas; aquí es donde entran en consideración otros factores de explotación, que afectan en la selección como son: calidad del agua, inmunidad a la cavitación, rendimiento, naturaleza de la carga que ha de atender la central, costos iniciales, costos de reparación, mantenimiento, etc.

Cuando las aguas arrastran sólidos, que puede erosionar las turbinas, es más conveniente la turbina Pelton, en la que es muy fácil reponer la aguja y la boquilla de los inyectores a un bajo costo, mientras que en la Francis la reposición es más costosa en costo y tiempo.

Pero vale la pena resaltar que esto no quiere decir que una turbina Francis no funcione en perfectas condiciones dentro de la zona señalada para las Pelton.

La **carga** que puede suministrar una central hidroeléctrica es un factor importante al momento de realizar un proyecto ya que por lo general dichos proyectos son realizados para satisfacer necesidades sociales de pueblos o simplemente para cubrir la demanda del consumidor existente dentro de una comunidad o país. Por esta razón vamos a definir algunos conceptos que se relacionan con las **Características de Carga de una Central de Generación.**

Potencia instalada.-Es la suma total de las potencias nominales de todos los receptores de energía conectados a la red que alimenta la central. Se llama también carga instalada.

Factor de planta.- Es un indicador de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo. Es el resultado de dividir la energía generada por la planta, en un periodo de tiempo dado (generalmente se toma anual), sobre la energía que hubiera podido generar la planta si lo hiciera a plena carga durante todo el período.

$$FC = \frac{\text{Energía Usada (kW/h)}}{\text{Energía Disponible (kW/h)}} \quad 2.2$$

Factor de carga.- Indica la naturaleza de la carga instalada, definido como el cociente de la potencia promedio durante un periodo de tiempo sobre la potencia pico presentado en ese mismo período de tiempo.

$$FC = \frac{\text{Potencia Promedio}(kVA)}{\text{Potencia Pico}(kVA)} \quad 2.3$$

Resulta desfavorable que el factor de carga sea pequeño puesto que ello indica que, a pesar de tener que construirse la central eléctrica para una potencia Pico, no suministra mas que un pequeño porcentaje de este valor de forma que la central eléctrica desaprovecha durante casi todo el día sus posibilidades, ya que la potencia Pico solamente se precisa durante breves periodos de tiempo.

El factor de carga da una idea de la coherencia en el uso de la capacidad instalada en un sistema. Un factor de carga alto (cercano a la unidad) indica un uso racional y eficiente de la capacidad instalada.

Factor de demanda.- Es la relación entre la demanda máxima de un sistema y la respectiva potencia instalada, es decir:

$$FD = \frac{\text{Demanda Maxima}(kVA)}{\text{Potencia Instalada}(kVA)} \quad 2.4$$

Generalmente esta relación oscila entre 0,2 para instalaciones de pequeñas potencias y de 0,5 para instalaciones de grandes potencias.

Factor de instalación.- El factor de instalación es la relación entre la potencia total de la central y la potencia conectada a la red alimentada por dicha central, es decir:

$$F1 = \frac{\text{Potencia Total de la Central}(kVA)}{\text{Potencia Instalada}(kVA)} \quad 2.5$$

A este factor también se lo conoce con el nombre de factor de simultaneidad.

Utilización anual.-Es el número de horas anuales que debería trabajar la instalación a su plena carga, para que la energía producida fuese igual a la que la central eléctrica produce en un año, trabajando a carga variable. Esta cifra da una idea de la cantidad de horas que hubiera debido trabajar la central para suministrar esa energía. La utilización anual, se denomina también duración de aprovechamiento y en la práctica alcanza estos valores:

Tabla 2.1. Valores de Utilización en la práctica.

Para suministrar a pequeñas ciudades	1200 a 2000 h
Para suministrar a grandes ciudades	de 2000 a 3500 h
Para suministrar (regionales)	de 3500 a 5000 h

Factor de utilización.-Es la relación entre el número de horas de utilización anual y el número total de horas del año.

$$FU = \frac{\text{Numero de horas de Utilización}}{\text{Numero de horas al año}} \quad 2.6$$

En la práctica para la determinación de la energía suministrada por una central eléctrica durante un año, podemos adoptar estos valores para el factor de utilización:

Tabla 2.2. Valores de Factores de utilización en la práctica.

Suministros a pequeñas ciudades	FU = 0,15 a 0,25
Suministros a grandes ciudades	FU = 0,25 a 0,4
Suministros a grandes (regiones)	FU = 0,4 a 0,5

Factor de reserva.-No basta construir una central eléctrica para mantenerse con una potencia pico que aparezca durante el año. Un grupo de generadores puede quedar parado, por avería o por inspección. Por lo tanto hay que disponer de maquinas que sustituyan a las que han quedado fuera de servicio,

lo que quiere decir que la potencia total de la central, ha de ser mayor que la población máxima para la que ha sido proyectada.

Este hecho se expresa por medio del factor de reserva, que es la relación entre la potencia total de la central y la potencia máxima que ha de suministrar:

$$FR = \frac{\text{Potencia Total de la Central}(kVA)}{\text{Potencia Maxima de la Central}(kVA)} \quad 2.7$$

El factor de reserva es mayor que 1 y en la práctica alcanza estos valores:

Tabla 2.3. Valores de Factores de reserva en la práctica.

Para pequeñas instalaciones (pueblos)	FR = 1,3 a 4,6
Para poblaciones medias	FR = 1,6 a 1,75
Para centrales agrícolas	FR = 1,6 a 1,7
Para grandes ciudades	FR = 1,8 a 2

2.1.2. ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS.

Los elementos constructivos que forman dichas instalaciones, pueden dividirse en dos grandes grupos.

En el primero, se mencionan todos los elementos destinados a **encauzar y almacenar** el agua que nos servirá luego para conseguir una acción mecánica entre los que se encuentran:

Embalse.- Se entiende por embalse, al volumen de agua que queda retenido por una presa, con el fin de poder encauzar, controlar y mantener casi constante el suministro de agua. Un embalse puede satisfacer las demandas de energía en épocas de estiaje, habiendo recogido la mayor cantidad de agua, durante los periodos pluviométricos favorables.

Presa.- “En ingeniería se denomina *presa o represa* a un muro grueso de piedra u otro material, como hormigón, que se construye a través de un río, arroyo o canal para almacenar el agua y elevar su nivel, con el fin de regular el

caudal, para su aprovechamiento en el riego de terrenos, en el abastecimiento de poblaciones o en la producción de energía eléctrica.”¹

El objetivo principal es crear un salto de agua dando origen a un embalse o lago artificial, con independencia de su utilización inmediata o no.

En una presa se puede distinguir las siguientes partes estructurales.

La Corona: Superficie mas alta, que delimita la presa superiormente, la cual presenta caminos accesibles para personas y vehículos en general.

La Cimentación: Superficie inferior sobre la cual descansa la mayor parte del peso de la presa al terreno; este terreno deberá presentar ciertas condiciones como rugosidad, impermeabilidad a fin de comenzar la construcción y facilitar la unión con los materiales empleados.

Los estribos: Conocidos como apoyos laterales, son los que realizan el cierre con las orillas derechas o izquierda del cauce.

Los Parámetros: Son las superficies interiores y exteriores de la presa, siendo la interior la que recibe el impacto, presión del agua y la exterior es lo opuesto.

Aliviaderos.-Por otra parte los **aliviaderos o vertederos** son elementos de seguridad destinados a evitar que el excedente de agua rebose sin control, lo que podría ocasionar graves daños como inestabilidad por presentarse esfuerzos y efectos perjudiciales.

Debido a la diversidad de construcciones hidráulicas, es un problema delimitar los diferentes tipos de aliviaderos, pero entre los más comunes tenemos:

- Aliviaderos de superficie.
- Túneles aliviaderos.
- Aliviaderos de emergencia.

¹ Tomado de la pagina Web http://es.wikipedia.org/wiki/Turbina_Francis.

Desagües de fondo.-Conocidos también como desagües de embalse, formados por uno o más conductos que atraviesan las presas de hormigón según planos verticales a la cimentación, cuyos objetivos principales son:

- Desviar el río, en la etapa de construcción de los bloques que conforman la presa.
- Contribuir con los aliviaderos durante las crecidas de los ríos.
- Permitir la limpieza y vaciado del embalse.

Toma de carga.- Se denomina así al ducto provisto de rejillas metálicas que impiden el ingreso de elementos extraños y de gran tamaño, los cuales pueden llegar a la cámara de turbinas y producir desperfectos; el objetivo de estas construcciones es recoger el líquido para llevarlo a las máquinas por medio de canales y tuberías, tomando en cuenta las compuertas que sirve para regular la entrada de agua que llegan a las turbinas , o en el caso de mantenimiento, emergencias o maniobras no permitir el ingreso de la misma. Estos sistemas de toma de carga poseen un sin fin de mecanismos tanto automáticos, como manuales, que facilitan la limpieza de las rejillas metálicas. Algunas se encuentran provistas de canales donde se coloca todos los desperdicios desalojados de las rejillas, para ser posterior descargada aguas debajo de la presa.

Desarenador.- Son depósitos construidos previa a la toma de carga o tubería de presión, cuyo objetivo es reducir la velocidad del agua y asentar la gran cantidad de arena o grava que arrastra las masas líquidas, para posterior ser removidas por los elementos complementarios instalados como son las compuertas y así reducir el desgaste de los elementos expuestos directamente con el fluido.

Túnel de carga.-Tienen como misión el conducir el agua desde la toma de carga ubicada en la presa hasta las turbinas instaladas en la central.

Los túneles de carga, suelen ser de hormigón armado, siendo la tendencia actual, debido a los grandes diámetros, montajes, medios de transporte,

inspección de fallas, control de calidad, **construirlas de acero**;, siendo de hormigón la zona de embocadura en su conexión con la entrada de agua, con refuerzos regulares a lo largo de su longitud o de cemento armado, reforzado con espiras de hierro que deben estar ancladas al terreno mediante solera adecuadas.

Tubería de presión.- El objetivo principal es transportar agua bajo presión hasta la turbina.

El diseño de las tuberías de presión debe considerar eventuales sobre presiones que se originan por el cambio brusco de energía cinética a potencial que se produce cuando se cierra bruscamente la circulación de agua de la tubería.

La colocación de las tuberías de presión puede hacerse al aire libre o cubiertas. Las tuberías, deben tener entradas de hombre o bocas de hombre, para realizar inspecciones, tomas para control de presiones, drenes para vaciado de tubería o simplemente inspeccionar el estado de la tubería.

Chimenea de Equilibrio.- Conocidos también como cámaras de presión, tanques de equilibrio o depósitos de compresión, cuya función es reducir al máximo las sobre presiones en las tuberías forzadas y álabes de las turbinas, provocadas por las variaciones de carga del alternador y la señal de cierre inmediata de la admisión de agua emitida por el regulador automático. A estas sobre presiones se les denomina "**golpe de ariete**".

La chimenea de equilibrio consiste en un pozo piezométrico situado lo más cerca posible de las turbinas y sobre las conducciones, estando unidos a este por su parte inferior. Cuando existe una sobre presión de agua esta encuentra menos resistencia para penetrar al pozo que a la cámara de presión de las turbinas haciendo que suba el nivel de la chimenea de equilibrio. En el caso de depresión ocurrirá lo contrario y el nivel bajará, consiguiendo evitar el golpe de ariete.

De esta manera podemos comparar a la chimenea de equilibrio como un muelle hidráulico, destinado a evitar cambios bruscos de presión, es decir, absorbiendo y devolviendo energía.

El número de chimeneas de equilibrio depende del tipo de turbina que se utiliza para la generación de energía eléctrica.

En el segundo grupo se encuentran todos los equipos y sistemas, que completan el ciclo de **transformación de la energía** para obtener energía eléctrica entre los que tenemos:

Casa de Maquinas.- Es la construcción en donde se encuentran instalados los grupos generadores de energía eléctrica de la central como son:

- Turbina Hidráulica.
- Generador Eléctrico.
- Regulador Automático.
- Tableros de Control.

Cámara de Turbinas.- En esta cámara se encuentran todos los elementos auxiliares de control y la propia turbina. Las turbinas, según las características de los saltos de agua, del caudal de agua, estas pueden ser de tres tipos; PELTON, KAPLAN o FRANCIS. Estas cámaras de turbinas pueden estar a la intemperie o relativamente subterráneas a manera de cavernas, todo dependiendo de la caída de agua necesaria para generar y la calidad de roca.

Generadores.- Es el que transforma la potencia mecánica de la turbina en potencia eléctrica por medio del fenómeno de Inducción Electromagnético. Su modelado depende de las condiciones de carga del grupo, ya sea en vacío, carga aislada, alimentación de un motor sincrónico, conexión a un nudo de potencia infinita, etc. Para realizar la conversión de energía mecánica en eléctrica, los generadores constan de dos partes fundamentales:

El estator que es una Armadura metálica, que permanece en reposo, cubierta en su interior por unos hilos de cobre, que forman diversos circuitos.

El rotor que se encuentra en el interior del estator y gira accionado por

la turbina. Está formada en su parte interior por un eje, y en su parte más externa por unos circuitos, que se transforman en electroimanes cuando se les aplica una pequeña cantidad de corriente.

Cuando el rotor gira a gran velocidad, debido a la energía mecánica aplicada en las turbinas, se producen corrientes en los hilos de cobre del interior del estator que a su vez excita los electroimanes del rotor, apareciendo en sus terminales una corriente eléctrica alterna de alta intensidad y baja tensión. Estas corrientes proporcionan al generador la denominada fuerza electromotriz, capaz de producir energía eléctrica a cualquier sistema conectado a él.

Transformadores.- Elevan o transforman la energía, utilizando subestaciones eléctricas; cambian las características de la electricidad (voltaje y corriente), logrando que la corriente pase a ser de baja intensidad a alta tensión, lo que facilita su transmisión y distribución a grandes distancias con un mínimo de pérdidas.

Sistemas Auxiliares.- Son todos los sistemas que complementan el funcionamiento de una Central Hidroeléctrica, permitiendo un grado de confiabilidad elevado en el accionar de todos las obras civiles, mecanismos, sistemas, equipos electromecánicos, etc., que rigen en una operación segura y confiable.

Entre los más comunes se puede mencionar:

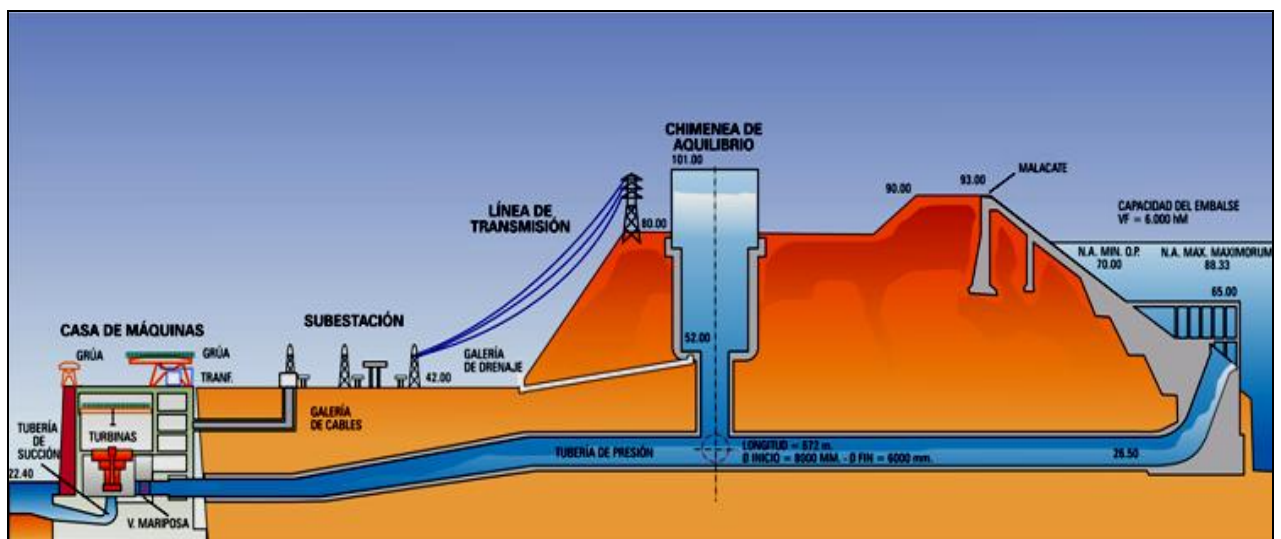
- Sistemas de Accesibilidad. (Turbina-generador)
- Sistemas de enfriamiento
- Sistemas de regulación de velocidades de la Turbina.
- Sistemas de Lubricación.
- Sistemas de Aire Comprimido
- Sistemas de generación. (Excitación-accionamiento-frenado)
- Sistemas de drenaje. (Agua turbinada)
- Sistemas de Iluminación.
- Sistemas de Ventilación y Aire Acondicionado.
- Sistemas contra Incendio.

- Sistemas de comunicación. (Transmisión de datos)
- Sistemas de Servicio Básicos.
- Sistemas de Emergencia.
- Etc.

Todos estos sistemas y más, varían de acuerdo al diseño y el tipo de turbina hidráulica a utilizar; pero los mencionados son los que predominan en cualquier instancia.

Subestaciones y líneas de transmisión.- Para conducir la electricidad desde las plantas de generación hasta los consumidores finales, se cuenta con redes de transmisión y de distribución, integradas por las líneas de conducción de alta, media y baja tensión. En el caso de que el Centro de consumo se encuentre relativamente distante es necesaria la instalación de subestaciones que permita conducir la energía eléctrica desde la casa de máquina a un grupo de seccionadores e interruptores que permiten distribuir la energía a través de las líneas de transmisión.

Figura 2.3.Componentes principales de una central hidroeléctrica.



Fuente: Sacado de la página web de CEDEGE.

2.1.3. DISPOSICIÓN CONSTRUCTIVA DE LAS TURBINAS HIDRÁULICAS.

Las turbinas hidráulicas, son los mecanismos necesarios para proveer la energía mecánica necesaria para hacer girar el rotor del generador; existen diferentes tipos de

turbinas pero las mas utilizadas son las PELTON, FRANCIS y KAPLAN; cada una posee varias diferencias dentro de sus rangos de aplicaciones, diferencias que se ven marcadas en el **caudal requerido** y la **caída o salto de agua**, así las turbinas Pelton son preferibles para caídas de agua grandes y poco caudal, las Francis son para caídas de agua medias y caudales grandes, y las Kaplan son para caídas bajas y caudales variables, la aplicación de un tipo de turbina u otro obedece a los criterios de diseño hidráulicos.

Se puede clasificar a las turbinas hidráulicas por razones técnicas, que ayuda a identificar ampliamente un determinado tipo de turbina.

Según lo antes mencionada, dispondremos una clasificación general de las Turbinas Hidráulicas.

Por el número de revoluciones específicas:

- Turbinas LENTAS
- Turbinas NORMALES
- Turbinas RÁPIDAS
- Turbinas EXTRARRAPIDAS

Según la posición del eje:

- Turbinas HORIZONTALES
- Turbinas VERTICALES

Por el modo de admisión del agua:

- Turbinas de ADMISIÓN PARCIAL.
- Turbinas de ADMISIÓN TOTAL.

Por la manera de actuar los chorros o las láminas de agua sobre o a través de las palas, alabes, etc.:

- Turbinas de ACCIÓN
- Turbinas de REACCIÓN

Por la dirección del agua dentro de la turbina respecto al eje de rotación, o dirección de entrada del agua:

- Turbinas RADIALES
- Turbinas AXIALES
- Turbinas RADIALES-AXIALES

- Turbinas TANGENCIALES

Por las características de la cámara:

- Turbinas de CÁMARA CERRADA
- Turbinas de CÁMARA ABIERTA

Por la función desarrollada:

- Turbinas REVERSIBLES”

Como hemos visto, las turbinas hidráulicas pueden ser clasificadas de algunas maneras dependiendo del parámetro considerado. Sin embargo la clasificación más importante es por la acción de los chorros de agua; en la cual se ve reflejadas las dos turbinas más comunes en nuestro país, que son, la PELTON y FRANCIS.

2.1.3.1. Turbinas de acción.- Son las turbinas, en las cuales una vena líquida choca sobre una serie de paletas móviles consolidadas a una rueda, con el objetivo de entregar la potencia adquirida a un eje de transmisión. Este choque produce que el chorro y el mismo sentido de giro del rodete coincidan en el punto de empuje; adicionalmente la velocidad de salida del agua es igual al de la entrada, por lo que al no ser apreciable la pérdida de carga se considera que la potencia está ligada exclusivamente con la energía potencial entregada y así con el salto de agua, por lo tanto, la totalidad de la energía cinética del agua, es entregada en su totalidad al rodete.

En esta clasificación se encuentran las **Turbinas Pelton**.

Turbinas Pelton.- Es una de las más eficientes en donde se cuenta con un gran desnivel de agua, se las conocen como **turbinas de presión** por ser ésta constante en la zona del rodete, **de chorro libre, de impulsión**, o de **admisión parcial** por ser atacada por el agua sólo una parte de la periferia del rodete.

Su utilización es idónea en saltos de gran altura (alrededor de 200 m y mayores), y caudales relativamente pequeños (hasta 10 m³/s aproximadamente).

Por razones hidroneumáticas, y por sencillez de construcción, son de buen rendimiento para amplios márgenes de caudal (entre 30 % y 100 % del caudal máximo requerido). Por ello se colocan varias unidades en cada central que requiere turbinas de estas características.

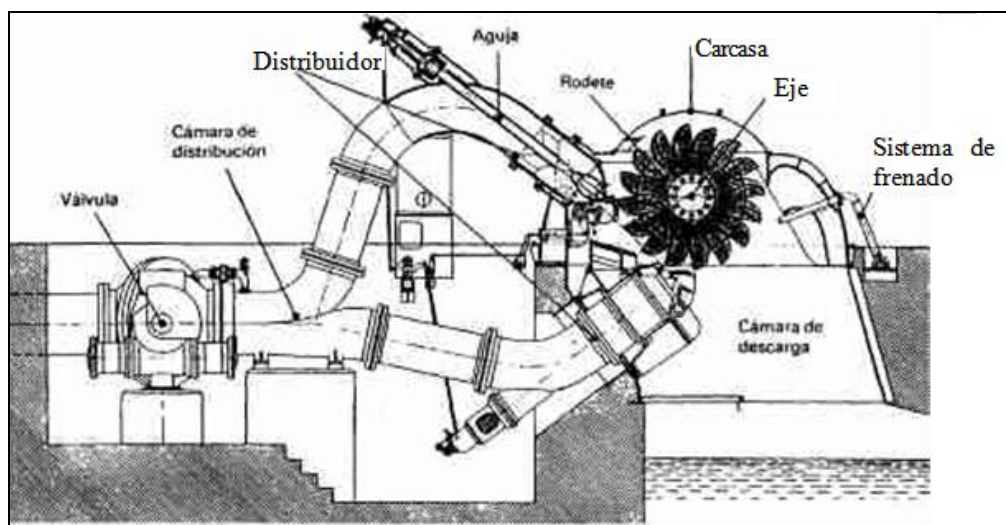
Pueden ser instaladas con el eje en posición vertical u horizontal, siendo esta última disposición la más adecuada.

Componentes de una turbina Pelton.

Los componentes (**Figura 2.4.**) “Componentes de una Turbina Pelton de eje horizontal, con dos inyectores” esenciales de una turbina Pelton, siguiendo la trayectoria del agua a través de la misma son:

- Distribuidor.
 - Cámara de Distribución.
 - Inyector.
 - Deflector.
 - Equipo de Regulación de Velocidad.
- Rodete.
 - Rueda Motriz.
 - Cangilones.
- Carcasa.
- Cámara de descarga.
- Sistema hidráulico de frenado.
- Eje de transmisión.

Figura 2.4. Componentes de una Turbina Pelton de eje horizontal, con dos inyectores.



Fuente: Sacado del libro de ZOPPETTI, “Centrales Hidroeléctricas. “

2.1.3.2. Turbinas de Reacción.- En este tipo de turbinas, una parte de la energía se transforma en energía cinética al incidir el agua sobre los alabes fijos y móviles por lo que no se proyecta directamente el chorro sobre el rodete. Por esta razón, se produce un deslizamiento del agua por los alabes del rodete, de tal modo que su giro no coincide con el chorro de agua a la entrada ni a la salida.

El agua, en su recorrido entre los alabes del rodete, cambia de dirección, velocidad y presión, esto provoca una reacción en el rodete, y con esto la potencia producida en la turbina, cuyo valor, está en función de la carga perdida por el líquido en su desplazamiento.

En este tipo se encuentran las Francis y Kaplan.

Turbinas Francis.- Este tipo de turbina se utiliza para grandes caudales y saltos medios y bajos. Toda la información sobre este tipo de turbina, es el núcleo de esta investigación, por lo que se la detallara más menudamente en el ítem “2.2 Descripción de la Turbina tipo Francis”.

Turbinas Kaplan.- Este tipo de turbinas es un caso especial de las turbinas de reacción, cuyas características constructivas y de funcionamiento son muy parecidas a las turbinas Francis. Se utilizan en saltos pequeños (aprox. 50m y menores), con caudales relativamente grandes (aprox. 200 m³/s en adelante). Están provistas de amplias paletas o alabes, que son impulsadas por agua a altas presiones, estos alabes son ajustables, de forma que la incidencia del agua en el borde de ataque del álabe pueda producirse en las condiciones de máxima acción, independiente de los requisitos de caudal o de carga. Por su diseño, alcanza velocidades específicas elevadas, logrando buenos rendimientos a diferentes valores de potencia.

En comparación con la Turbina Francis, la Kaplan, es menos voluminosa a igualdad de potencia.

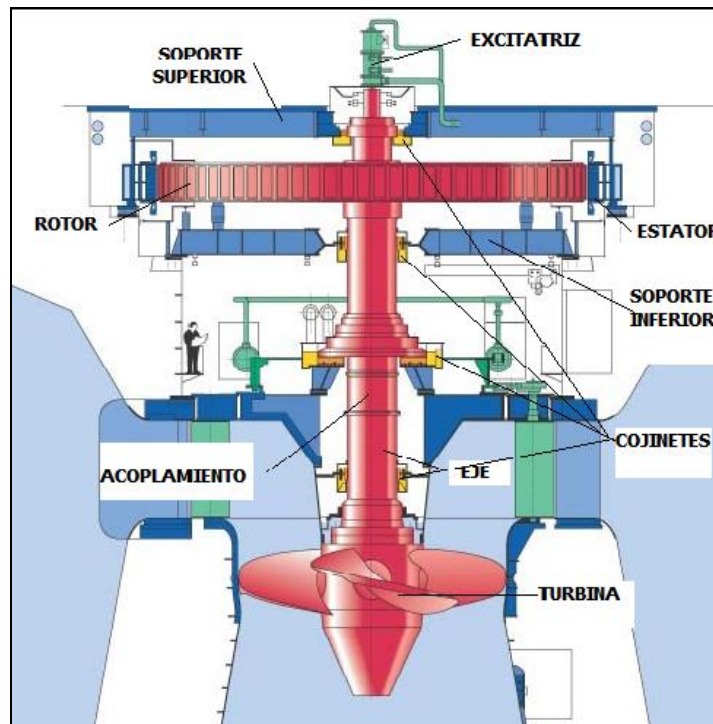
Generalmente su eje es horizontal, pero se prestan para ser montadas en forma vertical o inclinada.

Componentes de una turbina Kaplan.

Los componentes principales (**Figura 2.5.**) "Componentes principales de una Turbina Kaplan de eje vertical" de esta turbina son muy similares a los de la Turbina Francis, los cuales son los siguientes:

- Cámara espiral.(metálica o de hormigón)
- Distribuidor.
- Tubo de aspiración.
- Eje de transmisión.
- Equipo de sellado del eje de turbina.
- Cojinete guía de turbina.
- Cojinete de empuje.

Figura 2.5. Componentes principales de una Turbina Kaplan de eje vertical.



Fuente: Sacado de la pagina web http://es.wikipedia.org/wiki/Turbina_Kaplan, Maquinas Hidráulicas – Generación de Energía Eléctrica.

2.1.3.3. Fenómenos Anómalos en Turbinas Hidráulicas.- Las turbinas hidráulicas por sus formas complejas y grandes dimensiones, están sometidas a la influencia directa del agua que contiene partículas abrasivas que deterioran o lastiman a las turbinas si no se las controla o elimina en un gran porcentaje.

Los fenómenos que influyen en el funcionamiento idóneo de los equipos son:

Cavitación.- Es la formación de burbujas de vapor en las masas líquidas por acciones dinámicas. Este fenómeno se produce en el seno del fluido, producido por variaciones de presión a velocidades elevadas, manteniendo la temperatura ambiente, todo esto favoreciendo a la vaporización.

Golpe de Ariete.- Este efecto se produce por la interrupción rápida de la corriente de un fluido en los dispositivos de apertura, cierre o que regulan el paso de agua; esto provoca sobre presiones en la conducción cerrada, prolongando deformaciones a lo largo de la tubería hasta los reservorios donde se amortiguara la velocidad inicial, teniendo repetidas pronunciaciones de este fenómeno, con menor intensidad, hasta llegar a amortiguar por completo.

Este fenómeno, acarrea otros efectos como son vibraciones, pudiendo ocasionar roturas, aplastamientos y otros desperfectos en las tuberías y sus equipos, tales como anclajes, válvulas, etc.

2.1.4. CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO DE LAS TURBINAS HIDRÁULICAS.

Las características de funcionamiento de las turbinas hidráulicas están vinculadas con la velocidad, la potencia, el rendimiento, campos de aplicación, parámetros de selección de una turbina hidráulica etc.

Potencia de las Turbinas Hidráulicas.- Estos cálculos son resultados de ensayos y experiencias llevadas a cabo en laboratorio, por técnicos de las casas constructoras.

No obstante, existen una serie de fórmulas basadas en fenómenos físicos ligados con la mecánica, hidráulica, etc., por lo que vamos hacer referencia a una expresión que depende directamente del salto de agua, perteneciente a la turbina para la que se plantea el cálculo de la potencia útil presente en el eje del grupo.

Así tenemos:

$$P = \frac{1000 * Q * H}{75} * \eta_t \quad 2.8$$

P = potencia de la turbina en CV.

Q = caudal en metros cúbicos por segundo (m³/s).

H = altura del salto en m.

η_t = rendimiento de la turbina, en tanto por uno.

1000 = cantidad de litros de agua (o kg) en un m³.

75 = proviene de la equivalencia existente entre el CV y el kgm/s, como unidades de potencia.

Ampliando el cálculo al alternador, y considerando el rendimiento total η_T , producto del rendimiento η_t en la turbina por el rendimiento η_a en el alternador tenemos:

$$P = \frac{1000 * Q * H}{75} * \eta_T \quad \text{donde} \quad \eta_T = \eta_t + \eta_a \quad 2.9$$

Siendo 1 KW = 1'36 CV, la expresión de la potencia en KW es:

$$P_{kW} = \frac{1000 * Q * H}{1'36 * 75} * \eta_T \quad 2.10$$

Los valores del rendimiento en la turbina oscilan entre 0'8 y 0'95, y en el alternador entre 0'92 y 0'98. en ambos casos dependen de las dimensiones de las máquinas, llegándose a valores de rendimiento total entre 0'8 y 0'92.

Si hacemos una estimación en la que $\eta_T \cong 0'9$, obtenemos las siguientes fórmulas generalizadas, fáciles de recordar:

$$P \cong 12 * Q * H$$

$$P_{kW} \cong 9 * Q * H \quad 2.11$$

Velocidad de las Turbinas Hidráulicas.- La velocidad de sincronismo o de giro ,depende de la frecuencia a la que es entregada la corriente eléctrica, del numero de pares de polos del generador y de otros factores que determinan las

características de este último como son la altura del salto de agua, potencia, tensión generada, etc.

La expresión que determina el número de revoluciones de una Turbina Hidráulica queda determinada de la siguiente manera:

$$n = \frac{60f}{P} \qquad 2.12$$

en donde : **n** = número de revoluciones por minuto (rpm)

f = Frecuencia del sistema.

P = Número de pares de polos del generador.

60 = Segundos en minuto.

Los valores de velocidad en las Turbinas Hidráulicas, están comprendidas entre 75 rpm y 1000 rpm,; no obstante las turbinas pueden soportar, momentáneamente, velocidades muy superiores a las de funcionamiento nominal.

Rendimiento de las Turbinas Hidráulicas.-La palabra rendimiento, esta relacionada con aprovechamiento y productividad.

Al referirse al rendimiento de una máquina, el técnico, siempre tiene que hacer relación entre dos magnitudes físicas de igual naturaleza, para ser más exactos. La primera magnitud indica el resultado de una acción realizada y la segunda totaliza el valor de todo lo empleado para llevar a cabo dicha acción, obteniendo el rendimiento, de una máquina o de un complejo sistema de producción.

En Turbinas Hidráulicas, la eficiencia, esta relacionada con la velocidad específica de la máquina y esta a su vez con el caudal, ya que la altura es constante. En turbinas se proyectan para que sus rendimientos se den a los $\frac{3}{4}$ de carga, es decir para un caudal igual a $\frac{3}{4}$ del admisible.

“Como sucede en todas las máquinas, durante el funcionamiento de las turbinas se producen pérdidas de energía que determinan el rendimiento de aquéllas. Las principales causas que producen estas pérdidas de energía son:

- Rozamiento del agua en el distribuidor.
- Pérdidas en el rodete producidas por el choque de entrada y por el cambio brusco de velocidad de los filetes de agua que salen del distribuidor y chocan con los bordes de los álabes del rodete.
- Rozamiento del agua en el tubo de aspiración.
- Distancia que hay entre el distribuidor y el rodete, por donde se escapa una parte del agua.
- Resistencias pasivas en los cojinetes, gorriones, etc.
- Velocidad de salida del agua que, aunque pequeñas es necesaria para que el agua salga al exterior de la turbina. ”²

La **velocidad específica**, que se ha mencionado, no corresponde a la velocidad de giro de una turbina, pero si están relacionadas para efecto de rendimientos, por lo que la velocidad específica corresponde al numero de revoluciones por minuto que daría una turbina homologa a la que se quiere proyectar (de dimensiones reducidas, pero con la misma forma constructiva), desarrollando una potencia de 1 CV con un salto de 1m.

La velocidad específica queda determina de la siguiente manera:

$$n_q = n \frac{\sqrt{Q}}{\sqrt[4]{H^3}} \quad 2.13 \quad \text{o} \quad n_s = \frac{n\sqrt{P}}{H^4\sqrt{H}} \quad 2.14$$

En la que: **ns** = velocidad específica en r.p.m.

n_q = velocidad específica en r.p.m.

n = velocidad de sincronismo o de giro en r.p.m.

Q = caudal máximo que fluye por la turbina en m³/seg.

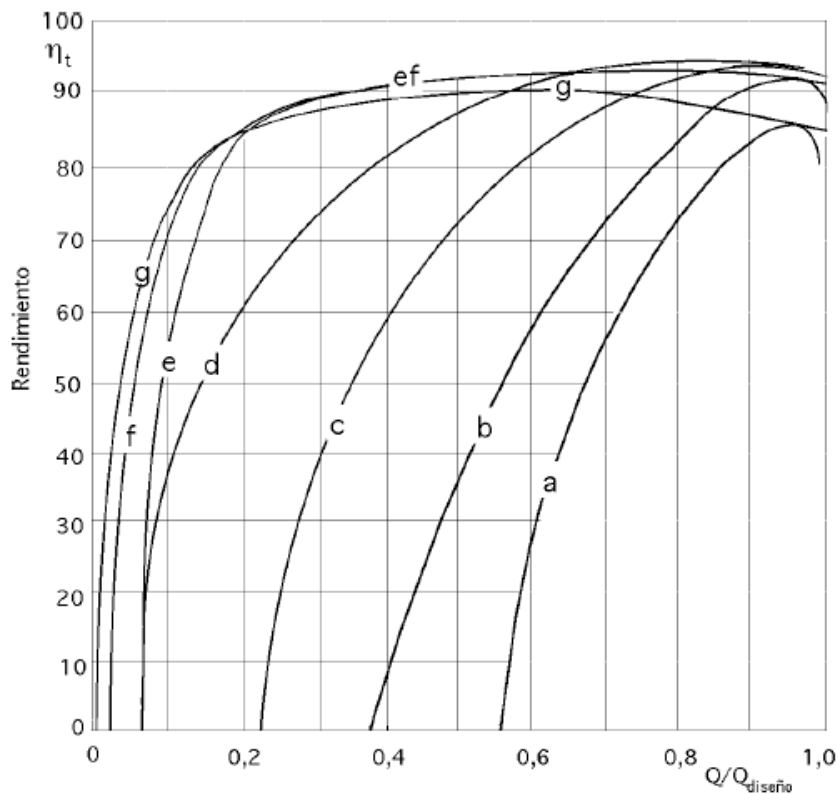
P = potencia de la turbina en CV.

H = altura del salto en m.

² Tomado de la pagina web <http://www.dcc.uchile.cl/~luribe/turbinas.html>

Por estar relacionada la velocidad específica con los rendimientos obtenidos, en función de las cargas, nos arroja la siguiente grafica según experimentos realizados.

Figura 2.6. Rendimiento total de algunas Turbinas Hidráulicas.



Fuente: Sacada de la pagina web <http://personales.ya.com.pdf>, "Salto neto, semejanzas y colinas de rendimiento"

Parámetros para la selección de Turbinas Hidráulicas.- La selección del tipo de turbina hidráulica para un recurso hídrico en particular, se puede realizar usando la velocidad específica (n_s) para un caudal y el salto o caída.

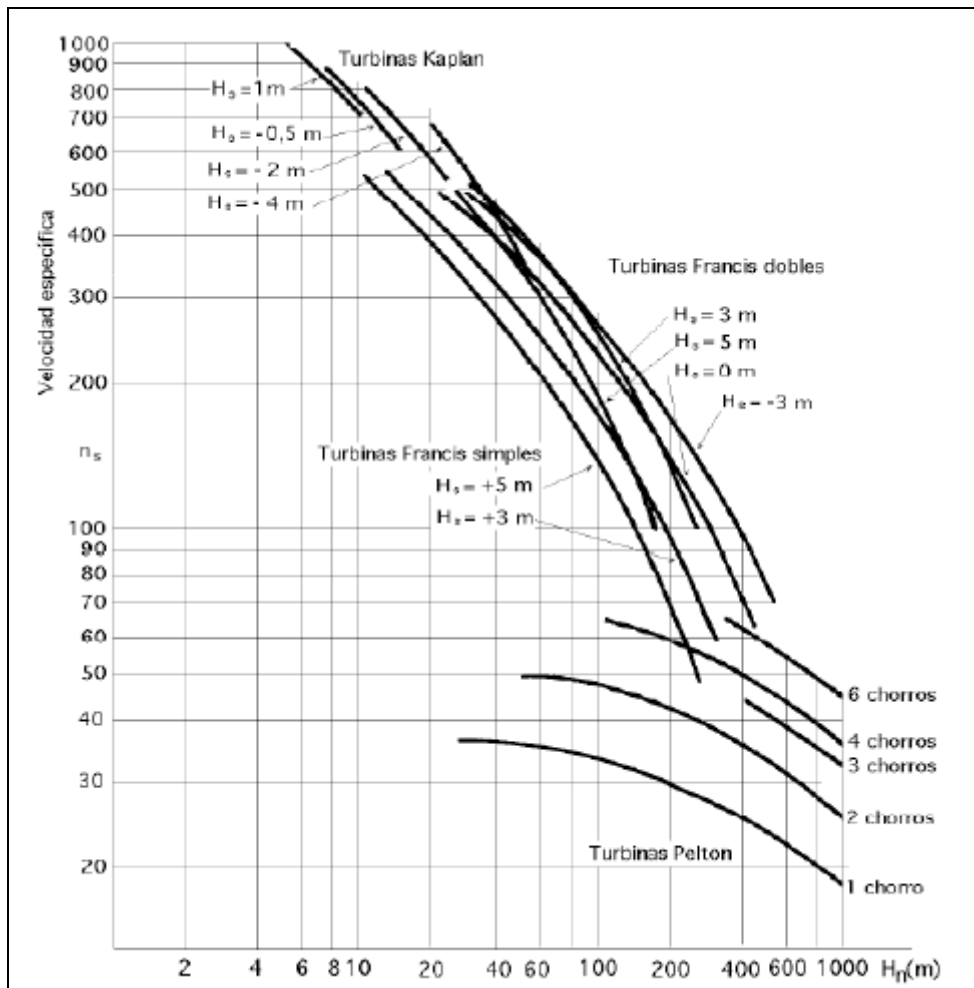
Los valores de esta velocidad específica para los actuales tipos de turbinas que hoy en día se construyen con mayor frecuencia (Pelton, Francis, Hélices y Kaplan) figuran en la siguiente tabla.

Tabla 2.4. Velocidades Específicas de las Turbinas Hidráulicas.

RANGO DE APLICACIÓN DE LAS TURBINAS HIDRAÚLICAS		
TIPO DE TURBINA	Nq	Ns
Turbina Pelton de 1 inyector	Hasta 9	Hasta 30
Turbina Pelton de inyectores	4 - 13	14 - 42
Turbina Pelton de 3 inyectores o mas	5 - 22	17 - 73
Turbina Michell-Banki	18 - 60	60 - 200
Turbina Francis Lenta	18 - 38	69 - 125
Turbina Francis Normal	38 - 68	125 - 225
Turbina Francis Rapida	68 - 135	225 - 450
Turbinas Axiales	105 - 300	350 - 1000

Fuente: Manual de Diseño Estandarización y Fabricación de Equipos para pequeñas Centrales Hidroeléctricas Volumen I, OLADE.

Figura 2.7. Grafico para la selección del tipo de turbina en función de ns y Hn.



Fuente: Semejanza de Turbinas Hidráulicas. Disponible en el sitio: <http://personales.ya.com/universal/TermoWeb/Turbinas/Hidraulicas/PDFs/Turb.Hidraulicas4.pdf>

Las turbinas tienen buen rendimiento sólo entre ciertos límites de su velocidad específica, por ello, dicha velocidad específica ha de servir de indicador para la elección de la turbina más conveniente en cada caso.

Existen otros criterios que se consideran en la selección apropiada de una turbina hidráulica para cada aprovechamiento específico.

En teoría cada instalación requiere el diseño de su equipamiento, esto solo se hace después de haber agotado las posibilidades de normalización de los equipos (en busca de los más económicos), o en aquellos casos en donde ganar 1 ó 2 % en la eficiencia del conjunto, pague lo costoso de las investigaciones, el desarrollo de modelos y lo que significa una producción unitaria; por regla general este tratamiento individual se reserva sólo para centrales muy grandes.

En la selección del número y tamaño de las unidades para un proyecto dado deben analizarse los siguientes aspectos:

- Cuenca del recurso, pluviosidad, hidrología y caudales garantizados, es decir, el agua disponible, su distribución a lo largo del año y la subordinación de la entrega del agua y del régimen de operación.
- Regulación, obras de toma, uso final del agua, embalses reguladores de aguas abajo.
- Geología, topografía y la carga hidráulica disponible.
- Racionalidad, uso de recursos y materiales locales, economía y optimización.
- La mayor integración nacional posible de la inversión en su conjunto.
- Características del servicio, tales como entrega posible al SNI, o si es aislado o en paralelo a otra mini-hidroeléctrica, dimensiones y características de la curva de demanda de la carga eléctrica conectada, etc.
- Criterios económicos.

- Criterios extra energéticos, tales como lo referente al impacto social, político y ambiental.”³

Campo de aplicación de las Turbinas Hidráulicas.- Son dos los parámetros que determinan el campo de aplicación de las Turbinas, como son:

- Sistemas no conectados a la red.- Se trata de mini-centrales de generación que se encuentran al servicio de pequeñas comunidades ubicadas en zonas rurales donde la electricidad es un lujo por la lejanía a las redes eléctricas. Esto se logra en todos los casos donde se tenga un curso de agua, aunque sea pequeño, con un salto incluso de pocos metros. Una aplicación bastante útil para los sistemas hidráulicos de tamaño muy pequeño es su utilización en áreas de montaña, para energizar bombas de riego, activar la productividad rural, electrificación urbana de viviendas, todo esto para mejorar la calidad de vida de los pobladores.
- Sistemas conectados a la red.- Son todas las plantas Hidráulicas, que su generación aporta al SNI para cubrir la demanda nacional. Sin olvidarse que algunas de estas plantas, fueron construidas para suplir la demanda de energía de industrias privadas y el sobrante es aportado al SNI. De esta manera se llega a cubrir la demanda existente y a impulsar el desarrollo tecnológico, así como la producción.

2.1.5. SISTEMAS DE CONTROL.

2.1.5.1. Importancia del Control.- La calidad del servicio eléctrico se ve determinado por la estabilidad en la tensión bajo cualquier condición de carga y la frecuencia con que se entrega potencia a la red.

El control de dicha estabilidad va mejorando día a día, con el único objetivo de asegurar al usuario la calidad del servicio y puedan conectar sus equipos eléctricos sin ningún temor a perturbaciones.

En la actualidad las plantas modernas son completamente automatizadas por lo que los operadores tienen menos participación, dejándoles algunas tareas correctivas, puesta en marcha o para de la planta.

³ Tomado de la pagina web <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia05/HTML/Articulo51.htm>

La complejidad de los sistemas, así como la aleatoriedad de la planta hace necesario tener sistemas de control automáticos para mantener la estabilidad y un buen servicio, es por esta razón que las plantas de generación hidroeléctrica. no podrían servir sin estos sistemas.

2.1.5.2 Reguladores de Velocidad

Se entiende por regulación, el proceso de mantener invariable una magnitud o condición, indistintamente de que varíen otros factores como, variaciones de carga solicitada a los grupos de generación, disparos de otra fuente de generación, caídas de tensión, temperaturas de trabajo, etc.

Las diferentes formas de regulación, proporcionan estabilidad de funcionamiento a las turbinas hidráulicas, por lo que, para mantener en todo momento el equilibrio necesario, se debe trabajar en conjunto algunos sistemas de regulación.

Reguladores Automáticos de Velocidad.-Las plantas hidroeléctricas por ser de carácter electromecánico, sus características varían con el paso del tiempo, por esta razón la necesidad de regular la velocidad del sistema.

El regulador de velocidad, en el caso de que el generador se encuentre desconectado de la red, tiene como objetivo, el mantener constante la velocidad para sincronizar el generador a la red, y cuando el generador se encuentra conectado a la red, el regular la frecuencia- potencia o mantenerle lo mas cercana a la deseada, pese a las diferentes perturbaciones como son la variación de carga o disparo de otra fuente de generación.

Reguladores de Caudal.

Estos reguladores permiten controlar la inestabilidad existente en las centrales hidroeléctricas por efectos mecánicos, hidráulicos, eléctricos, y son generados por cambios bruscos de la potencia en juego.

Para obtener una velocidad constante del grupo generador, existiendo una demanda variable, es necesario que en todo momento la potencia disponible al ingreso del grupo generador sea igual a la potencia eléctrica de salida de este más las pérdidas internas del grupo.

Este equilibrio se logra regulando la cantidad de agua que ingresa a la turbina, de tal manera que si se produjera un aumento en la demanda se abrirá una válvula que permite el mayor ingreso de agua a la turbina ocasionando que la potencia generada se iguale a la demanda.

Esta regulación se puede realizar de forma manual o automática; en este texto sólo se analizará la regulación automática.

La regulación automática de la velocidad por regulación de caudal proporciona un sistema con frecuencia y voltaje estables. Este sistema se emplea cuando se prevé que en el sistema eléctrico existirán grandes fluctuaciones instantáneas en la demanda.

El flujo se controla por medio de los álabes giratorios en las turbinas de reacción (Francis, Kaplan) y por la válvula de aguja o el deflector de chorro en las turbinas de impulso (Pelton). El gobernador mueve los álabes directrices o la aguja como respuesta a los cambios de velocidad que resultan de las variaciones de carga o de la altura hidráulica. La estrategia de control generalmente utilizada es la Proporcional Integral Derivativa (Controladores PID).

Existen reguladores de velocidad del tipo óleo mecánico, taquimétrico, electromecánico, electro-hidráulicos.

Reguladores Electrónicos de Carga.

“A diferencia de la regulación por caudal de agua en la que en todo momento la turbina regula el paso de agua con el fin de igualar la potencia generada con la demanda para mantener la velocidad de giro constante, en los sistemas de regulación de carga el grupo generador entrega una potencia constante; esto es, no hay regulación de caudal de agua. No obstante, debe cuidarse que el grupo genere una potencia mayor o igual a la máxima potencia esperada en la demanda. El exceso de potencia generada se disipará en forma de calor a través de una resistencia sumergida en agua o al aire.

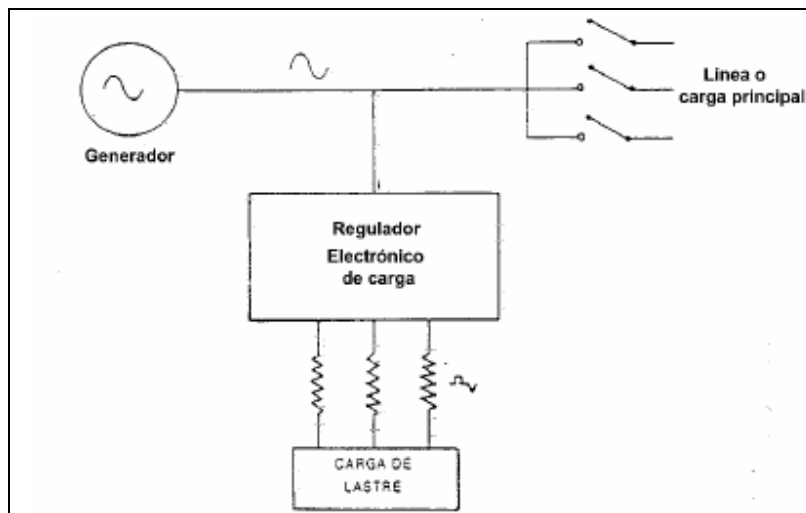
Esta regulación también se puede realizar de manera manual o automática, siendo esta última la más utilizada.

Con el fin de lograr soluciones más económicas y sencillas en el mantenimiento y operación de los reguladores automáticos de velocidad, en la actualidad se ha desarrollado y utilizado el sistema de regulación electrónica de carga.

Este tipo de control no consiste en controlar el caudal de agua que ingresa a la turbina, sino que el alternador produce una potencia constante y el regulador electrónico de carga, a través de tiristores deriva la energía no consumida por la demanda a un sistema de disipación de energía.”⁴

A continuación se muestra el esquema general del regulador:

Figura 2.8. Esquema general de regulación electrónica de carga.



Fuente: Pagina web www.ucr.ie431.trabajo.2003.02.grupo02.pdf, “Aplicación de los sistemas de control en una planta generadora hidroeléctrica”.

Reguladores de Presión.- Llamados también descargadores síncronos, “tienen especial utilidad en aquellas instalaciones cuyas conducciones de agua o tuberías forzadas son de gran longitud, en las cuales se prevén sobre presiones perjudiciales, producidas por el golpe de ariete.

Con dichos descargadores se pretende reducir al máximo tales perturbaciones, ya que es prácticamente imposible eliminarlas totalmente.

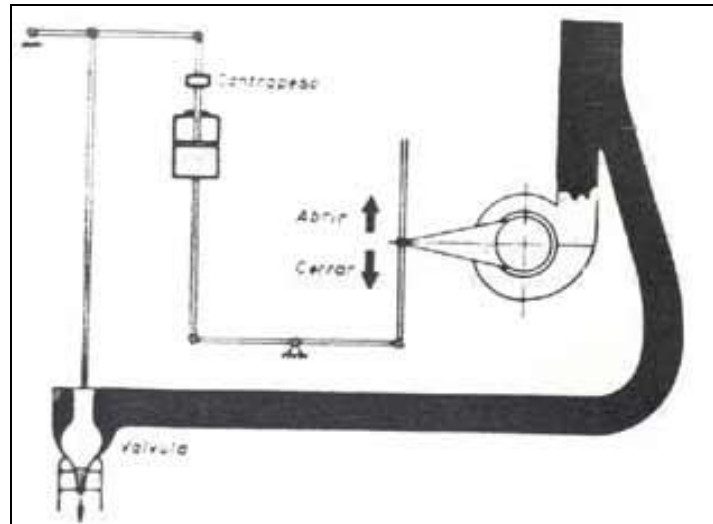
Consisten en una **válvula de descarga** de agua de libre escape, controlada por el regulador de velocidad de la turbina”⁵, ubicada en una derivación sacada

⁴ Tomado de “Metodología para el modelado de reguladores de velocidad y voltaje”, Proyecto de graduación, Universidad de Costa Rica, 1991, Rivera, F.

⁵ Tomado del libro Turbo Maquinas Hidráulicas, MATAIX (1975).

de la tubería forzada. **(Figura 2.9.)** “Representación esquemática de un regulador de Presión “

Figura 2.9. Representación esquemática de un regulador de Presión.



Fuente: Pagina Web [http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish /Turbinas / turbinas_hidraulicas.htm](http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas/turbinas_hidraulicas.htm)

“Cuando el regulador actúa de modo que provoca el cierre del distribuidor, simultáneamente da orden de apertura a la válvula de descarga, con lo que, durante unos segundos, parte del caudal de alimentación a la turbina se desvía, bien hacia la cámara de descarga en el caso de una turbina Pelton, o hacia el tubo de aspiración en los restantes tipos de turbinas, sin que se produzcan sobre presiones en la columna de agua que va al distribuidor al cerrarse éste.

De esta forma, se mantiene casi constante el caudal en la tubería forzada, durante un periodo de tiempo prudencial, justo el que tardan en equilibrarse los trabajos motor y resistente y desaparece el peligro de sobre presiones (en total de 20 a 30 s), con lo que se evita el desperdicio innecesario de agua a través de la válvula de descarga.

Según las características de las conducciones o tuberías forzadas, así como las alturas de salto existentes, aconsejan el empleo conjunto de chimeneas de equilibrio con los descargadores síncronos.”⁶

⁶ Tomado de Formación Modular, Centrales Hidroeléctricas (II), “TURBINAS HIDRÁULICAS”.

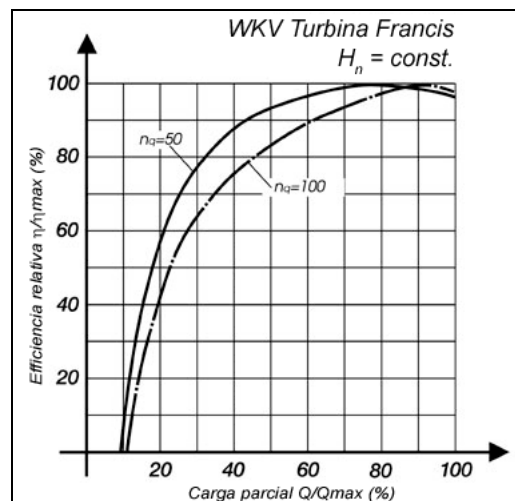
2.2. DESCRIPCIÓN DE LA TURBINA TIPO FRANCIS.

El campo de aplicación de este tipo de Turbina es muy extenso debido al avance tecnológico por efectos de diseño y construcción. Pueden ser utilizadas para centrales de saltos intermedios (entre 10 y 200 m aproximadamente) y caudales grandes. Son conocidas como turbinas de **sobre presión**, o de **admisión total**, por ser variable la presión en las zonas del rodete, y encontrarse sometida a la acción directa del agua en toda su periferia respectivamente.

2.2.1. RENDIMIENTO.

“Las turbinas Francis, son de rendimiento óptimo, pero solamente entre unos determinados márgenes (para 60 % y 100 % del caudal máximo), siendo una de las razones por la que se disponen varias unidades en cada central, al objeto de que ninguna trabaje, individualmente, por debajo de valores del 60 % de la carga total.”⁷

Figura 2.10. Diagrama de Rendimientos de las Turbinas Francis.



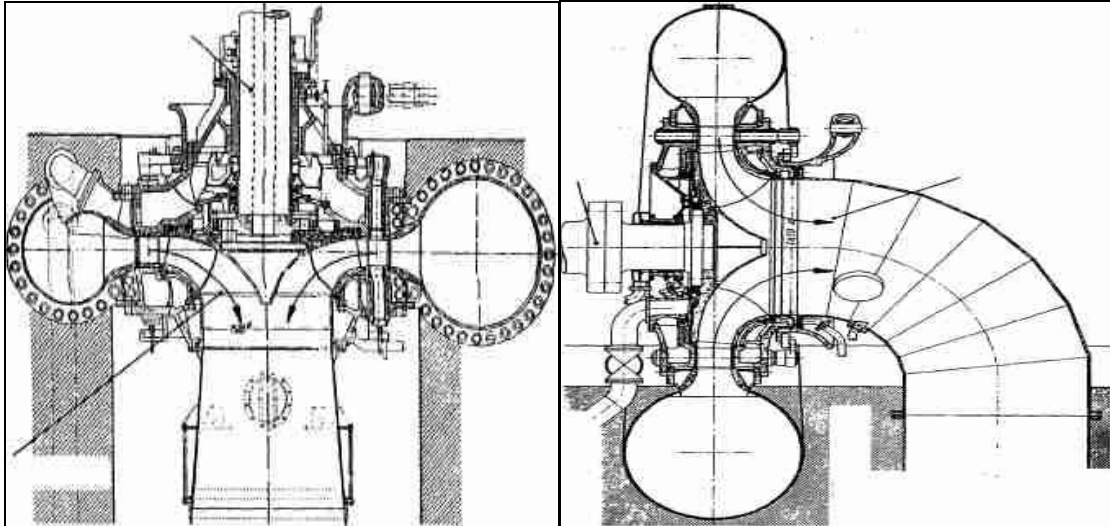
Fuente: Sacado de la pagina Web http://www.wkv-ag.com/spanisch/tech/tk_2_2.html “Turbinas Francis”

Las turbinas Francis pueden ser instaladas con el eje en posición horizontal (**Figura 2.11.**) “Turbina Francis eje vertical” o vertical (**Figura 2.12.**) “Turbina Francis eje horizontal”, siendo esta última disposición la más generalizada por

⁷ Tomado del libro Manual del Ingeniero Mecánico de Marks.

estar ampliamente experimentada, especialmente en el caso de unidades de gran potencia.

Figura 2.11.Turbina Francis eje Vertical. **Figura 2.12.** Turbina Francis eje Horizontal.



Fuente: Sacada del libro Maquinas Hidráulica, Ing. Camilo B. Rodríguez.

2.2.2. CLASIFICACIÓN DE LAS TURBINAS FRANCIS.

Se puede tener una clasificación muy extensa de las Turbinas Francis, siendo una de las más importantes, según la velocidad específica del rodete, cuyo número de revoluciones depende de las características del salto.

- Turbina Francis **lenta**; saltos de gran altura (alrededor de 200 m o más).
- Turbina Francis **normal** ; saltos de altura media (entre 200 y 20 m)
- Turbinas Francis **rápidas** y **extra rápidas**; saltos de pequeña altura (inferiores a 20 m).

2.2.3. PARTES Y COMPONENTES.

Los componentes fundamentales, según el sentido de circulación del agua por la turbina es la siguiente.

- Rodete
- Eje
- Cámara Espiral.

- Distribuidor
- Tubo de Aspiración.
- Equipo de sellado del eje de turbina
- Cojinete guía de turbina
- Cojinete de empuje.

Figura 2.13. Espiral de entrada de una Turbina Francis.



Fuente: Pagina web http://es.wikipedia.org/wiki/Turbina_Francis"

Rodete.

Es la pieza fundamental ya que es donde se convierte la energía cinética del agua en la energía mecánica necesaria para hacer girar el rotor del generador y convertirla en energía eléctrica.

El rodete puede ser construido en bronce o de diversas aleaciones, para evitar los efectos anómalos como son cavitación, erosión, corrosión etc. Esta conformado por un núcleo central en donde se dispone un determinado numero de palas o alabes del rodete de superficie alabeada, las cuales se encuentran unidas en su parte inferior mediante una banda de las mismas características obteniendo un solo cuerpo o pieza entre el núcleo, alabes y banda sin uniones ni fijaciones o accesorios. El numero de alabes, inclinación y disposición en el rodete depende del caudal, velocidad especifica y de la altura del salto.

Se ha determinado que el numero de alabes del rodete debe ser diferente al numero de alabes directrices ya que se produciría vibraciones al coincidir en el espacio entre ambos conjuntos de alabes.

El rodete se encuentra rígidamente acoplado en la parte inferior del eje de turbina, y concéntrico al distribuidor así como al difusor que se encuentra en la parte inferior del rodete. El difusor es un cuerpo metálico, de forma tronco cónica, colocado en posición invertida, es decir su parte mayor anclado a la parte inferior del eje, cuya única función es el direccionar las masas de agua que salen a través de los alabes del rodete disminuyendo su velocidad y evitando choques de las mismas entre si o contra sus propios alabes, lo que podría originar remolinos u otros efectos hidráulicos que se vería reflejado en el rendimiento de la maquina y en su conservación.

Eje.

Su fabricación depende exclusivamente para el tipo de central que se vaya a implantar, convirtiéndose en un elemento exclusivo e indispensable para cada tipo de diseño, este debe ser forjado adecuadamente y técnicamente tratado con sus bridas de acoplamiento, de ser necesario, para los diferentes elementos que se encuentran en su entorno. Es por medio de este, que al estar rígidamente unido mediante un acoplamiento (bridas) al eje del generador, transmite al rotor del generador el movimiento de rotación.

Por lo general el eje es ampliamente dimensionado para que pueda operar a cualquier velocidad, incluyendo las velocidades críticas como son las de disparo sin que existan distorsiones o vibraciones en su operación. El eje debe tener un acabado superficial excelente, dependiendo de la superficie en contacto varia sus dimensiones, acabados o algún tipo de modificación que sea necesaria.

Cámara Espiral.

Tienen por objeto, producir velocidad uniforme en el ingreso del agua hacia la periferia del lado de alta presión del rodete, evitando la formación de torbellinos y perdidas de carga; esta constituida por la unión sucesiva de una serie de anillos tronco – cónicos unidos mediante soldadura, cuyos ejes forman un espiral. El diámetro máximo del caracol o del anillo es alcanzado con el acoplamiento con la tubería de presión y posterior decrece paulatinamente hasta llegar a su diámetro mínimo y cerrar la cámara sobre si misma.

El caracol contiene en su periferia interna, una abertura en forma de anillo, concéntrico con el eje de la turbina, formado por una serie de alabes fijos con

superficie alabeada, situados equidistantemente unos de otros a lo largo del contorno de la circunferencia descrita por dicho anillo a través del cual fluirá el agua hacia el distribuidor, a este componente se lo conoce como predistribuidor.

Para Turbinas de salto elevado o mediano el caracol es invariablemente metálico, y cuando es de eje vertical suele estar embebida total o parcialmente en la subestructura de la central. En saltos y potencias pequeñas, cuando interesa más la economía de instalación que el rendimiento, puede instalarse la tubería sin cámara espiral.

Adicionalmente la cámara espiral contiene otros accesorios que complementan la manutención de una planta como son entradas de hombre (man hole), tomas de agua para control de caudales de presión, drenaje, etc.

Figura 2.14. Cámara espiral y alabes fijos, vista seccional y completa.



Fuente: Sacado de la pagina Web <http://www.ing.una.py/> DIREC_PPAL/ACADEMICO/APOYO/Maquinas_Hidraulicas/PDF/MAQ%20HIDRAULICAS%20TURBINAS%20FRANCIS. pdf

Distribuidor.

Es un dispositivo cuyo objetivo es dirigir el agua desde la sección de entrada de la maquina hacia la entrada en el rodete, siguiendo el régimen de funcionamiento bajo las condiciones de escurrimiento más favorables a la entrada del rotor, distribuyéndola alrededor del mismo, (turbinas de

admisión total), o a una parte, (turbinas de admisión parcial), es decir, permite regular el agua que entra en la turbina, desde cerrar el paso totalmente, caudal cero, hasta lograr el caudal máximo.

Esta compuesto por un determinado numero de alabes directrices formando una anillo, situado concéntricamente y en la misma cota del predistribuidor siendo el camino contiguo del agua hacia el centro de la turbina.

Tubo de Succión o de Aspiración.

Es un conducto, por lo general metálico de sección circular, por el cual se desaloja el agua turbinada, generalmente con ensanchamiento progresivo, recto o acodado, que une al rodete con el canal de fuga o descarga.

Tiene como función, recuperar la mayor parte de la energía cinética del agua a la salida del rodete, factor sumamente importante ya que llega a representar hasta el 50% de la energía total, incrementándose dicha energía con el incremento de la velocidad específica, de otro modo el rendimiento seria muy bajo; adicionalmente, permite recuperar la altura comprendida entre la salida del rodete y la superficie libre del agua

La zona acodada, que puede ser de hormigón o metálica, puede continuar sección circular o puede hacer una transición a sección rectangular, en este caso la conducción es generalmente de hormigón hasta el final.

En la parte de la tubería de succión, que se encuentra al aire libre, cuenta con una o dos entradas de hombre con el fin de realizar trabajos o inspecciones, de igual manera en la parte inferior del codo se dispone de colectores con rejillas para el vaciado del tubo de succión.

Figura 2.15. Tubo de succión construido y listo para el montaje.



Fuente: Sacado de la pagina Web http://www.ing.una.py/DIREC_PPAL/ACADEMICO/APOYO/Maquinas_Hidraulicas/PDF/MAQ%20HIDRAULICAS%20TURBINAS%20FRANCIS.pdf

Si por razones de explotación el rodete está instalado a una cierta altura por encima del canal de fuga, un simple difusor cilíndrico permite su recuperación, que de otra forma se perdería. Si la turbina no posee tubo de aspiración, se la llama de escape libre.

Equipo de Sellado del eje de Turbina.

Tiene por objetivo el sellar o impedir el paso del agua del rodete, a través del espacio que existe entre la tapa superior y el eje, hacia el exterior de la turbina.

El sello se lo realiza sobre un collarín que es solidario al eje, por medio de una serie de aros de carbón, de material sintético o grafitados, etc., presionados por una serie de muelles de acero inoxidable o servomecanismos convenientemente distribuidos alrededor de la periferia del mismo.

Una serie de aros concéntricos, radial o axialmente, alternos entre la parte giratoria y fija, contribuyen eficazmente al cierre hidráulico. Constituyen los denominados laberintos, que también se suelen disponer en zonas de llanta y núcleo del rodete.

Dispone de una cámara de aceite intermedia, que contiene un aceite ambientalmente seguro, el mismo que lubrica y enfría las caras de las juntas

mecánicas, suministrada a mayor presión que la que posee el agua en la zona del rodete. Esta agua de refrigeración, una vez cumplida su doble misión, es conducida por colectores al pozo de bombas, donde confluyen los drenajes de la instalación.

Cojinetes Guías.

Consta de un anillo dividido radialmente en dos mitades o bien de una serie de segmentos, que asienten con perfecto ajuste sobre el eje. Dicho anillo o segmentos son, generalmente, de metal blanco, antifricción (aleación a base de estaño, antimonio, cobre, plomo, cadmio, etc., en distintos porcentajes), y suelen tener tallados, vertical o diagonal-mente, unos canales sobre la superficie de contacto con el eje, para favorecer la circulación de aceite y así lograr su auto lubricación.

Este cojinete rodea al eje el cual se encuentra alojado en una cuba de aceite, refrigerado convenientemente mediante agua, tomada normalmente de los colectores pertenecientes al sistema general de refrigeración de los distintos equipos de la central, con el objetivo de que no se produzcan temperaturas anormales en la zona de fricción con el eje.

En ciertas ocasiones el enfriamiento del aceite también se logra por medio de aire.

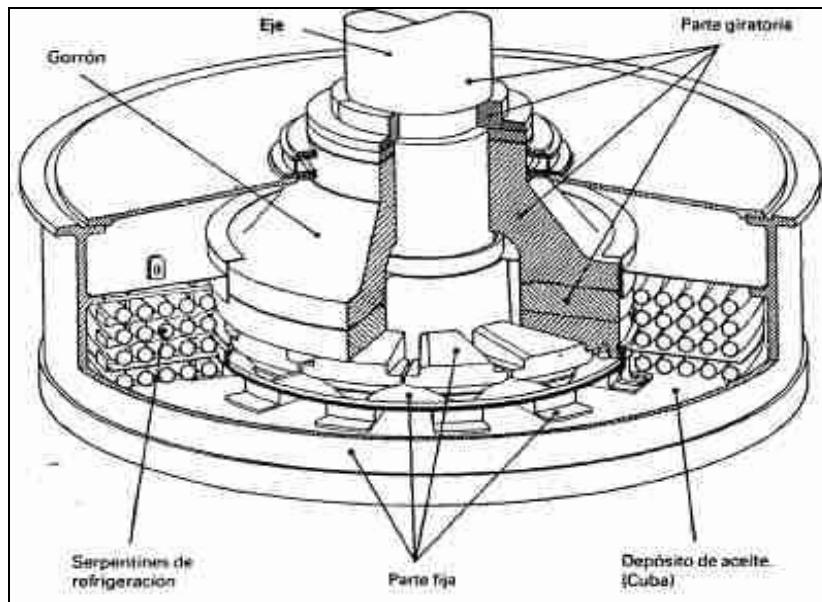
Cojinete de Empuje.

Este elemento, conocido también como soporte de suspensión, pivote, rangua o quicio, característico y necesario en todos los grupos de eje vertical, hemos de considerarlo como un componente propio de dichos grupos en sí y no de las turbinas hidráulicas que responden a tales condiciones de instalación.

Su situación, respecto al eje del grupo, varía según los tipos de turbinas. Así, en el caso de grupos accionados por turbinas Pelton o Francis, dicho cojinete suele encontrarse por encima del rotor del alternador, mientras que, en el caso de turbinas Kaplan, puede estar localizado por debajo del mismo.

Están destinados a soportar esfuerzos axiales, en los cuales se destacan dos partes ;la **parte giratoria**, totalmente solidaria con el eje del grupo, la cual descansa sobre **la parte fija** que se encuentra asegurada en zonas inmóviles de la estructura rígida próximas al eje. **(Figura 2.16.)** “Cojinete de Empuje seccionado”

Figura 2.16. Cojinete de Empuje seccionado.

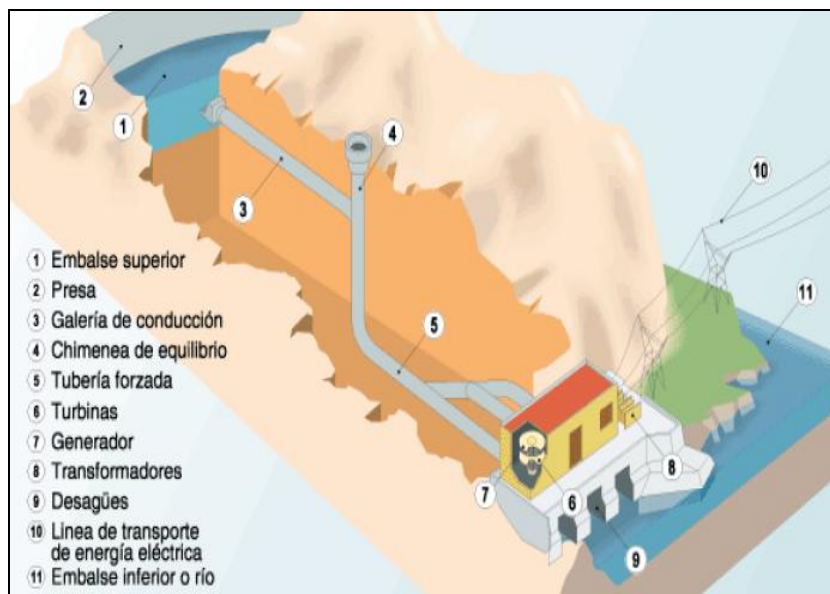


Fuente: Hidráulica y Construcciones Hidráulicas, SCHAFER.

2.2.4. FUNCIONAMIENTO DE LAS TURBINAS FRANCIS.

Las Turbinas Francis son instaladas en centrales donde su recurso hídrico, es embalsado con el objetivo de utilizar su energía potencial gravitatoria y convertirle en energía cinética en el recorrido del agua por los túneles o galerías de carga hacia el distribuidor.

Figura 2.17. Situación generalizada de una Turbina Francis.



Fuente: Tomado de la pág Web www.uclm.es/area/gsee/aie/censublin/hidraulicas.pdf, "Centrales Hidroeléctricas".

El agua llega hasta una cámara de forma espiraloidea o caracol, la cual fluye por los alabes estacionarios que corresponden a un predistribuidor; al ingresar el fluido por los alabes estacionarios disminuye su presión, adquiriendo velocidad por la disminución de presión en los alabes, esto produce el giro del rodete al incidir sobre sus alabes el resto de presión existente en las masas de agua así como su energía cinética.

Dicha energía cinética se transforma en energía mecánica de rotación a través de la turbina, que mediante un eje acciona un generador que es el que se encarga de convertirla en energía eléctrica.

Otra particularidad, que determina el funcionamiento es que, la ubicación del caracol, distribuidor, rodete, tubo de succión se encuentran en una cota inferior a la alcanzada por el agua a la descarga al río, por lo que podríamos considerar una columna de agua continua permaneciendo el rodete inundado.

2.2.5 APLICACIONES.

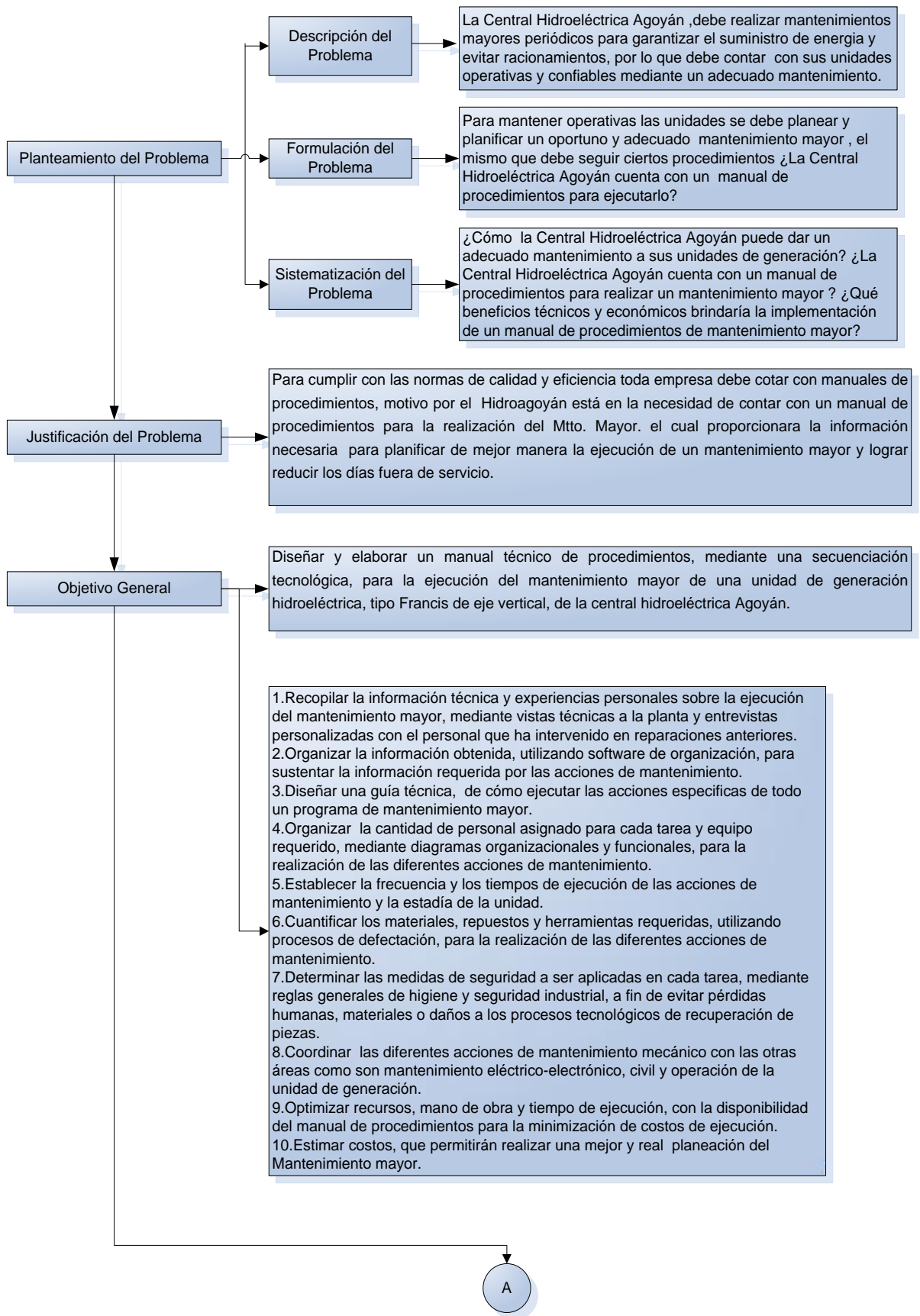
Las grandes turbinas Francis se diseñan de forma individual para cada emplazamiento, a efectos de lograr la máxima eficiencia posible, habitualmente más del 90%.

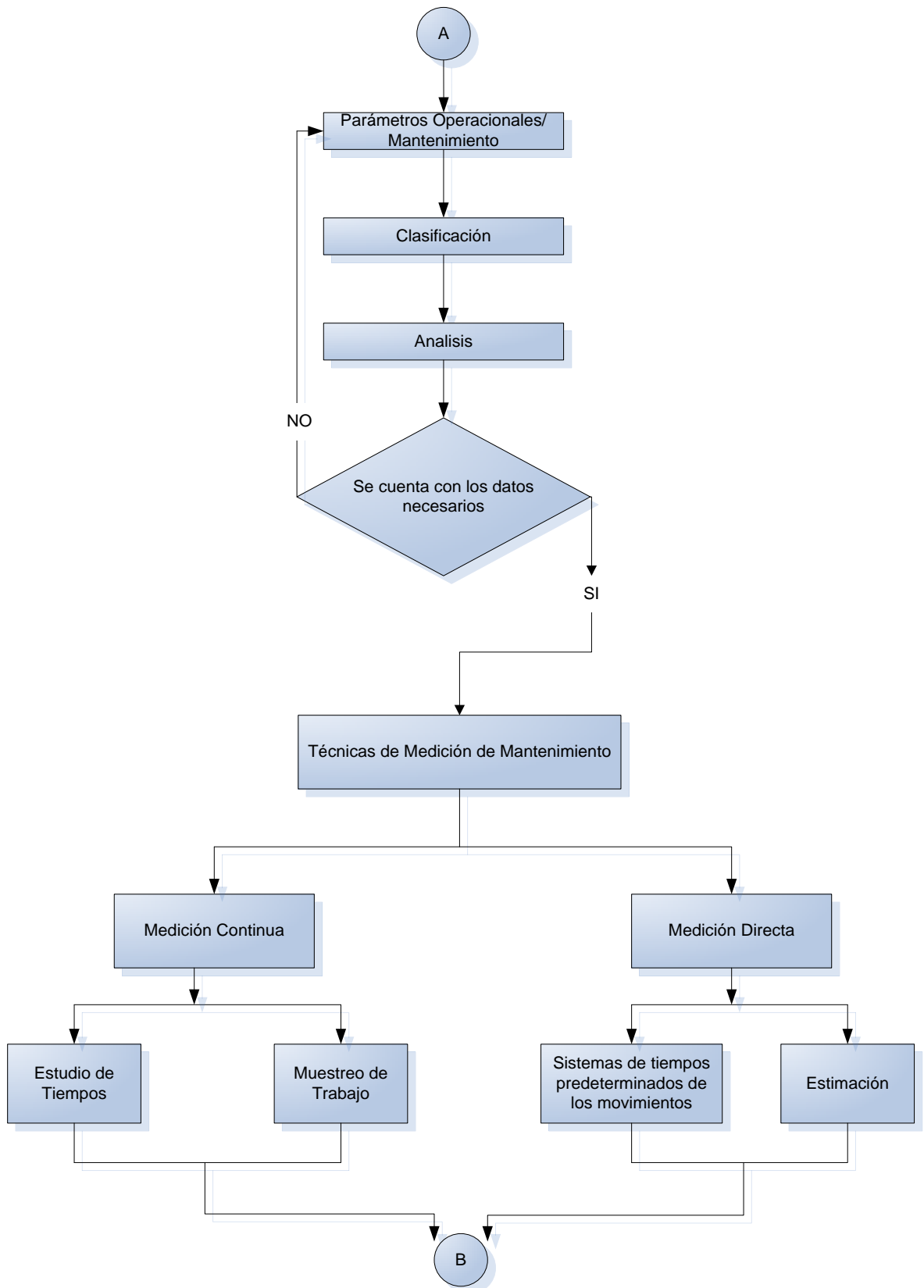
Son muy costosas de diseñar, fabricar e instalar, pero pueden operar durante décadas.

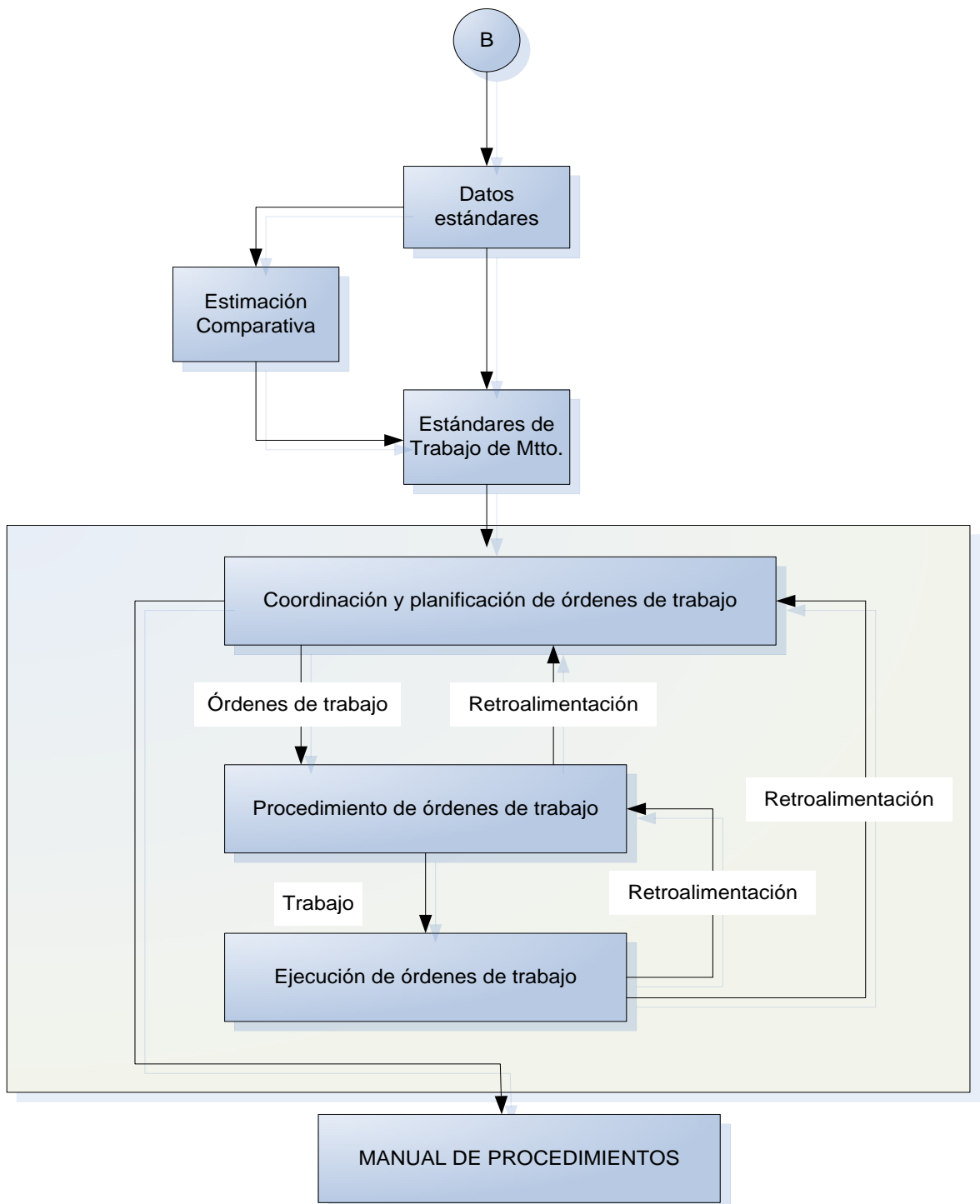
Adicionalmente a la producción de electricidad, pueden ser usadas para el bombeo y almacenamiento hidroeléctrico, donde un embalse superior es llenado por la turbina (en este caso funcionando como bomba) durante los períodos de baja demanda eléctrica, y luego es usada como turbina para generar energía durante los períodos de alta demanda eléctrica.

Se fabrican micro turbinas Francis baratas para la producción individual de energía para saltos mínimos de 3 metros.

2.3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.







2.4. CATEGORÍA Y NIVELES DE MANTENIMIENTO.

El mantenimiento es una combinación de actividades mediante las cuales un equipo o sistema de maquinas se mantiene en, o se restablece a, un estado en el que pueda realizar las funciones designadas.⁸ y con el debido grado de eficiencia y eficacia conforme a las condiciones iniciales de diseño, esto se logra llevando un control y monitoreo detallado del estado de las maquinas, obteniendo así una tabulación de datos, lo cual servirá para analizar las condiciones operacionales de las maquinas, ya que son estas las que comandan las acciones preventivas y correctivas.

Las acciones de mantenimiento, tienen lugar frente a la constante probabilidad de fallo o defecto en un sistema, maquinaria, o equipo y deben ser asignadas a un nivel de mantenimiento por escalones. Los niveles, por escalones, están acordes al alcance de las acciones de mantenimiento e importancia de las maquinarias dentro del proceso de producción. Los niveles por la situación geográfica están en concordancia con la infraestructura de los talleres.

El producir con un alto nivel de calidad implica que los equipos de producción operen dentro de las especificaciones, normas o estándares, las cuales pueden alcanzarse con acciones oportunas de mantenimiento.

La falla de un equipo, generada a la salida de un sistema de producción, se transforma en una demanda de mantenimiento, el sistema de mantenimiento toma esto como una entrada y produce un equipo en buenas condiciones.

El propósito del mantenimiento es contar con instalaciones y maquinarias en óptimas condiciones en todo momento, para asegurar la mayor confiabilidad, alta mantenibilidad y seguridad lo cual esta basado en ausencia de errores y fallas (RAMS), para garantizar la mayor disponibilidad de la maquinaria para producción.

⁸ Tomado de Sistemas de Mantenimiento Planeación y Control, Duffuaa, Raouf, Dixon.

Se debe tomar en cuenta la afectación del medio ambiente sobre los medios de producción, así como la afectación de los procesos de producción sobre el medio ambiente, ruido, polvo, humedad, calor, emisiones contaminantes, emisiones iónicas, etc.

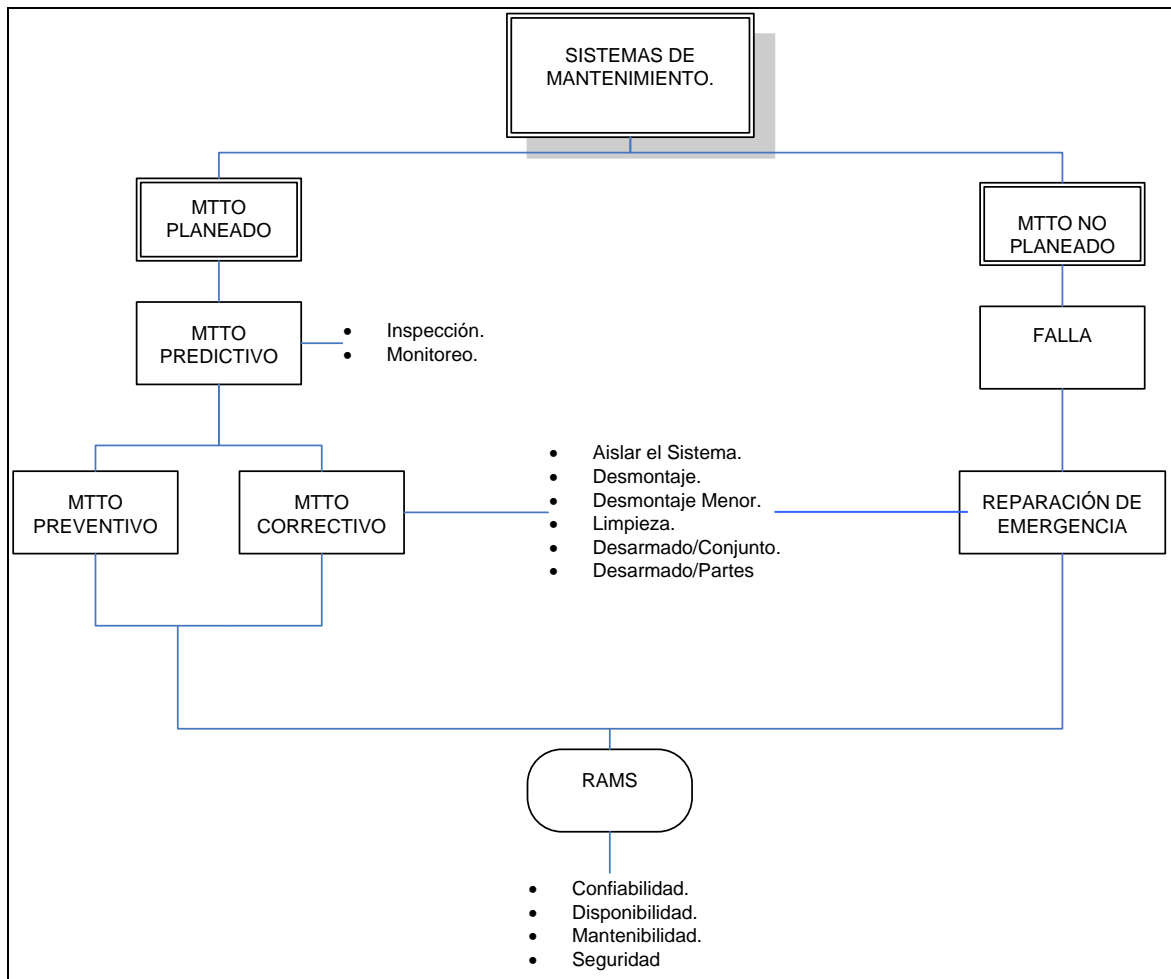
El mantenimiento tiene como objetivos:

- Mantener operativa y segura la maquinaria, equipo o sistema.
- Asegurar la máxima disponibilidad de la maquinaria, planta, equipo o sistema.
- Extender la vida útil de las maquinarias.
- Proporcionar el servicio que nos advierta una emergencia, en todo tiempo y a cualquier costo.
- Optimizar la producción del sistema.
- Mejorar la calidad del producto.
- Reducir los costos de producción debido a averías.
- Disminuir el gasto por nuevos equipos.
- Minimizar los gastos de mantenimiento a fin de maximizar las utilidades.
- Controlar los costos directos de mantenimiento.
- Mantener la planta y equipos con el máximo de economía y reemplazos convenientes

Además el costo que implica la gestión y la ejecución del mantenimiento no debe ser exagerado, más bien debe estar acorde con los objetivos de la organización, y no representar un costo superior al que implicaría el reemplazo por maquinaria nueva.

Para mantener funcional el sistema, se muestra a continuación las actividades necesarias para llevarlo a cabo.

Diagrama 2.1. Organigrama funcional de los Sistemas de Mantenimiento



La filosofía del mantenimiento es tener una plantilla mínima de personal de mantenimiento, los cuales deben ser consistentes con la misión del mantenimiento y las necesidades de la planta para cumplir con sus objetivos.

Para lograr esta filosofía se debe considerar las siguientes estrategias, que bien combinadas pueden desempeñar un papel eficaz:

- Mantenimiento Predictivo.
- Mantenimiento Preventivo.
- Mantenimiento Correctivo Planeado.

2.4.1. MANTENIMIENTO PREDICTIVO.

Este mantenimiento esta basado fundamentalmente en detectar una falla antes de que suceda, para dar tiempo a corregirla sin perjuicios al servicio, ni detención de la producción, en base a un plan justo antes de que falle.

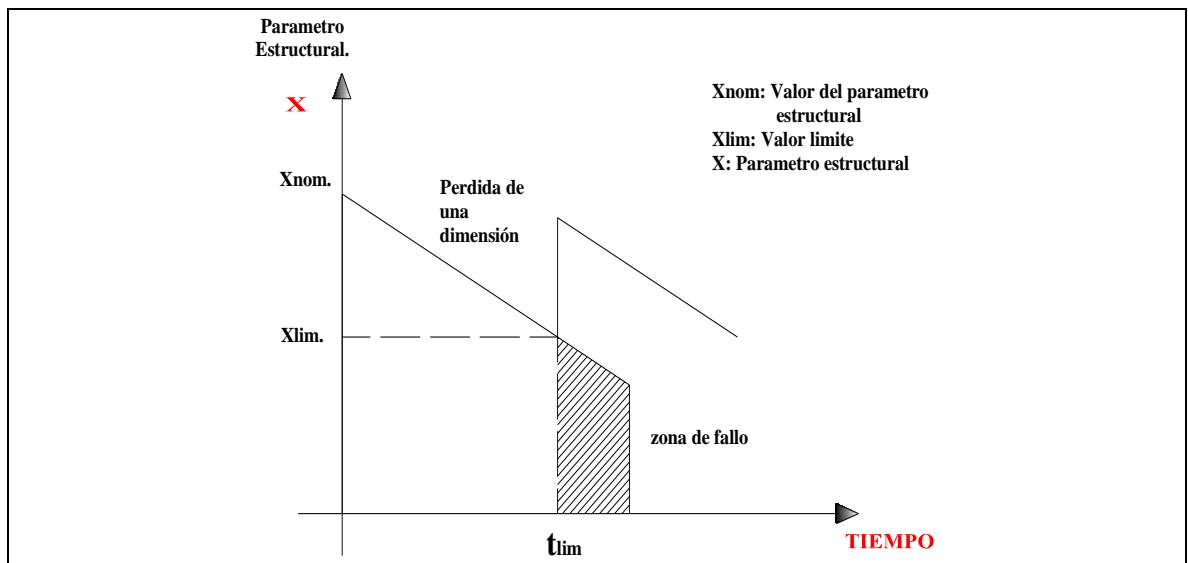
Se sustenta en el sistema de monitoreo e inspecciones de los principales parámetros estructurales a fin de detectar el **estado técnico** del sistema, **recurso remanente** que le queda y la conveniencia o no de realizar **acciones correctivas**. Este monitoreo puede llevarse a cabo de forma periódica (monitoreo discreto) o permanente con aparatos situados sobre la maquina (monitoreo continuo), en función de tipos de equipo, sistema productivo, etc. Para ello, se usa instrumentos de diagnóstico, aparatos y técnicas aplicadas para el mantenimiento predictivo como análisis de vibraciones, termografía, análisis por ultrasonido , análisis de lubricantes , análisis por árbol de fallas etc. Esto hace que se reduzca los tiempos muertos y se incremente el tiempo de vida de la maquinaria, equipo o sistema.

El mantenimiento predictivo es considerado como mantenimiento según estado y considera a cada grupo de maquina, sistema o subsistema por separado, individualizando los resultados de fiabilidad u otras experiencias sobre el comportamiento de los equipos, mediante el monitoreo los parámetros de salida de las maquinas

Fundamentos teóricos de Diagnostico

El estado técnico de un sistema depende de los valores que toman sus parámetros estructurales; estos parámetros varían con el tiempo de trabajo o con el tiempo que transcurre, determinados cuando el equipo es nuevo.

Figura 2.18. Variación de un parámetro Estructural con el tiempo de trabajo útil o de servicio.



Algunos de los parámetros estructurales, dentro de un sistema, influyen directamente, denominándolos parámetros críticos.

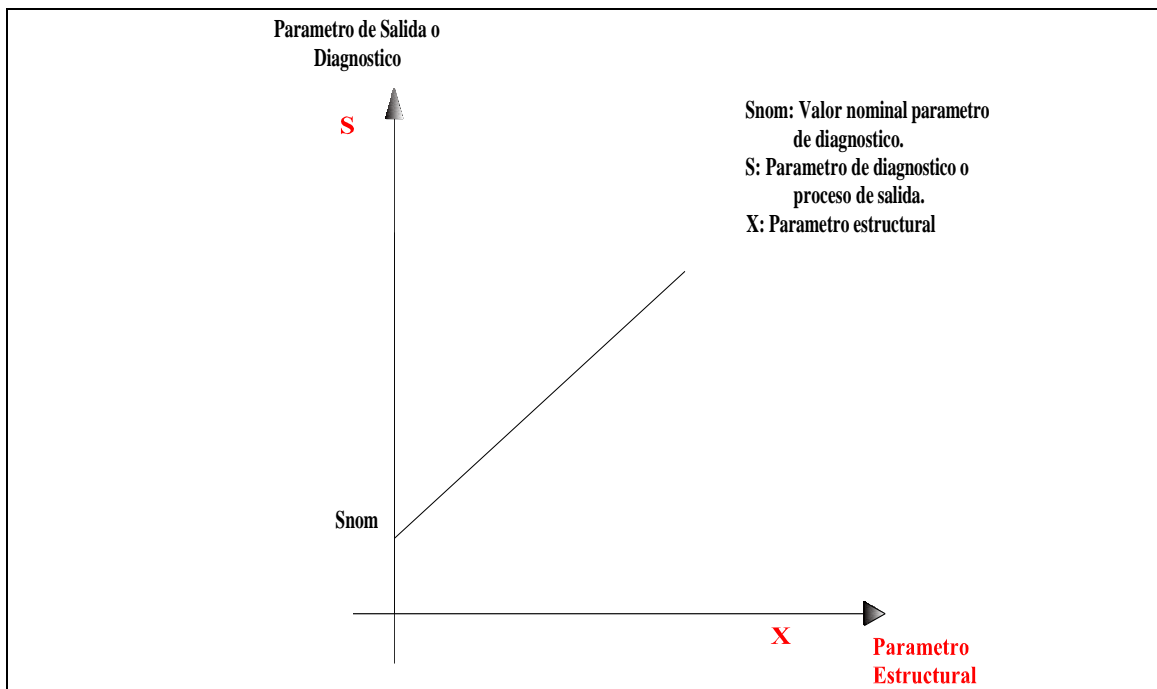
El comportamiento de los parámetros no tienen que ser lineales y tendrán un valor limite (Xlim), con el cual el sistema pierde su capacidad de trabajo, al igual un valor nominal que es dado cuando el sistema es nuevo (Xnom).

Los parámetros estructurales a pesar de decidir sobre el estado técnico no pueden ser utilizados como parámetros de diagnóstico; no obstante, existen parámetros estructurales que pueden ser utilizados como de diagnóstico evaluándolos en forma indirecta utilizándolos en los procesos de salida.

Los parámetros de diagnóstico pueden clasificarse en:

- Fundamentales.- Funciones Especificas.
- Complementarios.- Acompañan al funcionamiento.

Figura 2.19. Relación entre los parámetros de diagnóstico y los estructurales.



Determinación de la Periodicidad del Mantenimiento Predictivo.

“El concepto de periodicidad del mantenimiento predictivo se refiere al trabajo útil que debe separar una inspección de otra y tiene sentido cuando se está en el monitoreo discreto a la máquina.

Debe tenerse en cuenta que los parámetros de diagnóstico se ubican en dos grandes grupos:

- Parámetros de Regulación.- Reflejan el estado de regulación y ajuste de mecanismos.
- Parámetros de estado Técnico.- Reflejan el envejecimiento de los elementos del sistema.”⁹

⁹ Tomado del libro Ingeniería de Mantenimiento, Formación en Mantenimiento para el Ingeniero Mecánico, Buenos Aires- ARGENTINA.

Análisis de la efectividad del mantenimiento predictivo.

Contempla tres índices de evacuación.

- F1.- Eficiencia en la prevención de averías.

$$F1 = \frac{\text{Total de horas de paro evitadas}}{\text{Total de horas de inspección}} \times 100 \quad 2.14$$

- F2.- Tasa de detección de averías.

$$F2 = \frac{\text{Total de inspecciones con indicación de corrección}}{\text{Total de inspecciones efectuadas}} \times 100 \quad 2.15$$

- F3.- Prevención real de averías.

$$F3 = \frac{\text{Total de horas de para evitadas}}{\text{Total de horas de para por averías}} \times 100 \quad 2.16$$

Ventajas del Mantenimiento Predictivo:

- Reduce los tiempos de parada.
- Permite seguir la evolución de un defecto en el tiempo.
- Optimiza la gestión del personal de mantenimiento.
- La verificación del estado de la maquinaria, tanto realizada de forma periódica como de forma accidental, permite confeccionar un archivo histórico del comportamiento mecánico.
- Conocer con exactitud el tiempo límite de actuación que no implique el desarrollo de un fallo imprevisto.
- Toma de decisiones sobre la parada de una línea de máquinas en momentos críticos.
- Confección de formas internas de funcionamiento o compra de nuevos equipos.
- Permitir el conocimiento del historial de actuaciones, para ser utilizada por el mantenimiento correctivo.
- Facilita el análisis de las averías.
- Permite el análisis estadístico del sistema.

Desventajas del Mantenimiento Predictivo:

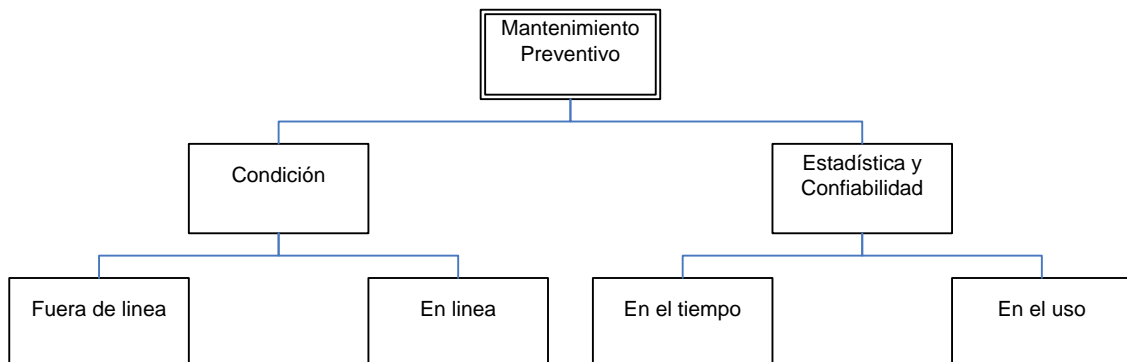
Uno de los aspectos negativos del mantenimiento predictivo es la necesidad de personal calificado para realizar las inspecciones y diagnóstico y el elevado costo de los equipos para realizar los monitoreos.

2.4.2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

El mantenimiento preventivo es la ejecución planificada de un sistema de inspecciones periódicas, cíclicas, y programadas que se llevan a cabo para contrarrestar las conocidas fallas potenciales para las cuales fue creado una máquina, equipo o sistema, buscando la mayor disponibilidad y confiabilidad. La periodicidad del mantenimiento preventivo puede estar basada en la condición o en datos históricos de fallas de los equipos.

En el diagrama 2.2. se muestra una representación grafica del mantenimiento preventivo.

Diagrama 2.2. Categorías del mantenimiento Preventivo.



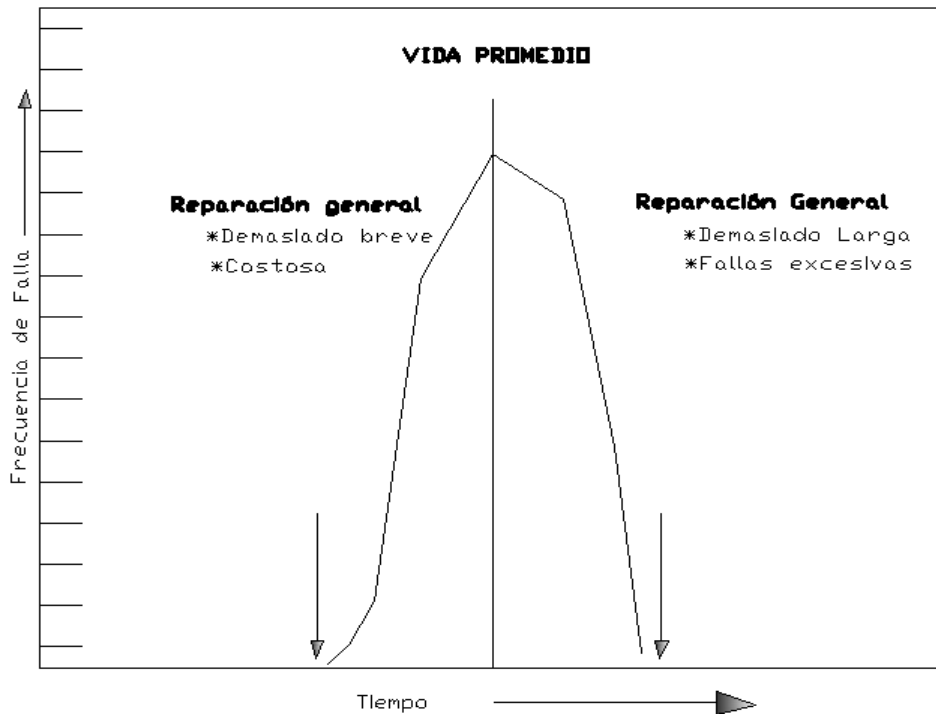
Las tareas de mantenimiento basada en las **condiciones** son justificadas cuando se desconoce el enfoque de prevención de fallas, centrándose en la medición de un parámetro que indique un deterioro o una degradación en el rendimiento funcional de los equipos.

El mantenimiento basado en el **tiempo** es factible si el equipo o sistema tiene una vida útil identificable, esto quiere decir que si la probabilidad de falla

aumenta gradualmente con el tiempo, la edad o el uso, las tareas tienen que basarse en el tiempo.

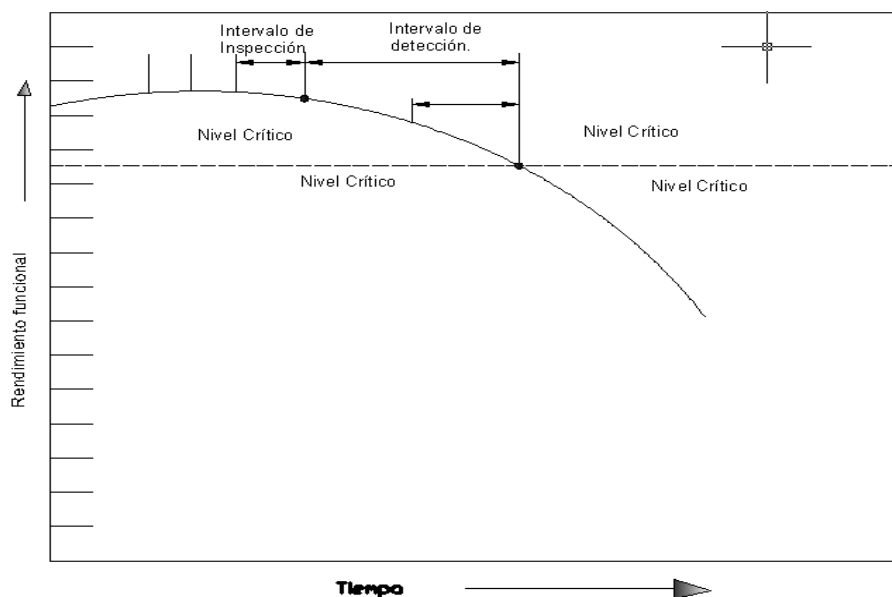
Las figuras 2.21. y la 2.22. muestran cuando se debe emplear el mantenimiento basado en el tiempo o en el mantenimiento basado en las condiciones.

Figura 2.20. Reparación general basada en el tiempo.



Fuente: Tomada del libro Sistemas de Mantenimiento, planeación y control

Figura 2.21. Mantenimiento basado en las condiciones.



Fuente: Tomada del libro Sistemas de Mantenimiento, planeación y control

Por las posibles causas de falla, es necesario desarrollar una serie de acciones de mantenimiento y consolidarlas en un programa de mantenimiento preventivo, ya sean estas basadas en la condición o en el tiempo y agruparlas por periodicidad u oficio.

“Se utilizan tres amplias medidas para vigilar que el programa de mantenimiento preventivo sea completo:

- Cobertura del mantenimiento preventivo.- El porcentaje de equipo crítico para el cual se han desarrollado programas de mantenimiento preventivo.
- Cumplimiento del mantenimiento preventivo.- El porcentaje de rutinas del mantenimiento preventivo que han sido complementadas de acuerdo con su programa.
- Trabajo generado por las rutinas del mantenimiento preventivo.- El número de acciones de mantenimiento que han sido solicitadas y tienen como origen rutinas del mantenimiento preventivo.”¹⁰

Ventajas del Mantenimiento Preventivo:

- Confiabilidad, los equipos operan en mejores condiciones de seguridad, ya que se conoce su estado, y sus condiciones de funcionamiento.
- Disminución del tiempo muerto, tiempo de parada de equipos/máquinas.
- Mayor duración, de los equipos e instalaciones.
- Disminución de existencias en Almacén y, por lo tanto sus costos, puesto que se ajustan los repuestos de mayor y menor consumo.
- Uniformidad en la carga de trabajo para el personal de Mantenimiento debido a una programación de actividades.
- Menor costo de las reparaciones.

¹⁰ Tomado del libro Sistemas de Mantenimiento, planeación y control, Duffua, Raouf, Dixon.

Fases del Mantenimiento Preventivo:

- Inventario técnico, con manuales, planos, características de cada equipo.
- Procedimientos técnicos, listados de trabajos a efectuar periódicamente,
- Control de frecuencias, indicación exacta de la fecha a efectuar el trabajo.
- Registro de reparaciones, repuestos y costos que ayuden a planificar.

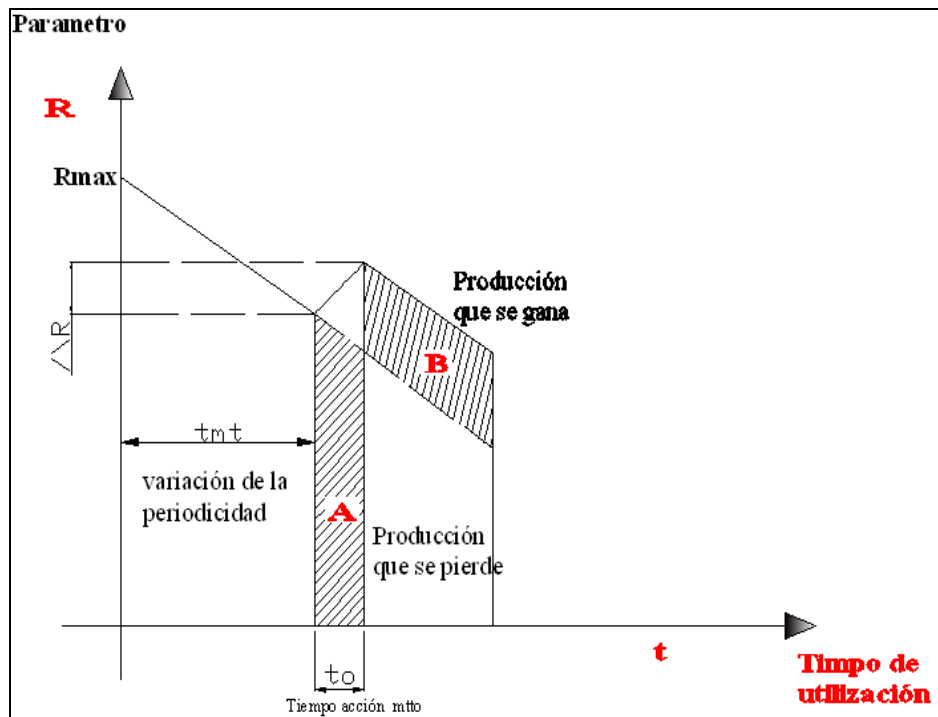
Periodicidad de las acciones de mantenimiento preventivo.

Es la frecuencia de una actividad de mantenimiento en un tiempo determinado o las veces que se hará el mantenimiento en ese periodo.

Para el cálculo de la periodicidad de acciones programadas se tiene los siguientes enfoques:

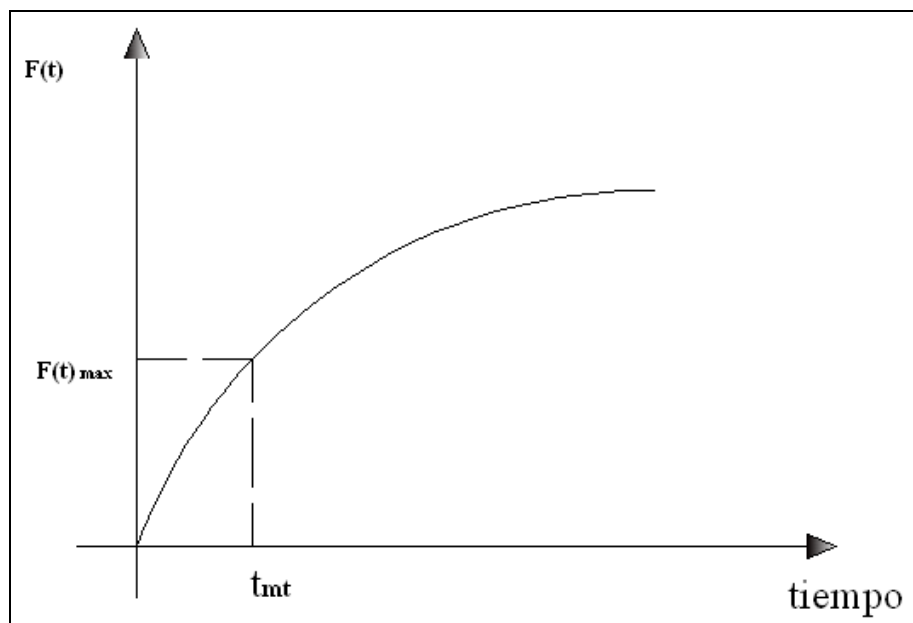
- **Cuando no hay datos del sistema.-** Se utiliza las recomendaciones del fabricante y de no haberlas se adopta una periodicidad que recomienda el fabricante a otro sistema similar.
- **Cuando se tiene datos sobre la fiabilidad del sistema y de la maquina.-** Para este caso existen métodos que permiten calcular la periodicidad.
 - **Método de la producción máxima.-** Periodicidad que garantice la producción.

Figura 2.22. Fundamento del calculo de la periodicidad del mantenimiento por el método de la productividad máxima.



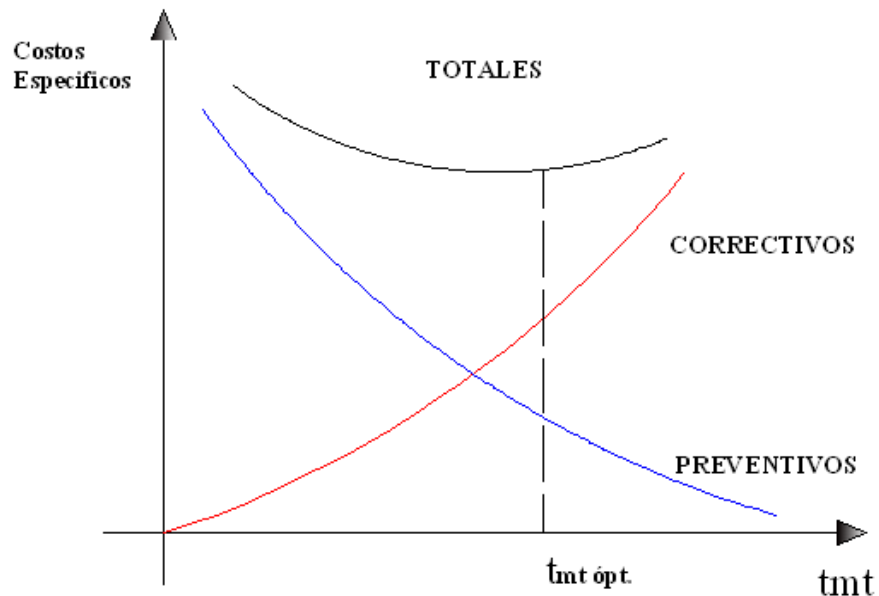
- **Método de la probabilidad de fallo máximo admisible.-** Impedir que la probabilidad de fallo supere cierto valor permisible.

Figura 2.23. Fundamento del calculo de la periodicidad del mantenimiento por el método de la probabilidad de fallo máxima.



- **Método Técnico Económico.-** Menores costos específicos de mantenimiento.

Figura 2.24. Fundamento del calculo de la periodicidad del mantenimiento por el método técnico-económico.



Las acciones de mantenimiento deben enlistarse en una secuencia tecnológica, para detectar fácilmente los materiales necesarios, personal, equipos y servicios complementarios, así:

- Limpieza.
- Desarmado.
- Limpieza partes desarmadas.
- Desarme definitivo de piezas.
- Lavado y secado de piezas.
- Control y clasificación de piezas.
- Reestablecimiento de piezas.
- Conservación de piezas aptas.
- Sustitución de piezas desechables por nuevas.
- Armado de partes.
- Ajuste, balanceo y comprobación/partes.
- Armado final del conjunto.
- Ajuste, balanceo y comprobación del conjunto.

- Montaje final.
- Ajuste y prueba final.
- Trabajos estéticos.
- Entrega –Recepción.

2.4.3. MANTENIMIENTO CORRECTIVO PLANEADO.

El mantenimiento correctivo es el tipo de mantenimiento que permite el cambio o sustitución de piezas o partes por haber perdido sus medidas admisibles, nominales o en el peor de los casos presenta rupturas o deterioro total .El mantenimiento correctivo puede ser o no planificado. La diferencia entre los dos esta en que, en el planificado se sabe con antelación qué es lo que debe hacerse, de modo que cuando se pare el equipo para efectuar la reparación, se disponga del personal, repuestos y documentos técnicos necesarios para realizarla correctamente, además, es una intervención **correctiva planificada** por realizarse durante una parada programada sin afectar la disponibilidad de la instalación.

Por otro lado el **mantenimiento correctivo no planificado** o de emergencia, se origina de improviso sin haber previsto personal, tiempo, recursos y equipos, requiriendo de urgencia la reparación o solución del problema que obligo a llevar a cabo una actividad fuera de lo planificado.

Esta forma de Mantenimiento impide el diagnostico fiable de las causas que provocan la falla, la ocurrencia aleatoria y la presencia en un momento inesperado, pues se ignora si falló por mal trato, por abandono, por desconocimiento del manejo, por desgaste natural, etc.

La principal dificultad que presenta este tipo de mantenimiento es la predicción del tiempo que llevara el culminar estas actividades correctivas, la cantidad de personal y recursos que se deberán desviarse de otras actividades programadas, para culminar con los imprevistos presentados., así como la posible ocurrencia de fallos catastróficos que afectan la seguridad y el medio ambiente.

El mantenimiento correctivo puede clasificarse por el tipo de reparación siendo estas:

- **Over Haul Menor.-** Trabajos que se realizan sin desarmar la maquina.
- **Over Haul Medio.-** Desmontaje parcial de la maquina.
- **Over Haul Mayor.-** Desmontaje y desarme de toda la maquina, sustituyendo o reparando las piezas que se vean afectadas.

Formas de deterioro de los elementos Mecánicos.

Con el uso, o simplemente con el pasar del tiempo, los equipos sufren cambios en las cualidades de los elementos que los conforman, todo esto debido a la aparición de diferentes tipos de defectos.

Una clasificación general de los defectos es la siguiente.

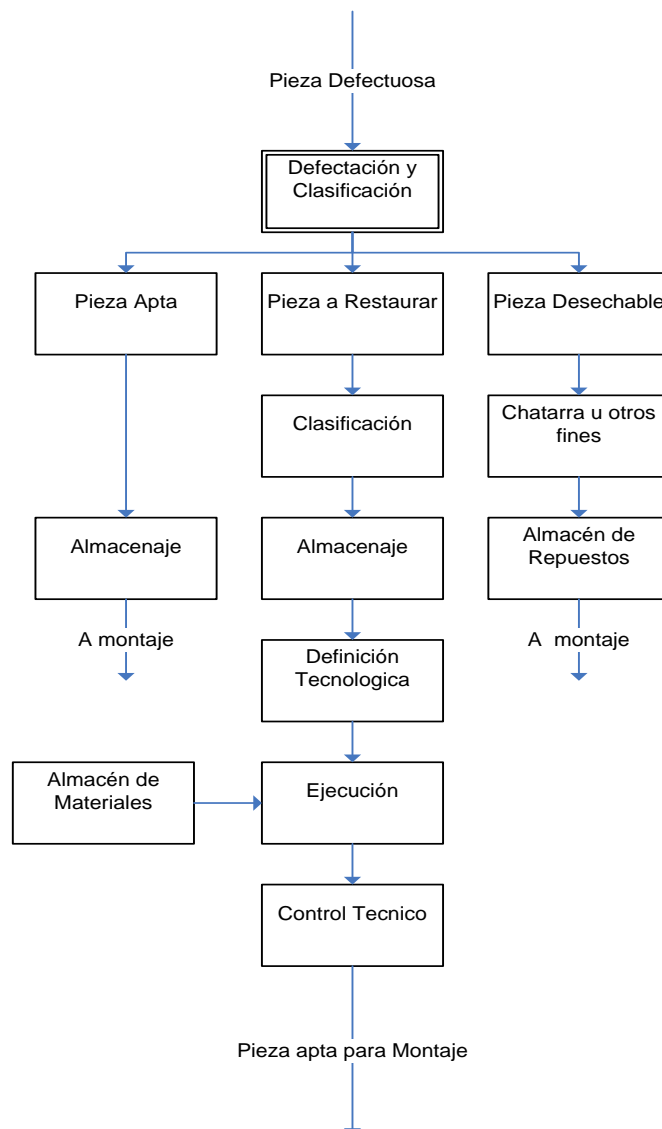
- **Desgaste.-** Se da por fricción, oxidación, corrosión, erosión, cavitación, provocando desprendimiento de material y variación en dimensiones.
- **Destrucción.-** Se da por fatiga, rotura de las piezas o violación de las reglas de explotación.
- **Deformación.-** Se da cuando se supera el límite elástico del material y no tiene la capacidad para volver a su estado original.

Organización de la Restauración.

Para hablar de restauración debe existir: una pieza que ha perdido sus parámetros admisibles y la existencia de un proceso tecnológico.

La organización de la restauración, es el nexo de estos dos parámetros, teniéndose como esquema general el siguiente.

Diagrama 2.3. Esquema general de organización de la restauración.



Métodos de Restauración.

- **Métodos fríos.-** La pieza no sufre calentamiento.
- **Métodos calientes.-** Se basa en la utilización de material de aporte para la restauración.
- **Métodos de rellenado con proyección térmica.-** Utiliza material de aporte en estado plástico a elevada temperatura sobre el material base, posee problemas de adhesión.

- **Métodos galvánicos de restauración.-** Proceso similar al de rellano con proyección térmica, pero elimina el problema de adherencia.
- **Métodos que utilizan las propiedades plásticas de los metales.-** Utiliza las propiedades plásticas de los materiales para restituir las dimensiones perdidas por las superficies de trabajo.

Tipos de Medición.

Se aplica a pares conjugados, en donde a una de las piezas se le devuelve sus formas geométricas y la conjugada se cambia por una nueva o restaurada.

- **Medidas Normalizadas.-** Determinada por el fabricante.
- **Medidas Reglamentarias.-** Medida a la que tiene que llevarse las piezas, minimizando la eliminación inútil de material.
- **Medidas Libres.-** Establecen la correcta forma geométrica para un buen trabajo.

2.4.4. NIVELES DE MANTENIMIENTO.

Existen tres niveles de mantenimiento que se admiten con mayor frecuencia según la organización y el sitio donde se realiza el mantenimiento; estos son:

- Nivel de mantenimiento orgánico u organizacional, comprende I escalón y II escalón.
- Nivel de mantenimiento Intermedio o de apoyo, comprende III escalón (A/D) y IV escalón (A/G).
- Nivel de mantenimiento de depósito o fábrica, comprende V escalón.

Tabla 2.5. Categorías y Niveles de Mantenimiento.

NIVELES DE MANTENIMIENTO			CATEGORÍAS			
LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	ALCANCE ACCIONES	PRESERVACIÓN/MANTENIMIENTO	PREVENTIVO	PREDICTIVO	CORRECTIVO	OTROS
ORGÁNICO u ORGANIZACIONAL (Sitio Operacional)	I ESCALÓN	<p>AUTÓNOMA:</p> <p>Está a cargo del usuario, dueño, operadores de las máquinas. Deben conocer a fondo el Manual de operación, funcionamiento y las acciones de preservación</p> <p>Generalmente, es ejecutado en el sitio operacional.</p>	<p>1.- TIPO DE MANTENIMIENTO</p> <p>2.- ACCIONES DE MANTENIMIENTO</p> <p>3.- RECURSOS DE MANTENIMIENTO</p> <p>4.- PRESUPUESTACIÓN</p> <p>5.- RESULTADOS ESPERADOS</p> <p>6.- RESPONSABLES/CONTROL</p>	<p>Cualidades organolépticas de los operadores.</p> <p>Inspecciones continuas.</p> <p>Estadística de quejas.</p>		
	II ESCALÓN	<p>AUTÓNOMA CON AYUDA ESPORÁDICA:</p> <p>Acciones de preservación asignadas a un técnico medio para ayudar eventualmente al operador de la máquina.</p> <p>Requiere de un pequeño taller dotado de aparatos sencillos de comprobación y las herramientas indispensables para proporcionar los “primeros auxilios”.</p> <p>No requiere de muchos conocimientos y tiempo para su realización.</p>				
INTERMEDIO o DE APOYO (Móvil, Semimóvil y/o Fijos)	III ESCALÓN (A/D)	<p>DEL DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO:</p> <p>Durante todo su ciclo de vida las máquinas deben ser mantenidas por el Dpto. de Mantenimiento, de acuerdo con un Plan Estratégico, Plan Táctico y Plan Operacional.</p> <p>La planificación de las acciones de mantenimiento deberá revisarse por lo menos con tres a cinco días de antelación a su ejecución para estar seguros de que los mismos están ajustados a la realidad y de que contamos con el recurso necesario para su realización.</p> <p>Utilizamos todo tipo de información, aparatos de prueba, herramientas y procedimientos de trabajo, teniendo en cuenta el enfoque de seguridad y economía</p> <p>Otros trabajos de este Departamento son la atención a los planes</p>		<p>Inspecciones discretas.</p> <p>Estadística de fallos</p> <p>Información a los proveedores.</p> <p>Análisis y diseños de experimentos.</p> <p>Responsable el Ingeniero Jefe de Mantenimiento.</p>		

		<p>contingentes y las órdenes de trabajo específicas.</p> <p>Normalmente para algunos trabajos que exigen frecuentes labores artesanales, es económico para las empresas, contar con personal y talleres propios para atender estos trabajos.</p>				
	<p>IV ESCALÓN (A/G)</p>	<p>DEL DPTO. DE MANTENIMIENTO Y TERCEROS:</p> <p>Atendida por terceros con personal y talleres especializados, generalmente para realizar acciones de mantenimiento, enfocado a sistemas específicos de las máquinas o áreas específicas de la empresa.</p> <p>La supervisión y el control del cumplimiento de estas acciones de mantenimiento quedan a cargo del Jefe del Dpto. de Mantenimiento del escalón considerado.</p>				
<p>DE DEPOSITO o DE FABRICA (Talleres especializados)</p>	<p>V ESCALÓN</p>	<p>ESPECIALIZADA: DE FÁBRICA Y PROVEEDORES:</p> <p>De acuerdo con el tipo de maquinaria, llega el momento en que debido al tiempo de funcionamiento la mayor cantidad de sus partes deben tener una recuperación total.</p> <p>Este nivel de mantenimiento es ejecutado, por lo general, por el fabricante de las máquinas en sus propios talleres o en los talleres de los proveedores de partes específicas.</p> <p>En este nivel se pueden realizar cualquier tipo de cambio de diseño, reparación, reconstrucción, modificación e innovación.</p> <p>La supervisión y el control de estos trabajos o proyectos estarán a responsabilidad del jefe del Dpto. reconstrucción del fabricante de acuerdo al contrato firmado.</p>				

Fuente: Tomado del programa pedagógico del Ing. Juan Díaz, Coordinador de la Carrera de Ingeniería Mecánica, Escuela Politécnica del Ejército.

CAPÍTULO 3

LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYAN

3.1. DESCRIPCIÓN GENERAL.

La Central Hidroeléctrica “Agoyán” o “Jaime Roldós Aguilera” se encuentra ubicada en el sector denominado Agoyán, de la Parroquia Ulba, Cantón Baños, en la provincia de Tungurahua.

La Central ha sido diseñada y construida en ese sitio para aprovechar un desnivel de 156m. (que incluye los 50m. de caída de la cascada Agoyán), y el caudal del río Pastaza formado por los ríos Patate y Chambo procedentes de las provincias de Tungurahua y Chimborazo respectivamente.

Esta Central es una de las más importantes de su clase , siendo en su tipo la cuarta más grande del país, construida por técnicos y trabajadores nacionales, en el período 1982 – 1987, a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL y bajo la contratación de empresas extranjeras tales como:

Tabla 3.1. Empresas gestoras y ejecutoras de la Central Hidroeléctrica Agoyán.

EMPRESA	DISEÑO	CONSTRUCCIÓN	SUMINISTRO ELECTROMECAÁNICO	MONTAJE PRESA	MONTAJE CASA DE MAQUINAS	FISCALIZACIÓN
Transinca Consult Tractionel (Bélgica) & ASTEC-ICA-INELIN-INGECONSULT(Ecuador)INECEL	<input checked="" type="checkbox"/>					
Consortio Escandinavo AGOYAN-A.B.V.(Suecia)&H.E.(Noruega)		<input checked="" type="checkbox"/>				
Indústrias Metalúrgicas Pescarmona (IMPESA-Argentina)			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
Mitsubishi Corporation (Japón)			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	
INECEL						<input checked="" type="checkbox"/>

3.2. COMPONENTES DE LA CENTRAL AGOYÁN.

La Central Agoyán está constituida por los siguientes componentes:

Embalse.

Presa.

Túnel de Carga.

Chimenea de Equilibrio.

Tubería de Presión.

Casa de Máquinas.

Acceso a Casa de Máquinas.

Túneles y estructuras de descarga.

Válvulas mariposa.

Turbinas.

Generadores.

Equipos de transmisión de baja tensión.

Cables de fuerza.

Transformadores principales.

Subestación.

Edificio de Control.

Servicios auxiliares.

Líneas de Transmisión y Subestaciones.

Sistemas de Telecomunicaciones y tele transmisión de datos.

3.2.1. EMBALSE

El embalse de la Central Agoyán, es del tipo de **regulación diaria**, que tiene las siguientes características:

Tabla 3.2. Niveles y volúmenes de caudales admisibles.

Nivel máximo de operación	1.651 m.s.n.m
Nivel mínimo de operación	1.645 m.s.n.m
Variación útil de nivel del embalse	6m
Volumen regulado útil	760.000m ³

El embalse está alimentado por las aguas del río Pastaza, formado por los ríos Patate, Chambo y el río Ulba. En la margen izquierda, junto a la presa, se ha realizado la captación de la quebrada Santa Rosa, y en la margen derecha la quebrada Chahuaryacu, obteniendo el caudal requerido para la generación.

Tabla 3.3. Caudales requeridos y máxima crecida reportada.

Caudal requerido 2 U generadoras	120 m ³ /s
Caudal requerido 1U	60 m/s
Crecida máxima registrada	1800 m ³ /s (2007)
Caudal máximo aceptable	500 m ³ /s

En la siguiente tabla se indican los caudales medios mensuales del río Pastaza medidos en el sitio de la presa.

Tabla 3.4. Caudales promedios mensuales 1988-2006.

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑÍA DE GENERACION HIDROELECTRICA		DATOS ESTADISTICOS 1988-2007											
		CAUDALES PROMEDIOS MENSUALES (m³/s)											
CODIGO: A-O-39		REVISIÓN #: ORIGINAL		FECHA REVISIÓN: 18-JULIO-2006			ALMACENAMIENTO: GESTION OPERATIVA			TIEMPO DE RETENCIÓN: 3 AÑOS			HOJA: 1 de 1
AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	PROMEDIO ANUAL
1988	64	121	118	158	169	116	201	120	90	122	139	79	125
1989	115	102	160	112	222	317	252	112	94	114	77	55	144
1990	81	92	138	121	143	224	150	141	99	103	78	70	120
1991	68	113	94	100	121	102	223	157	90	80	80	65	108
1992	64	64	99	139	85	121	123	117	90	66	58	61	91
1993	59	75	144	160	111	161	187	123	120	87	82	73	115
1994	63	82	99	154	174	242	192	240	162	86	111	112	143
1995	89	64	62	80	101	110	154	69	82	61	90	62	85
1996	56	124	111	119	128	97	190	131	165	75	54	71	110
1997	55	137	109	105	166	90	195	118	86	72	115	108	113
1998	81	93	88	165	127	228	273	141	87	93	95	58	127
1999	78	112	126	165	188	182	169	192	125	100	89	74	133
2000	82	106	148	172	305	257	165	157	117	115	60	84	147
2001	78	97	82	134	113	242	145	161	100	65	63	66	112
2002	67	82	76	106	140	142	177	140	75	82	143	94	110
2003	72	86	91	98	163	142	141	90	77	69	68	105	100
2004	65	56	128	106	145	238	140	149	92	93	87	93	116
2005	54	90	123	195	104	174	125	77	73	55	66	85	102
2006	99	104	103	116	107	154	117	132	164	72	89	97	113
2007	101	60	95	151	138	399	101	166					151
PROM	75	93	110	133	148	187	171	137	105	85	87	80	2367
PROMEDIO TOTAL ANUALES:													117

Nota: A partir del 17 de Octubre de 1999 y hasta el 5 de Enero del 2000, la Central dejo de producir, por existir alerta naranja debido a erupción del volcán Tungurahua.

Aguas arriba de la presa (**Figura 3.1.**) “Vista Panorámica del embalse y canal de desvío”, el embalse cuenta con un canal de desvío y limpieza, un muro ataguía permanente y un estanque desarenador.

El canal de desvío y limpieza tiene una longitud de 239m., una sección trapezoidal de 22m. de ancho en su base, y una gradiente del 1.66, mismo que sirvió para desviar el río y realizar la construcción de la parte izquierda de la presa.

En la actualidad sirve para acumular y evacuar periódicamente los sedimentos de mayor tamaño, que son acarreados por el río.

Figura 3.1. Vista panorámica del embalse y canal de desvío.



El ataguía permanente es una pequeña presa de hormigón en arco gravedad de 35m de altura, cuya corona se encuentra en la cota 1.645 m.s.n.m, que junto con las plataformas de aproximación forman el estanque desarenador, el mismo que cuenta con un vertedero de 120 m³/s.

El desarenador es del tipo seminatural, y es el lugar previsto para que los sedimentos de menor tamaño se depositen en su lecho y no ingresen a la toma de carga.

3.2.2. PRESA.

La presa de la Central Agoyán es del tipo hormigón – gravedad (**Figura 3.2.**) “Disposición Constructiva Presa”, tiene una altura de 43m. , una longitud en su cresta de 300m. y la elevación de la corona está en la cota 1.653 m.s.n.m..

En la presa se encuentran tres vertederos de excesos, dos desagües de fondo, la compuerta de toma, y las compuertas del desarenador.

Sobre la corona se han levantado 6 pilas de hormigón, sobre las cuales se han instalado 5 puentes metálicos que unidos forman una plataforma metálica en el nivel 1.667.50 m.s.n.m. En esta plataforma se han instalado sendos malacates con sus respectivos reductores para la operación de las tres compuertas planas de los vertederos y las dos compuertas planas de los desagües de fondo.

Figura 3.2. Disposición Constructiva Presa.



También se ha montado un pórtico móvil de 5 Tn., para el mantenimiento de los equipos allí instalados.

De igual manera se han levantado dos pilas, unidas por una loza horizontal de HA, sobre la cual se encuentra instalado un malacate para la operación de la compuerta de la toma.

Adicionalmente se han construido dos pilas de hormigón y en su parte superior está instalado un puente metálico sobre el cual se encuentra el malacate de accionamiento de la compuerta plana del desarenador.

Vertederos de exceso.

Los tres vertederos de exceso sirven para regular el nivel del embalse, mediante la acción de tres compuertas planas, las mismas que se encuentran provistas en su parte superior de clapetas, que sirven para una regulación fina del nivel del embalse.

Cada compuerta es accionada con un sistema de izaje mecánico compuesto de 1 motor, 1 freno, 2 reductores, 2 tambores de izaje unidos por 1 eje, poleas y cables. Las clapetas son accionadas por un cilindro hidráulico ubicado en su parte media posterior.

El comando de apertura y cierre de las clapetas y compuertas planas se lo realiza en forma remota desde la caseta de control de la presa o desde tableros adyacentes a cada uno de los equipos.

La capacidad de descarga de cada uno de los vertederos es de 1.260 m³/s.

Desagües de fondo.

Los dos desagües de fondo, localizados frente al canal de desvío y limpieza, son controlados por dos compuertas radiales que poseen además dos compuertas planas, ubicadas arriba de las compuertas radiales, que sirven para realizar el mantenimiento de las mismas.

Las compuertas radiales son accionadas por servomotores mediante un equipo óleo hidráulico y las compuertas planas mediante malacates.

Debido a la gran cantidad de sedimentos que deben ser evacuados por los desagües de fondo, la parte inferior de los marcos fijos de las compuertas han sido recubiertos con blindajes metálicos y el perfil inferior de las descargas con piedras graníticas que tienen gran resistencia a la abrasión.

La capacidad de cada desagüe de fondo es de 1.000 m³/s. con el nivel del embalse en la cota 1.661 m.s.n.m.

Toma de carga.

La toma de carga ubicada en la parte izquierda de la presa, vista aguas arriba, está provista de rejillas **(Figura 3.3.)** “Rejillas de obstrucción de sólidos de grandes proporciones”, que cubren tres aberturas de 8m. x 6 m..En su parte superior dispone un pórtico limpia rejas, con operación manual y automática; una pequeña compuerta sirve de toma de agua para la evacuación de la basura que es recogida en un canal y luego descargada aguas abajo de la presa.

Un ducto de transición une la estructura de rejillas con la compuerta de toma. Esta compuerta es de tipo plana y está accionada mediante un malacate ubicado sobre dos pilares en la corona de la presa en el lado derecho visto aguas abajo y su operación puede ser local o remota.

Figura 3.3. Rejillas de obstrucción de sólidos de grandes proporciones.



Desarenador.

El desarenador, (**Figura 3.4.**) “Vista Panorámica Desarenador”, ubicado en la parte izquierda del embalse, visto desde aguas arriba, tiene la función de captar el agua, evitando de esta manera el ingreso de material pesado que queda en el cuenco de llegada, igualmente tiene la función de almacenar material pesado que se decanta evitando su ingreso hacia las turbinas.

El desagüe de fondo del desarenador ha sido localizado, sobre el cauce antiguo del río, muy próximo a la toma. Se encuentra controlado por una compuerta radial, y una compuerta plana para mantenimiento de la compuerta radial. Su descarga máxima es de 460 m³/s. y 390 m³/s., con los niveles máximo (1.651 m.s.n.m.) y mínimo (1.645 m.s.n.m.) respectivamente.

Figura 3.4. Vista Panorámica Desarenador.



La operación de la compuerta radial y plana es por medio de un sistema oleodinámico y malacates respectivamente.

Caseta de control de la presa.

Todos los equipos de la presa pueden ser operados y controlados en forma local desde el sitio de cada equipo o en forma remota desde una consola ubicada en una caseta de control que dispone de pulsantes de arranque y parada para las diferentes compuertas así como señalización digital de la posición de las mismas. En el edificio de control se dispone de una consola similar desde donde también se puede operar los equipos de la presa en condición remota.

3.2.3. TÚNEL DE CARGA.

El túnel de carga que conduce el agua desde la presa hasta la casa de máquinas, está compuesto de una transición rectangular –circular revestida de HA y de baja presión, con un primer tramo de tubería embaulada de HA, un acueducto de acero, un segundo tramo de tubería embaulada de HA y finalmente un tramo de túnel verdadero; presentando las siguientes dimensiones.

Tabla 3.5. Dimensiones principales del túnel de carga.

TRAMO	LONGITUD (m)	DIAMETRO (m)
Tubería embaulada	508	6
Acueducto	45	--
Túnel vertedero	1.870	6
Longitud total	2.378	--

En el segundo tramo de tubería embaulada de hormigón armado, existe una puerta de acceso, para inspección y mantenimiento del túnel.

Cerca del extremo, aguas abajo, se tiene una escotilla de inspección de 600mm. de diámetro y una captación de agua del túnel para el sistema de enfriamiento de las unidades. Esta agua pasa luego a un desarenador que ha sido adecuado en un túnel lateral que sirvió para la construcción del túnel de carga, y de allí se la lleva por medio de tubería hasta la casa de máquinas.

3.2.4. CHIMENEA DE EQUILIBRIO.

La chimenea de equilibrio es subterránea y está unida al túnel de carga **(Ver Plano 1)** "Perfil General", cuyo fin es el de amortiguar las sobre presiones que se producen durante los rechazos de carga, o la toma rápida de carga de las unidades generadoras.

Está formada de un pozo vertical, una cámara superior, una cámara inferior y un orificio restringido.

Tabla 3.6. Características y dimensiones generales de la Chimenea de Equilibrio.

TIPO:	Subterránea, con 2 cámaras y orificio restringido	
PARTE	ALTURA (m)	DIAMETRO (m)
Pozo Vertical	36	12,5
Cámara superior	39	6
Orificio Restringido (en acero)	--	3,5

Para su dimensionamiento se ha considerado un rechazo total de carga de las dos unidades en 6 segundos, y la demanda parcial de carga (de 50% a 100%), en 60 segundos.

3.2.5. TUBERÍA DE PRESIÓN

La tubería de presión es vertical, subterránea y parcialmente blindada **(Ver Plano 1)** "Perfil General". Esta formada de un tramo revestido de hormigón armado, un tramo blindado con acero, un codo de 90°, un bifurcador, y dos ramales que salen a la casa de máquinas y se acoplan a las dos válvulas mariposas de las turbinas.

Tabla 3.7. Características y dimensiones generales de la Tubería de Presión.

TRAMO	LONGITUD (m)	DIÁMETRO (m)
Revestido de H.A.	121,9	5,5
Blindada en acero	57	4,5
Bifurcador	--	4,5-3,2-3,2
Ramales	19	3,2
Acople válvula mariposa	--	2,7

3.2.6. CASA DE MAQUINAS.

La Casa de Máquinas, es del tipo subterráneo, tiene una longitud de 50.40 m., un ancho de 18.00 m. y una altura de 34.10 m.

Está dividida en cuatro pisos que son los siguientes:

Tabla 3.8. Subniveles de Casa de .Maquinas.

DESCRIPCIÓN	PISO	COTA m.s.n.m
Piso principal	S1	1.499
Piso generadores	S2	1.494
Piso turbinas	S3	1.490
Piso válvulas	S4	1.484

En el piso principal se encuentra instalado el puente grúa de la casa de máquinas, de 17m de luz y que tiene la siguiente disposición:

Tabla 3.9. Composición y capacidad del Puente Grúa Principal.

DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD (Tn)			Alcance (m)
	Velocidad rápida	Velocidad media	Velocidad baja	
Gancho principal	65	150	150	21
Gancho auxiliar	15	--	15	25

3.2.7. ACCESO A CASA DE MAQUINAS.

Dadas las condiciones topográficas y geológicas de la ubicación de casa de máquinas han impedido construir un acceso directo por carretera, por lo que, ha sido necesario construir un pozo vertical de 121 m. de profundidad y 8.50 m. de diámetro.

Este pozo sirvió para el transporte de todos los equipos que han sido instalados en la casa de máquinas.

El pozo de transporte cuenta en su parte superior con una grúa pórtico, con capacidad de 40 Tn. con el gancho principal, un alcance de 129,2 m. (desde el nivel 1628,2 hasta el 1499 m.s.n.m) y 10 m de luz.

El pórtico se desliza horizontalmente en el nivel 1.618 m.s.n.m., y el yugo de carga en dos guías verticales que llegan a una galería adyacente al piso principal de la casa máquinas.

Desde está galería adyacente se llevaron los equipos hasta el patio de montaje del piso principal, por medio de un carrito transportador accionado por motor eléctrico, y de la misma capacidad de carga del pórtico grúa (40Tn.).

El pozo de transporte dispone en uno de sus lados de 39 plataformas metálicas horizontales, espaciadas 3 m. entre sí, e interconectadas con escaleras marineras. Estas plataformas sirven para inspección de los cables de fuerza de 13.8 KV:, los mismos que se encuentran soportados en dichas plataformas

.Para el acceso del personal de operación y mantenimiento, se ha instalado un ascensor de 120 m. de altura y 1.000 Kg. de capacidad de carga (15 personas); que va desde la planta baja del edificio de control (nivel 1.618.40) hasta una galería adyacente al piso principal de casa de máquinas.

En el pozo de ascensor se han instalado todos los cables de fuerza y control que interconectan la casa de máquinas con el edificio de control, adicionalmente se ha instalado plataformas y escaleras marineras para el montaje y la inspección de los cables.

Para la ventilación de la casa de máquinas y de la chimenea de equilibrio inferior, se ha construido un túnel de ventilación, que va desde la parte lateral superior de la estructura de descarga, hasta el piso principal de la casa de máquinas. Este túnel sirve también como salida de emergencia del personal que labora en la casa de máquinas y como acceso de equipo liviano en la construcción de las obras civiles de la cámara de interconexión de la Central Hidroeléctrica San Francisco.

3.2.8. TÚNELES Y ESTRUCTURAS DE DESCARGA.

La Central Hidroeléctrica Agoyán en primera instancia fue diseñada para devolver el agua turbina al río, pero con la construcción y puesta en marcha de la Central Hidroeléctrica San Francisco se realizaron cambios en los túneles y estructuras de descarga debido a que San Francisco utiliza el agua turbinada que arroja Agoyán.

Se colocaron dos compuertas de cierre, una por túnel, en la parte inferior de la chimenea inferior de equilibrio, conservando los túneles y la cámara de equilibrio. La aeración se realiza desde el túnel de ventilación.

Cada compuerta esta constituida por 1 panel y 2 válvulas by-pass, las que sirven para equilibrar las presiones ejercidas aguas arriba y aguas abajo de la compuerta.

Las maniobras de accionamiento se la realiza por medio de una viga tenaza conectada al gancho principal del malacate de la chimenea inferior ubicado en el piso de operación, previo al equilibrio de presiones.

Adicionalmente se construyo uno cámara de interconexión entre las dos centrales la misma que permanece en posición abierta y solo se cerrara para trabajos de mantenimiento en las maquinas de San Francisco.

Las estructuras de descarga se encuentran en la margen izquierda del río Pastaza, y están dotadas de compuertas planas, accionadas por un sistema oleohidráulico

3.2.9. VÁLVULA MARIPOSA

En el extremo de cada uno de los dos ramales de la tubería de presión, antes de los caracoles de las turbinas, se ha instalado en cada unidad, una válvula mariposa de las siguientes características:

Tabla 3.10. Características Generales Válvula Mariposa.

DESCRIPCIÓN	DIÁMETRO (mm)	CARRERA (mm)	PRESIÓN ACEITE (kg/cm ²)	PESO (kg)
Válvula mariposa	2.700	--	--	--
Servomotor	1.352	1.352	36-39	--
Contrapeso	--	--	--	6.100

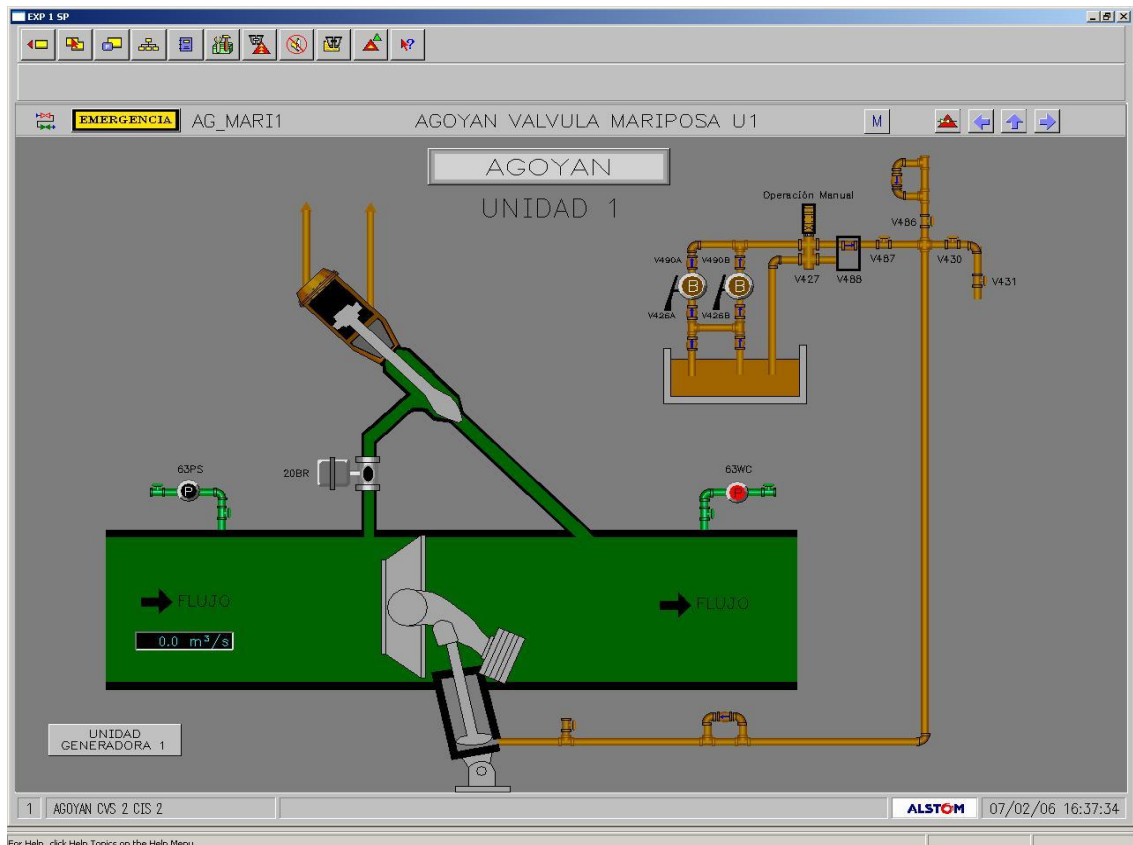
La apertura de la válvula se la hace por medio de un servomotor accionado por la presión de aceite proveniente del sistema de regulación de velocidad de la turbina; y el cierre por la fuerza de un contrapeso.

Figura 3.5. Visualización física y esquemática válvula mariposa.

Foto 1. Válvula Mariposa.



Foto2. Esquemático de accionamiento válvula mariposa.



3.2.10. TURBINAS.

Las turbinas convierten la energía hidráulica en energía mecánica presentando las siguientes características. **(Ver plano 2) "Corte Longitudinal"**

Tabla 3.11. Características de diseño Turbina Francis.

Tipo:	Francis de eje vertical		
Caída neta:	155m	149m	143m
Caudal:	59 m3/s	58,1 m3/s	55,6 m3/s
Potencia:	82.400 KW	78.000 KW	73.000 KW
Velocidad:	225 RPM		
No Alabes móviles:	20		
No. de servomotores para accionamiento de alabes:	2		
Presión de aceite para accionamiento de los servomotores:	36 a 38 Kg /cm2		

Cada turbina dispone de un sistema de regulación de velocidad y un sistema de engrase centralizado.

Figura 3.6. Turbina Francis de eje horizontal.



3.2.11. GENERADORES

Los generadores constituyen los equipos principales del suministro de energía eléctrica de la Central Agoyán, los cuales se encuentran acoplados a cada turbina, por medio de un eje.

Tabla 3.12. Características Generales del Generador.

No. Unidades:	2
Potencia nominal por unidad:	85.000 KVA
Factor de potencia (FP):	0.9
Voltaje Nominal:	13.800 kv
Corriente Nominal:	3.556 A
Frecuencia Nominal:	60 c/s
Velocidad Nominal :	225 RPM
Velocidad de empalamiento:	395 RPM
No.- de polos:	32
Peso del Rotor:	145 Tn
Sentido de Giro:	Horario
Aislamiento :	Clase F
Excitación:	Estática
Voltaje nominal de excitación:	310 V
Corriente nominal de excitación:	1.020 A
Potencia nominal de excitación:	316 KW
Capacidad del transformador de excitación:	700 KVA
Relación de transformación del transformador externo:	13.800/460 V

El generador por su configuración física es de tipo “Umbrella” (paraguas), ya que el cojinete de empuje se encuentra ubicado debajo del rotor.

Figura 3.7. Rotor y estator del Generador del tipo Umbrella.

Foto 1. Estator en proceso de inspección.



Foto 2. Rotor en proceso de reparación.



3.2.12. EQUIPOS DE TRANSMISIÓN DE BAJA TENSIÓN.

La energía eléctrica producida en los generadores a un voltaje de 13.800 V y frecuencia de 60 c/s, es conducida hasta los cables de fuerza de cada unidad, por intermedio del siguiente equipo de baja tensión:

- Un conducto de barras colectoras de fases separadas.
- Del anterior se deriva una alimentación para el transformador de excitación de la unidad con frecuencia de 60 c/s.
- Un cubículo de transformadores de potencial y pararrayos.
- Un cubículo que contiene el interruptor de unidad (ABB).
- Un cubículo que contiene el seccionador bajo carga. De éste sale una alimentación en 13.800 V hacia el transformador de servicios auxiliares de la unidad.
- Una caja de conexión de las barras con los cables principales de 13800 V.

Los equipos de conducción presentan las siguientes características:

Tabla 3.13. Características de los equipos de Conducción de Baja Tensión.

PARÁMETROS	BARRAS COLECTORAS	PARARRAYOS (PTC)	SECCIONADOR BAJO CARGA (89-A19)
Voltaje nominal	13,8 kV	15 KV	13,8 KV
Corriente nominal	4.000 A	--	1.250 A
Nivel de aislamiento	38 KV x 1 min.	--	--
Nivel de impulso	95kV	--	--
Corriente momentánea	50kV X seg.	--	--
Sobre voltaje frecuencia industrial	--	--	38 KV

El interruptor de unidad (52 – U1) o (52 –U2) tiene las siguientes características:

Tabla 3.14. Características del Interruptor de Unidad.

Máximo Voltaje Nominal:	13.8 KV
Corriente Nominal Normal:	4.000 A
Capacidad nominal del interrupción:	1.195 MVA
Voltaje Nominal de Impulso:	1.195 MVA
Presión Nominal de aire para operación:	15 Kg/cm ²
Capacidad del tanque de acumulación de aire:	200 lts

3.2.13. CABLES DE FUERZA.

Los cables de fuerza conducen la energía desde la caja de empalmes o conexiones, siguen a través del pozo de transporte y llegan a los transformadores principales, ubicados en la subestación exterior. Se utilizan dos cables por cada fase (seis cables por cada unidad).

Los cables tienen las siguientes características:

Tabla 3.15. Características de los cables de Fuerza.

Voltaje Nominal:	22KV
Material Conductor:	Cobre
Sección del material conductor:	2.000m ²
Tipo del Aislamiento:	XLPE
Espesor del Aislamiento:	8mm
Tipo de Recubrimiento:	PVC
Espesor del recubrimiento:	4mm

3.2.14. TRANSFORMADORES PRINCIPALES.

Los transformadores principales se encuentran ubicados directamente sobre la caverna de casa de máquinas en un área exterior de 25 x 87 m². , en la cota 1.6818.20 m.s.n.m.

Figura 3.8. Transformador Principal.



Los transformadores principales son trifásicos y tienen las siguientes características generales:

Tabla 3.16. Características Generales del Transformador Principal.

Potencia Nominal:	85.000KVA
Modelo:	CLUB
Norma:	Núcleo
Clase:	FOA
Nº-Fases:	3
Relación de Transformación:	B.T. 13.800 V (3.560 A) A.T. 145.000 V (338 A)
Cambiador de Taps sin carga:	Alto voltaje
Nivel de ruido:	81 dBA.
Peso Total:	69.900 Kg.

Los transformadores disponen de un sistema contra incendios en base a agua pulverizada con aire a presión.

3.2.15. SUBESTACIÓN.

Dadas las condiciones topográficas exteriores de la zona, la subestación es de tipo compacto. Utiliza equipo encapsulado aislado con gas SF6. Está situada sobre el hall de transformadores, en una loza de 31 x 18 m., en el nivel 1.627.00.

Los equipos instalados en esta plataforma son conocidos como "GIS" (gas Insulation System). La subestación en SF6 está conformada por las cinco posiciones siguientes (de derecha a izquierda, colocándose a los tableros de mando).

Se ha previsto un espacio adicional para la ampliación de la subestación, con una salida a la ciudad del Puyo.

Para el accionamiento de los diferentes interruptores y seccionadores encapsulados, la subestación dispone de dos compresores con sus respectivos acumuladores de aire.

3.2.16. EDIFICIO DE CONTROL.

En el edificio de control se encuentra centralizado el comando de las unidades generadoras, desde donde se realizan todas las maniobras de arranque, parada de las unidades, toma de carga, regulación de frecuencia y monitoreo de los parámetros operativos más importantes de las unidades, tales como voltajes, corrientes, potencia activa, potencia reactiva, niveles del embalse, posición de las compuertas de la presa. Se dispone de un generador diesel para emergencia y socorro en caso de falta de energía o para mantenimiento.

El edificio de control cuenta con el suministro de ventilación, extracción y aire acondicionado. Los equipos necesarios se encuentran en un cuarto especial del mismo.

3.2.17. SERVICIOS AUXILIARES.

Se conocen como servicios auxiliares (SS.AA.), todos los servicios que complementan las necesidades de la central para una operación segura y confiable. Los servicios auxiliares se pueden dividir en servicios auxiliares propios de la unidad y servicios auxiliares generales de la Central.

Servicios auxiliares propios de la unidad, son los siguientes:

- Sistema de regulación de velocidad de la turbina.
- Sistema de engrase centralizado de la turbina y válvulas mariposa.
- Sistema de enfriamiento de la unidad.
- Sistema de extracción y condensación de vapores de los cojinetes.
- Sistema de aireación de los rodets de las turbinas cuando operan con carga bajas (inferiores al 30% de su potencia nominal).
- Sistema de levantamiento y frenado del generador.
- Sistema de excitación del generador.

Los servicios auxiliares generales de la Central son los siguientes:

- Sistema de enfriamiento, en su parte general.
- Sistema de evacuación y drenaje de los túneles de descarga de las turbinas.
- Sistema de agua potable.
- Sistema de aire de servicio de la casa de máquinas, y de frenado de los generadores.
- Sistema de aire comprimido para accionamiento de los interruptores de máquina de las unidades.
- Sistema de aire comprimido para accionamiento de los interruptores y seccionadores del equipo GIS.
- Sistema contra incendio de los generadores.
- Sistema contra incendio de los transformadores.
- Grúa principal de la casa de máquinas.

- Pórtico del pozo de transporte.
- Ascensor.
- Sistema de ventilación y aire acondicionado de la casa de máquinas.
- Sistema de ventilación y aire acondicionado del edificio de control.
- Sistemas de iluminación normal y de emergencia.
- Sistema de corriente alterna.
- Sistema de corriente continua.
- Sistema de telecomunicaciones.
- Grupos diesel de emergencia (de la presa y de casa de máquinas).

3.2.18. LÍNEA DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIÓN.

Forman parte del Proyecto la siguiente línea de transmisión y subestación:

Línea de Transmisión (L / T)

- L / T. Agoyán – Totoras, de 32 Km. de longitud, a 138 KV, doble circuito.

Subestación (S / E)

- Subestación Totoras: ubicada a 8 Km. Al Sur – Este de Ambato, sirve para empalmar la Central Agoyán al S.N.I., mediante un banco de auto transformadores de elevación 138/120 KV; de 100 MVA de capacidad, y tres transformadores monofásicos de 138/69 KV, de 20 MVA cada uno, para alimentación de Ambato.

3.2.19. SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES Y TELE TRANSMISIÓN DE DATOS.

Se ha implementado un sistema digital de supervisión y control (SDSC) en las centrales Agoyán y San Francisco, el cual se fundamenta en tres ejes principales, la instrumentación, comunicación y el procesamiento de señales a nivel computacional.

“El sistema SCADA, se apoya en el SDSC, el mismo que consta de varios elementos fundamentales en cuanto a la comunicación entre dispositivos.

Toda la señalización generada o recibida por los PLCs o los transductores directamente, se concentra en varias celdas de procesamiento conformadas principalmente por CPUs.

Tanto en Agoyán como en San Francisco existen conjuntos de celdas de procesamiento a las que se denomina Unidades de Adquisición y Control (UACs).

Para cualquiera de los sistemas mencionados, la comunicación entre los PLCs y las celdas asociadas se realiza mediante una interfaz serial 485 sobre la cual corre un protocolo de comunicaciones modbus.

La comunicación entre las celdas de una misma UAC, se realiza serialmente, pero en este caso el protocolo de comunicación utilizado es propietario de ALSTOM (el suministrador del sistema de automatización).

En Agoyan como en San Francisco, se ha instalado dos anillos de fibra óptica, que sirven como convertidores de medio (óptico-eléctrico) a los cuales se conectan directamente los CPUs.

Los anillos de fibra tanto de Agoyán como de San Francisco, se encuentran unidos entre sí mediante de fibra óptica que van por dos recorridos diferentes: el primero se encuentra instalado como el cable de guarda en las torres de alta tensión en 230 Kv y el segundo sigue el recorrido de los postes de 13,8 Kv. En los dos extremos de las fibras se encuentran conectados multiplexores con capacidad para manejar una jerarquía de conmutación SDH, a los cuales se encuentran conectadas cinco tarjetas Ethernet y una tarjeta de señalización eléctrica G703. Por medio de las tarjetas Ethernet se forma una sola red entre Agoyán y San Francisco, lo que permite enviar señalización entre las dos Centrales, capaces de manejar hasta 30 canales simultáneos de voz.

La presa posee una UAC que se interconecta con las demás mediante una red híbrida de fibras y enlaces microonda que utiliza como centro de repetición las oficinas administrativas de Agoyán.

Para el envío de los parámetros fundamentales de generación requeridos por el CENACE, existen dos computadoras, las cuales actúan como puertas de salida de la información; uno de los computadores se conecta a una red de enlaces de radio a 900 Mhz que a través de un enlace portador proporcionado por la

empresa Porta llega a la ciudad de Quito, y el otro se conecta a la última milla de fibra que proporciona TRANSELECTRIC para sus subestaciones, enviándose la información desde Agoyán hacia la subestación totoras y desde ahí hacia el CENACE. »¹¹

3.3. DATOS GENERALES DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA AGOYÁN.

Para efecto del presente estudio, la unidad de generación se limitará a las siguientes partes ya que son las más importantes dentro de la ejecución del mantenimiento mayor e incidencia del costo.

- Generador.
- Turbina.
- Regulador.

Es decir que el estudio del mantenimiento mayor estará enfocado específicamente a estos tres elementos constitutivos de la Central de generación.

3.3.1. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.

TURBINA.

La Central Agoyán dispone de dos turbinas de eje vertical, rodete de propulsión simple tipo Francis, con carcasa espiral, álabes fijos, álabes móviles, un tubo de succión tipo codo, y acoplado por medio de un eje a un generador eléctrico vertical.

¹¹ Tomado de artículo, COMUNICACIÓN EMPLEADA PARA EL SISTEMA DIGITAL DE LAS CENTRALES AGOYÁN Y SAN FRANCISCO.

Tabla 3.17. Características técnicas principales de la turbina.

Fabricante:	Mitsubishi Heavy Industries Ltd	
Altura Neta:	149 m.	
Potencia:	78,0 MW.	
Caudal:	58,1 m ³ /seg.	
Velocidad de Giro:	225 RPM	
Primera Velocidad Crítica	292,5 RPM	
Velocidad de Embalamiento:	395 RPM	
Elevación de la Turbina:	1488 m.s.n.m.	
Sumergencia Máxima:	-4 m.	
Sumergencia Mínima:	-2 m.	
Rendimiento:	95%	
Presión Diseño Caracol:	21,7 Kg./cm ²	
Empuje Hidráulico	150 Ton	
Garantía de Cavitación:	36,7 Kg. pérdida de peso en 8000 h de operación (con un máximo de 800 h bajo 30% de carga y con 40 h de sobrecarga)	
Sentido de rotación:	Horario	
Dimensiones Principales:	Diámetro Mayor rodete:	3350 mm.
	Diámetro menor rodete	2800 mm.
	Diámetro de eje principal	810 mm.
	Diámetro del cojinete guía:	1080 mm.
	Diámetro del pozo de la turbina	4800 mm.
	Número de álabes estacionarios:	10
	Número de álabes móviles	20
	Altura de los álabes móviles:	560 mm.
	Diámetro interno tubo de succión:	2800 mm.
Cojinete Guía :	Tipo segmentos.	
Lubricación del cojinete guía:	Auto lubricado.	
Enfriamiento del cojinete guía:	Por gravedad con agua.	
Sello del eje principal:	Cordón de Teflón	

Todas las superficies que se encuentran en contacto con el agua tienen un acabado superficial bueno y uniforme, es decir libres de imperfecciones, orificios, depresiones, rayaduras.

El rodete y alabes directrices, son diseñados y construidos en fundición de acero inoxidable martensítico, de conformidad con la Norma DIN 1.4313-G-X5 CrNi 13.4 equivalente a la norma ASTM 410 (**Anexo 3.1.**) “Norma DIN 1.4313”, correspondiente a una aleación 13% Cr. 4% Ni, para soportar con seguridad los esfuerzos provenientes de la operación con la unidad a la velocidad de embalamiento, bajo una caída máxima y con la posición de los álabes directrices abiertos al máximo.

Tanto el rodete como el eje, están estática y dinámicamente balanceados en fábrica.

Los álabes directrices se encuentran distribuidos equitativamente alrededor del rodete con la finalidad de propiciar una regulación del flujo de agua, su movimiento se lo hace a través de un sistema de mecanismos conectados al regulador de velocidad de la unidad y tienen una capacidad muy amplia de regulación y están diseñados para soportar la máxima carga de la turbina.

GENERADOR.

Los dos generadores de la Central Agoyán son del tipo “semiparagua”, Ph 3 y frecuencia de 60 c/s, es decir tienen un cojinete guía superior sobre el rotor y un cojinete combinado de empuje y guía bajo el rotor y es del tipo totalmente encerrado con enfriamiento de aire alrededor del estator.

Dispone como sistemas auxiliares los siguientes:

- Bomba de levantamiento de alta presión de aceite.
- Calefactores para mantener la temperatura adecuada en paradas.
- Sistema automático contra incendios de CO₂.
- Sistema de frenado con gatos accionados con gatos neumáticos.

Tabla 3.18. Especificaciones Técnicas del Generador.

Fabricante:	Mitsubishi Electric Corp.
Capacidad Nominal:	85.00 KVA
Voltaje	13.800 V
Corriente	3.556 A
Factor de Potencia	0,9
Velocidad de Giro:	225 RPM
Servicio:	Continuo.
Clase de Aislamiento:	F
Voltaje de Excitación:	310 V
Corriente de Campo:	862 A

La estructura del estator que soporta el núcleo y las bobinas, está construido de placas de acero soldadas y por conveniencia de transporte, la estructura esta dividida en cuatro secciones rígidamente ensambladas con pernos y tuercas en el sitio. La construcción es robusta, para prevenir cualquier deformación debido a máximas fuerzas eventuales que podrían esperarse en operación.

El núcleo del estator está construido con láminas finas de acero, cada lámina es revestida por ambos lados con un barniz de alto grado de aislamiento y luego perforadas.

Para asegurar un apropiado y efectivo enfriamiento del núcleo y bobinado, ductos de ventilación están provistos en la laminación del núcleo, permitiendo que el flujo del aire sea suave y uniforme, evitando pérdidas por fricción de aire.

El bobinado del estator es aislado con material clase F, se utiliza cinta de mica adherida una resina sintética y una cinta de fibra de vidrio. Las bobinas son tratadas al vacío para remover la humedad, solventes y gases.

El rotor consiste principalmente de bobinados de campo, polos, anillo central ejes, y anillos rozantes.

Son 32 polos ajustados al anillo central y fijados con cuñas cónicas, en la parte inferior y superior del cubo están los ejes de acoplamiento a la turbina y al cojinete guía superior respectivamente.

El enfriamiento es del tipo de ventilación cerrado, cuya presión es generada por el mismo giro del rotor, propiciando su paso a través de las ranuras del estator y por enfriadores de tubos de agua distribuidos en la periferia del estator.

El cojinete combinado de empuje y guía está instalado en un reservorio de aceite en la parte inferior del rotor y tiene la capacidad de soportar todo el peso del generador mas turbina y mas el empuje hidráulico en operación.

El cojinete es del tipo segmentos, diseñado para generar una película de lubricación cuando la unidad gira a la velocidad nominal y además tiene un sistema de lubricación forzada para el arranque y parada de la unidad. Internamente existe un serpentín de enfriamiento con agua para control de temperatura del aceite y el metal del cojinete.

El cojinete superior es igualmente de segmentos, se encuentra inmerso en una cuba de aceite y sirve de guía en el sentido radial.

REGULADOR.

El regulador de velocidad posee un actuador del tipo electro-hidráulico, modelo TEA_5.

El regulador tiene como características de operación la estabilidad y precisión y está dotado de alta sensibilidad y rápida respuesta.

El sistema de control está diseñado de manera que la unidad se controla remotamente desde la sala de control o localmente desde el tablero del regulador en sitio.

El regulador tiene dos modos de operación uno de los cuales es la operación reguladora 65P que tiene el propósito de controlar la frecuencia de la red y el otro es el de operar como limitador de carga 65LM, para cumplir con el suministro de electricidad que demanda la red.

Tabla 3.19. Características de funcionamiento del Regulador de Velocidades.

Rango de Control de Velocidad.:	85% al 102% Velocidad nominal
P.S.D:	0 al 10%
Banda Muerta:	$\leq 0,02\%$
Tiempo Muerto	$\leq 0,2$ sg.
Desviación de la velocidad en Operación aislada o paralelo	$\leq 0,3\%$
Desviación de potencia en Operación aislada o paralelo:	$\leq 3\%$

3.3.2. PUESTA EN MARCHA DE LA UNIDAD, DATOS OPERATIVOS.

Una vez concluido el montaje electro-mecánico, el fabricante conjuntamente con el propietario de la unidad de generación establecen un programa de pruebas operativas para la entrega recepción de los equipos, que se conoce con el nombre de “Commisioning”, en el cual se registran todos los parámetros (previo al arranque) operativos a diferentes cargas, los mismos que deben estar dentro de los parámetros especificados por el propietario y garantizados por el fabricante.

La unidad generadora esta diseñada para ser completamente controlada en forma automática desde la sala de control de casa de máquinas o a su vez en forma remota desde el Edificio de Control.

Los registros de operación de la **unidad 1** luego del primer giro y para diferentes valores de carga hasta la máxima especificada por el fabricante, se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3.20. Registro de operación de la U 1 luego del primer giro.

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>		PUESTA EN MARCHA										
		REGISTRO DE PRUEBAS DE OPERACIÓN CON AGUA									FECHA: 10 Sep 1988 UNIDAD: U1	
PRUEBA N°		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
HORA		(h - m)		11:00	11:45	12:15	12:45	13:15	13:45	14:15	14:45	
VOLTAJE EN LA LINEA		(KV)		15	15	14	14	14	13,9	14	14	
GENERADOR E/C	POTENCIA	(MW)	0	10	20	30	40	50	60	70	78	
	VOLTAJE	(KV)		13,6	13,6	13,6	13,6	13,5	13,5	13,5	13,5	
	CORRIENTE	(K A)		0,6	0,95	1,4	1,8	2,4	2,7	3,2	3,4	
EXCITACIÓN E/C	VOLTAJE	(V)		120	120	125	130	145	150	159	167	
	CORRIENTE	(KA)		0,51	0,51	0,55	0,57	0,59	0,65	0,67	0,7	
TURBINA	ALABES SERVOMOTOR	PRINCIPAL	(mm)	16	56	87	117	137	165	191	225	255
		AUXILIAR	(mm)	4	11	17,5	23,5	28	33	38	45	51
		PORCENTAJE DE APERTURA	%	6	18	28	36	43	52	60	70	82
	PRESION	TUBERIA PRESION	(mca)	163	163	162	162	161	160	154	158	155
		CARACOL	(mca)	160	160	160	154	158	157	154	151	150
		PRIMING	(mca)	75	76	76	80	83	86	93	100	105
		RUNNER BACK psi	(1 st)									
		RUNNER BACK	(2 nd)	0	0	0	0	0	0	1	2,5	3,5
		TURBINA BEARING	(3 rd)	13	15	16	16	17	17	17	17	17
		RUNNER SIDE	(mca)	50	50	52	55	58	63	66	74	78
TUBERIA DE SUCCION	(Bar)	0,55	0,55	0,55	0,7	0,7	0,7	0,55	0,55	0,55		
PAKING BOX	(mca)	40	40	40	40	41	41	41	41	41		
NIVEL DEL EMBALSE		(msnm)		1650,46	1650,37	1650,34	1650,13	1650,46	1650,4	1650,28	1650,28	
NIVEL EN LA DESCARGA	REGLETA	(msnm)		1491,05	1491,2	1491,25	1491,3	1491,35	1491,5	1491,6	1491,7	
	DISPLAY E/C	m		0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	
REALIZADO POR: _____			REVISADO POR: _____									

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPANÍA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>		PUESTA EN MARCHA											
		REGISTRO DE PRUEBAS DE OPERACIÓN CON AGUA								FECHA: 10 SEPT 1988 UNIDAD: U1			
PRUEBA N°			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
HORA		(h - m)		11:00	11:45	12:15	12:45	13:15	13:45	14:15	14:45		
POTENCIA		(MW)	0	10	20	30	40	50	60	70	78		
OSCILACION EJE TURBINA			5/7	4/7	4/8	5/8	4/8	5/8	6/10	6/12	6/12		
VIBRACION (1/100mm)	COJINETE SUPERIOR GENERADOR	VERTICAL	AMPLITUD		0,003	0	0	0,004	0,003	0,003	0,003	0,007	
			VELOCIDAD		2,3	1,9	2,8	2,4	3	2,4	2	1,9	
		HORIZONTAL	AMPLITUD		0,003	0	0,005	0,003	0,003	0,02	0,003	0,003	
			VELOCIDAD		2,2	1,5	2,3	1,9	2	2,6	1,6	1,7	
		AXIAL	AMPLITUD		0,0035	0	0,003	0,0035	0,04	0,005	0,0045	0,004	
			VELOCIDAD		0,8	0,5	0,6	0,55	2	0,95	0,9	0,9	
	COJINETE COMBINADO	VERTICAL	AMPLITUD		0	0	0	0	0	0,004	0	0,003	
			VELOCIDAD		0,9	0,5	0,5	0,5	0,7	2,2	0,75	0,8	
		HORIZONTAL	AMPLITUD		0,003	0	0	0	0,013	0	0	0	
			VELOCIDAD		0,8	0,35	0,65	0,45	3	0,6	0,85	0,65	
		AXIAL	AMPLITUD		0,007	0,007	0,0045	0,012	0,007	0,008	0,01	0,008	
			VELOCIDAD		1,1	0,9	0,65	3,5	1,2	1,3	1,6	1,1	
	COJINTE TURBINA	VERTICAL	AMPLITUD		0	0,006	0	0,0035	0,0035	0,004	0,0045	0,009	
			VELOCIDAD		0,75	0,75	0,7	0,7	1	1,05	1,25	1,3	
		HORIZONTAL	AMPLITUD		0	0	0	0	0	0	0,003	0,004	
			VELOCIDAD		0,45	0,4	0,4	0,4	0,7	0,7	0,7	0,65	
		AXIAL	AMPLITUD		0,0035	0	0	0,0035	0,0045	0,005	0,005	0,0045	
			VELOCIDAD		0,85	0,7	0,75	0,85	1,5	1,5	1,7	1,5	
NIVELES DE RUIDO	RECINTO DE LA TURBINA		Dcb:	96	95	95	95	96,5	98	99	99		
	EN EL TUBO DE SUCCION		Dcb:	103	102	102	104	103,5	104	105	105,5		
	RECINTO DE GENERADOR		Dcb:	108	108	109	110	108	109,5	109,5	110		
TEMPERATURA RECINTO GENERADOR		°C	23	22,3	23	23	23,5	24	25	26	26,5		
TEMPERATURA RECINTO TURBINA		°C	25,5	26	26	26	26	26	26	26	26		
REALIZADO POR: _____			REVISADO POR: _____										

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>				PUESTA EN MARCHA											
				REGISTRO DE PRUEBAS DE OPERACIÓN CON AGUA								FECHA: 10 SEP 1988 UNIDAD: U1			
PRUEBA N°					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
HORA DE INICIO				(h - m)		11:00	11:45	12:15	12:45	13:15	13:45	14:15	14:45		
POTENCIA				MW	0	10	20	30	40	50	60	70	78		
TEMPERATURA (°C)	RTD	ACEITE COJINETE SUPERIOR	REG.	C/M		30	31	31,5	31,5	32	32,5	32,5	33	33	
			IND.			28	28,5	29,5	30	30,5	30,5	31	31,5	31,5	
		ACEITE COJINETE INFERIOR	REG.	C/M		30	31	31	31	31	31	31	31	31,5	31,5
			IND.			26	28,5	29	29	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	30
		ACEITE COJINETE TURBINA	REG.	C/M		26	28	29	29	29	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5
			IND.												
		SELLO EJE TURBINA	REG.	C/M		17	18	18	18	18	18	18	18	18	18
			IND.			17	19	19,5	19,5	19,5	20	19,5	19,5	20	
	CC-T	METAL COJINETE GUIA SUPERIOR		38 DU N° 3 METAL		32	33	33	34	33	33,5	34	34	34	
		METAL COJINETE GUIA INFERIOR		38 DL N° 1 METAL		34	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	37	37	37	
		METAL COJINETE COMBINADO		38 DT N°1 PAD		37	39,5	40	40	40,5	41	41,5	42	42	
		COJINETE SUPERIOR ACEITE		38 DQU		30	30	30	31	31	31,5	32	32,5	33	
		COJINETE INFERIOR ACEITE		38 DQL		30	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	32	32	32	
		METAL COJINETE TURBINA		38 DW		32	34	35	35	35	35	35	35	35	
COJINETE TURBINA ACEITE		38 DQW		28	29	30	30	30	30	30	30	30			
SELLO EJE TURBINA		38 DS		21	21,5	21,5	21,5	21,5	22	21,5	21,5	21,5			
REALIZADO POR: _____				REVISADO POR: _____											

Fuente: Manual de operación y mantenimiento Central Hidroeléctrica Agoyán.

3.3.3. RECOMENDACIONES DEL FABRICANTE PARA LA OPERACIÓN.

TURBINA-REGULADOR.

La turbina y el regulador de la unidad pueden ser completamente controlados en forma automática desde la Sala de Control en el Edificio, o desde la Sala de Control en Casa de Máquinas, igualmente se puede hacer un control manual paso a paso en sitio, actuando individualmente sobre cada sistema hasta llegar al sincronismo.

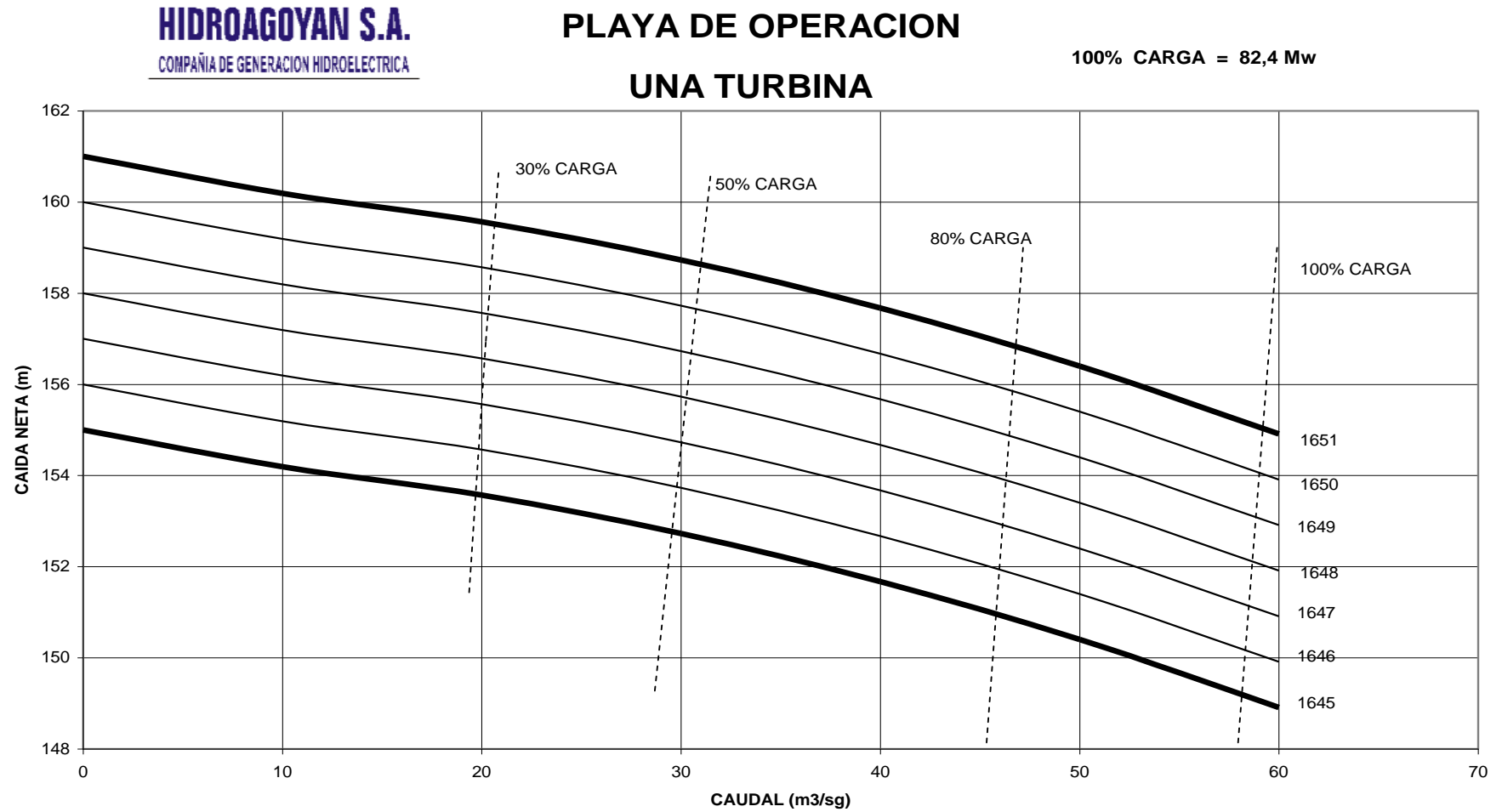
Para que la turbina cumpla con los valores de eficiencia especificados, y además se tenga una operación suave, confiable y libre de cavitación, se debe respetar dos parámetros importantes como son la **caída neta** y la **sumergencia**, parámetros que son definidos por el fabricante y enunciados en la **Tabla 3.22**.

Tabla 3.21. Parámetros definidos por el fabricante para la Turbina.

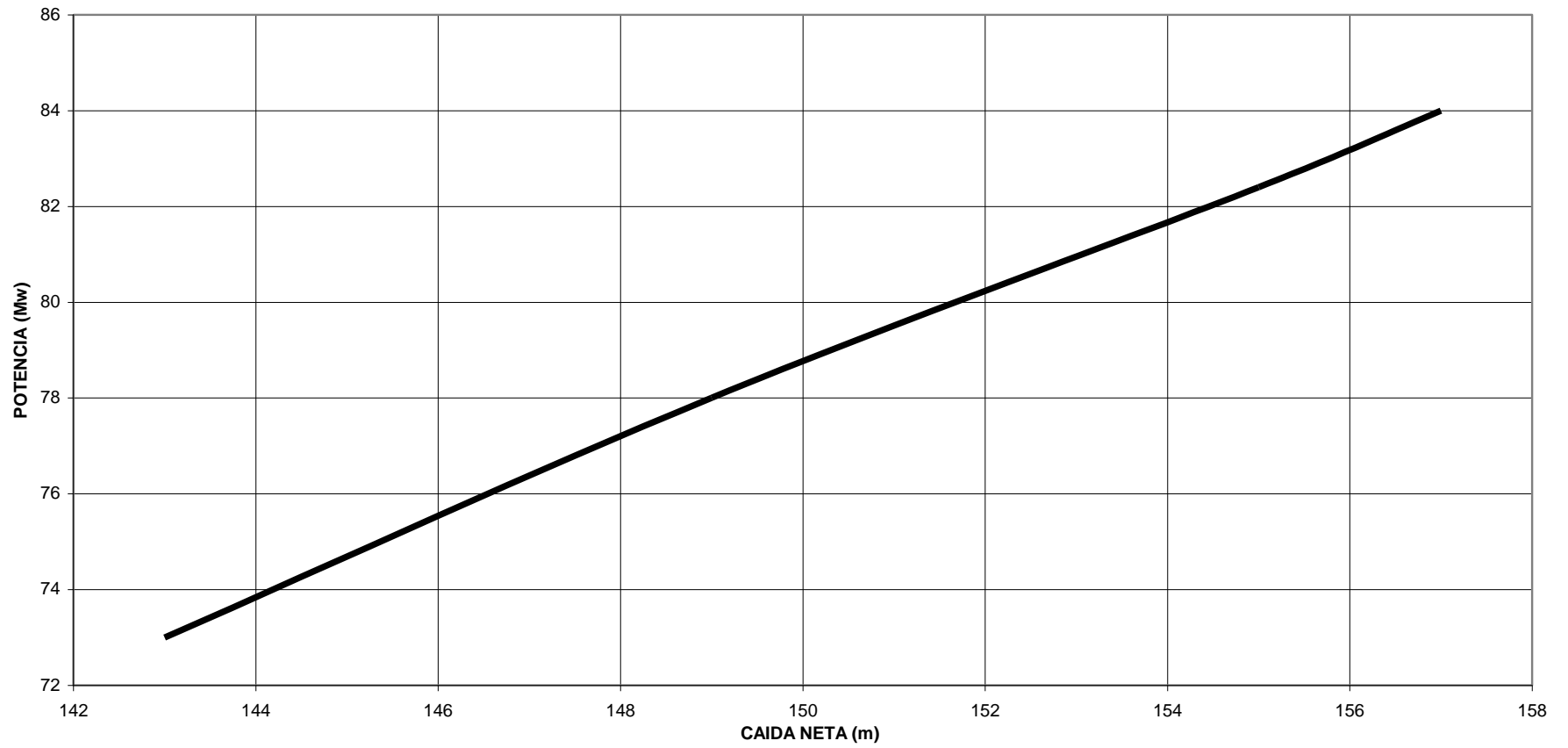
Caída Neta, nivel del embalse 1651, 1 unidad operando:	155 m.
Caída Neta, nivel del embalse 1651, 2 unidad operando:	150 m.
Caída Neta, nivel del embalse 1645, 1 unidad operando:	149 m.
Caída Neta, nivel del embalse 1645, 2 unidad operando:	143 m.
Sumergencia Máxima:	-4 m.
Sumergencia Mínima :	-2 m.

Con estos parámetros se establecen las llamadas Playas de Operación (**Figura 3.9.**) “Playas de Operación”, que definen los límites operativos, fuera de los cuales, se estaría sobrecargando a la turbina o trabajando con cargas muy bajas atentando al buen funcionamiento de las mismas.

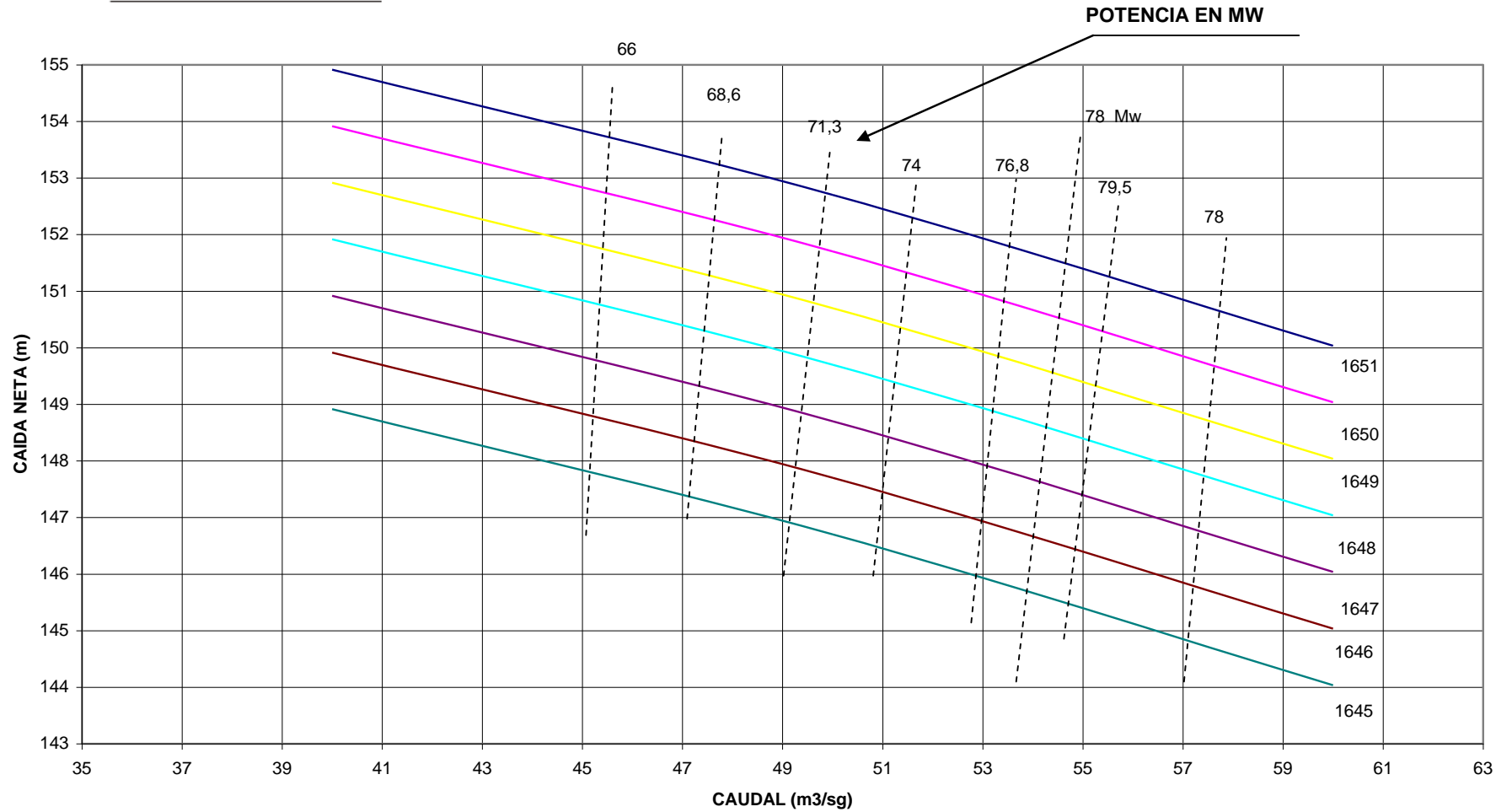
Figura 3.9. Playas de Operación



MAXIMA POTENCIA vs CAIDA NETA
TURBINAS AGOYAN

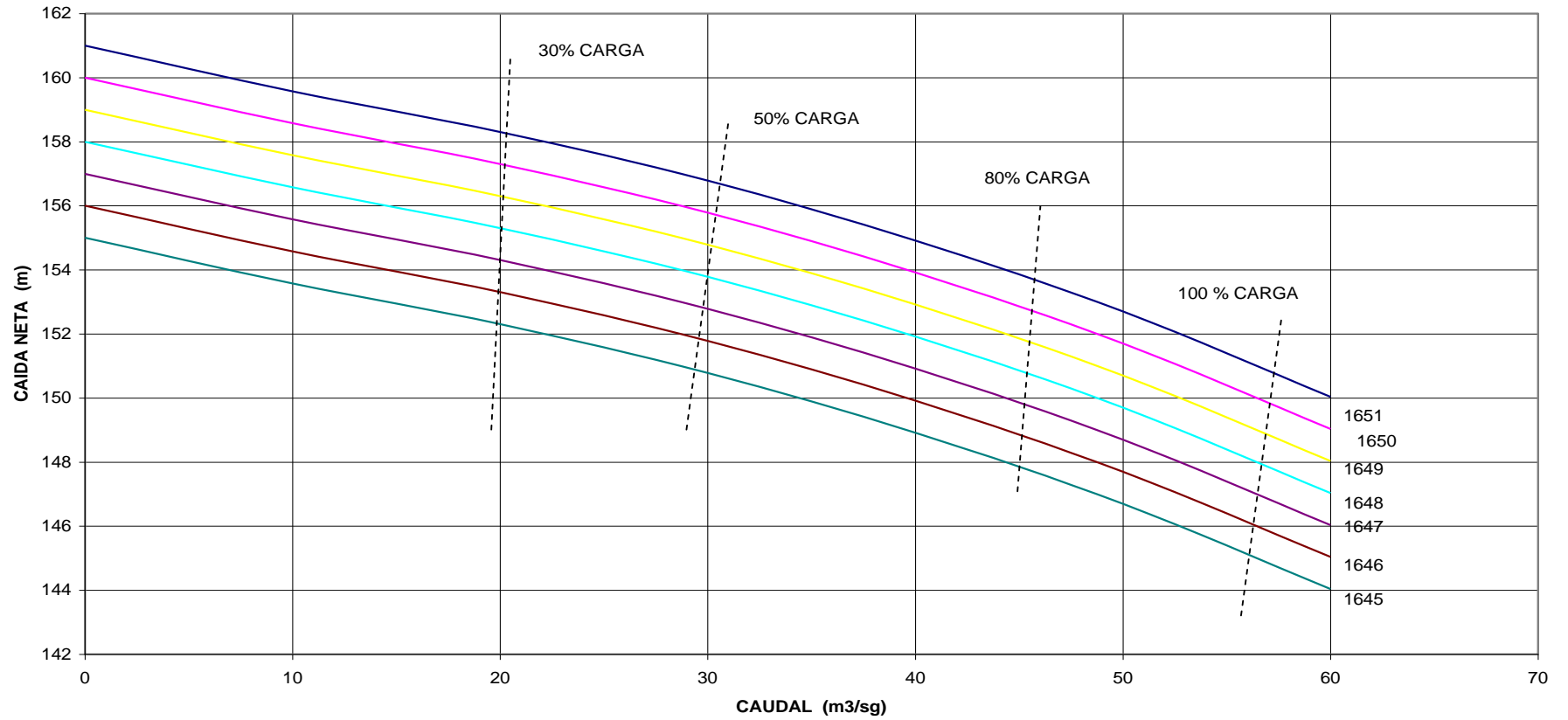


**PLAYA DE OPERACION
 DOS TURBINAS**



**PLAYA DE OPERACION
 DOS TURBINAS**

100 % CARGA = 78 Mw



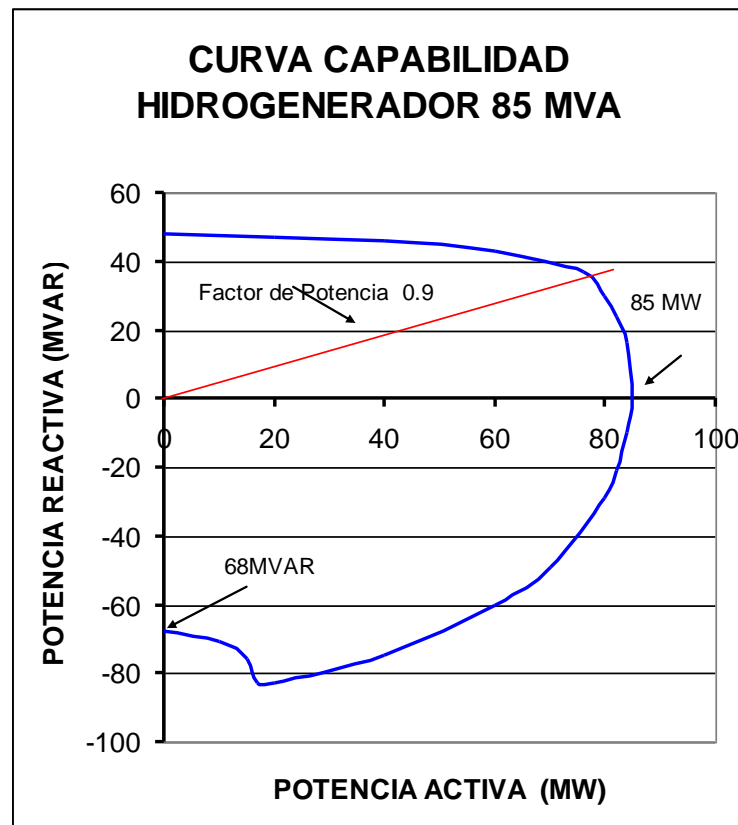
La operación de la turbina entre 0 y el 30% de la carga nominal y entre 100% y 110% causa daños puntuales por cavitación, en tal circunstancia la operación entre 0 y 30% de la carga no debe exceder de 800 horas y entre 100% y 110% no debe exceder en 40 horas, ambos durante un periodo de operación de 8000 horas o 2 años.

De acuerdo con esto el fabricante establece su garantía técnica para un periodo de operación de 8000h o 2 años después del “Comissioning”, lo que primero ocurra.

GENERADOR.

Para el caso del generador la recomendación del fabricante es la operación dentro de la curva de capacidad (**Figura 3.10.**) “Curva de Capacidad”, en la misma que se determina los valores máximos de potencia activa y reactiva dependiendo del factor de potencia nominal.

Figura 3.10. Curva de capacidad.



3.3.4. RECOMENDACIONES DEL FABRICANTE PARA EJECUTAR EL MANTENIMIENTO.

Con el propósito de llevar a cabo una operación eficiente y confiable de los equipos, el fabricante recomienda realizar ciertas acciones de mantenimiento e inspecciones periódicas a ser ejecutadas por personal técnico capacitado y que esté familiarizado con las instalaciones.

El programa de mantenimiento recomendado por el fabricante se encuentra en las siguientes 13 tablas, en las cuales se han definido actividades y periodicidades. Vale destacar que en la actualidad la empresa Hidroagoyán a desarrollado su propio programa de mantenimiento, tomando como base las recomendaciones del fabricante.

Tabla 3.22. Recomendaciones del fabricante para ejecutar el mantenimiento.

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPANÍA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>		MANTENIMIENTO RECOMENDADO POR EL FABRICANTE					FABRICANTE: MITSUBISHI		
SECCION:	TURBINA	NOMBRE DEL EQUIPO:	RODETE					HOJA No:	1/13
No.	DETALLE DE LA INSPECCION		INTERBALO					OBSERVACIONES	
	IDENTIFICACION EQUIPO	DESCRIPCION ACTIVIDAD	D	S	M	A	MI		
1	Condición de la superficie del rodete	* Chequear la posible existencia de cavitación * Cheque de la presencia de erosión y/o oxidación * Chequeo de perforaciones				0		Registro de la profundidad y el área Registro de la profundidad y el área	
2	Holgura del sello	* Holgura entre el rodete y el anillo de descarga * Holgura entre el rodete y la tapa superior				0		150% del valor de diseño 150% del valor de diseño	
3	Cono del rodete	* Condición de la superficie * Condición de las soldaduras de seguros de los pernos de sujeción.				0		Registro Condiciones adecuadas	

NOMENCLATURA:

D:Diario

S: Semanal

M: Mensual

A:Anual

MI:Mantenimiento en intervalos

MANTENIMIENTO RECOMENDADO POR EL FABRICANTE

FABRICANTE

mitsubishi

SECCION:	TURBINA	NOMBRE DEL EQUIPO:	EJE					HOJA No:	2/13
No.	DETALLE DE LA INSPECCION		INTERBALO					OBSERVACIONES	
	IDENTIFICACION EQUIPO	DESCRIPCION ACTIVIDAD	D	S	M	A	MI		
1	Eje	* Alineamiento del eje * Oscilación del eje					0	Dentro de L/d x 0,05 mm. Registro	
2	Deflector de agua	* Condición de la arandela de lengüeta					0	Que no esté suelta	
3	Acoplamiento del eje	* Ajuste de los pernos de acoplamiento del rodete * Condición de las arandelas de lengüeta de los pernos de acoplamiento del rodete * Ajuste de los pernos de acoplamiento del eje del Generador * Condición de las arandelas de lengüeta de los pernos de los pernos de acoplamiento al eje del generador					0 0 0 0	Valor de diseño Que no estén sueltas Valor de diseño (0,12 a 0,16 mm) Que no estén sueltas	

NOMENCLATURA:

D:Diario

S: Semanal

M: Mensual

A:Anual

MI:Mantenimiento en intervalos

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPANIA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>		MANTENIMIENTO RECOMENDADO POR EL FABRICANTE					FABRICANTE	MITSUBISHI	
SECCION	TURBINA	NOMBRE DEL EQUIPO	SELLO DEL EJE					HOJA No:	3/13
No.	DETALLE DE LA INSPECCION		INTERBALO					OBSERVACIONES	
	IDENTIFICACION EQUIPO	DESCRIPCION ACTIVIDAD	D	S	M	A	MI		
1	General	* Fuga a través del sello de eje * Suficiente cantidad de agua de enfriamiento para el sello		0	0			Que no haya fugas excesivas 60 l/min + - 10%	
2	Caja del Sello	* Condición de los pernos de conexión de la tapa superior * Condición de los pernos de conexión de la tapa superficie embridada				0		Que no estén flojos Que no estén flojos	
3	Camisa del eje	* Condición de la superficie				2		Visual	
4	Anillo de linterna	* Holgura entre el eje				2		Holgura 1,5 + - 0,3 mm.	
5	Empaquetadura de teflón	* Condición las puntas o clavos * Posición de cada extremo de la empaquetadura de teflón * Chequear el desgaste de la empaquetadura				2 2 2		Que no estén dañadas Que estén alternativamente a 180 cada una 19 + - 1,0 mm.	
6	Prensa Sellos	* Holgura con el eje * Condición de las tuercas autoajustables del presnsaestopas * Condición de las arandelas				2 0 0		Holgura: 1 + - 0,2 mm. Que no estén sueltas Rígidass	

NOMENCLATURA:

D:Diario

S: Semanal

M: Mensual

A:Anual

MI:Mantenimiento en intervalos

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPañIA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>		MANTENIMIENTO RECOMENDADO POR EL FABRICANTE					FABRICANTE	MITSUBISHI	
SECCION:	TURBINA	NOMBRE DEL EQUIPO:	ALABES GUIAS					HOJA No:	4/13
No.	DETALLE DE LA INSPECCION		INTERBALO					OBSERVACIONES	
	IDENTIFICACION EQUIPO	DESCRIPCION ACTIVIDAD	D	S	M	A	MI		
1	Alabes Guías	<ul style="list-style-type: none"> * Tolerancia superior e inferior * Valor del amortiguamiento(Sqeez) * Tolerancia en la superficie del obturador cuando está totalmente cerrado sin amortiguamiento * Apertura Ag máximo * Condición de la superficie debido a cavitación erosión y corrosión * Fuga a través de la empaquetadura "V" * Condición de la arandela de legueta para el prensaestopas * Medición del desgaste del manguito 				0		Superior 0,6 + - 0,1 mm Inferior 0,4 + - 0,1 mm 3 mm en la carrera servomotor Dentro 0,04 mm (90%) Máximo 0,1 mm Promedio: 217 + - 5 mm. Valores individuales máximos de Ag deberán estar dentro de una tolerancia de + - 1,5 mm del valor promedio registro	
2	Servomotor	<ul style="list-style-type: none"> * Chequeo de las fugas por las bridas * Tiempo de apertura y cierre * Condición de cada perno * Condición de los pernos del eje superior * Chequeo delas fugas a través de la empaquetadura en "V" 		0		0		Que no haya fugas excesivas Que no estén sueltas, que no estén dañadas Que no esté dañado No debe haber fugas Dentro de un + - 3% de la velocidad nominal Que no este suelto Que no este suelto Que no haya fuga	

NOMENCLATURA:

D:Diario

S: Semanal

M: Mensual

A:Anual

MI:Mantenimiento en intervalos

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPAÑÍA DE GENERACIÓN HIDROELECTRICA</small>		MANTENIMIENTO RECOMENDADO POR EL FABRICANTE					FABRICANTE:	MITSUBISHI
SECCION:	TURBINA	NOMBRE DEL EQUIPO:	MECANISMO DE OPERACIÓN DE LOS ALABES			HOJA No:	5/13	
No.	DETALLE DE LA INSPECCION		INTERBALO					OBSERVACIONES
	IDENTIFICACION EQUIPO	DESCRIPCION ACTIVIDAD	D	S	M	A	MI	
1	Palancas de los álabes	* Condición de las tuercas de ajuste * Condición de los pernos de ajuste				0 0		Que no estén sueltos Que no estén sueltos
2	Eslabones de rompimiento y clavijas excéntricas	* Condición de las arandelas de lengüeta				0		Que no estén sueltas
3	Articulaciones de los álabes	* Condición de la dirección hacia arriba/ hacia abajo (Chequeo de tolerancia)				0		Condición adecuada
4	Dispositivo de alarma de los eslabones de rompimiento	* Condición de los dispositivos			0			Que no tengan daños
5	Anillo de regulación	* Condición de las guías			0			Que no estén rayadas
6	Pasadores para la articulación del servomotor	* Condición de las placas de soporte * Condición de los pasadores de la articulación				0 0		Condición adecuada Que tengan movimiento suave
7	Guías de apoyo	* Condición de desgaste					0	Medición
8	Dispositivo de fricción	* Chequeo de la altura y la fuerza del resorte				0		Que no haya daño Que no esté rayado Ajuste del resorte: H = 0,9 + - 0,1 mm

NOMENCLATURA:

D:Diario

S: Semanal

M: Mensual

A:Anual

MI:Mantenimiento en intervalos

SECCION:	TURBINA	NOMBRE DEL EQUIPO:	COJINETE GUIA					HOJA No:	6/13
No.	DETALLE DE LA INSPECCION		INTERBALO					OBSERVACIONES	
	IDENTIFICACION EQUIPO	DESCRIPCION ACTIVIDAD	D	S	M	A	MI		
1	Zapatas del cojinete	* Holgura del cojinete * Prueba de líquidos penetrantes en la zapata				2		Holgura radial 0,213 a 0,193 mm. Que no haya daño	
2	Reservorio de aceite	* Condición de las arandelas de lengüeta * Válvula de drenaje * Fuga de aceite		0		0		Que no estén sueltas Que estén en posición Que no exista	
3	Soporte del cojinete	* Condición de los pernos de conexión en la tapa superior				0		Que no estén sueltas	
4	Placas de resorte	* Condición de los pernos y arandelas				0		Que no estén flojos	
5	Tapa del cojinete	* Condición de los pernos de conexión * Holguras del laberinto de aceite				0	2	Que no estén flojos 0,25 a 0,36 mm.	
6	Aceite	* Nivel de aceite * Tratamiento de aceite * Análisis Físico Químico	0			0	0	Registro Filtrado % agua acidez	
7	Termómetros	* Posición de los termómetros (dial, RTD, relé)				0		Ajustado al valor de diseño	
8	Sensor de nivel aceite	* Interruptor de nivel de aceite en el cojinete				0		Nivel normal + - 40 mm.	

NOMENCLATURA:

D:Diario

S: Semanal

M: Mensual

A:Anual

MI:Mantenimiento en intervalos

MANTENIMIENTO RECOMENDADO POR EL FABRICANTE

FABRICANTE:

mitsubishi

SECCION:	TURBINA	NOMBRE DEL EQUIPO:	TAPAS					HOJA No:	7/13
No.	DETALLE DE LA INSPECCION		INTERBALO					OBSERVACIONES	
	IDENTIFICACION EQUIPO	DESCRIPCION ACTIVIDAD	D	S	M	A	MI		
1	TAPA SUPERIOR								
	General	* Ajuste de los pernos de conexión * Condición de la superficie				0	0	Que no estén sueltos Que no haya daño	
2	Placa de desgaste	* Condición de la superficie por cavitación, erosión y corrosión * Pernos de sujeción, seguros				0	2	Registro Que no estén sueltos	
	TAPA INFERIOR								
3	Placa de desgaste	* Condición de la superficie por cavitación, erosión y corrosión * Pernos de sujeción, seguros				2	0	Registro Que no estén sueltos	
	Anillo de desgaste de la tapa	* Condición de los pernos de ajuste * Condición de la superficie por cavitación, erosión y corrosión					0 0	Que no estén sueltos En caso de daño reparar o	

NOMENCLATURA:

D:Diario

S: Semanal

M: Mensual

A:Anual

MI:Mantenimiento en intervalos

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPAÑÍA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>		MANTENIMIENTO RECOMENDADO POR EL FABRICANTE					FABRICANTE:	MITSUBISHI	
SECCIÓN:	TURBINA	NOMBRE DEL EQUIPO:	CARCASA ESPIRAL					HOJA No:	8/13
No.	DETALLE DE LA INSPECCION		INTERBALO					OBSERVACIONES	
	IDENTIFICACION EQUIPO	DESCRIPCION ACTIVIDAD	D	S	M	A	MI		
1	Puerta de inspección	* Chequeo de fugas * Condición de la ranura para la empaquetadura * Condición de la apertura y cierre * Condición de la superficie maquinada		0		0	0	Que no haya fugas que no haya daño Condición normal Que no haya daño	
2	Tomas para la medición de presión agua	* Chequeo de fugas		0				Que no haya fugas	
3	Brida de acoplamiento válvula	* chequeo de fugas		0				Que no haya fugas	
4	superficie interior	* Condición de la pintura				0		Sin daños, retoque si necesita	
5	Acoplamiento Flexible	* chequeo de fugas * Condición de los pernos de acople * Condición del empaque		0	0	0		Que no exista fugas Que no estén sueltos Que no esté dañado	

NOMENCLATURA:

D:Diario

S: Semanal

M: Mensual

A:Anual

MI:Mantenimiento en intervalos

SECCIÓN:	TURBINA	NOMBRE DEL EQUIPO:	TUBO DE SUCCION					HOJA No:	9/13
No.	DETALLE DE LA INSPECCION		INTERBALO					OBSERVACIONES	
	IDENTIFICACION EQUIPO	DESCRIPCION ACTIVIDAD	D	S	M	A	MI		
1	SUPERIOR. Superficie interior	* Condición de la pintura * Condición superficial por cavitación, erosión o corrosión				0 0		Si está dañada, reparar registro	
1	INFERIOR Puerta de inspección	* Condición de la superficie maquinada para el empaque * Condición de apertura y cierre de la puerta * Condición de los orificios de los pernos * Fuga de agua				0 0 0 0		Que no haya daño Que tenga un movimiento suave Que los pernos se acoplen fácil Que no exista fugas	
2	Tomas de presión	* Condición de la toma, fugas		0				que no exista fugas	
3	Superficie interior	* Condición de la superficie pintada				0		Si está dañada reparar	
4	Bridas de acoplamiento	* Condición de las bridas de acoplamiento * Fugas de agua * Condición de los pernos				0 0 0		Que no haya daño Que no exista fugas Ajustados	

NOMENCLATURA:

D:Diario

S: Semanal

M: Mensual

A:Anual

MI:Mantenimiento en intervalos

MANTENIMIENTO RECOMENDADO POR EL FABRICANTE

FABRICANTE: **mitsubishi**

SECCIÓN:	GENERADOR	NOMBRE DEL EQUIPO:	ESTATOR					HOJA No:	10/13
No.	DETALLE DE LA INSPECCION		INTERBALO					OBSERVACIONES	
	IDENTIFICACION EQUIPO	DESCRIPCION ACTIVIDAD	D	S	M	A	MI		
1	Bobinado	* Lectura y registro de temperaturas * Verificar si existe contaminación o ensuciamiento	0			3		menor a 117 C	
2	Estator	* Inspección audible del núcleo y estructura * Medición de vibraciones * Inspección de pernería ajuste del núcleo * verificar superficie periférica del nucleo * Inspección de ductos de aire * Inspección de los terminales del nucleo * Inspección de pernos de ajuste estructura * Inspección de pernos de anclaje	0		0	3		Ningún ruido anormal Velocidad de vibración Que no exista aflojamiento Buen estado de seguros pernos Que no exista doblamiento Que no exista suciedad No exista sobrecalentamiento Que no exista aflojamiento Que no exista aflojamiento	
3	Enfriadores de aire	* Verificar fijación de los enfriadores * Estado de los serpentines * Flujo normal de agua * Temperatura de aire y agua * Corrosión interna o incrustaciones	0			0		Que no exista aflojamientos deformaciones o roturas ensuciamiento Determinar si hay fugas de agua Valores inferiores a lo recomend Inspección visual	
	Estrella superior e inferior	* Inspección de perno de anclaje * Inspección de seguros de pernos y tuercas				0	0	Que no exista aflojamientos deformaciones o roturas	

NOMENCLATURA:

D:Diario

S: Semanal

M: Mensual

A:Anual

MI:Mantenimiento en intervalos

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>		MANTENIMIENTO RECOMENDADO POR EL FABRICANTE					FABRICANTE:	MITSUBISHI		
SECCIÓN:	GENERADOR		NOMBRE DEL EQUIPO:	ROTOR					HOJA No:	11/13
No.	DETALLE DE LA INSPECCION			INTERBALO					OBSERVACIONES	
	IDENTIFICACION EQUIPO	DESCRIPCION ACTIVIDAD		D	S	M	A	MI		
1	Araña del rotor y anillo	* Inspección de cordones de soldadura * Inspección de pernería de fijación estructural * Inspección de pernos de acople de ejes al cubo * Inspección de los pesos de balanceamiento * Inspección de los ductos de aire * Medicion de la oscilación del eje				0	0	0	0	Roturas, fisuras Que no exista aflojamiento Que no exista aflojamiento Que no exista aflojamiento No exista ensuciamiento Inferior 0,125 mm.
2	Unidad de frenos y gatos	* Condición de las zapatas de frenado * Deformación o daño del anillo de frenado * Pernos de fijación de los gatos * Operación de los pistones de los gatos * Desgaste del anillo de frenado					0	0	0	Desgaste, rotura, desprendimie Rayaduras, quemaduras Que no exista aflojamiento Suave y continua Espesor estándar
3	Cojienete Superior	* Verificar separación de tapas al eje * Inspección de seguros soldados de pernería * Aislamiento preventivo de la corriente del eje * Estado de la superficie de rodadura en el eje * Análisis de aceite * Tratamiento de aceite * Holgura del cojine al eje * Corrosió o incrustaciones en enfriadores de agua * Medir temperatura metal aceite * Medir vibraciones		0		0	3	0	0	Holgura: 0,3 a 0,35 mm Roturas, fisuras Medir y registrar Sin rayadurs ni golpes Físico Químico Filtrado Holgura: 0,25 mm. Radial Que no exista Registro, menor a 77 C Registro
4	Cojienete Inferior	* Verificar separación de tapas al eje * Inspección de seguros soldados de pernería * Aislamiento preventivo de la corriente del eje * Estado de la superficie de rodadura en el eje * Análisis de aceite * Tratamiento de aceite * Holgura del cojine al eje * Corrosió o incrustaciones en enfriadores de agua * Medir temperatura metal aceite * Medir vibraciones		0		0	3	0	0	Holgura: 0,3 a 0,35 mm Roturas, fisuras Medir y registrar Sin rayadurs ni golpes Físico Químico Filtrado Holgura: 0,25 mm. Radial Que no exista Registro, menor a 77 C Registro

NOMENCLATURA:

D:Diario

S: Semanal

M: Mensual

A:Anual

MI:Mantenimiento en intervalos

SECCIÓN:	REGULADOR DE VELOCIDAD	NOMBRE DEL EQUIPO:	ACTUADOR					HOJA No:	12/13
No.	DETALLE DE LA INSPECCION		INTERBALO					OBSERVACIONES	
	IDENTIFICACION EQUIPO	DESCRIPCION ACTIVIDAD	D	S	M	A	MI		
1	Vibración del 65B	* Verificar vibración del vástago				0		0,02 mm por lo menos	
	Filtro de aceite 708	* Chequear y limpiar filtro		0				Verificar con el 63QA Sobre 10 Kg/cm2	
	Interruptor de presión 63QA	* Mala detección de presión				0		Permisible + - 0,2 Kg/cm2	
	Válvula de distribución principal	* Chequee el correcto traslape de la válvula y la velocidad del servomotor * Relación entre el servomotor principal y el auxiliar * Apriete entre álabes en cierre completo				2		Valor correcto	
	Servomotor Auxiliar	* Cheque el traslape correcto y la velocidad del servomotor				0		Falta excesiva de traslape no es permitido	
		* Chequee la válvula de estrangulamiento (704, 705) para tiempos de apertura y cierre en el servo auxiliar				0		Dentro del + - 3% de la velocidad nominal	
	Indicador	* Chequee el error entre la posición actual y el indicador				0		Tolerancia + - 0,5%	

NOMENCLATURA:

D:Diario

S: Semanal

M: Mensual

A:Anual

MI:Mantenimiento en intervalos

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPAÑÍA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>		MANTENIMIENTO RECOMENDADO POR EL FABRICANTE				FABRICANTE	MITSUBISHI		
SECCION	REGULADOR DE VELOCIDAD	NOMBRE DEL EQUIPO	OTROS					HOJA No:	1
No.	DETALLE DE LA INSPECCION		INTERBALO					OBSERVACIONES	
	IDENTIFICACION EQUIPO	DESCRIPCION ACTIVIDAD	D	S	M	A	MI		
	Interruptor de presión de aceite 63Q1, 63 Q2, 63Q3, 63Q4, 63Q5, 63Q6 63QA	* Chequee el valor de ajuste de presión * Fuga de aceite		0		0		0,2 Kg/cm2 + - del ajuste nomin No debe haber fugas	
	Interruptor de presión de aire 63 AA, 63AL, 63AG1,63AG2,63BK	* Chequee el valor de ajuste				0		0,2 Kg/cm2 + - del ajuste nomin	
	Pernos de fundación	* Condición de los pernos de fundación				2		No deben estar flojos	
	Tuberías	* Fugas a través de las bridas de las tuberías * Condición de cada junta de la tubería		0		0		No debe haber fugas Ajustarlas si es necesario	
	Barillaje de conexión	* Condición de cada conjunto de pernos de sugesión de las placas base * Condición de cada clavija * Condición de los cojinetes			6			No deben estar flojos	
	Aceite	* Análisis de aceite * Nivel de aceite * Cambio de aceite * Tratamiento de acite	0			0		Físico Químico De acuerdo a lo planificado ISO VG 46 Filtrado	

NOMENCLATURA:

D:Diario

S: Semanal

M: Mensual

A:Anual

MI:Mantenimiento en intervalos

3.4. CONDICIONES OPERATIVAS DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYÁN.

El óptimo aprovechamiento del recurso hidráulico, se refleja en los índices de gestión alcanzados, haciendo que la energía sea confiable, de calidad y de bajo costo para el consumidor final. En el **Anexo 3.2.**, se detalla los índices de gestión históricos durante los 19 años de operación.

La Central Agoyán está operando en condiciones normales, dependiendo su producción de energía, del caudal de aporte del río Pastaza, es decir su potencia instalada ha sido recuperada luego de la ejecución de los Mantenimientos Mayores en las dos unidades, en los cuales se cambia todas aquellas piezas expuestas a la acción erosiva del agua que provocan desgaste y pérdidas de eficiencia.

3.4.1. SEGUIMIENTO Y REGISTRO DE LAS CONDICIONES OPERATIVAS.

La Unidad Generadora está permanentemente monitoreada y se han establecido límites operativos en cuanto se refiere a sus parámetros de funcionamiento, de tal forma que si alguno de ellos alcanzara un valor igual o superior al establecido, actúa el sistema de protección automático, activándose en primera instancia una alarma auditiva y visual y luego si ésta se incrementa o sobrepasa, la protección es parar inmediatamente y de forma automática la Unidad.

El área de Operación de la Central lleva un control y registro de sus parámetros operativos en tiempos preestablecidos las 24 horas del día y los 365 días del año de la condición de funcionamiento de las Unidades, los mismos que son analizados diariamente por los supervisores de operación para determinar si están dentro de los valores recomendados por el fabricante, de lo contrario generar un **Reporte de Equipo Defectuoso(RED)** para el área de mantenimiento correspondiente, e inmediatamente se analice el problema y planifique la intervención pertinente.

Los formatos utilizados por el área de operaciones en donde se registran valores horarios y diarios, para un día típico de trabajo en la Unidad 1, constan en el **Anexo 3.3**. Adicionalmente, los límites operativos de la parte mecánica recomendados por el fabricante de la Turbina-Regulador-Generador constan en el **Anexo 3.4**.

3.4.2. INFLUENCIA DE LA CALIDAD DE AGUA EN EL DESGASTE DE LA TURBINA.

Existen algunos factores que inciden directa o indirectamente sobre la vida útil de las turbinas, los mismos que se manifiestan en un menor o mayor desgaste de las piezas.

Entre otros se puede citar los siguientes:

- Diseño y construcción.
- Instalación y Montaje.
- Condiciones de operación conforme a recomendaciones del fabricante.
- Mantenimiento bajo recomendaciones del fabricante.
- Materiales y suministros utilizados en la operación y mantenimiento.
- Calidad de agua turbinada.

De todos ellos, el que realmente está fuera de control es la calidad de agua, que depende de.

- La cantidad de sólidos en suspensión.
- El tipo de sólidos.
- Dimensiones y forma de los sólidos.

La producción de sedimentos de arrastre de fondo proviene de rocas metamórficas y rocas volcánicas trituradas, en tanto que la carga de sedimentos en suspensión proviene de la erosión de las laderas y últimamente de la gran cantidad de lahares producto de las erupciones del volcán Tungurahua. La carga anual de sedimentos en suspensión se ha estimado en $6,5 \times 10^6$ Ton/año, el transporte de fondo en $1,2 \times 10^6$ Ton/año (20% del sedimento en suspensión), es decir existe una gran cantidad de arrastre de

material que hace que el agua sea muy erosiva para los elementos de la turbina.

La distribución granulométrica de los sedimentos en suspensión y de fondo, en base a muestras integrales, se presenta en el **Anexo 3.5**.

Con esto, por más que exista un buen diseño y construcción, la operación se ajuste a las recomendaciones del fabricante, se utilice materiales y suministros de mejor calidad y si el agua arrastra gran cantidad de sólidos de gran dureza, el desgaste es evidente en las partes constitutivas como rodetes, álabes, tapas, anillos, ocasionando serios problemas en la operación de la unidad generadora tales como:

- Falta de estanqueidad en la posición de cierre de los álabes móviles.
- No existe equilibrio de presiones en el momento del arranque de la unidad, provocando dificultad en la apertura de la válvula mariposa.
- Perforaciones en las placas de desgaste y en los muñones de los álabes directrices, con el posible riesgo de fractura.
- Pérdida de material en el rodete, anillos de desgaste fijo y móvil y en los álabes directrices.
- Incremento de temperatura en el cojinete de empuje a consecuencia de incremento en los “GAPS” de la turbina que provoca el incremento del empuje hidráulico.
- Incremento de ruido y vibración en todo el conjunto turbina.
- Disminución de la eficiencia de la unidad, con el consecuente mal uso del agua, que se refleja también en menor producción y por ende pérdida económica.

3.4.3. TIPOS DE DESGASTE.

El desgaste es el defecto más importante de los elementos mecánicos, reflejándose en la pérdida de volumen, forma, dimensiones y peso. Esto ha llevado a realizar estudios exhaustivos de sus causas y consecuencia, llegando a clasificarlos de acuerdo a sus causas.

En las turbinas hidráulicas el desgaste es producido por partículas en el flujo de fluido, siendo dos los desgastes más comunes, ***erosión por partículas sólidas*** y ***erosión por cavitación***.

La erosión por partículas sólidas depende de la calidad de agua y de la resistencia del material de las piezas en contacto con el fluido y la erosión por cavitación depende en si, del diseño y condiciones operativas.

En la Central Agoyán, definitivamente lo crítico ha sido el desgaste por erosión, existiendo en muy pocas zonas de desgaste por cavitación, debido a que el agua del río Pataza acarrea gran cantidad de sedimentos y sobre todo con un alto contenido de partículas de cuarzo que son muy duras; en el **Anexo 3.6.** se indica los resultados del análisis petrográfica al binocular de una muestra de agua tomada en el túnel de carga.

En acero inoxidable, la apariencia de una superficie afectada por erosión, es típica, se muestra como una superficie brillante con desprendimiento de material en forma de escamas de pescado y en la dirección del flujo de agua, en cambio una superficie afectada por cavitación tiene una apariencia opaca con desprendimiento de material perpendicular a su superficie y con muchas aristas diminutas.

Figura 3.11. Superficie afectada por fenómenos de Erosión y Cavitación.

Foto 1. Erosión.



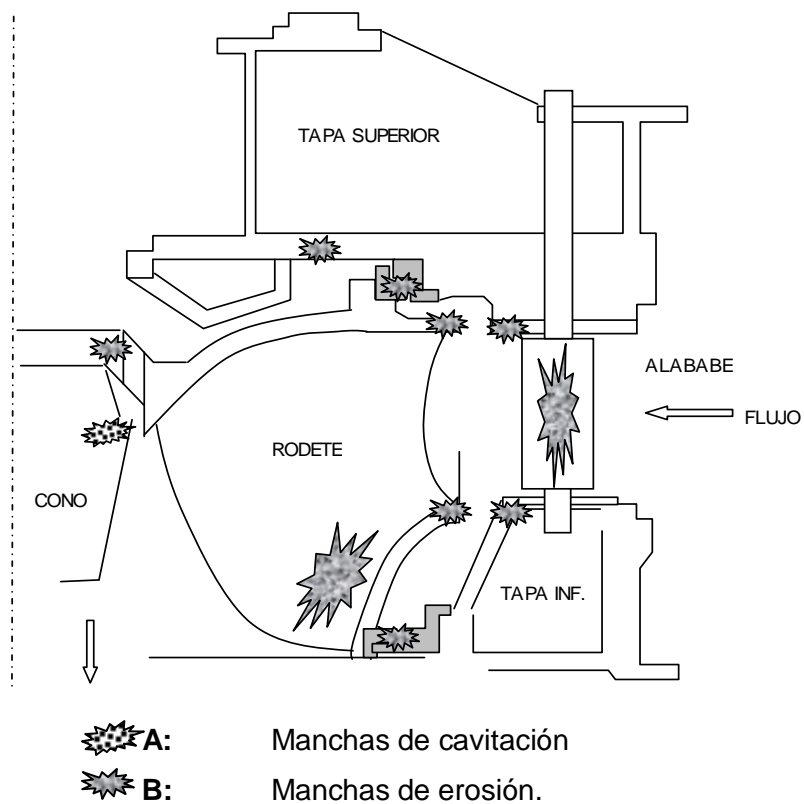
Foto 2. Cavitación



3.4.4. ZONAS CRÍTICAS.

Las zonas que se encuentran sujetas a mayor desgaste erosivo, son aquellas en las que su paso del agua es más restringido y por ende su velocidad es más alta. En la **Figura 3.12.** se identifica estas zonas, diferenciándolas si es erosión o cavitación.

Figura 3.12. Identificación y diferenciación de zonas de desgaste.



CAPÍTULO 4

MANTENIMIENTO PLANEADO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYÁN

4.1. PLANEACIÓN DEL MANTENIMIENTO.

El trabajo de mantenimiento, es una actividad permanente que se la debe cumplir a cabalidad, para garantizar la correcta operación de las unidades generadoras y así mismo, permitir explotar al 100% la capacidad instalada.

Para desarrollar el trabajo de mantenimiento en la Central Hidroeléctrica Agoyán, se ha establecido un **programa de actividades** distribuidas en el año, y proyectadas a tres años las mas criticas, a las que se les ha asignado periodicidades especificas, basándose en las recomendaciones del fabricante, en la experiencia del comportamiento de los equipos bajo las condiciones reales de trabajo y en la experiencia del personal técnico de la central.

Una codificación y ordenamiento de los equipos y sistemas, debe estar bien establecido para que el programa de mantenimiento tenga un manejo adecuado.

Para el mantenimiento operacional se ha previsto dos tipos de mantenimiento Preventivo:

- Mantenimiento Rutinario
- Mantenimiento Programado.

4.1.1. MONITOREO DE PARÁMETRO OPERATIVOS.

En el programa de mantenimiento se han detallado todas las actividades que se cumplen para garantizar una operación continua y confiable de la unidad generadora, siendo parte de la administración del mantenimiento el registrar todo lo ejecutado en las **Hojas de Vida** de los equipos para llevar un historial de los mismos que permita evaluar y diagnosticar su comportamiento en el tiempo.

De las actividades programadas, se pueden identificar algunas que son consideradas como predictivas, es decir son aquellas que permiten hacer un monitoreo y diagnóstico del estado operativo de la unidad en línea, y proyectar futuros mantenimientos.

Las siguientes actividades programadas se las considera predictivas:

- Registro de temperaturas en cojinetes, devanados y sellos.
- Análisis de aceite de cojinetes.
- Medición y registro de ruido.
- Medición y análisis de vibraciones.
- Medición de espesores en álabes, tapas y tuberías.
- Medición de la oscilación del eje.
- Medición y registro de presión en tuberías, recintos.

Su análisis en base a tendencias en el tiempo y que se ajusten a valores nominales recomendados por el fabricante, permiten evaluar el estado operativo de la unidad y/o determinar la posibilidad de falla de la misma lo que permite planificar una parada para su reparación o mantenimiento mayor.

4.1.2. MANTENIMIENTO RUTINARIO.

Están agrupadas todas aquellas actividades que se las ha definido como repetitivas dentro de una periodicidad diaria, semanal, quincenal y/o mensual y que no implica equipos fuera de operación. Existen actividades de seguimiento y control que se ha asignado al personal de mantenimiento las que se realizan basándose en el formato A-M-82 (**Anexo 4.1.**) “Formato A-M-82 Mantenimiento Rutinario”.

4.1.3. MANTENIMIENTO PROGRAMADO.

Corresponde todas las actividades de mantenimiento distribuidas en el año con periodicidades mensuales, trimestrales, semestrales y anuales.

Las instrucciones son más detalladas que en el caso del mantenimiento rutinario y requiere de una mayor carga de trabajo de los grupos de mantenimiento.

La planificación en el tiempo para un año específico, está debidamente coordinada con el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía), específicamente aquellas actividades que implican que la unidad de generación salga fuera de servicio. **(Anexo 4.2.)** “Planificación Coordinada con el CENACE-año 2006”.

Establecido el programa anual de mantenimiento en base a las restricciones de generación del país, se realiza una programación semanal de actividades para su ejecución por parte del personal de mantenimiento, en el que constan las acciones de mantenimiento preventivo, predictivo, correctivo y actividades de mejoras o acondicionamiento de las instalaciones.

4.1.4. MANTENIMIENTO CORRECTIVO.

Se lleva un mantenimiento correctivo planificado mediante el uso de un documento que se lo llama Reporte de Equipo Defectuoso **(Anexo 4.3.)** “Formato de Reporte de Equipo Defectuoso”, el mismo que es manejado por todas las áreas, pero su control está centralizado en ***programación y control***, y su función es el de registrar fallas o defectos encontrados durante la operación o el mantenimiento de los equipos y sistemas de la unidad de generación e inmediatamente reportarlos al área o áreas que deban dar solución al problema. Estas fallas son leves o que permiten que la intervención no sea inmediata y su ejecución pueda ser debidamente planificada en una fecha a definir.

Por otra parte, la ocurrencia de una falla emergente o inesperada, implica una intervención inmediata al problema reportado porque pone en riesgo la integridad de equipos o la confiabilidad de la operación, normalmente se lo hace con unidad parada, pero puede darse el caso de que se pueda realizar con la unidad generando pero con las precauciones y cuidados del caso de tal forma de no provocar un rechazo de carga o una condición insegura.

4. 2. NORMAS Y ESTÁNDARES.

El construir una central de generación hidroeléctrica como la del Agoyán con una potencia instalada de 156 MW, implica una alta inversión para el Estado, de alrededor 150 millones de dólares; por lo que su proceso de licitación, construcción, fiscalización y operación y mantenimiento demandan el desarrollo de un alto nivel tecnológico y el manejo de la información técnica adecuada, así como el cumplimiento de Normas específicas para cada caso.

Al ser el proveedor y fabricante de todos los equipos electro mecánico la empresa Mitsubishi, las Normas utilizadas en el montaje de la central fueron la Normas japonesas JIS (Japanese Industrial Standards).

Ya en la operación y mantenimiento de la central, se han establecido programas y procedimientos de trabajo en base a las recomendaciones del fabricante que son entregados al propietario, en los cuales constan detalles, ajustes, tolerancias, valores permisibles, calidad y tipo de materiales, pruebas y controles a realizar.

Sin embargo ya en la ejecución del mantenimiento se han ido incorporando ciertas Normas para trabajos puntuales en el mantenimiento de la unidad de generación como son:

Tabla 4.1. Normas aplicadas en la Central Hidroeléctrica Agoyán

ITEM	NORMA	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN
1	CCH-70-3	Especificaciones para inspección de máquinas hidráulicas en aceros fundidos	Controles rutinarios en rodetes
2	ASTM A743/a 743M	Tratamiento térmico en aceros para rodetes de turbinas hidráulicas.	Mejorar propiedades mecánicas en rodetes, álabes directrices, cono turbina,
3	ASTM E709-80	Standard para el análisis de pruebas con Partículas magnéticas	Criterios para evaluación resultados de Análisis Estructural (fisuras) en rodetes, álabes directrices, cono turbina, controles rutinarios de la turbina
4	PT 70-3	Criterio de aceptación para pruebas con líquidos penetrantes	Defectación técnica de rodetes, álabes directrices, cono turbina, controles rutinarios de la turbina

...continúa en la siguiente página

Continuación Tabla 4.1. Normas aplicadas en la Central Hidroeléctrica Agoyán

ITEM	NORMA	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN
5	UNE-EN13414-1	Eslingas de cable de acero	Capacidades de carga, recomendaciones de uso
6	UNE-EN1677-1	Accesorios para eslingas	Capacidades de carga, Trabajos de mantenimiento movimiento y levantamiento de piezas
7	ASTM 01.01	STEEL - PIPING, TUBING, FITTINGS	Instalación de tuberías de aire agua, aceite, capacidades de presión, dimensiones normalizadas.
8	ASTM 01.04	STEEL - STRUCTURAL, REINFORCING, PRESSURE VESSEL, RAILWAY	Instalación de recipientes a presión aire, agua, aceite
9	ASTM 03.02	WEAR AND EROSION; METAL CORROSION	Análisis de desgaste en turbina por erosión, niveles tolerables de erosión
10	ASTM 06.01	PAINT-TESTS FOR CHEMICAL, PHYSICAL, AND OPTICAL PROPERTIES; APPEARANCE	Trabajos de pintura en equipos, tuberías.
11	ASTM 06.02	PAINT-PRODUCTS AND APPLICATIONS; PROTECTIVE COATINGS; PIPELINE	Selección de pinturas y productos de recubrimiento para conservación, espesores recomendados

4.3. PRUEBAS DE VALIDACIÓN.

Las pruebas de validación son precisamente aquellas que van a permitir confirmar el estado en el que se encuentra la unidad de generación, en relación con los parámetros operativos dados por el fabricante, normas internacionales o aquellos parámetros establecidos por quienes son responsables de la operación y mantenimiento.

Estas pruebas son ejecutadas periódicamente de acuerdo a la programación del mantenimiento, permitiendo establecer curvas de tendencia, estado de funcionamiento de la unidad y planificar a corto o largo plazo intervenciones tendientes a mejorar su estado o recuperar su condición operativa.

Entre otras, son pruebas de validación las siguientes:

- Análisis de vibraciones, antes y después de un mantenimiento y como registro permanente estableciendo su tendencia y límites máximos operativos.
- Análisis de temperatura en:
 - Cojinete turbina
 - Cojinetes generador
 - Regulador de velocidad
 - Generador
- Respuesta de la unidad ante rechazo de carga bruscos, controlando:
- Sobre velocidad de la máquina
- Sobre presión en la columna de la tubería de presión.
- Control de fugas producto del desgaste de piezas y partes mediante:
 - Medición de tiempos
 - Medición de presiones
- Pruebas de factor de potencia en el generador para determinar la calidad y estado de su aislamiento y el posible deterioro o envejecimiento del mismo
- Pruebas de descargas parciales igualmente para determinar el estado del estator.
- Pruebas de termografía que permita determinar la presencia de puntos calientes en conexiones eléctricas o en partes mecánicas.
- Análisis físico químico de aceite en cojinetes y regulador.
- Monitoreo de la cantidad y calidad de agua de ingreso a la turbina, esto permite tomar la decisión de generar o no, como medida precautelatoria del rodete y sus componentes.

4. 4. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.

Para la determinación del programa de mantenimiento se define una clasificación de los sistemas en subsistemas, a los cuales se les asigna las actividades que deben cumplirse con una periodicidad establecida. Para el caso de la turbina, generador y regulador, la clasificación consta en la **Tabla 4.2.**

El programa de mantenimiento mecánico, sus actividades, periodicidad y la distribución en un período de un año, consta en el **Anexo 4.4.** “Programa de mantenimiento mecánico casa de maquinas”.

Adicionalmente existen actividades programadas que utilizan como ayuda para su ejecución, formatos en los que se detallan calibraciones, recomendaciones e información técnica, los que se encuentran enumerados en la **Tabla 4.3.**

Estos formatos constan en el **Anexo 4.5.** “Formatos de soporte para actividades programadas”.

Tabla 4.2. Clasificación de sistemas y subsistemas de la Unidad Generadora.

E1	GENERADOR
E1.1	ESTATOR
E1.2	ROTOR.
E1.8	BOMBA DE LEVANTAMIENTO
E1.9	COJINETE GUÍA Y ESTRELLA SUPERIOR
E1.10	COJINETE COMBINADO
E1.11	SISTEMA DE FRENADO
E1.12	ENFRIADORES DE AIRE Y TUBERÍAS DE AGUA
E1.13	SISTEMA CONTRA INCENDIOS
M3	REGULADOR DE VELOCIDAD
M3.1	SISTEMA DE ACUMULACIÓN Y BOMBEO
M3.2	ACTUADOR.
M3.4	MECANISMOS Y BARRAS DE REALIMENTACIÓN
M3.7	COMPRESOR
M3.8	INSTRUMENTACIÓN

... continua en la siguiente pagina

Continuación Tabla 4.2. Clasificación de sistemas y subsistemas de la Unidad Generadora.

M2	TURBINA
M2.1	RODETE
M2.2	EJE
M2.3	SELLO DEL EJE.
M2.4	ALABES MÓVILES
M2.5	SERVOMOTORES DE ALABES
M2.6	MECANISMOS DE OPERACIÓN DE ALABES
M2.7	COJINETE GUÍA
M2.8	TAPA SUPERIOR Y ANILLO INFERIOR
M2.9	CARACOL
M2.10	TUBO DE SUCCIÓN
M2.11	EQUIPO AUXILIAR
M2.12	SISTEMA DE ENGRASE
M2.13	INSTRUMENTACIÓN

Tabla 4.3. Índice de Formatos Para Mantenimiento Mecánico.

FORMATO Nº	DESCRIPCIÓN	INSTALACIÓN
FORMATO A-M-01	Inspección general del rodetes	CM
FORMATO A-M-02	Inspección del RODETE	CM
FORMATO A-M-03	Medición de GAP DE TURBINA -REPORTE DE MONTAJE	CM
FORMATO A-M-04	Medición de excentricidad del eje	CM
FORMATO A-M-05	Inspección general del sello de turbina	CM
FORMATO A-M-06	Medición de GAP de alabes móviles	CM
FORMATO A-M-07	Inspección de alabes móviles	CM
FORMATO A-M-08	Pruebas de operación de servomotores de alabes	CM
FORMATO A-M-09	Turbina: Inspección mecanismos de operación de alabes	CM
FORMATO A-M-10	Análisis de aceites- Resultados.	
FORMATO A-M-11	Medición de vibraciones en cojinetes TURBINA – GENERADOR	CM
FORMATO A-M-12	Instrumentación (todos los sistemas)	CM
FORMATO A-M-13	Pruebas de operación del SISTEMA DE REGULACIÓN	CM
FORMATO A-M-14	Chequeo de alineamiento motor – equipo	CM
FORMATO A-M-15	Chequeo alineamiento BOMBAS REGULADOR DE VELOCIDAD	CM
FORMATO A-M-16	Registro de VIBRACIONES RUIDO Y TEMPERATURA.	CM
FORMATO A-M-17	Pruebas de SERVOMOTOR AUXILIAR vs. PRINCIPAL	CM
FORMATO A-M-18	Inspección general del COMPRESOR DEL REGULADOR	CM
FORMATO A-M-19	Over-haul del COMPRESOR DEL REGULADOR	CM
FORMATO A-M-48	Inspección de cojinetes del GENERADOR	CM

... continua en la siguiente pagina

Continuación Tabla 4.3. Índice de Formatos Para Mantenimiento Mecánico.

FORMATO Nº	DESCRIPCIÓN	INSTALACIÓN
FORMATO A-M-49	Inspección SISTEMA DE FRENADO	CM
FORMATO A-M-50	Pruebas de operación RADIADORES DEL GENERADOR	CM
FORMATO A-M-51	Inspección general del GENERADOR	CM
FORMATO A-M-54	Limpieza de RADIADORES del generador con químicos	CM
FORMATO A-M-56	Medición de espesores ALABES DEL RODETE	CM
FORMATO A-M-57	Inspección y reparación de FACING PLATES	CM
FORMATO A-M-59	Medición de espesores de tuberías y tapas de radiadores	CM
FORMATO A-M-60	Datos de operación de SERVOMOTORES DE ALABES	CM
FORMATO A-M-62	Limpieza con químicos serpentines de agua de enfriamiento.	CM
FORMATO A-M-64	Inspección de rodamientos .	CM
FORMATO A-M-69	Medición de gap de GUIAS DE ANILLO DE MANDO	CM
FORMATO A-M-70	Medición de espesores en el BOTTON RING	CM
FORMATO A-M-71	Medición de espesores en la TAPA SUPERIOR DE TURBINA	CM
FORMATO A-M-74	Medir espesores del anillo inferior del botton ring.	CM
FORMATO A-M-82	Mantenimiento rutinario CASA DE MAQUINAS	CM
FORMATO A-M-127	Mediciones en Botton Ring y Head Cover (esquema)	CM
FORMATO A-M-128	Mediciones en Botton Ring y Head Cover (datos)	CM

4.5. MANUAL DE PROCEDIMIENTOS.

4.5.1.- GUÍA TÉCNICA.

El Manual de procedimientos es un documento técnico que dispone de toda la información necesaria para facilitar la ejecución de un trabajo predeterminado. Todo proceso de mantenimiento debe disponer de un Manual de Procedimientos, caracterizándose por tener lo siguiente:

- Identificación del proceso de mantenimiento
- Clasificación en subprocesos
- Asignación de actividades para cada subproceso
- Diseño de la tarjeta de procedimientos
- Desarrollo de cada procedimiento

4.5.2. DISEÑO DE LA TARJETA DE PROCEDIMIENTOS.

La tarjeta de Procedimiento es un formato en el que están registrados los pasos que deben seguirse para cumplir con la ejecución de una actividad predeterminada y debe ser concebida de tal forma que su información sea actualizada, de entendimiento fácil, verás y completa.

Una Tarjeta de procedimiento tipo debe contener la siguiente estructura:

- Encabezado
- Descripción de las actividades
- Cada actividad debe tener la alternativa de incluir observaciones y recomendaciones
- Una casilla para establecer las medidas de seguridad.
- Niveles de coordinación
- Tipos de restricciones
- Requerimientos
- Planos y referencias
- Recursos humanos
- Tiempo estimado de ejecución.

El Encabezado.-

Es la identificación misma del procedimiento, por lo que debe contener lo siguiente:

- Nombre de la Empresa
- Nombre del procedimiento
- Sello que identifique si es un Original o Copia
- Identificación de las áreas que poseen este procedimiento
- Un código que identifique el procedimiento
- La periodicidad recomendada para la ejecución del trabajo
- Identificación de la persona que ha desarrollado el procedimiento y su fecha
- Identificación de la persona que ha aprobado y su fecha
- Control de número de hojas

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>	MANTENIMIENTO MAYOR <i>PROCEDIMIENTO</i>		PROCEDIMIENTO: COD #	
			MANTENIMIENTO MECANICO	
			PERIODICIDAD: #	# de #
DISTRIBUIR A: <input type="checkbox"/> Gestión de Calidad <input type="checkbox"/> Mant. Civil <input type="checkbox"/> Programación y Control <input type="checkbox"/> Gestión Humana	<input type="checkbox"/> Mant. Mecánico <input type="checkbox"/> Mant. Eléctrico & Electrónico <input type="checkbox"/> Operación	REV.: <input checked="" type="checkbox"/> Original <input type="checkbox"/> Copia	DESARROLLADO: Nombre FECHA: dd/mm/aa	APROBADO: Nombre FECHA: dd/mm/aa

Descripción de las Actividades.-

Se requiere un formato en el cual se pueda registrar la siguiente información:

- Secuencia de las actividades a realizar (ITEM)
- Descripción clara de la actividad (ACTIVIDAD/DESCRIPCION)
- Datos de calibraciones, referencias, recomendaciones, observaciones, cuidados especiales (REFERENCIAS Y/O OBSERVACIONES).

Se deberá disponer de las casillas suficientes para hacer una descripción clara y amplia del procedimiento.

<i>ÍTEM</i>	<i>ACTIVIDAD/DESCRIPCIÓN</i>	<i>REFERENCIAS Y/O OBSERVACIONES</i>
1	<i>nombre de la actividad</i>	

Medidas de Seguridad, Coordinación y Restricciones.-

Todo procedimiento debe tener una casilla en la que consten todas las medidas de seguridad que se deben tomar en cuenta para la realización de un trabajo, tales como:

- Aislamiento del Sistema.
- Uso de equipo de protección personal
- Trabajo en caliente
- Trabajo en sistemas energizados
- Riesgos de incendio.

En Centrales de Generación Hidráulica el mantenimiento está dividido en diferentes áreas de especialización (mecánica, eléctrico-electrónico, obras civiles, operación), por lo que siempre se requiere antes de intervenir sobre un equipo la coordinación respectiva entre las áreas involucradas en un actividad específica.

En cada procedimiento debe indicarse con quien se debe coordinar, esto define también quien debe tener una copia de este documento, como consta en una casilla del “encabezado”.

En la ejecución de las acciones de mantenimiento se debe tener conocimiento si es necesario establecer ciertas consignaciones como son:

- Central fuera de servicio u operando
- Unidad Fuera de servicio u operando
- Instalación fuera de servicio u operando
- Embalse lleno o vacío

El conocer este tipo de restricciones para realizar el trabajo permitirá establecer las coordinaciones del caso oportunamente, especialmente con el área de operación que es la encargada de las consignaciones de los equipos y unidades de generación.

Con estos requerimientos, las casillas requeridas en la tarjeta de procedimiento serían así:

MEDIDAS DE SEGURIDAD	COORDINAR CON:	RESTRICCIONES
	<input type="checkbox"/> Mant. Mecanico	<i>CENTRAL</i> <input type="checkbox"/> Parada <input type="checkbox"/> Operando
	<input type="checkbox"/> Mant. Electrico	
	<input type="checkbox"/> Mant. Electrónico	<i>UNIDAD</i> <input type="checkbox"/> Parada <input type="checkbox"/> Operando
	<input type="checkbox"/> Mant. Civil	
	<input type="checkbox"/> Operacion	<i>EQUIPO</i> <input type="checkbox"/> Parada <input type="checkbox"/> Operando
	OTROS	<i>EMBALSE</i> <input type="checkbox"/> LLENO <input type="checkbox"/> VACIO
		<input type="checkbox"/> NO REQUIERE

Requerimientos, Planos, Referencias y Recurso Humano.-

Como complemento de la información en un procedimiento de trabajo debe constar lo siguiente:

- Cantidad y tipo de herramientas
- Cantidad y tipo de equipos
- Materiales
- Repuestos
- Planos, catálogos, Información técnica
- Personal requerido
- Horas hombre tentativas

En base a este requerimiento las casillas necesarias serían:

REQUERIMIENTOS				PLANOS Y/O REFERENCIA		RECURSO HUMANO	
EQUIPOS Y HERRAMIENTAS		MATERIALES		PLANO DE REFERENCIA	N° PLANO	PERSONAL	CANT.
Cant/Unid		Cant/Unid					

Registro fotográfico.-

El registro fotográfico ayuda a dejar constancia de los trabajos realizados, v enfatizando en las actividades más relevantes.

En base a lo mencionado la tarjeta queda de la siguiente forma:

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>	REGISTRO FOTOGRAFICO <i>Nombre de la actividad</i>		PROCEDIMIENTO: COD #	
			HOJA: # de #	
			UNIDAD No.	
FOTOGRAFÍA #		COMENTARIOS		
FOTOGRAFÍA #		COMENTARIOS		

CAPÍTULO 5

ELABORACIÓN DEL MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DEL MANTENIMIENTO MAYOR DE LA UNIDAD Nº-1 DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYÁN

5.1. PLANEACIÓN DEL MANTENIMIENTO.

La planeación del mantenimiento mayor, se lo debe realizar a largo plazo, que no debe ser menor a dos años, esto debido a que la mayoría de piezas defectadas requieren repuestos y su fabricación demora entre uno y dos años así como su importación, tal es el caso de las tapas(HC y BR) y rodete.

Para una planeación eficaz, ≥ 2 años, se debe incluir los siguientes pasos:

- Definir una fecha tentativa para el mantenimiento, tomando en cuenta los requerimientos de energía en el Sistema Nacional Interconectado.
- Desarrollar un plan de trabajo.
- Definir una secuencia tecnológica para identificar, materiales necesarios, repuestos, piezas a recuperar, personal apropiado y calificado, equipos y servicios a contratar.
- Revisar la existencia de repuestos en bodega.
- Solicitar la fabricación de partes y piezas no existentes en bodega.
 - Desarrollo de presupuesto técnico de repuestos.
 - Tiempo de reorden (gestión, fabricación, puesta en sitio)
- Verificar la existencia de las herramientas y equipos especiales de desmontaje y montaje, caso contrario tramitar su adquisición.
- Establecer que piezas estarían sujetas a un proceso de recuperación y determinar el proceso.
- Desarrollar un cronograma de recuperación de ciertas piezas o partes en situ o localmente. Para lo cual se debe tomar en cuenta que la recuperación de las piezas no debe estar en la ruta crítica del mantenimiento mayor.
- Asignar cuentas de costos.

La Planificación, en el año de ejecución del mantenimiento, debe:

- Verificar la existencia de todos los repuestos y materiales solicitados y requeridos para el mantenimiento mayor.
- Definir con certeza la fecha exacta de inicio del mantenimiento.
- Establecer un cronograma de actividades. (Barras de Gantt)
- Programar secuencia tecnológica de recuperación.
- Establecer la ruta crítica de las actividades programadas.(PERT-CPM)
- Disponer de un programa de seguimiento y evaluación de avance de trabajo.
- Elaborar procedimientos de trabajo.
- Establecer horarios de trabajo.
- Organizar grupos de trabajo con las destrezas apropiadas y su responsable.

Una de las actividades críticas del mantenimiento mayor son los procesos de recuperación de partes y piezas, es por eso que se debe programar considerando la siguiente secuencia de recuperación.

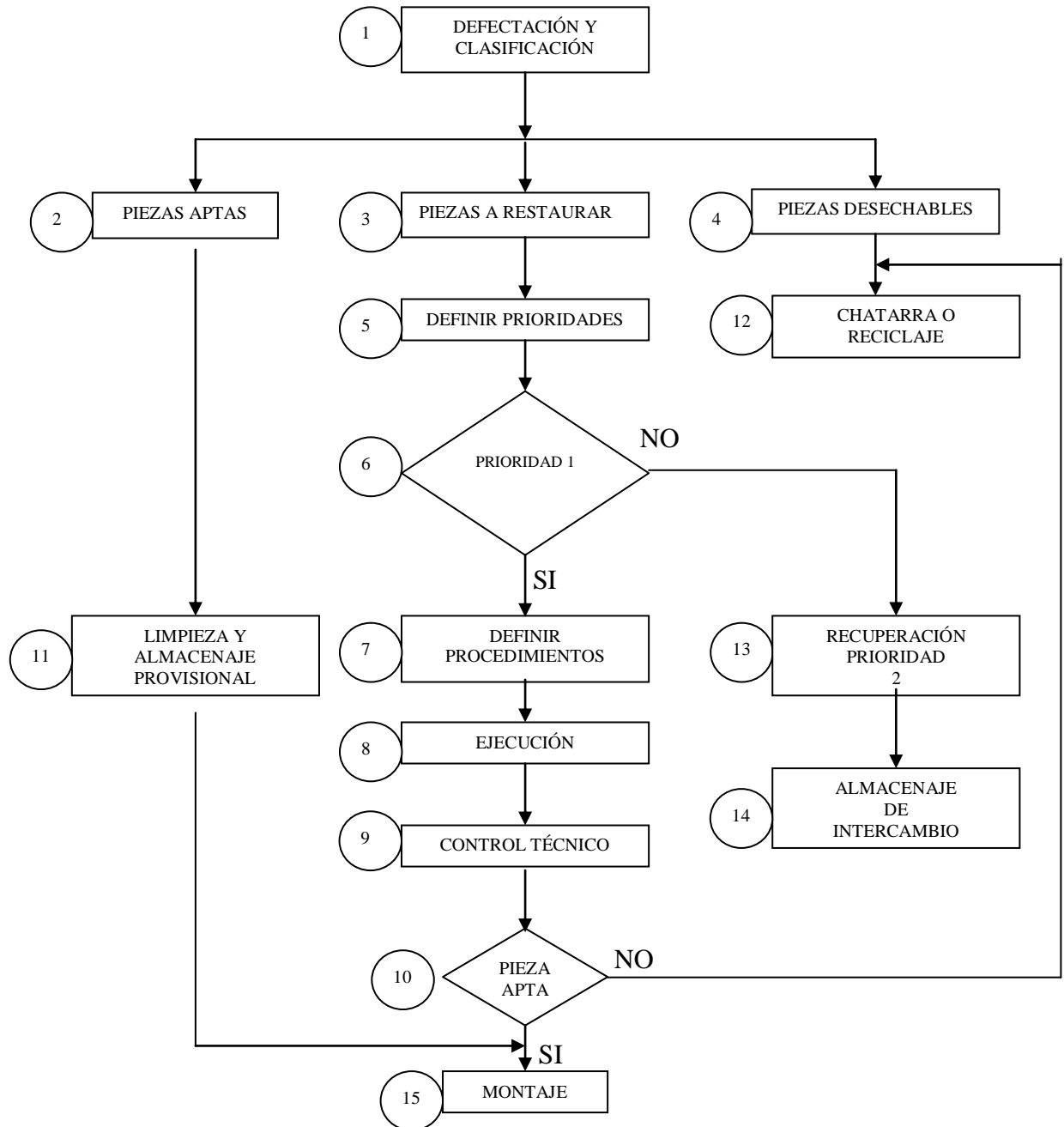
- Definir piezas a recuperar.
- Procedimiento de recuperación.
- Equipos, materiales necesarios.
- Tiempos de estadía inherente.
- Personal calificado para el trabajo.
- Establecer costos de recuperación, análisis de conveniencia.
- Garantizar efectividad y durabilidad en la pieza recuperada.
- Determinar piezas a recuperar luego del mantenimiento mayor a ser utilizadas mediante el procedimiento de intercambio.

Así mismo, se debe identificar las piezas, que mediante el procedimiento de intercambio, pueden ser recuperadas, y que luego de restablecer sus medidas nominales o admisibles pueden ser utilizadas de nuevo, de ahí la importancia del establecer el tiempo oportuno para su restauración.

- Identificación de piezas.
- Definir el máximo deterioro de tal forma que sean luego recuperables.
- Confirmar que existe el repuesto para el cambio.

Para el proceso de restauración se debe seguir la siguiente defectación.

Figura 5.1. Esquema general de restauración en el mantenimiento mayor.



Se ha desarrollado una matriz de recuperación en donde se indica el proceso a seguir para cada una de las piezas que intervienen en el mantenimiento mayor llegando a determinar si son susceptibles a cambio o restauración.

Tabla 5.1. Matriz de recuperación.

MATRIZ DE RESTAURACIÓN												
ITEM	PIEZA	PROCESO										OBSERVACIONES
	TURBINA											
1	RODETE	1	3	5	6	13	14					Repuesto
2	TAPA SUPERIOR	1	3	5	6	13	14					Repuesto
3	TAPA INFERIOR	1	3	5	6	13	14					Repuesto
4	ALABES DIRECTRICES	1	3	5	6	13	14					Repuesto
5	COJINETE SUPERIOR ALABES D.	1	3	5	6	7	8	9	10	15		Manual de procedimientos
6	CONO	1	3	5	6	13	14					Repuesto
7	FLAUTA DEL CONO	1	3	5	6	7	8	9	10	15		Manual de procedimientos
8	COJINETES TURBINA	1	3	5	6	7	8	9	10	15		Manual de procedimientos
9	ENFRIADOR COJINETE TURBINA	1	3	5	6	7	8	9	10	15		Manual de procedimientos
10	SELLO DEL EJE	1	4	12								Repuesto
11	CAMISA DEL EJE EN EL SELLO	1	4	12								Repuesto
12	PACKING BOX	1	2	11	15							
13	PORTA PATINES COJINETE	1	2	11	15							
14	SISTEMA DE ENGRASE	1	2	11	15							
15	INSTRUMENTACIÓN	1	2	11	15							
	REGULADOR											
1	ANILLO ACCIONAMIENTO ALABES	1	3	5	6	7	8	9	10	15		Manual de procedimientos
2	SERVOMOTORES ACCIONAMIENTO A.	1	3	5	6	7	8	9	10	15		Manual de procedimientos
3	ESLABONES DE ALABES	1	3	5	6	7	8	9	10	15		Manual de procedimientos
4	EQUIPO DE ACUMULACIÓN Y BOMBEO	1	2	11	15							
5	SISTEMA VARILLAJE REGULACIÓN	1	2	11	15							
6	INSTRUMENTACIÓN	1	2	11	15							
	GENERADOR											
1	POLOS DEL ROTOR	1	3	5	6	7	8	9	10	15		mantenimiento electrico
2	ESTATOR	1	3	5	6	7	8	9	10	15		mantenimiento electrico
3	COJINETE DE EMPUJE	1	3	5	6	7	8	9	10	15		Manual de procedimientos

... continua en la siguiente pagina

Continuación Tabla 5.1. Matriz de recuperación.

MATRIZ DE RESTAURACIÓN												
ITEM	PIEZA	PROCESO										OBSERVACIONES
4	COJINETE GUÍA INFERIOR	1	3	5	6	7	8	9	10	15	Manual de procedimientos	
5	COJINETE GUÍA SUPERIOR	1	3	5	6	7	8	9	10	15	Manual de procedimientos	
6	ENFRIADOR COJINETE SUPERIOR	1	3	5	6	7	8	9	10	15	Manual de procedimientos	
7	ENFRIADOR COJINETE INFERIOR	1	3	5	6	7	8	9	10	15	Manual de procedimientos	
8	RADIADORES	1	3	5	6	7	8	9	10	15	Manual de procedimientos	
9	GENERADOR DE IMANES PERMANENTES	1	2	11	15							
10	ANILLO DE ESCOBILLAS	1	2	11	15							
11	INSTRUMENTACIÓN	1	2	11	15							
12	SISTEMA DE FRENADO	1	2	11	15							

5.2. PROYECCIÓN DE LA PERIODICIDAD.

La proyección de la periodicidad de un mantenimiento mayor está vinculada con los datos históricos de los anteriores over haules, estimaciones y juicios de los expertos.

Por está razón es importante definir cuando se debe realizar una reparación mayor a una unidad de generación, pues esta decisión implica el planear un paro de la unidad de por lo menos 120 días.

En una central Hidroeléctrica y muy especial en Agoyán, la **turbina es el elemento crítico** que va a determinar cuando se debe realizar un mantenimiento mayor, pues es él que está expuesto a la acción abrasiva del agua y más aún si consideramos que en los últimos años esto se ha visto magnificado por la actividad volcánica del Tungurahua; estos desgastes se reflejan en las condiciones operativas de la unidad. El **generador**, mientras no presente problemas operativos no será determinante en esta decisión así como el **regulador de velocidad**.

Existen algunos factores que inciden directa o indirectamente sobre la vida útil de las turbinas, los mismos que se manifiestan en un mayor o menor desgaste de de las piezas constitutivas .

Entre otros se puede citar los siguientes:

- Diseño.
- Condiciones de operación.
- Materiales utilizados.
- Calidad de agua turbinada.

De todos los factores citados el que realmente está fuera de control es la calidad de agua que depende de:

- La cantidad de sólidos en suspensión.
- El tipo de sólidos.
- Magnitud y forma de los sólidos.

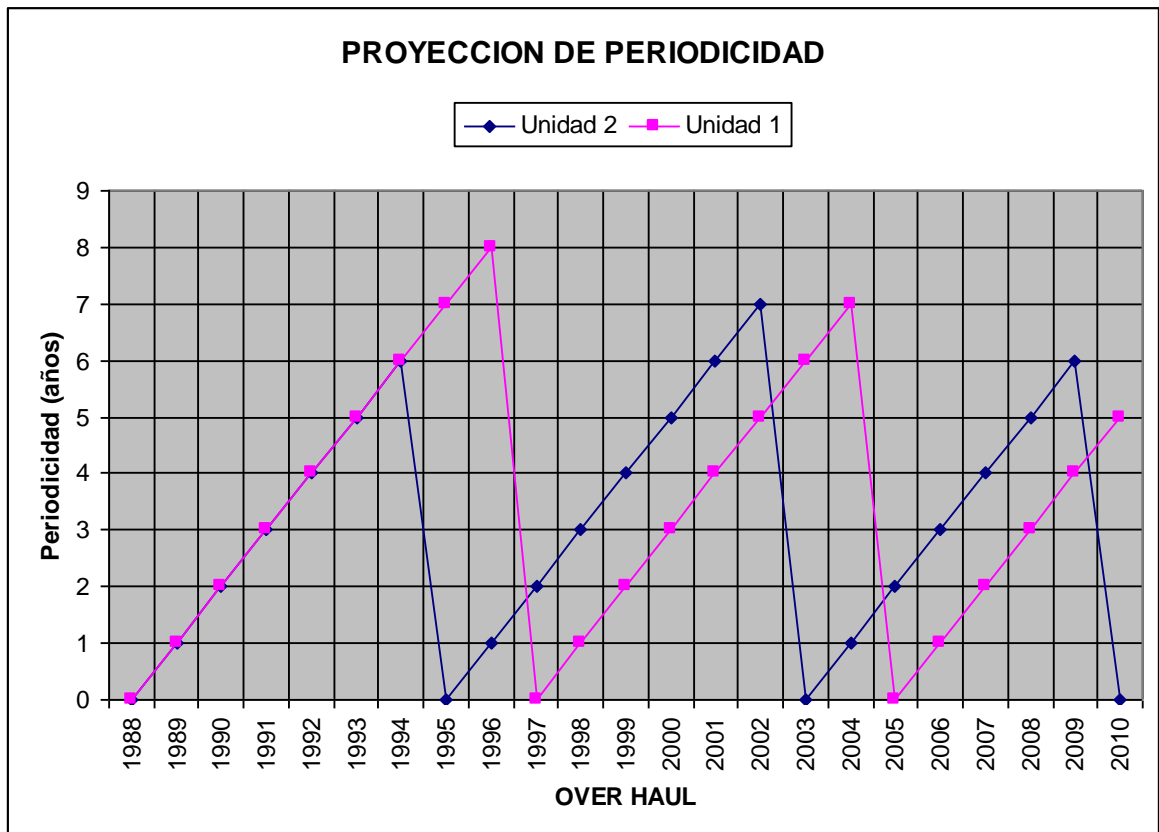
Antecedentes

La unidad 1 entra en funcionamiento en 1.988 y tiene su primer mantenimiento mayor en el año 1.995 con 69.229 horas de operación, el segundo mantenimiento se lleva a cabo en el 2.005 con 58.135 horas de operación desde el último mantenimiento mayor.

Se podría llegar a determinar con qué periodicidad se realiza un mantenimiento mayor, lo cual ayuda a provisionar con antelación los repuestos necesarios, cuantificar la mano de obra requerida y planificar la estadía de la unidad en épocas de menor demanda y sequía.

A continuación se presenta el comportamiento de las unidades de generación a través de los años, en donde se puede ver que existe un promedio 6 a 7 años entre mantenimientos mayores en cada unidad, dependiendo de los factores antes mencionados, lo que haría que se adelante o retrase la ejecución del mismo.

Figura 5.2. Periodicidad en la ejecución de un mantenimiento mayor



Son dos las herramientas que permiten hacer una evaluación de la unidad y proyectar un mantenimiento mayor:

- El mantenimiento predictivo, que son pruebas de diagnóstico que se hace a la unidad cuando ésta se encuentra girando o generando.
- El mantenimiento rutinario y programado, que nos permite determinar el estado de la turbina y el generador, mediante inspecciones con la unidad parada, determinando el real estado de desgaste de sus conjuntos y partes.

5.2.1. PROYECCIÓN POR MANTENIMIENTO PREDICTIVO.

Existen técnicas y procedimientos que permiten hacer una evaluación del estado de la turbina cuando ésta se encuentra operando o en proceso de arranque o parada.

La manera mas fácil y practica de hacer un análisis de los parámetros estructurales monitoreados, es la de la comparación grafica y analítica de los resultados de puesta en marcha con los obtenidos en el transcurrir del tiempo ,

de acuerdo a periodicidades pre-establecidas que será ajustada a la experiencia propia de cada equipo

Los monitoreos determinantes al momento de tomar la decisión de realizar un mantenimiento mayor, sean estos realizados durante la operación normal de la maquina o aprovechando las paradas por baja demanda de energía, bajo nivel del embalse o por mantenimiento programado, son:

- Medición de vibraciones.
- Medición del ruido en tubo de succión.
- Medición de presiones antes y después de la válvula mariposa.
- Medición de la oscilación del eje.
- Medición de temperaturas en cojinetes.
- Medición de eficiencia de la turbina.
- Medición de la velocidad del rodete en el momento de arranque con Válvula mariposa abierta.
- Análisis de vibraciones en sus cojinetes y tubo de succión.
- Análisis de la tendencia de temperaturas en el cojinete de empuje de la unidad.
- Análisis de degeneración del aceite.
- Equilibrio de presiones para apertura de la válvula mariposa.
- Pérdida de eficiencia de la turbina.

Extrapolación de Tendencias.

Se llego a determinar la necesidad de un mantenimiento mayor mediante una proyección por tendencia, prediciendo el momento en el que la máquina se salga de sus límites operativos, poniendo en peligro la integridad de los equipos y reduciendo la confiabilidad en la operación.

Para poder realizar estas proyecciones se toman en cuenta los límites operativos de los equipos existentes, los mismos que están basados con la puesta en marcha inicial de la máquina y el operar diario.

Vibraciones.- El desgaste en rodete, álabes directrices y anillos de desgaste, hacen que el flujo de agua a su paso por el rodete produzca un desequilibrio de flujo provocando incremento de vibraciones específicamente en el cojinete turbina y en el tubo de succión, el análisis está basado en la Norma ISO N° 10816 5-1998, según la cual un valor por encima de 5,6mm/seg. de vibración ya no es una condición recomendada para operación confiable.

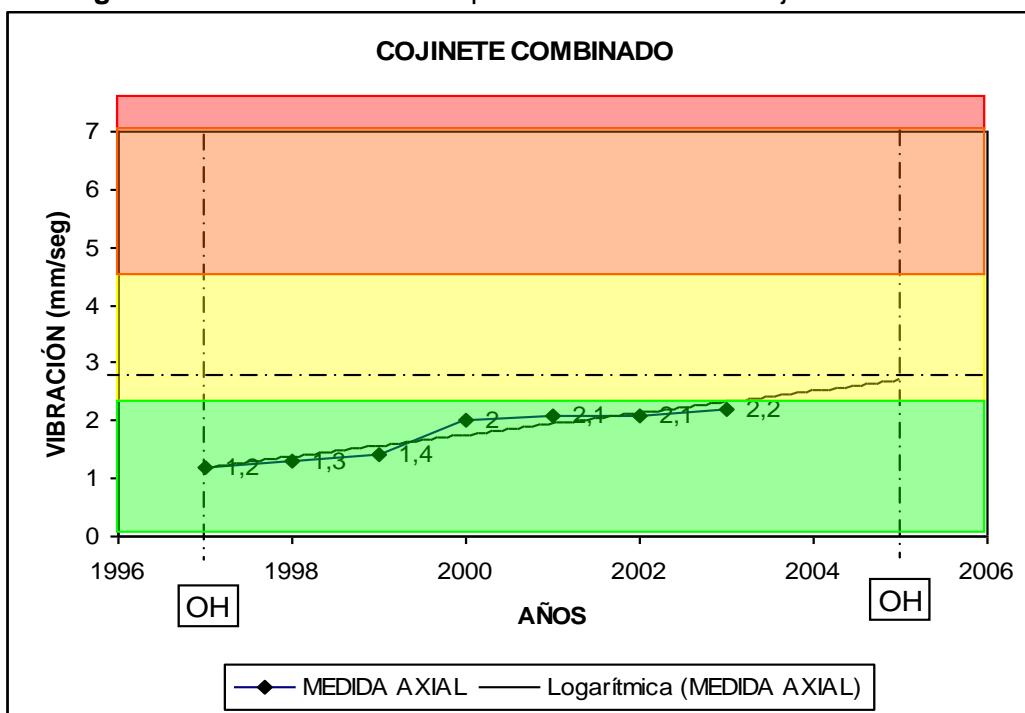
Tabla 5.2. Norma ISO N° 10616-5-1998

CARTA DE SEVERIDAD DE VIBRACIONES			
ISO 10816- 5 – 1998 CLASE III			
Velocidad Over all		Tipo soporte	
Mm/sg.	In/sg	Rígido	Flexible
0,46	0,018	BUENO	BUENO
0,71	0,028		
1,12	0,044		
1,8	0,071		
2,8	0,11	SATISFACTORIO	SATISFACTORIO
4,6	0,18		
7,1	0,28	RIESGOSO	RIESGOSO
11,2	0,44		RIESGOSO
18	0,71		RIESGOSO
28	1,1	INDESEABLE	INDESEABLE
71	2,8		





El incremento de vibraciones se debe al aumento del empuje hidráulico a consecuencia del desgaste en los laberintos del rodete.

En el 2003 se hizo una proyección por tendencia para predecir el nivel de vibraciones en el 2005, determinando que el incremento de vibraciones es moderado y su tendencia no llega a valores críticos.

Figura 5.3. Tendencia de falla por vibraciones en el cojinete combinado.



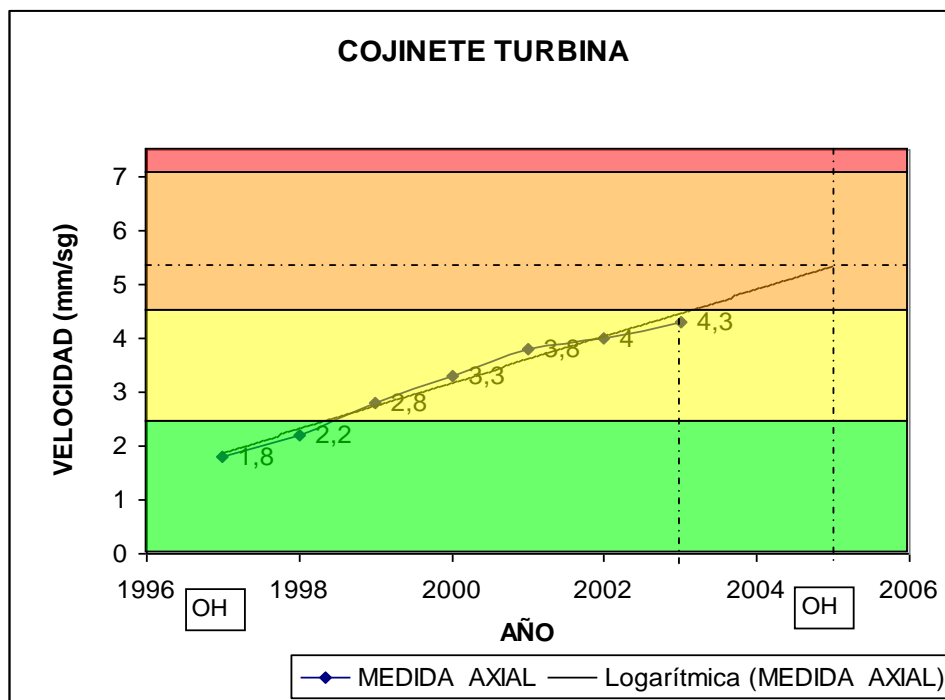
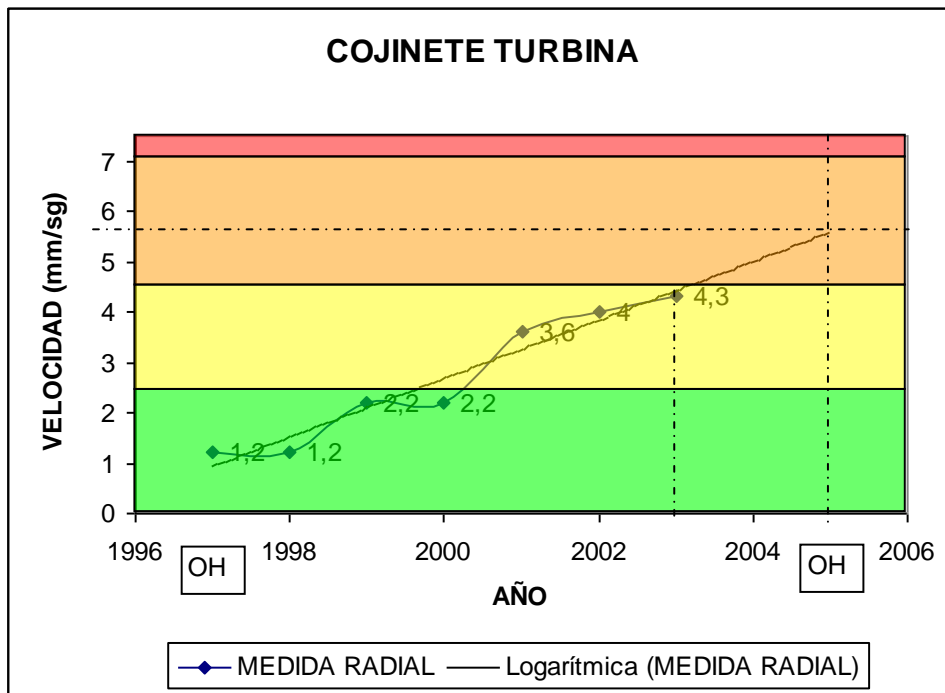
SIMBOLOGÍA:

OH:	Over Haul o Mantenimiento Mayor.	
	Condición operativa máquina nueva	2,3 mm/seg
	Operación permitida o aceptable por largo tiempo.	4,5 mm/seg.
	Operación permitida por corto tiempo.	7,1 mm/seg.
	La vibración causa daños.	

El incremento de vibraciones es paulatino a consecuencia del desgaste que sufre el rodete, alabes directrices, anillos de desgaste.

En el 2003 se hizo, de igual manera una proyección por tendencia logarítmica y se obtiene una vibración esperada para el año 2005 de 5,5 mm/seg., que de acuerdo a la carta de severidad de vibración enunciada en la tabla 5.2. , es una condición para operación no continua.

Figura 5.4. Tendencia de falla por vibraciones en cojinete de turbina (radial y axial)



SIMBOLOGÍA:

OH: Over Haul o Mantenimiento Mayor.

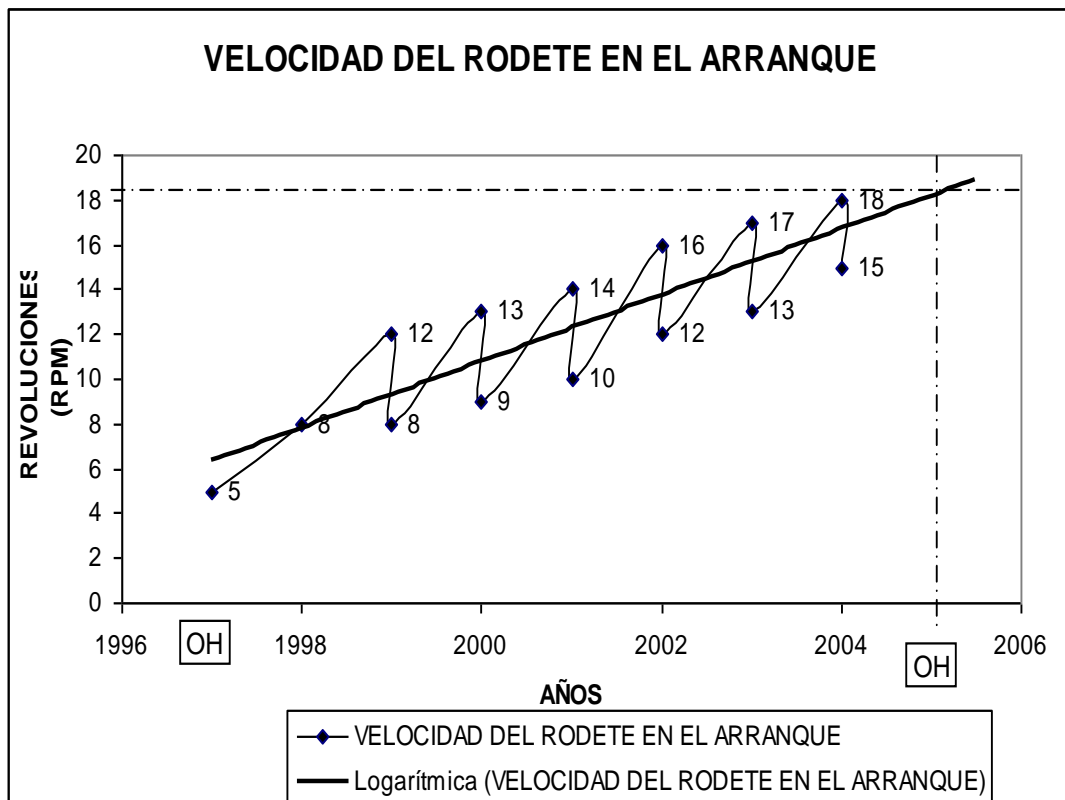
	Condición operativa máquina nueva	2,3 mm/seg
	Operación permitida o aceptable por largo tiempo.	4,5 mm/seg.
	Operación permitida por corto tiempo.	7,1 mm/seg.
	La vibración causa daños.	

Velocidad.- El desgaste en alabes directrices, hace que el ingreso de agua al rodete sea cada vez mayor, propiciado de está manera un incremento de la velocidad del rodete durante el arranque.

Si bien este no es un parámetro que tenga definido valores máximos admisibles da una idea del progreso de desgaste en los alabes.

Los picos inferiores en la curva, corresponde a las reparaciones que se hace con cerámicos metálicos u otros procesos tecnológicos de reparación.

Figura 5.5. Tendencia de falla por aumento de velocidad del rodete en el arranque.



Este aumento de velocidad se ve reflejado en el equilibrio de presiones aguas arriba y abajo de la válvula mariposa. De acuerdo al diseño, el control especifica una apertura automática de la mariposa con un desequilibrio de presión de hasta de hasta el 70% en el caracol.

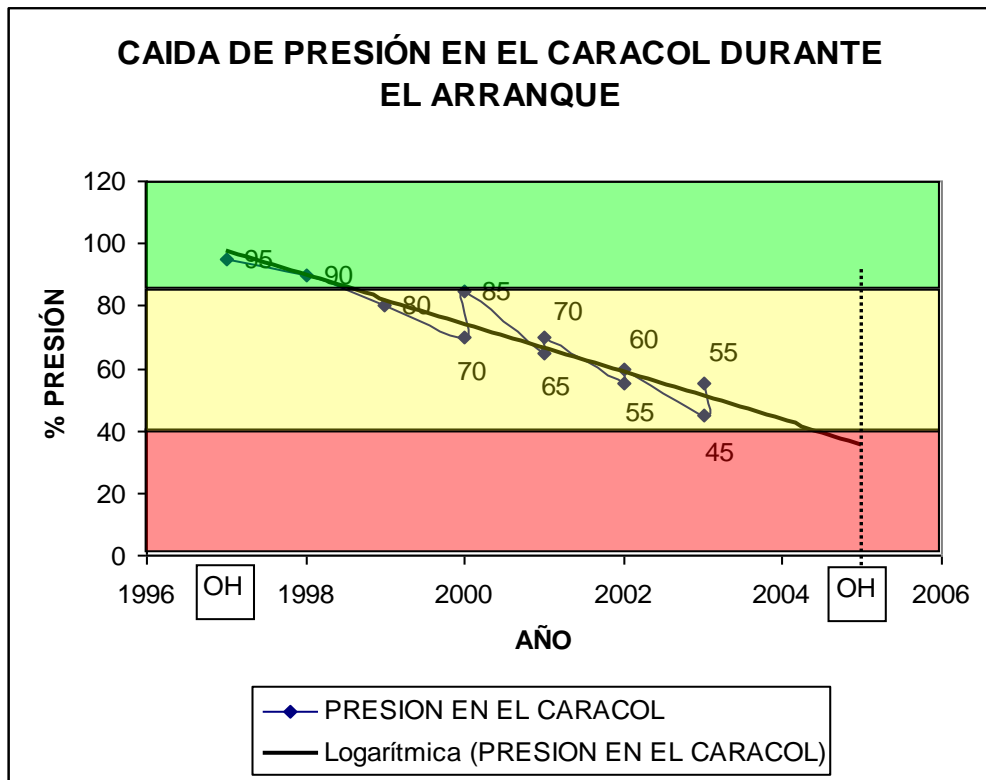
Bajo el 70% de presión en el caracol se requiere de una bomba hidráulica para ejercer una fuerza adicional al cilindro de accionamiento de la mariposa.

Bajo el 35% de presión en el caracol es una situación riesgosa de sobreesfuerzo en la válvula y con el peligro de que la mariposa ya no abra.

La pérdida de presión en el caracol es consecuencia del desgaste en los alabes directrices móviles.

Los picos superiores en la curva son cuando se ha realizado reparación de los álabes con cerámicos metálicos.

Figura 5.6.Caída de presión de en el caracol.



SIMBOLOGÍA:

OH: Over Haul o Mantenimiento Mayor.



Condición operativa normal.

Operación permitida pero con apoyo de un gato hidráulico.

Condición de riesgo, posibilidad de no abrir válvula mariposa.

Temperatura.- La temperatura en el cojinete de empuje tiene una tendencia de incremento con el tiempo, esto es consecuencia del incremento del empuje hidráulico en la turbina, el mismo que se incrementa a consecuencia del aumento de los juegos (GAP) entre el rodete y sus anillos de desgaste.

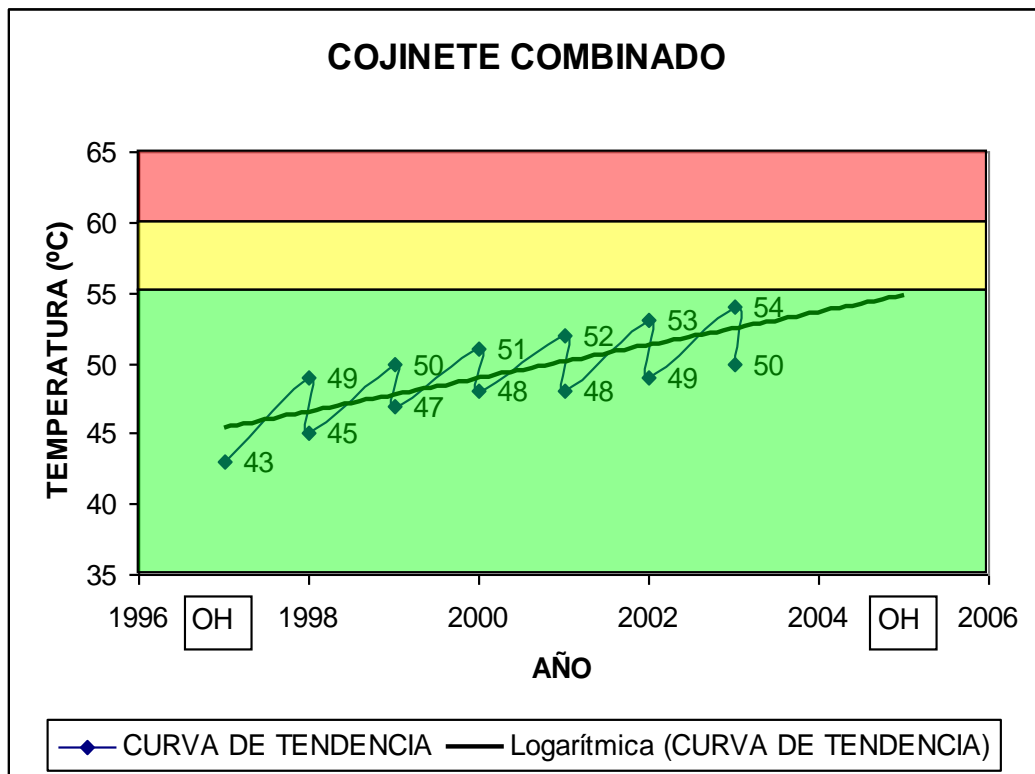
Los picos inferiores de la curva son debidos a trabajos de limpieza de los intercambiadores de calor.

La temperatura en este cojinete es un gran indicativo del incremento del empuje hidráulico, consecuencia del desgaste en los anillos de laberinto en la parte superior e inferior del rodete.

Descontando la influencia por ensuciamiento de los intercambiadores de calor, el real incremento de temperatura en el cojinete seria la curva que une los picos inferiores.

Los valores alcanzados hacen que sea necesario una reparación de la turbina incluido una inspección del cojinete.

Figura 5.7. Tendencia de falla por aumento de temperatura en el cojinete combinado.



..continúa en la siguiente página

Continuación Figura 5.7. Tendencia de falla por aumento de temperatura en el cojinete combinado.

SIMBOLOGÍA:

OH: Over Haul o Mantenimiento Mayor.



Condición operativa aceptable.

Actúa alarma alta temperatura metal cojinete combinado.

Actúa disparo de unidad alta temperatura metal cojinete combinado.

Oscilación del eje.- Es una medida del cabeceo de todo el conjunto turbina generador, en este caso en el que se tiene cojinetes del tipo patines, que presenta un juego predeterminado, esta medida es de suma importancia por cuanto se debe determinar valores máximos que permitan evitar que el eje comience a golpear con el cojinete. La oscilación del eje se ve incrementada a consecuencia de la distorsión del flujo al ingreso y salida del rodete y a la distorsión del vórtice, consecuencia del exagerado desgaste de sus partes.

Tabla 5.3. Oscilaciones del eje inicial y antes del Mantenimiento Mayor.

Oscilación del eje puesta en marcha:	0,10 mm p
Oscilación del eje antes del mantenimiento mayor:	0,20 mm p

El valor máximo está determinado por la Norma NEMA MG 5.2.13 (1972), según la cual se tiene los siguientes valores limites:

Tabla 5.4 Valores admisibles de oscilaciones bajo la Norma NEMA MG 5.2.13 (1972).

Optimo:	20% G.
Bueno :	50% G.
Aceptable:	70% G.
No aceptable:	> 70% G.

Siendo G el gap diametral del cojinete, con un valor de 0.60mm del cojinete de turbina, medido mediante un sensor de aproximación.

Ruido.-En el tubo de succión es en donde se genera el vórtice típico en Turbinas Francis, cuando la operación es suave, turbina nueva, este se genera y desaparece sin golpeteos ni ruido, pero cuando ya existe distorsión del flujo a la salida, se nota golpeteos en el tubo de succión e incremento del ruido. No existen valores máximos pero si referenciales así:

Tabla 5.5. Valores registrados de Ruido en tubo de Succión.

Ruido en tubo de succión puesta en marcha:	90 db
Ruido en tubo de succión antes del mantenimiento mayor:	110 dB

Eficiencia.-La medición de la eficiencia efectiva de una turbina es una actividad que demanda de mucho instrumental y sobre todo de gran precisión, esto solamente se lo hace en la etapa de recepción y su valor nominal es del 96%. Ya en la etapa de operación y mantenimiento lo que se hace es una verificación de la eficiencia relativa de la turbina en base a la determinación del caudal turbinado vs. la potencia generada. Sin que este sea un valor exacto, si representa un dato referencial en el cual se puede apreciar que para una misma potencia se necesita un mayor caudal, es decir el desgaste provoca una pérdida de eficiencia que se refleja en un incremento de caudal turbinado del recurso hídrico, se ha evaluado hasta una pérdida de entre el 5 y el 10% de eficiencia.

5.2.2. PROYECCIÓN POR MANTENIMIENTO PROGRAMADO.

Con la unidad parada, se realizan las siguientes inspecciones:

- Medición de espesores del rodete.
- Calibración de juegos (GAP) entre las partes fijas y móviles de la turbina.
- Estado superficial de los álabes del rodete (erosión, cavitación).
- Estado superficial de los álabes directrices y anillos de desgaste.
- Calibración de juegos (GAP) entre álabes directrices y anillos de desgaste.
- Medición de espesores en las tapas superior e inferior de la turbina.

Todas estas mediciones y registros, fueron sometidas a un análisis, llegando a determinar la necesidad de realizar un mantenimiento mayor en el año 2005 y su ejecución fue programada de acuerdo a estadísticas que determinan las fechas de menor demanda de energía así como periodos de estiaje.

Para este mantenimiento mayor se considero realizarlo en 118 días calendarios iniciando el 25 de abril del 2005, en donde las actividades más relevantes son las siguientes:

- Cambio del rodete, por uno reparado.
- Cambio de los alabes directrices, por un juego reparado.
- Cambio del bottom ring por uno reparado.
- Cambio del Head cover.
- Cambio del cono del rodete.
- Inspección de cojinetes turbina-generador.
- Cambio de aceite, cojinetes y regulador.
- Cambio del sello del eje.
- Inspección del generador.
- Limpieza enfriadores del generador.
- Inspección elementos de fijación del estator.
- Pintura del caracol.
- Pintura de tuberías agua enfriamiento.

En el **Anexo 5.1.** consta el cronograma general de actividades del mantenimiento mayor en un sistema de barras de Gantt.

En el **Anexo 5.2.** consta un diagrama PERT-CPM, en donde se identifica la ruta crítica.

5.3. PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO.

Una vez establecido el cronograma de actividades, cada una de ellas deberá tener su respectivo procedimiento de trabajo, enmarcado en el formato previamente establecido, como se lo especificó en el Capítulo 4, numeral 4.5.

De acuerdo al cronograma, se tendrá procedimientos de:

- Desmontaje.
- Procedimientos de ensayos no destructivos para definir la utilización o no de una pieza.
- Recuperación de partes y piezas.
- Montaje.
- Pruebas y puesta en marcha.

Tabla 5.6. Formato de Procedimientos del Manual de Over-Haul.

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑÍA DE GENERACIÓN HIDROELECTRICA		<i>MANTENIMIENTO MAYOR UNIDAD N° #</i> <i>PROCEDIMIENTOS</i>		FORMATO: COD-##
		MANTENIMIENTO MECANICO		PERIODICIDAD: # de #
DISTRIBUIR A : <input type="checkbox"/> Gestion de Calidad <input type="checkbox"/> Mant. Mecanico <input type="checkbox"/> Mant. Civil <input type="checkbox"/> Mant. Electrico & Electronico <input type="checkbox"/> Programacion y Control <input type="checkbox"/> Operacion <input type="checkbox"/> Gestion Humana <input type="checkbox"/> Relacion con el cliente		REV.: <input type="checkbox"/> Original <input type="checkbox"/> Copia	DESARROLLADO: Nombre FECHA: dd/mm/aa	APROBADO: Nombre FECHA: dd/mm/aa
ÍTEM	ACTIVIDAD/DESCRIPCIÓN	REFERENCIAS Y/O OBSERVACIONES		
1	<i>nombre de la actividad</i>			

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑÍA DE GENERACION HIDROELECTRICA		MANTENIMIENTO MAYOR UNIDAD N° # <i>nombre de la actividad</i>			FORMATO: COD-## <hr/> HOJA: # de # <hr/> TIEMPO PREVISTO:				
		MEDIDAS DE SEGURIDAD				COORDINAR CON:		RESTRICCIONES	
						<input type="checkbox"/> Mant. Mecanico <input type="checkbox"/> Mant. Electrico <input type="checkbox"/> Mant. Electrónico <input type="checkbox"/> Mant. Civil <input type="checkbox"/> Operacion OTROS		CENTRAL <input type="checkbox"/> Parada <input type="checkbox"/> Operando UNIDAD <input type="checkbox"/> Parada <input type="checkbox"/> Operando EQUIPO <input type="checkbox"/> Parada <input type="checkbox"/> Operando EMBALSE <input type="checkbox"/> LLENO <input type="checkbox"/> VACIO <input type="checkbox"/> NO REQUIERE	
REQUERIMIENTOS				PLANOS Y/O REFERENCIA		RECURSO HUMANO			
<i>EQUIPOS Y HERRAMIENTAS</i>		<i>MATERIALES</i>		<i>PLANO DE REFERENCIA</i>	<i>N° PLANO</i>	<i>PERSONAL</i>	<i>CANT.</i>		
<i>Cant/Unid</i>		<i>Cant/Unid</i>							
TOTAL						0			

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPañA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>	<p style="text-align: center;">MANTENIMIENTO MAYOR UNIDAD N° #</p> <p style="text-align: center;"><i>nombre de la actividad</i></p>	FORMATO: COD-##
		HOJA: # de #
		UNIDAD No.
FOTOGRAFIA 1		COMENTARIOS
FOTOGRAFIA 2		COMENTARIOS

5.3.1. EJECUCIÓN DEL MANTENIMIENTO.

Se inicia el mantenimiento mayor el 25 de abril del 2005 de acuerdo a lo programado, estableciendo dos grupos de trabajos simultáneos y debidamente coordinados, uno en el recinto turbina y el otro en el recinto generador.

Antes del mantenimiento mayor se registran las condiciones operativas de la unidad en el formato MM-01. **Anexo 5.3.** “Registro de datos de operación antes del mantenimiento mayor de la central Hidroeléctrica Agoyán.”

5.3.2. MANUAL TÉCNICO DE PROCEDIMIENTOS

En el manual constan los procedimientos de trabajo de las actividades más relevantes del cronograma establecido para el mantenimiento mayor de una unidad de generación.

El manual técnico de procedimientos se encuentra en el toma número 2 de este proyectos de grado.

5.4. RESULTADOS ESPERADOS.

EL mantenimiento mayor fue programado realizarlo en 118 días calendario, el mismo que fue ejecutado en 107 días, siendo merito de todos los participantes y de una adecuada planificación.

La anticipación a la planificación inicial significo un ingreso por generación de 11 días y no crear racionamientos de energía eléctrica.

Se cumplió con el objetivo principal de realizar un mantenimiento mayor que es el de recuperar las condiciones operativas de la unidad de generación de tal forma de garantizar una operación confiable y segura.

Deberán ser verificados los siguientes parámetros:

- Temperatura en los cojinetes tanto aceite como metal.
- Nivel de vibraciones en cojinetes y estator.
- Nivel de ruido en turbina, acople y generador.
- Presiones de trabajo en tubo succión y laberinto turbina.
- Tiempos de arranque y parada de la unidad.
- Comportamiento de la unidad ante un rechazo de carga específicamente su embalamiento y sobre presión.
- Rendimiento relativo; relación Caudal vs. Potencia

Todos estos valores son registrados y comparados con los datos entregados por el fabricante, llegando a la conclusión, que la unidad luego de haber sido sometida a un mantenimiento mayor ha recuperado en un 100 % sus características operativas nominales.

Los valores registrados luego del mantenimiento mayor son los siguientes:

Tabla 5.7. Datos de operación registrados luego del mantenimiento mayor.

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPañIA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>		O V E R H A U L U 1 REGISTRO DE DATOS DE OPERACION LUEGO DEL MANTENIMIENTO MAYOR										UNIDAD: 1 FECHA: 09-08-05 FORMATO MM-57 1/6
PRUEBA N°			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
HORA		(h - m)	8:43	8:54	9:13	10:36	10:54	11:06	13:24	13:38	15:35	
VOLTAJE EN LA LINEA		(KV)	140,6	141,4	141,2	141,2	142,8	142,4	142,7	142,6	142,2	
GENERADOR E/C	POTENCIA	(MW)	0	10	20	30	40	50	60	70	78	
	VOLTAJE	(KV)	13,5	13,4	13,4	13,4	13,5	13,5	13,5	13,5	13,6	
	CORRIENTE	(KA)	0,00	0,50	0,90	1,32	1,78	2,20	2,60	3,00	3,46	
EXCITACION E/C	VOLTAJE	(V)	100	109	110	120	130	132	142	150	178	
	CORRIENTE	(A)	0,46	0,50	0,50	0,54	0,59	0,60	0,62	0,65	0,75	
TURBINA	ALABES	PRINCIPAL	(mm)	26	67	96	124	151	170	201	227	262
	SERVOMOTOR	AUXILIAR	(mm)	5	13	19	24	29	33	39	44	74
	PORCENTAJE LIMITE DE APERTURA		%	8	23	32	42	49	56	65	51	86
	PRESION	TUBERIA PRESION	(mca)	158,7	158,3	157,8	157,4	155,8	155,2	153,8	152,0	150,1
		CARACOL	(mca)	159	158	157,8	157	155	155	154	152	150
		TUBERIA DE SUCCION	(Bar)	0,60	0,65	0,60	0,75	0,80	0,80	0,80	0,55	0,55
		PRIMING	(mca)	65	71	78	83	86	90	96	103	106
		RUNNER SIDE	(mca)	68	68	68	68	68	68	68	75	80
		RUNNER BACK psi	(1 st)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		RUNNER BACK	(2 st)	0	0	0	0	0	0	0	1,3	2,8
TURBINE BEARING		(3 rd)	14,5	15,0	15,0	15,0	15,0	12,0	14,0	15,0	15,0	
PAKING BOX	(mca)	40,5	41,0	40,5	37,0	40,0	40,0	39,0	38,0	37,0		
NIVEL DEL EMBALSE		(msnm)	1650,70	1650,73	1650,85	1650,91	1650,94	1650,97	1650,79	1650,76	1650,46	
NIVEL EN LA DESCARGA	REGLETA	(msnm)	1490,80	1490,90	1490,00	1490,10	1490,20	1490,30	1490,40	1490,50	1490,60	
	DISPLAY E/C	m	0,32	0,30	0,28	0,20	0,20	0,24	0,48	0,68	0,72	

Realizado por: Ing. Santiago Cunalata

Revisado por: Ing. Iván Herrera

O V E R H A U L U 1
REGISTRO DE DATOS DE OPERACION LUEGO DEL
MANTENIMIENTO MAYOR

UNIDAD: **1**
 FECHA: 09-08-05
 FORMATO MM-57 2/6

PRUEBA N°			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
GENERADOR	POTENCIA	(MW)	0	10	20	30	40	50	60	70	78		
OSCILACION													
EJE TURBINA													
VIBRACIÓN (1/100mm)	COJINETE SUPERIOR GENERADOR	VERTICAL	AMPLITUD										
			VELOCIDAD										
		HORIZONTAL	AMPLITUD										
			VELOCIDAD	1,1	1,4	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,9	1,9	
		AXIAL	AMPLITUD										
			VELOCIDAD	1,3	1,3	1,4	1,5	1,4	1,6	2,0	2,0	2,1	
	COJINETE COMBINADO	VERTICAL	AMPLITUD										
			VELOCIDAD										
		HORIZONTAL	AMPLITUD										
			VELOCIDAD	1,2	1,6	1,7	1,7	1,7	1,4	1,9	1,5	1,6	
		AXIAL	AMPLITUD										
			VELOCIDAD	1,1	9,0	1,1	1,3	1,3	1,4	1,5	1,4	1,5	
	COJINTE TURBINA	VERTICAL	AMPLITUD										
			VELOCIDAD										
		HORIZONTAL	AMPLITUD										
VELOCIDAD			0,7	0,5	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7		
AXIAL		AMPLITUD											
		VELOCIDAD	0,9	0,6	0,6	0,6	0,8	1,2	1,6	1,7	1,8		
NIVELES DE RUIDO	RECINTO DE LA TURBINA		Dcb:	90,0	91,0	93,0	91,5	93,0	96,5	99,0	98,0	100,0	
	EN EL TUBO DE SUCCIÓN		Dcb:	96,5	98,0	100,0	97,5	99,5	101,0	103,0	104,0	105,0	
	RECINTO DE GENERADOR		Dcb:	108,5	108,0	108,5	109,0	109,0	107,5	109,5	109,0	109,5	
SUMINISTRO AIRE AL TUBO DE SUCCION VALVULA ABIERTA 20AS			Posicion	Abierto	Abierto	Abierto	Abierto	Abierto	Abierto	Cerrado	Cerrado	Cerrado	
TEMPERATURA RECINTO GENERADOR			°C	23,5	24,5	25,0	24,5	25,0	25,0	24,5	25,5	25,0	
TEMPERATURA RECINTO TURBINA			°C	24,8	24,0	24,2	25,0	24,8	24,5	26,0	26,0	27,0	

Realizado por: Ing. Santiago Cunalata

Revisado por: Ing. Iván Herrera

O V E R H A U L U 1
REGISTRO DE DATOS DE OPERACION LUEGO DEL
MANTENIMIENTO MAYOR

UNIDAD: **1**
FECHA: 09-08-05
FORMATO MM-57 3/6

PRUEBA N°				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
POTENCIA (MW)				0	10	20	30	40	50	60	70	78			
TEMPERATURA (°c)	R	DEVANADO DEL ESTATOR	REGISTRADOR	A	40,9	41,9	43,3	50,8	52,4	58,5	73,6	75,9	90,9		
				C/M	B	40,9	42,8	44,1	51,7	53,3	59,3	74,5	76,7	91,6	
					C	40,9	42,5	43,8	51,1	52,6	58,6	72,9	75,3	89,7	
			INDICADOR	A	42,0	43,0	44,0	50,5	53,0	57,0	70,0	72,0	85,0		
				C/M	B	42,0	44,0	45,0	52,5	55,0	59,0	72,0	75,0	89,5	
					C	43,0	44,0	45,0	52,0	54,5	58,0	71,0	73,0	87,0	
		NUCLEO DEL ESTATOR	REGISTRADOR	C/M		41,5	44,4	44,9	47,8	48,0	49,4	55,2	55,4	59,8	
			INDICADOR			45,0	46,0	47,0	49,0	49,5	50,5	55,5	55,5	60,0	
		T	TEMPERATURA DEL AIRE FRIO	REGISTRADOR	C/M		21,8	22,2	22,3	23,0	23,0	23,5	25,2	25,3	26,8
							22,3	22,7	22,8	23,7	23,8	24,2	26,0	26,1	27,6
			INDICADOR			21,3	21,8	21,9	22,6	22,7	23,0	24,7	24,9	26,2	
							24,0	24,0	24,0	25,0	25,0	25,5	27,5	27,5	29,0
	D	COJINETE GUIA SUPERIOR METAL	REGISTRADOR	C/M		32,4	33,4	33,9	34,9	34,9	35,0	35,6	35,6	35,9	
			INDICADOR	C/M		32,0	33,0	33,0	34,0	34,0	34,0	34,5	35,0	35,0	
				E/C		29,0	30,0	30,0	31,0	31,0	31,0	32,0	32,0	32,0	
		COJINETE GUIA INFERIOR	REGISTRADOR	C/M		35,0	35,7	36,0	36,5	36,4	36,5	36,8	36,8	36,9	
			INDICADOR	C/M		37,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	39,0	38,0	
				E/C		34,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
	COJINETE EMPUJE	REGISTRADOR	C/M		38,4	39,9	40,1	40,4	40,4	40,8	41,6	41,7	42,2		
		INDICADOR	C/M		*	*	*	*	*	*	*	*	*		
E/C				39,0	39,0	39,5	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	41,0		
COJINETE TURBINA METAL	REGISTRADOR	C/M		33,9	35,7	36,2	36,8	36,8	36,6	36,6	36,6	36,2			
	INDICADOR	C/M		38,0	38,0	38,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0			

Realizado por: Ing. Santiago Cunalata

Revisado por: Ing. Iván Herrera

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA				O V E R H A U L U 1 REGISTRO DE DATOS DE OPERACION LUEGO DEL MANTENIMIENTO MAYOR										UNIDAD: 1 FECHA:09-08-05 FORMATO MM-57 4/6	
PRUEBA N°				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
POTENCIA				MW	0	10	20	30	40	50	60	70	78		
TEMPERATURA (°c)	RTD	ACEITE COJINETE SUPERIOR	REG.	C/M	26,8	27,4	28,0	29,1	29,2	29,3	30,1	30,2	30,4		
			IND.		28,0	29,0	30,0	31,0	31,0	31,0	32,0	32,0	32,0		
		ACEITE COJINETE INFERIOR	REG.	C/M	30,9	31,6	31,8	32,0	32,0	32,0	32,0	32,2	32,2	32,5	
			IND.		33,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	
		ACEITE COJINETE TURBINA	REG.	C/M	23,8	27,3	28,6	29,5	29,5	29,5	29,5	29,6	29,6	29,6	
		SELLO EJE TURBINA	REG.	C/M	17,3	17,5	17,6	17,4	17,5	17,6	17,6	17,6	17,7	17,9	
			IND.		19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	20,0	
		CCT	METAL COJINETE TURBINA		38 DW	34,5	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	34,5	34,0	33,0
	COJINETE TURBINA ACEITE		38 DQW	29,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	31,0	31,0	31,0		
	SELLO EJE TURBINA		38 DS	20,0	20,0	20,5	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0		
	METAL COJINETE GUIA SUPERIOR		38 DU N° 3 METAL	30,5	31,0	31,5	32,5	32,5	32,5	32,8	33,0	33,2	33,5		
	METAL COJINETE GUIA INFERIOR		38 DL N° 1 METAL	33,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,5	34,0	34,0		
	METAL COJINETE COMBINADO		38 DT N° 1 PAD	38,5	39,0	39,0	39,0	39,5	39,5	39,8	40,0	40,0	40,2		
	COJINETE SUPERIOR ACEITE		38 DGU	27,5	28,0	28,5	29,5	29,5	29,5	30,0	30,5	30,5	30,5		
COJINETE INFERIOR ACEITE			38 DQL	31,5	32,0	32,5	32,5	32,5	32,5	32,8	32,5	32,5	32,5	32,5	
GTB RELAY	SALIDA DE AIRE RADIADORES			N° 1	36,1	36,5	37,0	39,2	39,5	40,9	45,0	45,9	49,9		
				N° 2	38,0	38,0	38,5	40,9	41,0	42,9	47,0	47,9	51,9		
				N° 3	36,0	36,0	36,5	38,3	38,9	40,2	45,0	45,0	49,9		
				N° 4	36,0	36,0	36,1	38,2	38,9	40,2	45,0	45,2	49,9		
				N° 5	35,0	35,0	35,9	38,0	38,5	39,9	44,8	45,0	49,5		
				N° 6	36,9	37,0	37,5	39,9	39,9	41,0	45,9	46,1	50,0		
				N° 7	35,5	35,5	35,9	38,0	38,3	39,9	44,2	44,5	48,5		
				N° 8	35,5	35,5	35,9	38,0	38,3	39,9	44,0	44,2	48,2		
Realizado por: Ing. Santiago Cunalata				Revisado por: Ing. Iván Herrera											

O V E R H A U L U 1
REGISTRO DE DATOS DE OPERACION LUEGO DEL
MANTENIMIENTO MAYOR

UNIDAD: 1
 FECHA: 09-08-05
 FORMATO MM-57 5/6

PRUEBA N°			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
POTENCIA			MW	0	10	20	30	40	50	60	70	78	
TEMPERATURA (°C)	GTB RELAY	COJINETE GUIA SUPERIOR METAL	38 U1 N° 2 METAL	34,9	35,0	35,9	36,2	36,5	36,9	37,9	37,9		
			38 U2 N° 4 METAL	33,9	34,0	34,5	35,5	35,5	35,9	36,5	36,5	36,5	
		COJINETE GUIA INFERIOR METAL	38 L1 N° 3 METAL	38,0	38,0	38,1	38,5	38,1	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
			38 L2 N° 9 METAL	37,0	37,5	37,5	37,5	37,9	37,9	38,0	38,1	38,5	
	COJINETE SUPERIOR ACEITE		38 QU	29,0	29,0	29,9	30,5	30,9	30,9	31,9	31,9	32,0	
	COJINETE INFERIOR ACEITE		38 QL	32,0	32,5	32,5	32,9	32,9	32,9	33,0	33,0	33,0	
	COJINETE TURBINA METAL		38 WA	33,0	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	34,0	33,5	33,0	
	COJINETE TURBINA METAL		38 WB	35,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	37,0	37,5	38,0	
ACEITE COJINETE TURBINA		38 QW	26,0	26,0	26,5	26,5	26,0	27,0	26,5	27,0	27,0		
HORA DE INICIO			(h - m)	8:43	8:54	9:13	10:36	10:54	11:06	13:24	13:38	15:35	
POTENCIA EN DISPLAY C/M			(MW)	0	10,5	20,0	30,8	41,2	51,5	61,0	70,0	77,6	
GENERADOR C/M	VOLTAJE		KV	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,9	
	CORRIENTE		KA	0	58,00	97,00	1,42	1,85	2,30	2,61	3,00	3,35	
	POT. REACTIVA		MVAR	1,0	6,5	7,0	7,5	4,0	9,5	8,5	10,0	18,0	
	ENERGIA		MWH	150783	150788	150831	151221	151264	151454	152791	153017	153480	
EXCITACION C/M	VOLTAJE		V	97	105	110	116	115	134	144	152	169	
	CORRIENTE		A	475	500	530	545	545	610	635	670	735	
Realizado por: Ing. Santiago Cunalata			Revisado por: Ing. Iván Herrera										

O V E R H A U L U 1
**REGISTRO DE DATOS DE OPERACION LUEGO DEL MANTENIMIENTO
 MAYOR**

UNIDAD: **1**
 FECHA: 09-08-05
 FORMATO MM-57 6/6

PRUEBA N°			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
POTENCIA		MW	0	10	20	30	40	50	60	70	78	
CAUDAL TURBINADO		m³/s	0	7	7	35	43	49	54	52	52	
CAUDALES DE ENFRIAMIENTO LT/MIN	COJINETE SUPERIOR GENERADOR	lt/mim	36,37	36,35	36,31	36,27	36,24	33,76	36,16	36,14	36,09	
	COJINETE INFERIOR	lt/mim	691,71	692,12	692,17	692,39	692,71	649,43	689,72	688,90	689,54	
	COJINETE TURBINA	lt/mim	164,00	163,60	163,65	162,97	162,95	162,95	162,92	162,84	162,50	
	SELLO DEL EJE	lt/mim	37,21	37,21	37,93	43,07	38,72	38,41	39,67	42,83	42,88	
	RADIADORES	lt/mim	5432,50	5458,50	5427,60	5424,50	5429,40	5415,80	5415,20	5401,50	5404,10	
	TANQUE SUMIDERO	lt/mim	40,12	40,28	40,25	36,68	38,25	39,05	39,36	39,94	39,82	
TEMPERATURA EN EL AGUA DE ENFRIAMIENTO (°C)	ENTRADA	° C	16,0	16,0	16,0	15,6	15,6	15,5	15,5	15,5	15,5	
	SALIDA DEL COJINETE SUPERIOR	° C	17,0	17,0	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,5	
	SALIDA DEL COJINETE INFERIOR	° C	16,5	16,5	16,5	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	
	SALIDA DEL COJINTE TURBINA	° C	16,5	16,5	16,8	16,8	16,8	16,8	16,6	16,5	16,8	
	SALIDA DE RADIADORES	° C	16,5	16,5	16,5	16,6	16,8	17,0	17,2	17,3	18,0	
NIVEL DE ACIETE	COJINETE SUPERIOR DEL GENERADOR	mm	12	14	14	12	13	14	14	14	14	
	COJINETE COMBINADO	mm	14	16	16	16	16	16	16	16	16	
	COJINETE TURBINA	mm	19	19	19	19	19	19	19	19	19	
UNIDAD OLEOHIDRAULICA	PRESION DEL ACEITE	Kg/cm²	40	40	40	40	40	40	40	40	40	
	NIVEL ACEITE EN EL TANQUE PULMON	m.m	35	35	35	35	35	35	35	35	35	
	NIVEL DE ACEITE EN EL SUMIDERO	m.m	-30	-30	-29	-29	-29	-29	-29	-29	-29	
	TEMPERATURA TANQUE SUMIDERO	° C	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	
TRANSFORMADOR PRINCIPAL	TEMPERATURA DEL DEVANADO	° C	IND.	31	30	30	35	39	42	55	59	68
			REG.									
			SITIO	31	30	30	32	32	39	46	59	66
	TEMPERATURA DEL ACEITE	° C	IND.	31	30	30	32	33	34	44	49	50
			REG.									
			SITIO	32	32	31	31	36	32,5	35	44	49

Realizado por: Ing Santiago Cunalata

Revisado por: Ing. Iván Herrera

Luego del mantenimiento mayor se recupera las condiciones operativas de la central hidroeléctrica las mismas que se indican en las siguientes figuras.

Figura 5.8. Velocidad del rodete luego del mantenimiento mayor

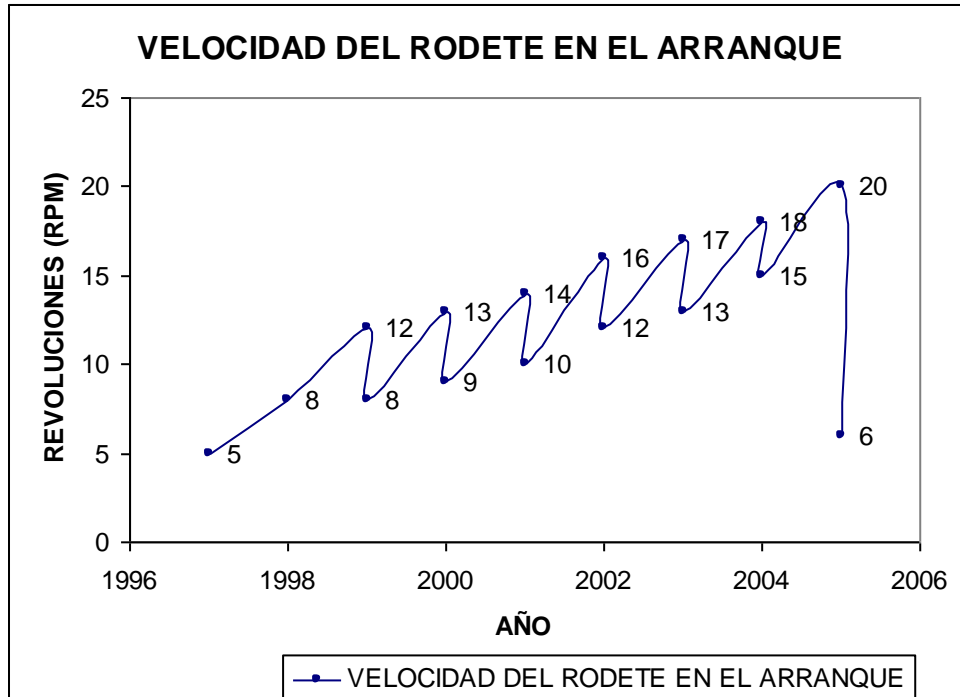
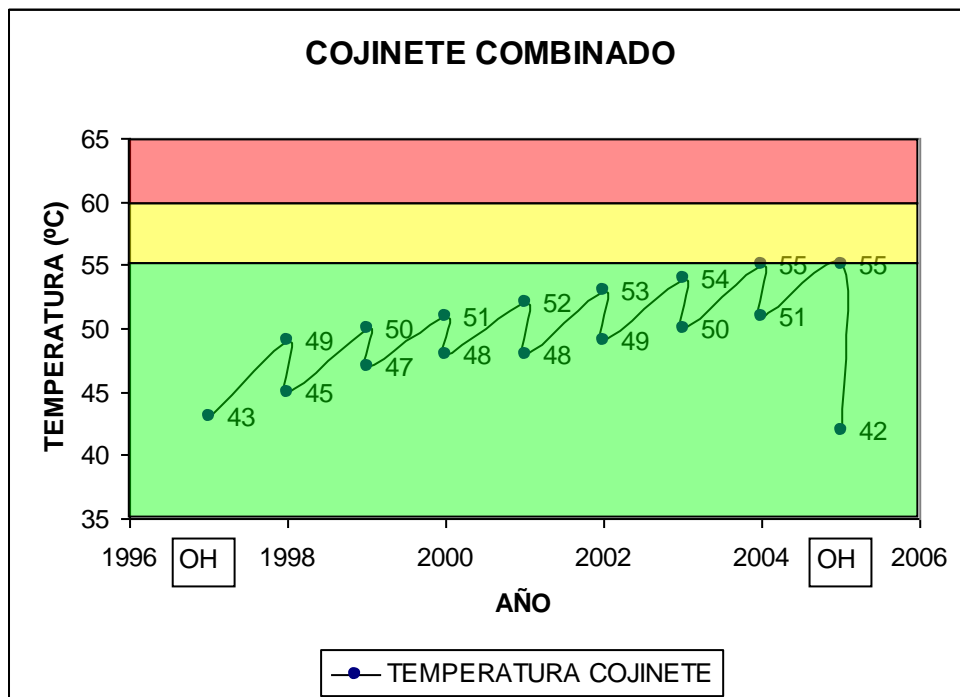


Figura 5.9. Temperatura del cojinete combinado luego del mantenimiento mayor.

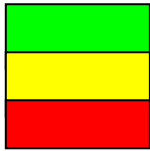


..continúa en la siguiente pagina

Continuación Figura 5.9. Temperatura del cojinete combinado luego del mantenimiento mayor.

SIMBOLOGÍA:

OH: Over Haul o Mantenimiento Mayor.

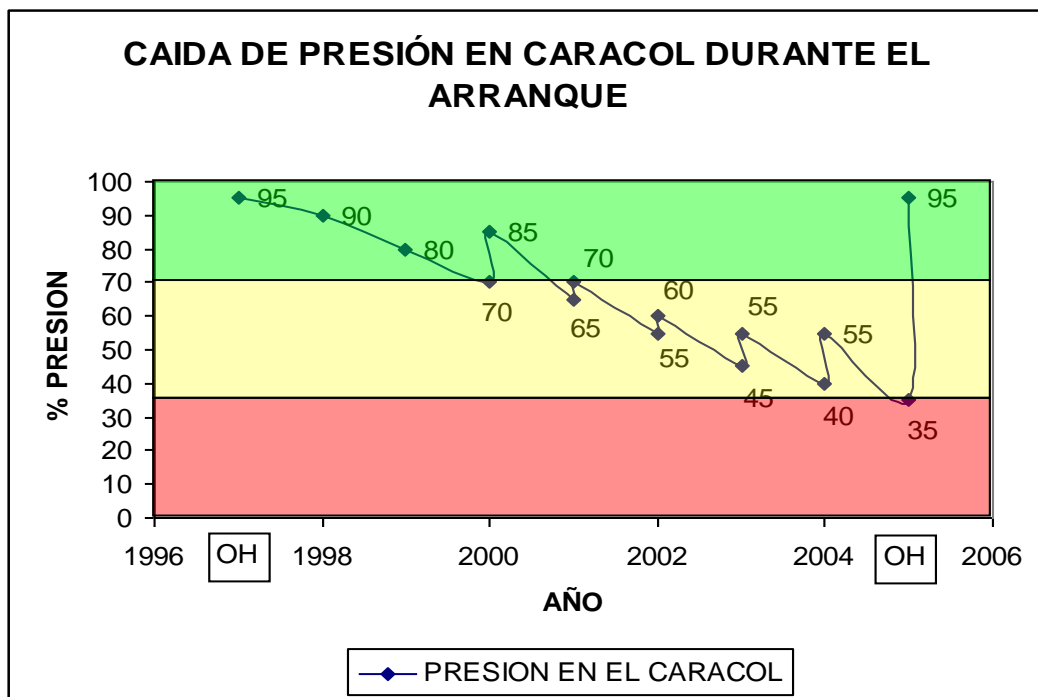


Condición operativa aceptable.

Actúa alarma alta temperatura metal cojinete combinado.

Actúa disparo de unidad alta temperatura metal cojinete combinado.

Figura 5.10. Caída de presión en el caracol luego del mantenimiento mayor.



SIMBOLOGÍA:

OH: Over Haul o Mantenimiento Mayor.



Condición operativa normal.

Operación permitida pero con apoyo de un gato hidráulico.

Condición de riesgo, posibilidad de no abrir válvula mariposa.

Realizado el Mantenimiento mayor, las vibraciones bajan ostensiblemente.

Figura 5.11. Vibraciones registradas en el cojinete de turbina (radial y axial).

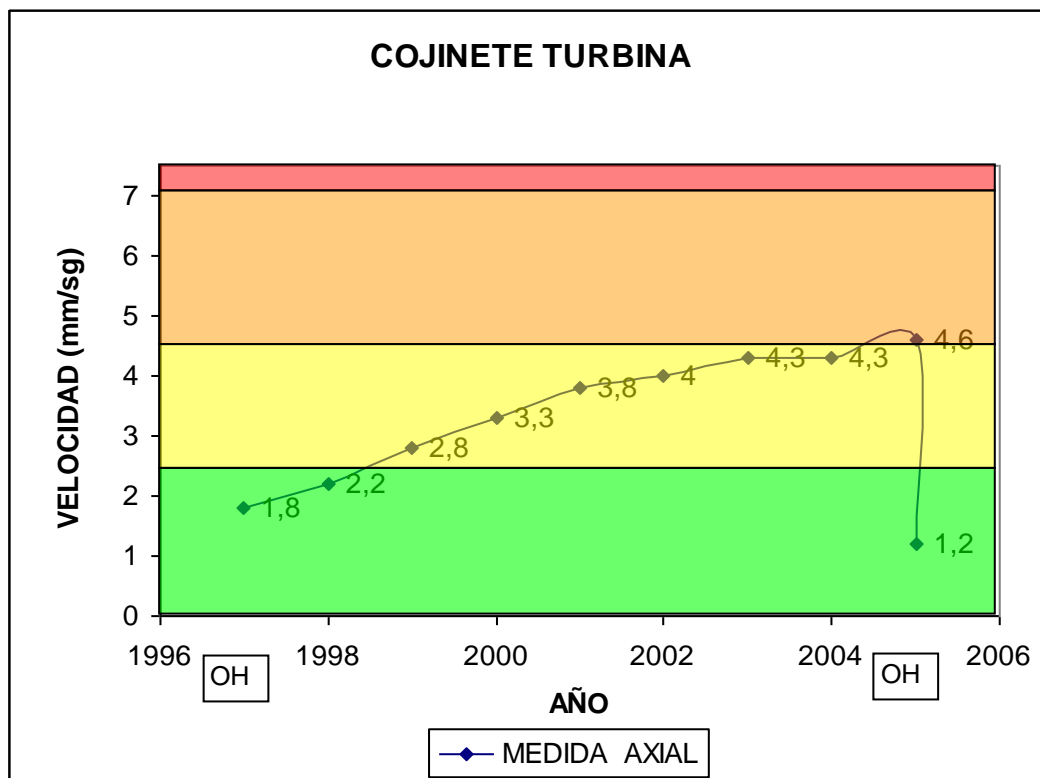
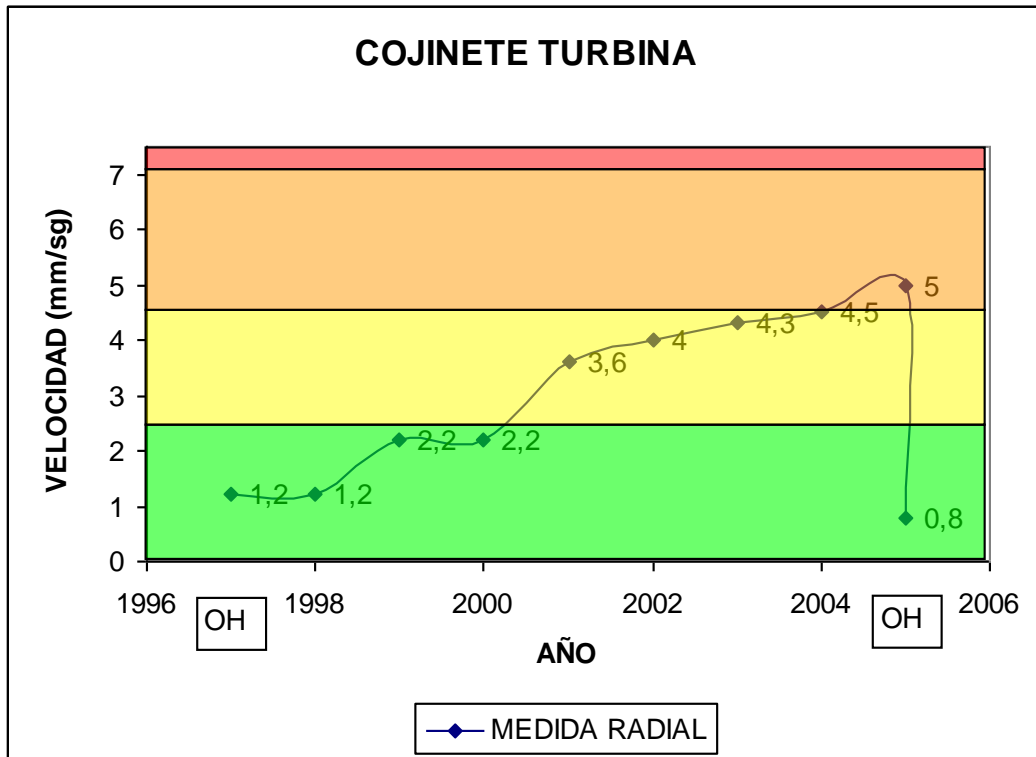
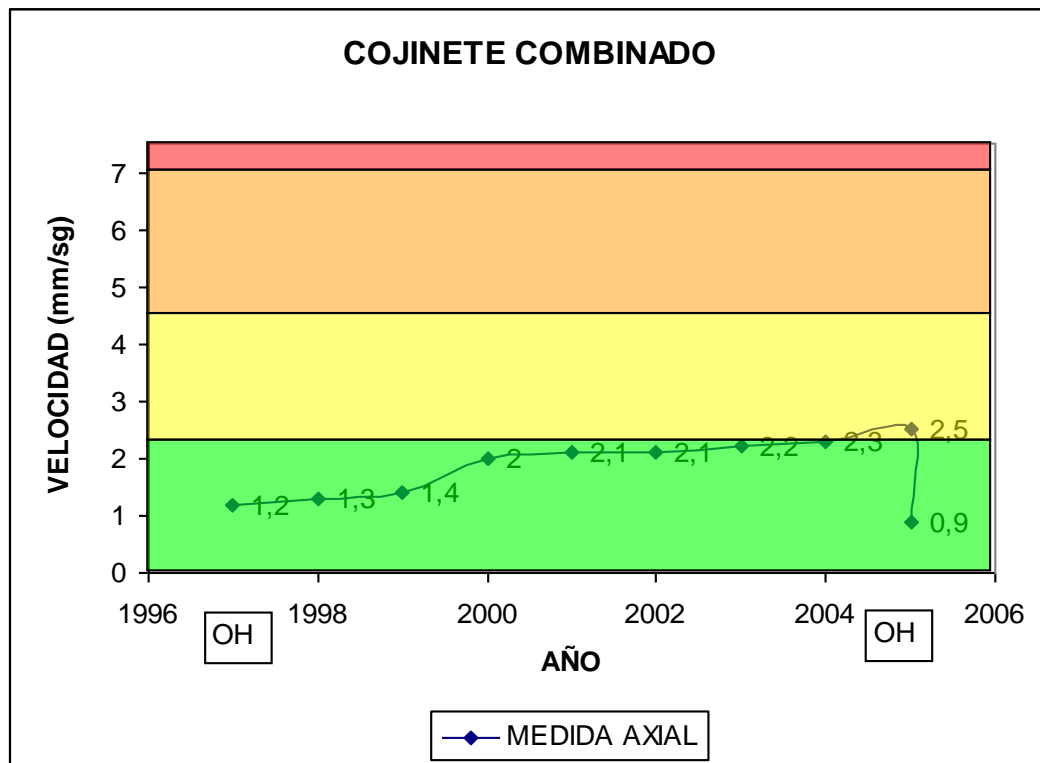


Figura 5.12. Vibraciones registradas en el cojinete combinado (medida axial).



SIMBOLOGÍA:

OH: Over Haul o Mantenimiento Mayor.

	Condición operativa máquina nueva	2,3 mm/seg
	Operación permitida o aceptable por largo tiempo.	4,5 mm/seg.
	Operación permitida por corto tiempo.	7,1 mm/seg.
	La vibración causa daños.	

CAPÍTULO 6

ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO

6.1. ANÁLISIS ECONÓMICO.

Hidroagoyán cuenta con la solvencia económica para cubrir los costos de operación y mantenimiento programado y el costo de realizar el mantenimiento mayor en el período planeado, todo esto debido a los ingresos que percibe por la venta de energía.

Pero, más allá de su capacidad de cubrir estos **costos**, la propuesta de prever anualmente los mismos son para demostrar que si se lo realiza en cada ejercicio económico resulta más beneficioso que si se lo carga a un solo ejercicio, en el año en que se realiza el mantenimiento mayor.

Se puede analizar en la tabla 6.1. que el costo de mantenimiento mayor es de usd 5'521.608,70 que afectaría a un solo ejercicio económico, mientras que el prever usd 1'104.321 en forma anual, permite tener resultados mas ajustados a la realidad en cada período.

Tabla 6.1. Costos anuales de mantenimiento mayor y operación y mantenimiento preventivo –predictivo.

ITEM	COMPONENTES DEL COSTO	MANTENIMIENTO MAYOR	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		COSTO TOTAL DE LOS RECURSOS (usd)
			OPERACIÓN	MANTENIMIENTO	
1	Mano de obra directa.	180.211,20	129.982,64	127.832,62	438.026,45
2	Materiales y repuestos.	5.094.995,02	--	860.000,00	5.954.995,02
3	Mano de obra indirecta.	83.191,90	75.865,77	234.160,65	393.218,32
4	Materiales indirectos.	43.513,14	--	24.331,00	67.844,14
5	Otros costos de mantenimiento	3.360,00	--	10.080,00	13.440,00
6	Gastos generales	116.337,45	39.781,68	161.417,20	317.536,33
	Total costo	5.521.608,70	245.630,08	1.417.821,47	7.185.060,26

Criterio de la tasa de recuperación o rentabilidad.

Los elementos que sufren mayor desgaste y por ende deben ser reemplazados o recuperados en todo mantenimiento mayor son: rodete, cono, botton ring, head cover y alabes directrices, que equivalen aproximadamente en un 85% del costo total del mantenimiento mayor.

En este análisis se va a considerar dos alternativas para tomar la decisión de cual alternativa es la mas conveniente, tanto económica como técnica para la empresa.

La alternativa “A” es realizar el mantenimiento mayor con piezas nuevas, y la alternativa “B” es realizar el mantenimiento mayor asumiendo el costo de recuperación de las piezas, resultado de una defectación técnica responsable.

De las alternativas, la rentabilidad se calcularía de la siguiente manera:

Tabla 6.2. Datos utilizados para el análisis de rentabilidad.

COSTO MANTENIMIENTO MAYOR (usd)		COSTO DE PIEZAS (usd)		VALOR RESCATE EN 5 AÑOS (usd)		VALOR RESCATE (usd)
PIEZAS NUEVAS	PIEZAS RECUPERADAS	NUEVAS	RECUPERADAS	NUEVAS	RECUPERADAS	PIEZAS ANTIGUAS
7.015.115,65	5.521.608,70	6.150.803,00	4.657.296,05	615.080,30	465.729,61	326.010,72*

*Información suministrada por Hidroagoyán.

Tabla 6.3. Análisis de rentabilidad.

ITEM	DESCRIPCIÓN	SIMBOLOGÍA	FORMULA	ALTERNATIVA "A"	ALTERNATIVA "B"
1	Economías actuales en los gastos por piezas nuevas o recuperadas	E	$E = CP1 - CP2$	326.010,72	1.493.506,95
2	Inversion marginal	Im	$Im = Cmm - Vr$	5.824.792,28	4.657.296,05
3	Costo promedio anual de amortización	CPa	$CPa = \frac{Im}{n(años)}$	1.164.958,46	931.459,21
4	Inversión promedio	Ip	$Ip = \frac{Im + F}{2}$	3.219.936,29	2.561.512,83
5	Porcentaje de rentabilidad	%R	$\%R = \frac{E - CPa}{Ip} \times 100$	-0,26	21,94

Mediante este análisis podemos darnos cuenta que la alternativa “B” presenta una tasa de recuperación del 21,94% de interés, la misma que se considera muy buena

Criterio del periodo de pago o plazo de amortización.

“El plazo de amortización es el tiempo requerido para que una inversión “se pague a si misma “, ya sea a través de las ventajas netas de operación o

mediante los ingresos que resulten después de instalarla. El plazo de amortización se calcula como sigue:

El plazo de amortización se calcula como sigue:¹²

Tabla 6.4. Plazo de amortización.

ITEM	DESCRIPCIÓN	SIMBOLOGÍA	FORMULA	ALTERNATIVA "A"	ALTERNATIVA "B"
1	Plazo de amortización	ta	$t_a = \frac{Im}{E}$	17,87	3,12

Se requiere, para que la inversión se pague a si misma 17,87 años para la alternativa "A" y 3,12 años para la alternativa "B".

Como antes, la alternativa "B" es la más económica de las dos, esto quiere decir que es mucho más rentable el invertir en un mantenimiento mayor en donde se considere el costo de restauración de piezas.

6.2. ANÁLISIS FINANCIERO.

6.2.1. INVERSIONES

Es el capital que será utilizado para realizar el mantenimiento mayor de la unidad No1 de la Central Hidroeléctrica Agoyán y que asciende a la suma de USD 5'521.608,70

6.2.1.1. INVERSIONES FIJAS.

La inversión fija comprende a los costos de materiales, repuestos y piezas restauradas necesarios.

Materiales, repuestos y piezas restauradas

Comprende el costo de todos los materiales, repuestos y piezas a restaurar en el proceso de cambio o reposición en el mantenimiento mayor.

¹² Tomado del libro **TÉCNICAS DE ADMINISTRACIÓN DE LA PRODUCCIÓN**, Antonio Castro Martínez, Carmen Nolasco Gutiérrez, Gustavo Velásquez Mastretta (1986)

Tabla 6.5. Costos de materiales y repuestos del mantenimiento mayor.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (usd)
1	Materiales	437.698,97
2	Piezas restauradas	4.657.296,05
	TOTAL	5.094.995,02

6.2.1.2. CAPITAL DE TRABAJO.

Es el valor con que cuenta la empresa para realizar el mantenimiento mayor durante los 120 días de trabajo.

Mano de obra directa e indirecta.

Se considera la intervención de 44 personas, divididas en 35 personas que actúan directamente y 9 indirectamente; los trabajos se llevan a cabo durante 6 días a la semana en un horario normal de trabajo, considerando el pago de horas extras.

Suministro.

Se considera como suministro, a toda compra directa sin necesidad de ningún proceso de licitación pública o privada y que no interviene directamente en el proceso de mantenimiento mayor.

Gastos generales.

Dentro de gastos generales, se encuentra implícito los siguientes valores.

- Provisión de Movilización y Transporte.
- Alimentación
- Herramientas Menores
- Servicios de Comunicación
- Garantías.
- Seguros.
- Medicinas.
- Ropa de Trabajo.
- Equipo de protección personal.

Tabla 6.6. Capital de trabajo requerido.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO MES (usd)	COSTO TOTAL 4 MESES (usd)
1	Mano de obra directa	45.052,80	180.211,20
2	Mano de Obra Indirecta	20.797,98	83.191,90
3	Suministros	10.878,29	43.513,14
4	Otros costos de mantenimiento	840	3.360,00
5	Gastos generales	29.084,36	116.337,45
	TOTAL	106.653,43	426.613,68

Tabla 6.7. Inversiones a realizar.

INVERSIONES	
Inversión Fija	
Materiales y piezas restauradas.	5.094.995,02
TOTAL	5.094.995,02
Capital de trabajo requerido (120días)	
Mano de obra directa	180.211,20
Mano de Obra Indirecta	83.191,90
Suministros	43.513,14
Otros Costos de mantenimiento	3.360,00
Gastos generales	116.337,45
TOTAL	426.613,69
TOTAL	5.521.608,70

6.2.2. FINANCIAMIENTO

Hidroagoyán, por su solvencia económica, está en capacidad de cubrir con sus propios recursos económicos el costo de mantenimiento mayor, por lo que no requiere de financiamiento externo.

El costo de realizar un mantenimiento mayor está incluido en el presupuesto anual, el mismo que es aprobado por el órgano competente, en este caso el Fondo de Solidaridad, que asigna la partida presupuestaria correspondiente.

Cabe recalcar que la inversión a realizar en materiales y repuestos, está sujeta a los requerimientos técnicos presentados por los diferentes monitoreos o diagnósticos realizados a las instalaciones así como la experiencia del personal y recomendaciones del fabricante, llegando a determinar el momento exacto de la adquisición, para posterior regirse a las normas y reglas internas de la empresa en los diferentes procesos de licitaciones y la forma de pago a efectuarse.

Exclusivamente para efecto de este estudio y con la finalidad que la propuesta de realizar el mantenimiento mayor pueda ser aplicada a otras centrales hidroeléctricas, vamos a suponer que Hidroagoyán necesita financiar parte de su inversión, correspondiente a materiales y repuestos, monto que incide en el 92,27% del valor total del mantenimiento mayor.

Se ha previsto realizar un préstamo con una tasa de interés del 15% anual, a un plazo de 5 años, tiempo que se estima se volverá a realizar la adquisición de nuevos materiales y repuestos para un nuevo proceso de mantenimiento mayor.

La empresa aportará con un capital 426.613,69 usd.

Tabla 6.8. Tabla de financiamiento mantenimiento mayor.

INVERSIÓN	5.521.608,70	%
Capital propio	426.613,69	7,73
Financiamiento	5.094.995,01	92,27

Tabla 6.9. Tabla de amortización del financiamiento

Años	Abono capital	Interés anual sobre saldos	Cuota a pagar	Saldos
				5.094.995,02
1	1.018.999,00	764.249,25	1.783.248,26	4.075.996,02
2	1.018.999,00	611.399,40	1.630.398,41	3.056.997,01
3	1.018.999,00	458.549,55	1.477.548,56	2.037.998,01
4	1.018.999,00	305.699,70	1.324.698,71	1.018.999,00
5	1.018.999,00	152.849,85	1.171.848,85	0,00

6.2.3. ESTADO DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS.

Este estado refleja los resultados de la gestión, se ha presentado una proyección para cinco años donde se puede analizar que el hacer una provisión anual para el mantenimiento mayor, permite a la empresa obtener unos resultados más homogéneos sin que la afectación sea al año en que realiza el mantenimiento mencionado.

Tabla 6.10. Estado de pérdidas y ganancias.

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>		ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS				
		1 año	2 año	3 año	4 año	5 año
Ingresos						
Ingresos por operación		20.776.950,48	18.425.784,00	20.116.902,00	18.224.814,56	19.264.388,68
Costos y Gastos						
Costos de producción	23,10%	4.799.475,56	4.256.356,10	4.647.004,36	4.209.932,16	4.450.073,79
Costos de comercialización	0,68%	141.283,26	125.295,33	136.794,93	123.928,74	130.997,84
Costos administrativos	9,28%	1.928.101,00	1.709.912,76	1.866.848,51	1.691.262,79	1.787.735,27
Gastos financieros	16,44%	764.249,25	611.399,40	458.549,55	305.699,70	152.849,85
Depreciaciones	31,38%	6.519.807,06	6.519.807,06	6.519.807,06	6.519.807,06	6.519.807,06
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS		14.152.916,14	13.222.770,65	13.629.004,41	12.850.630,45	13.041.463,81
RESULTADO A FAVOR		6.624.034,34	5.203.013,35	6.487.897,59	5.374.184,11	6.222.924,87

Proyección de resultados sin provisión anual de mantenimiento mayor						
Costos de producción		3.695.154,56	3.152.035,10	3.542.683,36	3.105.611,16	8.867.360,79
Total costos y gastos		13.048.595,14	12.118.449,65	12.524.683,41	11.746.309,45	17.458.750,81
Resultados		7.728.355,34	6.307.334,35	7.592.218,59	6.478.505,11	1.805.637,87

INVERSIÓN	5.521.608,70	TIR
AÑO	-5.521.608,70	109%
1	6.624.034,34	
2	5.203.013,35	
3	6.487.897,59	
4	5.374.184,11	
5	6.222.924,87	29.912.054,26

Costos y gastos.-

La central hidroeléctrica Agoyán genera las 24 horas del día, los 365 días del año, considerando la estadía de la planta por mantenimientos programados, falta de recurso hídrico o eventualidades.

6.2.4. FLUJO DE CAJA

Se utiliza para registrar las entradas y salidas del efectivo y en ejemplo se puede evidenciar que la empresa lejos de requerir un préstamo, por los resultados que arroja está en capacidad de invertir financieramente sus excedentes.

Tabla 6.11. Flujo de caja.

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPAÑÍA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>		FLUJO DE CAJA				
INVERSIÓN		1 año	2 año	3 año	4 año	5 año
Ingresos						
Ingresos por Operación.		20.776.950,48	18.425.784,00	20.116.902,00	18.224.814,56	19.264.388,68
Financiamiento externo.	5.094.995,01					
Total ingresos.	5.094.995,01	20.776.950,48	18.425.784,00	20.116.902,00	18.224.814,56	19.264.388,68
Costos y Gastos						
Costos de producción		4.799.475,56	4.256.356,10	4.647.004,36	4.209.932,16	4.450.073,79
Costos de comercialización		141.283,26	125.295,33	136.794,93	123.928,74	130.997,84
Costos administrativos		1.928.101,00	1.709.912,76	1.866.848,51	1.691.262,79	1.787.735,27
Gastos financieros		764.249,25	611.399,40	458.549,55	305.699,70	152.849,85
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS		7.633.109,08	6.702.963,59	7.109.197,35	6.330.823,39	6.521.656,75
Prestamos						
Pagos de capital		13.018.999,00	13.018.999,00	13.018.999,00	13.018.999,00	13.018.999,00
SALDO DE CAJA	426.613,69	5.646.451,10	4.350.272,51	4.338.978,16	3.213.970,33	2.937.703,26

6.3. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PREVENTIVO-PREDICTIVO.

Tabla 6.12. Costo de operación y mantenimiento preventivo-predictivo.

ITEM	COMPONENTES DEL COSTO	COSTO TOTAL ANUAL (usd)
1	Costos de Operación (Tabla 6.13.)	245.630,08
2	Costos de Mantenimiento (Tabla 6.14.)	1.417.821,47
	Total Costo de Operación y Mantenimiento	1.663.451,55

Costos de Operación.

Tabla 6.13. Costos de operación.

ITEM	COMPONENTES DEL COSTO	COSTO MES (USD)	NUMERO MESES	COSTO TOTAL ANUAL (USD)
1	COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN			129.982,64
	1.1. Costos de mano de obra directa (MOD)	10.831,89	12	129.982,64
	1.1.1. Sueldos y salarios. (Tabla 6.13.1.)	8.032,50		
	1.1.2. Beneficios de ley. (Tabla 6.13.2.)	2.799,39		
2	COSTOS INDIRECTOS DE OPERACIÓN			115.647,45
	2.1. Costos de mano de obra indirecta (MOI).	6.322,15	12	75.865,77
	2.1.1. Sueldos y salarios. (Tabla 6.13.3.)	4.703,96		
	2.1.2. Beneficios de ley. (Tabla 6.13.4.)	1.618,19		
	2.2. Gastos Generales. (Tabla 6.13.5.)	--	--	39.781,68
	Total costo Operación			245.630,08

Tabla 6.13.1. Sueldos y salarios mano de obra directa-operación.

SUELDOS Y SALARIOS											
ITEM	FUNCIÓN	CANT.	SUELDO IMPUTADO AL ÁREA (usd/mes)	HORAS EXTRAS/MES			COSTO HORAS EXTRA/MES			SUMA COSTO HORAS EXTRAS /MES	SUELDO APORTABLE AL IESS (usd/mes)
				25%	50%	100%	25%	50%	100%		
1	Operadores	9	680	60	0	30	42,50	0,00	170,00	212,50	8.032,50
Total sueldos y salarios											8.033

Tabla 6.13.2. Beneficios de ley mano de obra directa-operación.

BENEFICIOS DE LEY										
ITEM	FUNCIÓN	CANT.	DÉCIMO	DÉCIMO	FONDO	IESS	VACACIONES	SUMA DE BENEFICIOS (usd)	COSTO MENSUAL DEL TRABAJADOR (usd)	
			TERCERO	CUARTO	RESERVA	12.15%				
1	Operadores	9	669,38	150,00	669,38	975,95	334,69	2.799,39	10.831,89	
Total Beneficios de ley									2.799,39	10.831,89

Tabla 6.13.3. Sueldos y salarios mano de obra indirecta-operación.

SUELDOS Y SALARIOS													
ITEM	FUNCIÓN	CANT.	SUELDO (usd/mes)	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN	SUELDO IMPUTADO AL ÁREA (usd/mes)	HORAS EXTRAS/MES			COSTO HORAS EXTRA/MES			SUMA COSTO HORAS EXTRAS /MES	SUELDO APORTABLE AL IESS (usd/mes)
						25%	50%	100%	25%	50%	100%		
1	Jefe Central Hidroeléctrica	1	2.000,00	25,00%	500,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	500,00
2	Jefe de Operación	1	1.700,00	100,00%	1.700,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	1.700,00
3	Supervisor de Operación	2	1.100,00	100,00%	1.100,00	50	0	70	57,29	0,00	641,67	698,96	1.798,96
4	Secretaria	1	720,00	25,00%	180,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	180,00
5	Asistente Técnico de Archivo	1	800,00	25,00%	200,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	200,00
6	Medico	1	1.300,00	25,00%	325,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	325,00
Total sueldos y salarios													4.703,96

Tabla 6.13.4. Beneficios de ley mano de obra indirecta-operación.

BENEFICIOS DE LEY									
ITEM	FUNCIÓN	CANT.	DÉCIMO TERCERO	DÉCIMO CUARTO	FONDO RESERVA	IESS 12.15%	VACACIONES	SUMA DE BENEFICIOS (usd)	COSTO MENSUAL DEL TRABAJADOR (usd)
1	Jefe Central Hidroeléctrica	1	41,67	4,17	41,67	60,75	20,8	169,08	669,08
2	Jefe de Operación	1	141,67	16,67	141,67	206,55	70,8	577,38	2.277,38
3	Supervisor de Operación	2	149,91	33,33	149,91	218,57	75,0	626,69	2.425,65
4	Secretaria	1	15,00	4,17	15,00	21,87	7,5	63,54	243,54
5	Asistente Técnico de Archivo	1	16,67	4,17	16,67	24,3	8,3	70,13	270,13
6	Medico	1	27,08	4,17	27,08	39,488	13,5	111,36	436,36
Total Beneficios de ley								1.618,19	6.322,15

Tabla 6.13.5. Gastos generales en operación.

GASTOS GENERALES				
ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO MES (USD)	NUMERO MESES	COSTO TOTAL ANUAL (USD)
1	Provisión de Movilización y Transporte. Tabla	668,50	12	8.022,00
2	Alimentación	1.260,00	12	15.120,00
3	Servicios de Comunicación. Tabla	230,00	12	2.760,00
4	Seguros. Tabla	782,64	12	9.391,68
5	Medicinas. Tabla	--	--	396,00
6	Ropa de Trabajo. Tabla	--	--	2.976,00
7	Equipo de protección personal. Tabla	--	--	1.116,00
Total costo Gastos Generales				39.781,68

Costos de Mantenimiento.

Tabla 6.14. Costos de mantenimiento programado.

ITEM	COMPONENTES DEL COSTO	COSTO MES (USD)	NUMERO MESES	COSTO TOTAL ANUAL (USD)
1	COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO			987.832,62
	1.1. Costos de mano de obra directa (MOD)	10.652,72	12	127.832,62
	1.1.1. Sueldos y salarios. (Tabla 6.14.1.)	7.810,00		
	1.1.2. Beneficios de ley. (Tabla 6.14.2.)	2.842,72		
	1.2. Costos materiales y repuestos. (Tabla 6.14.3.)			860.000,00
	1.2.1. Materiales.	--	--	301.000,00
	1.2.2. Repuestos.	--	--	559.000,00
2	COSTOS INDIRECTOS DE MANTENIMIENTO			429.988,85
	2.1. Costos de mano de obra indirecta (MOI).	19.513,39	12	234.160,65
	2.1.1. Sueldos y salarios. (Tabla 6.14.4.)	14.520,00		
	2.1.2. Beneficios de ley. (Tabla 6.14.5.)	4.993,39		
	2.2. Materiales indirectos.			24.331,00
	2.2.1. Suministros. (Tabla 6.14.6.)	--	--	24.331,00
	2.3. Otros Costos de Mantenimiento.	--	--	10.080,00
	2.4. Gastos Generales. (Tabla 6.14.7.)	--	--	161.417,20
	Total costo Mantenimiento			1.417.821,47

Tabla 6.14.1. Sueldos y salarios mano de obra directa - mantenimiento programado.

SUELDOS Y SALARIOS											
ITEM	FUNCIÓN	CANT.	SUELDO IMPUTADO AL ÁREA (usd/mes)	HORAS EXTRAS/MES			COSTO HORAS EXTRA/MES			SUMA COSTO HORAS EXTRAS /MES	SUELDO APORTABLE AL IESS (usd/mes)
				25%	50%	100%	25%	50%	100%		
1	Técnico Electrónico	1	680,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	680,00
2	Mecánicos	4	640,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	2560,00
3	Eléctricos	3	640,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	1920,00
4	Maestro Mayor	1	400,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	400,00
5	Misceláneos	6	300,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	1800,00
6	Operador Equipo Pesado	1	450,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	450,00
Total sueldos y salarios											7.810

Tabla 6.14.2. Beneficios de ley mano de obra directa - mantenimiento programado.

BENEFICIOS DE LEY									
ITEM	FUNCIÓN	CANT.	DÉCIMO	DÉCIMO	FONDO	IESS	VACACIONES	SUMA DE BENEFICIOS (usd)	COSTO MENSUAL DEL TRABAJADOR (usd)
			TERCERO	CUARTO	RESERVA	12.15%			
1	Técnico Electrónico	1	56,67	16,67	56,67	82,62	28,33	240,96	920,96
2	Mecánicos	4	213,33	66,68	213,33	311,04	106,67	911,05	3.471,05
3	Eléctricos	3	160,00	50,01	160,00	233,28	80,00	683,29	2.603,29
4	Maestro Mayor	1	33,33	16,67	33,33	48,60	16,67	148,60	548,60
5	Misceláneos	6	150,00	100,02	150,00	218,70	75,00	693,72	2.493,72
6	Operador Equipo Pesado	1	37,50	16,67	37,50	54,68	18,75	165,10	615,10
Total Beneficios de ley								2.842,72	10.652,72

Tabla 6.14.3. Costos de materiales y repuestos directos – mantenimiento programado.

COSTOS DE MATERIALES Y REPUESTOS		
ITEM	COMPONENTES DEL COSTO	COSTO TOTAL ANUAL (USD)
1	Materiales. (Tabla 6.14.3.a.)	301.000,00
2	Repuestos. (Tabla 6.14.3.b.)	559.000,00
	Total costo de materiales y repuestos	860.000,00

Tabla 6.14.3.a. Costos de materiales directos – mantenimiento programado.

MATERIALES		
ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL ANUAL (usd)
1	Eléctricos	75.250,00
2	Electrónicos	30.100,00
3	Mecánicos	90.300,00
4	Civil	105.350,00
	Total Costo Suministros	301.000,00

Tabla 6.14.3.b. Costos de repuestos directos – mantenimiento programado.

REPUESTOS		
ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL ANUAL (usd)
1	Eléctricos	139.750,00
2	Electrónicos	55.900,00
3	Mecánicos	167.700,00
4	Civil	195.650,00
	Total Costo Suministros	559.000,00

Tabla 6.14.4. Sueldos y salarios mano de obra indirecta –mantenimiento programado.

SUELDOS Y SALARIOS													
ITEM	FUNCIÓN	CANT.	SUELDO (usd/mes)	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN	SUELDO IMPUTADO AL ÁREA	HORAS EXTRAS/MES			COSTO HORAS EXTRA/MES			SUMA COSTO HORAS EXTRAS /MES	SUELDO APORTABLE AL IESS (usd/mes)
						25%	50%	100%	25%	50%	100%		
1	Jefe Central Hidroeléctrica	1	2.000,00	75,00%	1.500,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	1.500,00
2	Jefe Mantenimiento Mecánico	1	1.500,00	100,00%	1.500,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	1.500,00
3	Jefe Mantenimiento Eléctrico	1	1.700,00	100,00%	1.700,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	1.700,00
4	Supervisor Mantenimiento Civil	1	1.100,00	100,00%	1.100,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	1.100,00
5	Supervisor Mantenimiento Mecánico	2	1.100,00	100,00%	1.100,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	2.200,00
6	Supervisor Mantenimiento Eléctrico	1	1.100,00	100,00%	1.100,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	1.100,00
7	Supervisor Electrónico	1	1.100,00	100,00%	1.100,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	1.100,00
8	Supervisor Seguridad Industrial	1	1.100,00	100,00%	1.100,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	1.100,00
9	Supervisor Programación y Control	1	1.100,00	100,00%	1.100,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	1.100,00
10	Secretaria	1	720,00	50,00%	360,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	360,00
11	Asistente Técnico de Archivo	1	800,00	75,00%	600,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	600,00
12	Médico	1	1.300,00	50,00%	650,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	650,00
13	Bodeguero	1	680,00	75,00%	510,00	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	510,00
Total sueldos y salarios												14.520,00	

Tabla 6.15. Beneficios de ley mano de obra indirecta – mantenimiento programado.

BENEFICIOS DE LEY									
ITEM	FUNCIÓN	CANT.	DÉCIMO TERCERO	DÉCIMO CUARTO	FONDO RESERVA	IESS 12.15%	VACACIONES	SUMA DE BENEFICIOS (usd)	COSTO MENSUAL DEL TRABAJADOR (usd)
1	Jefe Central Hidroeléctrica	1	125,00	12,50	125,00	182,25	62,5	507,25	2.007,25
2	Jefe Mantenimiento Mecánico	1	125,00	16,67	125,00	182,25	62,5	511,42	2.011,42
3	Jefe Mantenimiento Eléctrico	1	141,67	16,67	141,67	206,55	70,8	577,39	2.277,39
4	Supervisor Mantenimiento Civil	1	91,67	16,67	91,67	133,65	45,8	379,49	1.479,49
5	Supervisor Mantenimiento Mecánico	2	183,33	33,34	183,33	267,3	91,7	758,97	2.958,97
6	Supervisor Mantenimiento Eléctrico	1	91,67	16,67	91,67	133,65	45,8	379,49	1.479,49
7	Supervisor Electrónico	1	91,67	16,67	91,67	133,65	45,8	379,49	1.479,49
8	Supervisor Seguridad Industrial	1	91,67	16,67	91,67	133,65	45,8	379,49	1.479,49
9	Supervisor Programación y Control	1	91,67	16,67	91,67	133,65	45,8	379,49	1.479,49
10	Secretaria	1	30,00	8,34	30,00	43,74	15,0	127,08	487,08
11	Asistente Técnico de Archivo	1	50,00	12,50	50,00	72,9	25,0	210,40	810,40
12	Médico	1	54,17	8,34	54,17	78,975	27,1	222,73	872,73
13	Bodeguero	1	42,50	12,50	42,50	61,965	21,3	180,72	690,72
Total Beneficios de ley								4.993,39	19.513,39

Tabla 6.16. Materiales indirectos – mantenimiento programado.

MATERIALES INDIRECTOS		
ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL ANUAL (USD)
1	Oficina	10.500,00
2	Limpieza	7.760,00
3	Enseres Menores	1.480,00
4	Lubricantes	851,00
5	Gas, Oxigeno y Similares	3.740,00
Total Costo Suministros		24.331,00

Tabla 6.17. Otros costos de mantenimiento programado.

DESGLOSE OTROS COSTOS DE MANTENIMIENTO						
ITEM	DESCRIPCIÓN	VALOR NOMINAL (usd)	VALOR RESIDUAL 10%	VALOR REAL (usd)	TIEMPO (meses)	DEPRECIACIÓN ANUAL (usd)
1	Factor de Potencia. (FP)	30000	3000	27000	12	2.700,00
2	Descargas Parciales.(DP)	40000	4000	36000	12	3.600,00
3	Resistencia de Aislamiento. (RA)	5000	500	4500	12	450,00
4	Resistencia Ohmica. (RO)	4500	450	4050	12	405,00
5	Medidor de Vibraciones.	25000	2500	22500	12	2.250,00
6	Medidor de Ruidos.	5000	500	4500	12	450,00
7	Medidor de Espesores	2500	250	2250	12	225,00
Total Otros Costos de Mantenimiento						10.080,00

6.4. COSTOS DE MANTENIMIENTO MAYOR

Tabla 6.18. Costos de mantenimiento mayor.

ITEM	COMPONENTES DEL COSTO	COSTO MES (usd)	NUMERO MESES	COSTO TOTAL (usd)
	1.1. Costos de mano de obra directa (MOD) y subcontratos.	45.052,80	4	180.211,20
	1.1.1. Sueldos y salarios. (Tabla 6.18.1.)	34.683,33		
	1.1.2. Beneficios de ley. (Tabla 6.18.2.)	10.369,47		
	1.2. Costos materiales y repuestos. (Tabla 6.18.3.)			5.094.995,02
	1.2.1. Materiales.	--	--	437.698,97
	1.2.2. Repuestos.	--	--	4.657.296,05
2	COSTOS INDIRECTOS DE MANTENIMIENTO			246.402,49
	2.1. Costos de mano de obra indirecta (MOI).	20.797,98	4	83.191,90
	2.1.1. Sueldos y salarios. (Tabla 6.18.4.)	15.465,33		
	2.1.2. Beneficios de ley. (Tabla 6.18.5.)	5.332,64		
	2.2. Materiales indirectos.	43.513,14	--	43.513,14
	2.2.1. Suministros.	--	--	43.513,14
	2.3. Otros Costos de Mantenimiento (Tabla 6.18.6.)	3.360,00	--	3.360,00
	2.4. Gastos Generales.	116.337,45	--	116.337,45
	Total costo Mantenimiento Mayor			5.521.608,70

6.4.1. COSTOS MANO DE OBRA DIRECTA (MOD) Y SUBCONTRATACIONES.

Tabla 6.18.1. Sueldos y salarios mano de obra directa – mantenimiento mayor.

SUELDOS Y SALARIOS											
ITEM	FUNCIÓN	CANT.	SUELDO (usd/mes)	HORAS EXTRAS/MES			COSTO HORAS EXTRA/MES			TOTAL	SALARIO
				25%	50%	100%	25%	50%	100%	H.E./MES	(usd/mes)
1	Supervisor Mantenimiento Civil	1	1.100	0,00	40,00	50,00	0,00	267,00	458,33	725	1.825
2	Supervisor Mantenimiento Mecánico	2	1.100	0,00	40,00	50,00	0,00	267,00	458,33	725	3.651
3	Supervisor Mantenimiento Eléctrico	1	1.100	0,00	40,00	50,00	0,00	267,00	458,33	725	1.825
4	Supervisor Electrónico	1	1.100	0,00	40,00	50,00	0,00	267,00	458,33	725	1.825
5	Técnico Electrónico	1	650	0,00	40,00	50,00	0,00	154,50	270,83	425	1.075
6	Mecánicos	8	650	0,00	40,00	50,00	0,00	154,50	270,83	425	8.603
7	Ayudantes Mecánicos	7	450	0,00	40,00	50,00	0,00	104,50	187,50	292	5.194
8	Eléctricos	5	650	0,00	40,00	50,00	0,00	154,50	270,83	425	5.377
9	Ayudantes eléctricos	3	450	0,00	40,00	50,00	0,00	104,50	174,17	279	2.186
10	Maestro mayor	1	450	0,00	40,00	50,00	0,00	104,50	174,17	279	729
11	Misceláneos	5	300	0,00	40,00	50,00	0,00	67,00	111,67	179	2.393
Total sueldos y salarios											34.683,33

Tabla 6.18.2. Beneficios de ley mano de obra directa – mantenimiento mayor.

BENEFICIOS DE LEY									
ITEM	FUNCIÓN	CANT.	DÉCIMO TERCERO	DÉCIMO CUARTO	FONDO RESERVA	IESS 12.15%	BONO MES	VACACIONES	COSTO MES (usd)
1	Supervisor Mantenimiento Civil	1	152,11	16,67	0,00	221,778	200	25,4	615,91
2	Supervisor Mantenimiento Mecánico	2	304,22	16,67	0,00	443,556	200	50,7	1.031,82
3	Supervisor Mantenimiento Eléctrico	1	152,11	16,67	0,00	221,778	200	25,4	615,91
4	Supervisor Electrónico	1	152,11	16,67	0,00	221,778	200	25,4	615,91
5	Técnico Electrónico	1	89,61	16,67	0,00	130,653	200	14,9	451,87
6	Mecánicos	8	716,89	16,67	0,00	1045,224	200	119,5	2.214,95
7	Ayudantes Mecánicos	7	432,83	16,67	0,00	631,071	200	72,1	1.452,73
8	Eléctricos	5	448,06	16,67	0,00	653,265	200	74,7	1.459,35
9	Ayudantes eléctricos	3	182,17	16,67	0,00	265,599	200	30,4	728,14
10	Maestro mayor	1	60,72	16,67	0,00	88,533	200	10,1	376,05
11	Misceláneos	5	199,44	16,67	0,00	290,79	200	33,2	806,83
Total Beneficios de ley									10.369,47

6.4.2. COSTOS DE MATERIALES Y REPUESTOS.

Tabla 6.18.3. Costos de materiales y repuestos - mantenimiento mayor.

COSTOS DE MATERIALES Y REPUESTOS		
ITEM	COMPONENTES DEL COSTO	COSTO TOTAL (usd)
1	Materiales.	437.698,97
2	Piezas recuperadas. (Tabla 6.18.3.a)	4.657.296,05
Total costo de materiales y piezas restauradas		5.094.995,02

Tabla 6.18.3.a. Costos de piezas restauradas para el mantenimiento mayor.

PIEZAS RESTAURADAS				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	COSTO UNITARIO (usd)	COSTO TOTAL (usd)
1	Rodete Francis	1	2.336.987,22	2.336.987,22
2	Alabes directrices	20	24.067,91	481.358,20
3	Tapa inferior completa con bocines y facing plates	1	868.612,00	868.612,00
4	Tapa superior con pernos, tuercas, empaques, arandelas, etc	1	868.612,00	868.612,00
5	Cono de rodete	1	101.726,63	101.726,63
Total costo de repuestos.				4.657.296,05

6.4.3. COSTOS INDIRECTOS DE MANTENIMIENTO.

Tabla 6.18.4. Sueldos y salarios mano de obra indirecta – mantenimiento mayor.

SUELDOS Y SALARIOS											
ITEM	FUNCIÓN	CANT.	SUELDO (usd/mes)	HORAS EXTRAS/MES			COSTO HORAS EXTRA/MES			TOTAL H.E./MES	SALARIO (usd/mes)
				25%	50%	100%	25%	50%	100%		
1	Gerente	1	2.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.000,00
2	Asistente Técnico de Gerencia.	1	1.700,00	0,00	40,00	50,00	0,00	417,00	708,33	1.125,33	2.825,33
3	Contadora	1	700,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	700,00
4	Médico	1	800,00	0,00	40,00	50,00	0,00	192,00	320,00	512,00	1.312,00
5	Secretaria	1	450,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	450,00
6	Chofer	1	450,00	0,00	40,00	50,00	0,00	104,50	174,17	278,67	728,67
7	Jefe Mantenimiento Eléctrico	1	1.700,00	0,00	40,00	50,00	0,00	417,00	695,00	1.112,00	2.812,00
8	Jefe Mantenimiento Mecánico	1	1.700,00	0,00	40,00	50,00	0,00	417,00	695,00	1.112,00	2.812,00
9	Supervisor de Seguridad Industrial	1	1.100,00	0,00	40,00	50,00	0,00	267,00	458,33	725,33	1.825,33
Total sueldos y salarios											15.465,33

Tabla 6.18.5. Beneficios de ley mano de obra indirecta – mantenimiento mayor.

BENEFICIOS DE LEY									
ITEM	FUNCIÓN	CANT.	DÉCIMO TERCERO	DÉCIMO CUARTO	FONDO RESERVA	IESS 12.15%	BONO MES	VACACIONES	COSTO MES (usd)
1	Gerente	1	166,67	16,67	0,00	243	200	27,8	654,11
2	Asistente Técnico de Gerencia.	1	235,44	16,67	0,00	343,278	200	39,2	834,63
3	Contadora	1	58,33	16,67	0,00	85,05	200	9,7	369,78
4	Médico	1	109,33	16,67	0,00	159,408	200	18,2	503,63
5	Secretaria	1	37,50	16,67	0,00	54,675	200	6,3	315,10
6	Chofer	1	60,72	16,67	0,00	88,533	200	10,1	376,05
7	Jefe Mantenimiento Eléctrico	1	234,33	16,67	0,00	341,658	200	39,1	831,72
8	Jefe Mantenimiento Mecánico	1	234,33	16,67	0,00	341,658	200	39,1	831,72
9	Supervisor de Seguridad Industrial	1	152,11	16,67	0,00	221,778	200	25,4	615,91
Total Beneficios de ley									5.332,64

Tabla 6.18.6. Otros costos indirectos de mantenimiento mayor.

DESGLOSE OTROS COSTOS DE MANTENIMIENTO						
ITEM	DESCRIPCIÓN	VALOR NOMINAL (usd)	VALOR RESIDUAL 10%	VALOR REAL (usd)	TIEMPO (meses)	COSTO TOTAL (usd)
1	Factor de Potencia. (FP)	30000	3000	27000	4	900,00
2	Descargas Parciales.(DP)	40000	4000	36000	4	1.200,00
3	Resistencia de Aislamiento. (RA)	5000	500	4500	4	150,00
4	Resistencia Ohmica. (RO)	4500	450	4050	4	135,00
5	Medidor de Vibraciones.	25000	2500	22500	4	750,00
6	Medidor de Ruidos.	5000	500	4500	4	150,00
7	Medidor de Espesores	2500	250	2250	4	75,00
Total costo depreciaciones						3.360,00

6.5. COSTOS INMEDIATOS DE MANTENIMIENTO TOTAL.

Tabla 6.19. Costos inmediatos de mantenimiento total.

COSTOS INMEDIATOS DE MANTENIMIENTO		
ITEM	COMPONENTES DEL COSTO	COSTO TOTAL (usd)
1	Costos de Mano de Obra Directa	180.211,20
2	Costos de Materiales Directos	5.094.995,02
3	Costos Indirectos de Mantenimiento	246.402,49
	Total costo de mano de obra directa	5.521.608,70

6.6. COSTOS DE OPORTUNIDAD.

Se entiende como costo de oportunidad aquel costo en que se incurre al tomar una decisión y descartando otra, lo que sacrifica la utilidad que se deja de percibir por elegir una opción.

En nuestro caso, nuestro costo de oportunidad está relacionado con la decisión de realizar el mantenimiento mayor, las ventajas y desventajas de realizarlo en la fecha establecida y los ingresos que se dejan de percibir por la estadía de la central hidroeléctrica por efecto del mantenimiento mayor.

Como se menciona en capítulos anteriores el no realizar el mantenimiento mayor implicaría mayor desgaste en sus partes constitutivas, en especial las que están en contacto directo con el agua y que su costo de reposición o restauración representa un valor significativo al tomar la decisión de realizar o no el mantenimiento mayor.

Según lo mencionado se analiza el costo de oportunidad en dos casos.

Caso 1. Interés que se dejaría de percibir por inversión de un monto similar al que se va a invertir en el mantenimiento mayor.

Valor inversión	5.521.608,70
Valor que generaría en 5 años	
Tasa pasiva	3%
Interes ganado en 5 años	879.449,11

Valor de inversion en 5 años	6.401.057,81
------------------------------	---------------------

Capital Inicial	Interés	Capital Acumulado
5.521.608,70	165.648,26	5.687.256,96
5.687.256,96	170.617,71	5.857.874,67
5.857.874,67	175.736,24	6.033.610,91
6.033.610,91	181.008,33	6.214.619,24
6.214.619,24	186.438,58	6.401.057,81

Lo que dejaría de percibir al invertir el valor de la inversión de usd 5.521.608,70 durante 5 años es de 879.449,11; este valor no apoya a generar trabajo, ni seguridad de abastecimiento de energía eléctrica como es la propuesta de este proyecto.

Caso 2. Ingresos que dejaría de percibir por presencia de falla emergente por no realizar el mantenimiento mayor o demora en la adquisición de repuestos apropiados.

Potencia instalada	78	MW
Energía generada por mes	56.160,00	MW.H
Ingresos promedio mensual por generación.	898.560,00	usd/mes
Estadia de la unidad de 18 meses por compra de repuestos nuevos.	16.174.080,00	usd
Estadia de la unidad de 4 meses por realizar el mantenimiento mayor.	3.594.240,00	usd
Resultado	12.579.840,00	usd

La oportunidad al realizar el mantenimiento mayor es que la empresa tiene una diferencia de ingresos a favor de 12.579.840,00, ya que en el caso de una falla deja de recibir usd 16.174.080,00, mientras que al realizar el mantenimiento mayor deja de percibir 3.594.240,00.

6.7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

El análisis de sensibilidad es un mecanismo que ayuda a tomar la decisión de realizar o no un proyecto, el cual indicará las variables mas criticas que afectan el resultado económico de un proyecto e identificar donde se debe dedicar mas esfuerzo en el proceso de planeación.

Tabla 6.20. Análisis de sensibilidad del costo del manual de procedimientos para realizar el mantenimiento mayor.

COSTO DE IMPLEMENTACION DEL MANUAL				Análisis de sensibilidad Al número de Manuales			Análisis de sensibilidad Al costo de la hora de capacitación		
Costos Fijos	Cantidad	Costo unitario	Costo total	Cantidad	Costo unitario	Costo total	Unidades	Costo unitari	Costo total
Horas de trabajo	2880	5,625	16.200,00	2880	5,625	16.200,00	2880	5,625	16.200,00
Materiales			600,00			600,00			600,00
Equipos	1	700	116,67	1	700	116,67	1	700	116,67
Servicios de terceros			500,00			500,00			500,00
Costo de diagramación			200,00			200,00			200,00
Movilización			600,00			600,00			600,00
Servicios Comunicación			300,00			300,00			300,00
Costos Variables									
Costos de impresión	100	8	800,00	50	8	400	100	8	800,00
Capacitación	800	5,625	4.500,00	400	5,625	2.250,00	800	10	8.000,00
			23.816,67			21.166,67			27.316,67
Costo por Manual	100		238,17	50,00		423,33	100		273,17
			23.816,67			21.166,67			27.316,67
Precio de Venta	100		400,00	50,00		400,00	100		400,00
			40.000,00			20.000,00			40.000,00
Utilidad	100		161,83	50,00		-23,33	100		126,83
			16.183,33			-1.166,67			12.683,33

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. CONCLUSIONES.

- Mediante la recopilación de información técnica y las experiencias personales ha dado como fruto el Manual de procedimientos propuesto el mismo que dispone de información técnica valiosa y de gran utilidad para la ejecución del mantenimiento mayor de la unidad de generación Agoyán y de cualquier otra turbina de tipo Francis, pues menciona entre otras cosas:
 - Parámetros operativos antes y después del mantenimiento
 - Análisis de los parámetros operativos y su proyección a futuro para determinar la ejecución del mantenimiento
 - Planificación del mantenimiento, su seguimiento y evaluación
 - Procedimientos de cada actividad planificada.
 - Técnicas de desmontaje, inspección, recuperación, montaje y pruebas.
 - Análisis de costos.

- La adecuada planificación del mantenimiento mayor incide directamente en los costos que debe afrontar la empresa por la siguientes razones :
 - Tiempo de parada en mantenimiento (se deja de vender energía)
 - Operación de la unidad con pérdida del rendimiento (> 5%) por excesivo desgaste en la turbina, sobretodo en tiempo de estiaje, en donde se debe aprovechar al máximo la disponibilidad de agua.
 - Cambio oportuno de las piezas sujetas a desgaste como rodete, tapas, álabes directrices, de tal forma que sean luego susceptibles de reparación.

- Los parámetros operativos y su tendencia en el tiempo tales como: vibraciones, temperaturas, presiones, velocidad, eficiencia; son los que han permitido evaluar la condición de la unidad de generación y proyectar una fecha oportuna para la ejecución del mantenimiento mayor.
- El costo del mantenimiento mayor realizado a tiempo refleja un ahorro del 60 % a la empresa, al no incurrir en el gasto de piezas nuevas. El uso del manual permite, efectividad en la recuperación de sus partes y piezas así como la reducción de la estadía de la planta y la ejecución de cada una de sus actividades dentro de lo planificado y con los recursos asignados.
- El manual de procedimientos contiene información técnica necesaria que garantiza la eficacia de un trabajo, optimización de tiempo y personal, seguridad en la ejecución, y disminuir los riesgos en trabajo.
- Gracias al manual se puede planificar con los organismos públicos reguladores del mercado eléctrico nacional, los días de estadía de la unidad y así evitar racionamientos de energía en el país.
- El manual ayudara a la obtención de certificaciones de calidad y de seguridad industrial.

7.2. RECOMENDACIONES.

- Entregar una copia de este Manual a Hidroagoyán, como auspiciante de esta tesis, para que sirva de guía a los próximos mantenimientos mayores que tiene planificado.
- De acuerdo a la experiencia de 4 mantenimientos mayores anteriores, se recomienda como tiempo máximo de operación previo a un mantenimiento mayor de 45.000 horas, equivalente a seis años.

- Mantener el sistema de monitoreo continuo y análisis de los parámetros de operación de las unidades, como parte del mantenimiento predictivo para tener un conocimiento cabal de su estado y poder hacer una planificación adecuada y con un tiempo de antelación de 2 años, en la cual se debe tomar en cuenta lo siguiente:
 - Tiempo de fabricación o reparación de las piezas de cambio
 - Disponibilidad de repuestos.
 - Disponibilidad de energía en el Sistema Interconectado.
 - Proyección de deterioro de la turbina y sus componentes.
 - Disponibilidad de equipos, herramientas y materiales.
 - Disponibilidad de personal técnico calificado.
- Se recomienda recuperar los elementos que sufren mayor desgaste y son susceptibles a recuperación luego de realizar la defectación ya que esto significa, por tiempo y costos, lo mas recomendable y más aún, Hidroagoyán como institución publica debería planificar la construcción de un taller en sitio para realizar estos trabajos y captar adicionalmente recuperaciones de piezas y fabricación de repuestos de otras centrales de generación ya que este tipo de trabajos no lo realizan localmente.
- Las nuevas técnicas de mantenimiento, equipamiento, experiencia y capacitación del personal propenden a optimizar procedimientos y bajar costos, por lo que es necesario que este manual al ser una base para los próximos mantenimientos, esté sujeto también a que su contenido sea mejorado..

El implantar el Manual de procedimientos para realizar el Mantenimiento Mayor en la Central Hidroeléctrica Agoyán acarrea varios impactos.

Impactos Económicos:

- Contar y difundir dentro de la empresa un Manual con procedimientos y normas claras que permitan realizar el Mantenimiento Mayor de la Planta, constituye un ahorro de tiempo en capacitación y de recursos para quienes deben planificar la producción.

- El manual es una inversión que podrá ser aplicada a otras Centrales Hidroeléctricas, obteniendo con ello un ahorro, pues solo algunas variables pueden ser modificadas, pero su esencia es la misma, su réplica permite economizar tiempo y dinero.

Impactos Económicos:

- Contar y difundir dentro de la empresa un Manual con procedimientos y normas claras que permitan realizar el Mantenimiento Mayor de la Planta, constituye un ahorro de tiempo en capacitación y de recursos para quienes deben planificar la producción.
- El manual es una inversión que podrá ser aplicada a otras Centrales Hidroeléctricas, obteniendo con ello un ahorro, pues solo algunas variables pueden ser modificadas, pero su esencia es la misma, su réplica permite economizar tiempo y dinero.
- La empresa al seguir las recomendaciones emanadas del Manual, tendrá mejor opción para la toma de decisiones financieras; la provisión de los recursos para enfrentar el mantenimiento mayor es una estrategia que permite tener resultados más reales en los ejercicios económicos, sin afectar a uno solo en particular.
- La guía para realizar el Mantenimiento Mayor, como mejor opción que la compra de nuevos repuestos, constituye un ahorro significativo de dinero para la empresa.
- A nivel nacional: la contribución que haría la empresa para la baja de importaciones si se toma la decisión de no comprar repuestos nuevos sino mantener en forma adecuada a los existentes, alargándoles la vida útil con el Mantenimiento Mayor.

Impactos Sociales:

- Contribuir a la generación de puestos de trabajo, ocupando personal nacional para el Mantenimiento Mayor.
- La movilización de recursos a nivel nacional, que mediante las transacciones comerciales contribuye tributariamente al país.
- Que la ciudadanía pueda disponer de la energía a mejor precio, pues si la Central produce a menor costo, lo podrá vender a menor costo.
- Que la población cuente con un servicio garantizado de fluido eléctrico, sin racionamientos, que por importar los repuestos en vez de mantenerlos, puede alcanzar de 12 a 18 meses de estadía de la planta.

BIBLIOGRAFÍA

- Manual de Operación y Mantenimiento para Turbina, volumen 1, MITSUBISHI; Heavy Industries, Ltd, Central Hidroeléctrica Agoyán.
- Instruction of Installation for Turbine, WTI-1176 R1, MITSUBISHI; Heavy Industries, Ltd, Central Hidroeléctrica Agoyán.
- Operation and Maintenance Manual of 2x85 MVA Hydro Generator, Mitsubishi Electric Corporation, Central Hidroeléctrica Agoyán.
- Instructivo de alineamiento, balanceo, vibraciones, de Turbinas Hidráulicas, Gerencia de Generación y Transmisión, Comisión Federal de Electricidad (CFE), México.
- Over Haul Plan for Hydro Generator, N°AWWB-95-007, Mitsubishi corporation, Central Hidroeléctrica Agoyán.
- Descripción de la Central Hidroeléctrica Agoyán, INECEL.
- Mantenimiento de Generadores Hidroeléctricos., Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Producción, México.
- Reportes de Operación, Central Hidroeléctrica Agoyán.
- Reportes de Mantenimiento, Central Hidroeléctrica Agoyán.
- Comissioning de Puesta en marcha, Mitsubishi, Central Hidroeléctrica Agoyán.
- Ingeniería de Mantenimiento, Eduardo Manuel Cruz Rebelo, Edit. Nueva Librería, Buenos Aires Argentina, 1997.
- http://es.wikipedia.org/wiki/Turbina_Francis.
- www.dcc.uchile.cl.
- www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia05/HTML/Articulo51.htm
- Metodología para el modelado de reguladores de velocidad y voltaje, Proyecto de graduación, Universidad de Costa Rica, 1991, Rivera F.
- Libro Turbo Maquinas Hidráulicas, MATAIX.
- Formación Modular, Centrales Hidroeléctricas (II), "Turbinas Hidráulicas".
- Manual del Ingeniero Mecánico de MARKS.
- Sistemas de Mantenimiento Planeación y Control, Duffuaa Dixon.
- Ingeniería de Mantenimiento, Formación en Mantenimiento para el Ingeniero Mecánico, Buenos Aires –ARGENTINA.

- Técnicas de la Administración de la Producción, Antonio Castro Martínez, Carmen Nolasco Gutiérrez, Gustavo Velásquez Mastretta.
- http://es.wikipedia.org/wiki/Central_hidroel%C3%A9ctrica#Modalidad_de_generaci.C3.B3n
- <http://www.hidropaute.com/espanol/itecnica/produccion.htm>
- <http://www.lahmeyer.de/publications/faltblatt-gws.pdf#search=%22Centrales%20Hidroelectricas%22>.
- http://html.rincondelvago.com/centrales-hidroelectricas_4.html.
- <http://www.geocities.com/RainForest/Watershed/7506/index.html>.
- <http://cipres.cec.uchile.cl/~ipedraza/>
- <http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo3.html>
- <http://www2.ing.puc.cl/power/alumno98/regfrec/trabajo%20final.html>
- <http://personales.ya.com/universal/TermoWeb/Turbinas/Hidraulicas/PDFs/Turb.Hidraulicas5.pdf#search=%22regulador%20de%20velocidad%20de%20turbinas%20hidraulicas%22>.
- <http://www.turbinas3hc.com/ComponentesGrupoH.html>.
- <http://personales.ya.com/universal/TermoWeb/Turbinas/Vapor/PDFs/5-TVAPOR.pdf#search=%22regulador%20de%20velocidad%20de%20turbinas%20hidraulicas%22>
- http://www.canalsocial.net/GER/ficha_GER.asp?id=12420&cat=varios.
- <http://www.unesco.org.uy/phi/libros/microcentrales/frame.html>
- <http://www.iit.upco.es/docs/99LRR01.pdf#search=%22regulador%20de%20velocidad%20de%20turbinas%20hidraulicas%22>.
- <http://www.berlukas.com/careerses.php>
- <http://www.oni.escuelas.edu.ar/olimpi98/Energia-Vs-ambiente/hidrica.htm#>.
- http://www.artist2.upv.es/actividades/jornadas/XXI/documentos/ja00_027/ja00_027.pdf#search=%22regulador%20de%20velocidad%20de%20turbinas%20hidraulicas%22.
- <http://www.iit.upco.es/docs/97JLZM01.pdf#search=%22regulador%20de%20velocidad%20de%20turbinas%20hidraulicas%22>.

ANEXOS

Anexo 3.1.
“Norma DIN 1.4313”

材料証明書



大太平洋特殊鑄造株式会社
直江津製造所

CERTIFICATE OF MATERIAL

PACIFIC SPECIAL ALLOY CASTINGS CO., LTD.
NAOETSU WORKS.

注文先又は客先 Owner or Customer	MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, LTD.	証明書番号 Certificate No.	01-290
プラント名, プロジェクト名 Name of Plant or Project	AGOYAN POWER STATION	発行日 Date of Issue	Oct. 5, 2001
客先工事番号 P. Job No.	6-395334/0300	工事番号 Job or Mfg. No.	01ST-362
工事名、機器名 Name of Work or Article	—	図面番号 Drawing No.	WW-32620 R-0 etc.
品名 Name of Part	RUNNER VANE	規格・材質 Spec. & Grade	DIN 1.4313 G-X5CR Ni 134
数量 Quantity	1 (No. 1)	仕様書番号 Procedure No.	SWC-0286 R-1

化学成分 Chemical Compositions (%)

規格 Specification 溶解番号 Charge No.	Min. Max.	C	Si	Mn	P	S	Ni	Cr	Mo		
		1M0885		0.07	1.00	1.50	0.040	0.030	3.50 5.00	12.00 13.50	max. 0.70
Ladle analysis		0.04	0.49	0.67	0.029	0.002	3.93	12.21	0.44		
Check analysis		0.04	0.52	0.65	0.030	0.003	3.93	12.18	0.43		

機械的性質 Mechanical Properties

規格 Specification 識別番号 Ident. No.	引張試験 Tensile Test				硬さ試験 Hardness Test	衝撃試験 Impact Test	記事 Remarks
	降伏点 Yield Point 耐力 0.2% Proof Stress	引張強さ Tensile Strength	伸び Elongation	絞り Reduction of Area	ブリネル 硬さ Brinell	シャルピー 衝撃値 Charpy	
	N/mm ² (kgf/mm ²)	N/mm ² (kgf/mm ²)	(%)	(%)	HBW(10/3000)	J/cm ² (kgf.m/cm ²)	
1M0885	min. 637 (min. 65)	785 ~ 980 (80 ~ 100)	min. 15	min. 35	230 ~300	min. 78.5 (min. 8)	
	702 (71.6)	874 (89.1)	19	63	269	148, 145, 146 (15.1, 14.8, 14.9)	

熱処理 Heat Treatment

試験片 Test Pieces JIS Z2201 No. 14A, JIS Z2202 3U

規格又は仕様 Spec. or Procedure	引張試験条件 Tensile Test Conditions		衝撃試験条件 Impact Test Conditions		記事 Remarks
	標点距離 Gauge Length	直径 Diameter	ノッチ深さ Notch Depth	形状 Notch Form	
A : 610±20℃ × min. 3h FC Q : 1025±20℃ × min. 3h BC T : 630±20℃ × min. 5h AC	70mm	14mm	3mm	U	
実施 Actual	温度 Temp. 23℃		温度 Temp. 20℃		
A : 600~630℃ × 3h FC Q : 1025~1035℃ × 3h BC T : 620~630℃ × 5h AC	供試材 Test Coupon * JIS G0307 Fig. a				
	試験機番号 Test Machine T-601, H-69596 T, I-533				

A: Annealing 焼なまし N: Normalizing 焼ならし T: Tempering 焼戻し Q: Quenching 焼入れ SR: Stress Relieving 応力除去焼なまし
S: Solution Treatment 固溶化熱処理 WQ: Water Quenching 水焼入れ OQ: Oil Quenching 油焼入れ AC: Air Cooling 空冷
RC: Rapid Cooling 急冷 FC: Furnace Cooling 炉冷 WC: Water Cooling 水冷 BC: Air Blast Cooling 衝風冷却 Ag: Aging 時効処理

上記製品は指定の規格及び仕様に合格していることを証明します。

We hereby certify that above results are conformable to the material specifications and purchase specifications.

証明者
Certified by

品質保証グループリーダー Manager of QA Section

立会者
Witness
 確認者
Reviewer

REVIEWED BY M.H.I.

Form IQ5-10-013

TABLE 2 Mechanical Test Requirements

UNS Designation	Type	Tensile Strength, min		Yield Strength, ^{A,B} min		Elongation in 2 in. or 50 mm, min. %	Hardness, Max ^C		Cold Bend, Deg ^D
		psi	MPa	psi	MPa		Brinell	Rockwell B	
S44625	XM27	65 000	450	40 000	275	22.0 ^E	190	90	180
S44626	XM33	68 000	470	45 000	310	20.0	217	95	180
S44400	—	60 000	415	40 000	275	20.0	217	95	180
S40300	403	70 000	485	30 000	205	25.0 ^E	183	88	180
S40500	405	60 000	415	25 000	170	20.0	183	88	180
S40900	409	60 000	415	30 000	205	22.0 ^E	...	80	180
S41000	410	65 000	450	30 000	205	22.0 ^E	217	95	180
S41008	410S	60 000	415	30 000	205	22.0 ^E	183	88	180
S42900	429	65 000	450	30 000	205	22.0 ^E	183	88	180
S43000	430	65 000	450	30 000	205	22.0 ^F	183	88	180
S44200	442	75 000	515	40 000	275	20.0	217	95	180
S44600	446	75 000	515	40 000	275	20.0	217	95	135
S44700	—	80 000	550	60 000	415	20.0	...	20 ^F	not reqd
S44800	—	80 000	550	60 000	415	20.0	...	20 ^F	not reqd

GIE →

^A See 12.1.1.

^B Yield strength shall be determined by the offset method at 0.2 % limiting permanent set in accordance with Methods A 370. Unless otherwise specified (see 4.1.10), an alternative method of determining yield strength may be based on a total extension under load of 0.5 %.

^C Either Brinell or Rockwell B hardness is permissible.

^D See 12.2.

^E Material 0.050 in. (1.27 mm) and under in thickness shall have a minimum elongation of 20.0 %.

^F Rockwell C scale.

The American Society for Testing and Materials takes no position respecting the validity of any patent rights asserted in connection with any item mentioned in this standard. Users of this standard are expressly advised that determination of the validity of any such patent rights, and the risk of infringement of such rights, is entirely their own responsibility.

This standard is subject to revision at any time by the responsible technical committee and must be reviewed every five years and if not revised, either reapproved or withdrawn. Your comments are invited either for revision of this standard or for additional standards and should be addressed to ASTM Headquarters. Your comments will receive careful consideration at a meeting of the responsible technical committee, which you may attend. If you feel that your comments have not received a fair hearing you should make your views known to the ASTM Committee on Standards, 1916 Race St., Philadelphia, Pa. 19103, which will schedule a further hearing regarding your comments. Failing satisfaction there, you may appeal to the ASTM Board of Directors.

TABLE 2 Mechanical Property Requirements

Type	Tensile Strength, min		Yield Strength, min ^{a, c}		Elongation in 2 in. or 50 mm, min. %	Hardness, max ^d	
	psi	MPa	psi	MPa		Brinell	Rockwell B
301	75 000	515	30 000	205	40.0	183	88
302	75 000	515	30 000	205	40.0	183	88
302B	75 000	515	30 000	205	40.0	217	95
→ 304	75 000	515	30 000	205	40.0	183	88
304L	70 000	485	25 000	170	40.0	183	88
1. 305	70 000	485	25 000	170	40.0	183	88
308	75 000	515	30 000	205	40.0	183	88
309	75 000	515	30 000	205	40.0	217	95
309S	75 000	515	30 000	205	40.0	217	95
310	75 000	515	30 000	205	40.0	217	95
310S	75 000	515	30 000	205	40.0	217	95
316	75 000	515	30 000	205	40.0	217	95
316L	70 000	485	25 000	170	40.0	217	95
317	75 000	515	30 000	205	35.0	217	95
317L	75 000	515	30 000	205	35.0	217	95
321	75 000	515	30 000	205	40.0	183	88
347	75 000	515	30 000	205	40.0	183	88
348	75 000	515	30 000	205	40.0	183	88
X.M-15	75 000	515	30 000	205	40.0	217	96

^a See 11.1.

^b Either Brinell or Rockwell B hardness is permissible

^c Yield strength shall be determined by the offset method at 0.2 % limiting permanent set in accordance with Method A 370. Unless otherwise specified (see 4.1.11), an alternative method of determining yield strength may be based on total extension under load of 0.5 %.

The American Society for Testing and Materials takes no position respecting the validity of any patent rights asserted in connection with any item mentioned in this standard. Users of this standard are expressly advised that determination of the validity of any such patent rights, and the risk of infringement of such rights, is entirely their own responsibility.

This standard is subject to revision at any time by the responsible technical committee and must be reviewed every five years and if not revised, either reapproved or withdrawn. Your comments are invited either for revision of this standard or for additional standards and should be addressed to ASTM Headquarters. Your comments will receive careful consideration at a meeting of the responsible technical committee, which you may attend. If you feel that your comments have not received a fair hearing you should make your views known to the ASTM Committee on Standards, 1916 Race St., Philadelphia, Pa. 19103, which will schedule a further hearing regarding your comments. Failing satisfaction there, you may appeal to the ASTM Board of Directors.

Anexo 3.2.

“Índices de Gestión Históricos durante los 19 años de
operación”

HIDROGOYAN S.A. DATOS ESTADISTICOS 1988 - 2006

COMPAÑÍA DE GENERACION HIDROELECTRICA

INDICES DE GESTION (FACTORES %)

AÑO	CARGA	DISPONIBILIDAD	UTILIZACION	PLANTA	CONFIABILIDAD
1988	80,84	93,25	92,97	77,79	99,99
1989	85,63	91,63	88,62	75,99	99,97
1990	80,72	89,31	88,43	71,67	99,97
1991	76,62	93,03	90,06	69,10	99,98
1992	69,09	94,36	93,15	64,09	95,04
1993	80,60	91,81	87,26	70,29	99,95
1994	81,41	91,39	90,84	73,89	99,97
1995	65,56	96,83	87,93	56,96	100,00
1996	79,25	95,56	90,13	72,24	99,97
1997	75,05	95,29	93,45	70,31	99,97
1998	81,28	95,02	93,45	76,02	99,63
1999	74,80	80,26	74,90	67,42	83,32
2000	84,31	88,00	88,34	73,60	100,00
2001	77,66	90,87	86,53	66,68	99,99
2002	81,91	90,26	88,24	70,48	99,99
2003	65,21	94,33	94,06	57,99	99,98
2004	75,93	95,41	95,13	72,07	99,99
2005	59,00	96,23	95,96	56,65	100,00
2006	61,86	85,77	85,63	50,03	99,99
PROMEDIO	75,62	92,03	89,74	68,07	98,83

Anexo 3.3.

“Formatos de registro utilizados por los operadores
Central Hidroeléctrica Agoyán”

UNIDADES - LINEAS - BARRAS

CODIGO:

HORA	Q m ³ /seg	NIVEL EMBA m.s.n.m	POTENCIA TOTAL		LINEA			UNIDAD 1					BARRAS		UNIDAD 2					LINEA			OBSERVACIONES			
					TOTORAS 1			POTENCIA		T.GENERADOR			EXITACION		138 K.V		POTENCIA		T.GENERADOR			EXITACION		TOTORAS 2		
			MW	MVAR	MW	MVAR	AMP	MW	MVAR	K.V	K.A	V	K.A	KV-B1	KV-B2	MW	MVAR	K.V	K.A	V	K.A	MW		MVAR	AMP	
01H00																										
02H00																										
03H00																										
04H00																										
05H00																										
06H00																										
07H00																										
08H00																										
09H00																										
10H00																										
11H00																										
12H00																										
13H00																										
14H00																										
15H00																										
16H00																										
17H00																										
18H00																										
19H00																										
20H00																										
21H00																										
22H00																										
23H00																										
24H00																										
ENERGIA ACUMULADA			SERV. AUXILIARES			UNIDAD 1					UNIDAD 2					GENERACION BRUTA			MWH							
			MWH-U1	MWH-U2	MWH	MVAH-E	MVARH-R	MWH	MVAH-E	MVARH-R	CONSUMO AUXILIARES	MWH														
GENERACION DIARIA																										
TURNO OPRADOR	PRIMERO			SEGUNDO			TERCERO			FECHA			REVISADO POR:													
													

EQUIPO DE PATIO Y AUXILIARES

CODIGO:

HORA	PRESION (Kgt / cm ²)																SISTEMA DE AIRE COMPROMIDO										
	L.TOTORAS 1				152-U1				ACOPLAMIENTO				152-U2				L. TOTORAS 2				PRESION		Hora Operación				
	Interruptor		189-L1		Interruptor		189-U1		INTERRUPTOR		1889-BT		Barra 1		Barra 2		Interruptor		189-U2		Interruptor		189-L2		PRIMAR	SECUND.	TH2
	SF6	AIRE	SF6	SF6	AIRE	SF6	SF6	AIRE	SF6	SF6	SF6	SF6	SF6	AIRE	SF6	SF6	AIRE	SF6	SF6	AIRE	SF6						
08H00																											
12H00																											
16H00																											
23H00																											

HORA	TRANSFORMADORES PRINCIPALES						SDSC						NUMERO DE OPERACIONES	EQUIPO	L. TOT 1	UNID.1	ACOPLA.	UNID 2	L. TOT 2									
	TEMP (°C) T1		TEMP (°C) T2		NIVEL ACEITE		Estado Silica		CARGADORES 125 DC											INVERSORES								
	Aceite	Devana.	Aceite	Devana.	T1	T2	T1	T2	V	TC1	A	V								TC2	A	TI-1	TI-2					
08H00																												
12H00																												
16H00																												
23H00																												

AUXILIARES

HORA	PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA														SISTEMA CONTRA INCENDIO												
	PRESIÓN DE AGUA CRUDA		FILTROS DE ARENA						ABLANDADORES				NIVEL DE AGUA		COMPR.	PRESIÓN DE AIRE (Kg/cm ²)											
	ALTA	BAJA	No 1		No 2		No 1		No 2		Sellos		SAL			COMPRESORES		TANQUES									
			Q L/Min	Pkg/cm ²	Q L/Min	Pkg/cm ²	Q L/Min	Pkg/cm ²	Q L/Min	Pkg/cm ²	Q L/Min	Pkg/cm ²	Q L/Min	Pkg/cm ²	(cm)	(dm)	Pkg/cm ²	No 1	No 2	21m ³	1.13 m ³						
08H00																											
12H00																											
16H00																											
23H00																											

HORA	VOLTAJE DE CONTINUA				VOLTAJE - ALTE			I. ALTERNA		ENER - CON.		PLC - DC		CARGADORES DE BATERIAS								Convert. 48VDC	220 127 CB		TEM TRAF.		LIN- PRESA		
	No Controlado		Controlado		V - AT		Barra	KA - AT		WA - AT		V	A	48 DC N 1		48 DC N 2		125 DC No 1		125 DC No 2			V	A	°C	°C	KV	A	
	125 CB	48 CB	125 CB	48 CB	U1	U2	V	U1	U2	U1	U2	V	A	V	A	V	A	V	A	V	A	V	A	V	A	V	A	V	A

NOVEDADES

TURNO	PRIMERO	SGUNDO	TERCERO	FECHA	REVISADO POR
OPERADOR	_____	_____	_____	_____	_____

DATOS DE EQUIPOS AUXILIARES PRESA

CODIGO: _____

HORA	AUXILIARES												EQUIPOS OLEOHIDRAULICOS						SIST. PERDIDA		BOMBAS				
	BATERIAS						TABLEROS						TRANSFORMADOR			VERTEDEROS		DESAG. DE FONDO		DESARENADOR		CARGA			DRENAJE
	CARGADOR 1		CARGADOR 2		B. BATERIAS		48 DH		220-127DH		480 DH		100 Kva	250 Kva	NIVEL	Presion	NIVEL	Presion	NIVEL	Presion	PRES1	PRES2	NIVEL		
	V	A	V	A	V	A	V	A	V	A	V	A	°C	°C	ACETE	mm	Kg/cm²	mm	Kg/cm²	mm	Kg/cm²	Kg/cm²	Kg/cm²	m	
1																									
2																									
3																									
4																									
5																									
6																									
7																									
8																									
9																									
10																									
11																									
12																									
13																									
14																									
15																									
16																									
17																									
18																									
19																									
20																									
21																									
22																									
23																									
24																									

NOVEDADES:

TURNO OPERADOR	PRIMERO	SEGUNDO	TERCERO	FECHA	REVISADO POR	24H00	OLTC	
							Nº OPERACIONES	
							POSICION	

DATOS DE UNIDADES Y AUXILIARES - CASA DE MAQUINAS

CODIGO: _____

HORA	TEMPERATURA DE COJINETE Y SELLO DE EJE (°C)																PRESIONES								CAUDAL			
	TURBINA						GENERADOR										TURBINA (m.c.a.)				V.MARIPOSA		CARACOL					
	METAL		ACEITE		SELLO		SUP.(Metal)		SUP.(Aceite)		INF.(Metal)		INF.(Aceite)		EMP.(Metal)		PRIMING		RUNN SIDE		RUNNER BACK		TUBER		CARACOL		m³/seg	
	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2
00H00																												
08H00																												
19H00																												
21H00																												

HORA	AGUA DE ENFRIAMIENTO																											
	NIVELES		PRESIONES		TREN DE VALVULAS				FLUJOS DE AGUA DE ENFRIAMIENTO (Lts/Min)										PRESIONES (Kg/cm)				AGUA SELLOS					
	(m)	(mm)	(Kg/cm)		TREN	P.VAL.RED.	T.ENTRA	SUP.GENERADOR	AIRE.GENERADOR		INF.GENERADOR		REGULADOR		COJ.TURBINA		SELLO EJE		FILTRO PRINCIPAL		FILTRO DE SELLOS		P.VAL REDUC					
	DESA	PULM	COMP	PULM	A/B	ENT	SAL.	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2	Entrada	Salida	U1 Ent	U1 Sal	U2 Ent	U2 Sal	Entrada	Salida	
00H00																												
08H00																												
19H00																												
21H00																												

HORA	REGULACION Y COJINETES																											
	POTENCIA		AP. . ALAB.		APER S.M.		ACTUADOR		TANQUE DE PRESION				TANQUE SUMIDERO				COJINETES											
	MW		%		mm		mm		NIV. U1(mm)		NIV. U2(mm)		PRESION U2		PRESION U1		NIV. U1(mm)		NIV. U2(mm)		(TEMP °C)		NIV. U1(mm)		NIV. U2(mm)			
	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2	ALTO	BAJA	ALTO	BAJA	MAX	MIN	MAX	MIN	ALTO	BAJA	ALTO	BAJA	U1	U2	SUP	COMB	TURB	SUP	COMB	TURB
00H00																												
08H00																												
19H00																												
21H00																												

HORA	AUXILIARES																VIBRACIONES												
	TRAN. EXC. Y AUXIL TEMP.(°C)						CARGADOR		CARGADOR		BAT.	125 PH				TEMP. GENERADOR (°C)				P. AIRE (Kg/cm²)		L1				L2			
	No 1		No 2		CONV	Controlado		No controlado		A/B/C		A/B/C	NUCLEO	AIRE	52U1 52U2		Frenos		COJ SUP	COJ INF.	COJ.TUR	GENRAD	COJ SUP	COJ INF.	COJ.TUR	GENRAD			
	EX T1	EX T2	AT U1	AT U2		AT IC	V	A	V	A	A	V	V	A	V	A	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2	
00H00																													
08H00																													
19H00																													
21H00																													

HORA	UNIDAD	No. OPERACIÓN 52 U	CONSUMO AUXILIARES (AT)	HORAS REALES OPERACIÓN	HORAS REGIST. OPERACIÓN	VOLUMEN TURBINADO x10 m³	No CICLOS DE ENGRASE " A "	No CICLOS DE ENGRASE " B "	No DE OPERAC. FILTRO		BOMB. LEVANT.PRES.	
									TREN " A "	TREN " B "	ARRANQ.	PARADA
24H00	U1											
	U2											

TURNO	PRIMERO	SEGUNDO	TERCERO	FECHA	REVISADO POR :
OPERADOR	_____	_____	_____	_____	_____

Anexo 3.4.

“Limites Operativos Central Hidroeléctrica Agoyán”.

LIMITES OPERATIVOS CENTRAL AGOYAN

DESCRIPCION	PARAMETRO	UNIDAD	NOMINAL	ALARMA	DISPARO
Cojinete guía turbina, metal	Temperatura	°C	37	60	72
Cojinete guía turbina, aceite	Temperatura	°C	32	55	70
Cojinete Guía Superior G, aceite	Temperatura	°C	36	42	48
Cojinete Guía Superior G. metal	Temperatura	°C	36	49	55
Cojinete Guía Inferior G. aceite	Temperatura	°C	35	45	50
Cojinete Guía Inferior G. metal	Temperatura	°C	40	45	50
Cojinete Empuje, metal	Temperatura	°C	47	55	60
Vibración cojinete turbina	Velocidad	mm/sg.	2,2	4,5	7,1
Vibración Cojinete Guía Superior G	Velocidad	mm/sg.	2,3	4,5	7,1
Vibración Cojinete Empuje	Velocidad	mm/sg.	1,9	4,5	7,1
Vibración Estator	Velocidad	mm/sg.	1,3	4,5	7,1
Enfriamiento cojinete guía turbina	Caudal	Lts/min.	146	120	80
Enfriamiento cojinete guía Superior	Caudal	Lts/min.	37	30	15
Enfriamiento cojinete guía Inferior	Caudal	Lts/min.	600	500	400
Enfriamiento generador	Caudal	Lts/min.	5320	4300	3500
Enfriamiento aceite del regulador	Caudal	Lts/min.	27	20	10
Enfriamiento sello del eje	Caudal	Lts/min.	64	40	20
Nivel aceite cojinete guía Turbina	Nivel (alto)	mm.	-20	40	65
Nivel aceite cojinete guía Turbina	Nivel (bajo)	mm.	-20	-40	-65
Nivel aceite cojinete guía Superior	Nivel (alto)	mm.	18	40	60
Nivel aceite cojinete guía Superior	Nivel (Bajo)	mm.	18	-40	-60
Nivel aceite cojinete guía Inferior	Nivel (alto)	mm.	-10	40	60
Nivel aceite cojinete guía Inferior	Nivel (bajo)	mm.	-10	-40	-60
Sello de la turbina	Diferen	Kg/cm ²	0,9	0,2	
Sello de la turbina	Presión (baja)	Kg/cm ²	5	4,5	
Sobrevelocidad	Velocidad	RPM	225		315
Aceite del regulador	Presión (baja)	Kg/cm ²	36 - 39	32	26
Aceite del regulador	Presión (alta)	Kg/cm ²	36 - 39	41	
Aceite del regulador	Nivel (alto)	mm.	0	190	
Aceite del regulador	Nivel (bajo)	mm.	0	-200	-589
Bobinado del generador	Temperatura	°C	95	110	

Anexo 3.5.

“Distribución Granulométrica de los Sedimentos en
suspensión y de fondo”

(Río Patate y Chinchin)

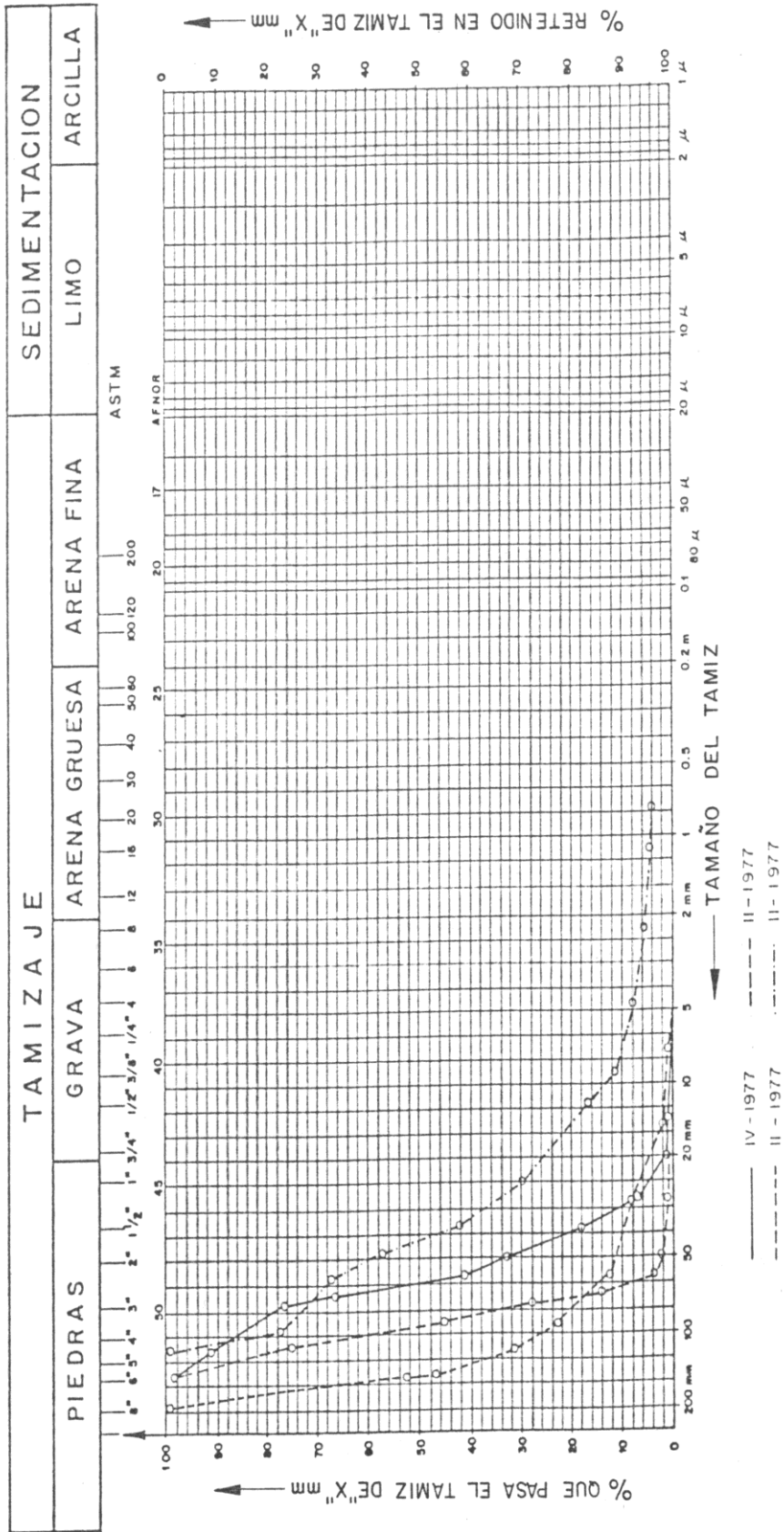


Figura 3.3/8 Granulometría del material de fondo

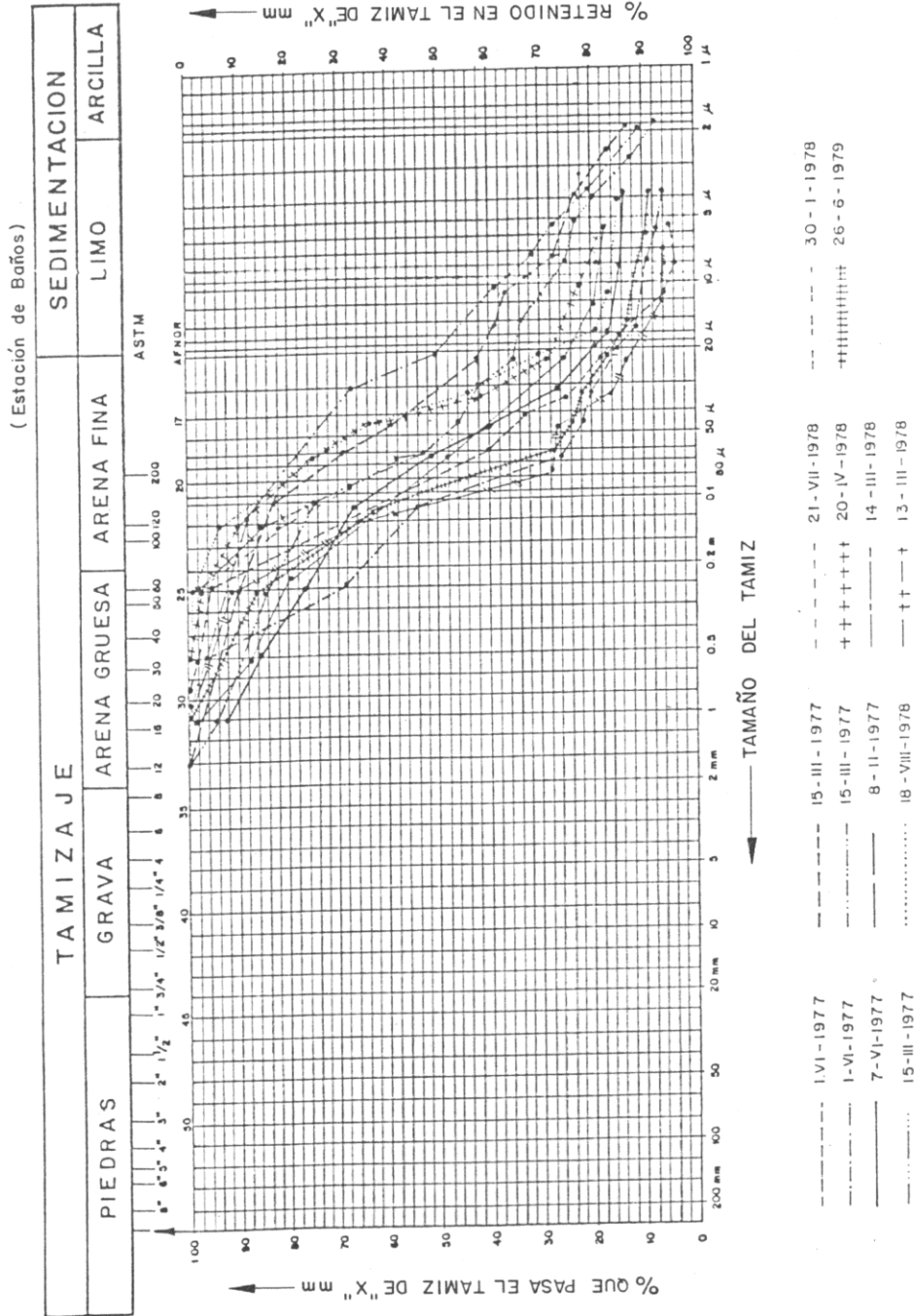


Figura 3.3/7 Granulometría del material en suspensión

Anexo 3.6.

“Análisis Petrográfico al Binocular de una muestra de agua
tomada en el túnel de carga”

A N E X O No. 2

ANALISIS PETROGRAFICO AL BINOCULAR

MUESTRA # 2

Túnel de carga frente a la Presa embalse. AGOYAN

Material recogido después del desembalse

3-V-87

Fracción > 150 u

Cuarzo:

2% de origen hidrotermal: Cristales incoloros translúcidos y transparentes, subhedrales.

15% de origen metamórfico: Cristales subhedrales a anhedrales incoloros y con inclusiones de mica orientada.

8% de origen ígneo: Cristales incoloros y transparentes con inclusiones al azahar, otro sin inclusiones y rotos, otros lechosos.

5% piroxeno: Cristales de anhedrales a subhedrales de color verde oscuro a negro. Algunos se presentan maclados. Augita.

10% Plagioclasa: Cristales incoloros subhedrales con maclas.

3% Clorita: Cristales subhedrales de color verde brillante.

5% Calcita: Cristales de subhedrales a anhedrales de color amarillento.

10% Vicrio de escoria: En tonalidad incoloros café, amarillentos translucidos, con vesículas.

Líticos:

22% Fragmentos metamórficos: De esquisto micúceo de color clando brillante parcialmente porosa de cuarcita, color blanco lechoso.

20% Fragmentos ígneos: Oxidados.

Anexo 4.1.

“Formato A-M-82 Mantenimiento Rutinario”

**MANTENIMIENTO RUTINARIO
CASA DE MAQUINAS**

COD: A-M-82

Rev. #:

Tiempo de retención:

Fecha de revisión:

Almacenamiento:

Hoja 1 de 1

ITEM	ACTIVIDAD	PERIO DICID	M1				M2				M3				HORAS	OBSERVACIONES
			1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4		

Anexo 4.2.

“Planificación Coordinada con el CENACE –año 2006”

CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN
PROGRAMA GENERAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL AÑO 2.006
INSTALACIONES PRINCIPALES

COD: A-G#-03 Rev: Original Fecha de Revisión: 15 de Mayo del 2006 Tiempo de Retención: 2 años Almacenamiento: Programación y Control HOJA: 1 de 1

		2 . 0 0 6																																																								
PERIODICIDADES		ENERO				FEBRERO				MARZO				ABRIL				MAYO				JUNIO				JULIO				AGOSTO				SEPTIEMBRE				OCTUBRE				NOVIEMBRE				DICIEMBRE												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52					
ANUAL																																																										
SEMESTRAL																																																										
TRIMESTRAL																																																										
MENSUAL																																																										

NOMENCLATURA:

- U01 = UNIDAD DE GENERACION Nº 1
- U02 = UNIDAD DE GENERACION Nº 2
- CH = CHIMENEA DE EQUILIBRIO
- LE = LAVADO DE EMBALSE

PERIODO	HORAS
Anual	= 138
Semestral	= 138
Trimestral	= 108
LE	= 20
Limp Chimenea	= 138

APROBRACION:

 VICEPRESIDENTE DE PRODUCCION
 HIDROAGOYAN S.A.

Anexo 4.3.

“Formato de Reporte de Equipo Defectuoso”

CONTROL Y REGISTRO DE LOS RED
(REPORTE DE EQUIPOS DEFECTUOSOS)

<i>COD: A-G#-07</i>			<i>Rev. #:</i> _____		<i>Original</i>		<i>Tiempo de retención:</i> _____	
			<i>Fecha de revisión:</i> _____		<i>Almacenamiento:</i> _____		<i>Hoja 1 de 1.</i>	
# RED	# ODT	CODIGO	AREA		NOVEDAD	RECOMENDACIONES Y/O ACCION A TOMAR	FECHA DE EMISIÓN	FECHA DE EJECUCIÓN
			Reporta	Ejecuta				
ELABORADO POR: _____								
FECHA: _____								

Anexo 4.4.

“Programa de Mantenimiento Mecánico Casa de Máquinas”

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPAÑÍA DE GENERACIÓN HIDROELECTRICA</small>		PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MECÁNICO	
ITEM	DESCRIPCIÓN	FORMATO	PERIODICIDAD
M2	TURBINA		
M2.1	RODETE		
M2.1.1	Inspección general del rodete, cono y recinto	A-M-01	TM
M2.1.2	Inspección con líquidos penetrantes	A-M-01	A
M2.1.3	Medición de espesor de álabes	A-M-56	SM
M2.1.4	Pulido menor del rodete		SM
M2.2	EJE		
M2.2.1	Medición de la excentricidad.	A-M-04	TM
M2.2.2	Verificar ajuste y seguros de pernos del acople al eje generador.		BA
M2.2.3	Verificar ajuste y seguros de pernos de fijación del rodete.		BA
M2.3	SELLO DEL EJE.		
M2.3.1	Inspección general del sello	A-M-05	TA
M2.3.2	Verificación ajuste de pernos del packing box.		A
M2.3.3	Estado y ajuste de prensa sello (pernos y seguros)		A
M2.3.4	Verificar ajuste de pernos y seguros del deflector de agua de sellos y estado superficial.		A
M2.4	ALABES MOVILES		
M2.4.1	Calibrar gap superior e inferior	A-M-06	A
M2.4.2	Calibrar separación entre álabes (abiertos y cerrados)	A-M-06	A
M2.4.3	Inspección del estado superficial de álabes móviles	A-M-07	TM
M2.4.4	Verificar ajuste de pernos y seguros del prensa sellos		A
M2.5	SERVOMOTORES DE ALABES		
M2.5.1	Medición de tiempos de apertura y cierre	A-M-60	A
M2.5.2	Verificar ajuste de pernos y uniones de tuberías		A
M2.5.3	Verificar ajuste de tuercas en barras de comando		A
M2.5.4	Pruebas de operación (servomotores vs. potencia)	A-M-08	SM
M2.5.5	Verificar posición de los topes		SM
M2.6	MECANISMOS DE OPERACIÓN DE ALABES		
M2.6.1	Inspección del mecanismo de operación de álabes; limpieza y lubricación.	A-M-09	A
M2.6.2	Verificar operación de micro switch del pin de corte		A
M2.6.3	Estado y calibración de guías del anillo de accionamiento		A
M2.7	COJINETE GUIA		
M2.7.1	Medición de gap de cojinetes	A-M-03	OH
M2.7.2	Revisar pernos y seguros de la cuba de aceite y soporte de cojinete		A
M2.7.3	Medir gap del sello superior de la cuba	A-M-03	TA
M2.7.4	Toma de muestras de aceite para análisis	A-M-10	SM
M2.7.5	Tratamiento de aceite		A
M2.7.6	Medir vibraciones, ruido y temperatura	A-M-11	M
M2.7.7	Limpieza interna de enfriador con químicos	A-M-62	CR

CODIFICACIÓN:

M: Mensual

TM: Trimestral

BA: Bianual.

OV: Over Haul

SM: Semestral

TA: Trianual

A: Anua

CR: Cuando lo requiera

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPANIA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>		PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MECÁNICO	
ITEM	DESCRIPCIÓN	FORMATO	PERIODICIDAD
M2.8	TAPA SUPERIOR Y ANILLO INFERIOR		
M2.8.1	Verificar ajuste de toda la pernería.		A
M2.8.2	Inspección estado superficial, pintura y corrosión.		SM
M2.8.3	Estado superficial de facing plates y pernos de fijación superior e inferior.	A-M-57	TM
M2.8.4	Inspección visual del anillo de desgaste inferior	A-M-06	TM
M2.8.5	Medición de gap entre anillos de desgaste: sup e inf.	A-M-127-128	SM
M2.8.6	Medir espesores de tapa superior e inferior	A-M-70-71	TM
M2.8.7	Limpieza de la tapa superior.		TM
M2.8.8	Mantenimiento rutinario mensual.	A-M-53	M
M2.8.9	Medir espesores del anillo inferior del botton ring	A-M-74	TM
M2.9	CARACOL		
M2.9.1	Estado interno, pintura y corrosión.		A
M2.9.2	Limpieza de tomas de presión		SM
M2.10	TUBO DE SUCCION		
M2.10.1	Estado interno, pintura, corrosión.		BA
M2.10.2	Ajuste de pernería, bridas, uniones de tramo expuesto		A
M2.10.3	Inspección de las rejillas de la caja de succión.		BA
M2.10.4	Limpieza del tramo expuesto.		TM
M2.11	EQUIPO AUXILIAR		
M2.11.1	EQUIPO DE ADMISION DE AIRE		
1.1	Pruebas de apertura y cierre de V/V de aire (tiempos)	A-M-08	A
1.2	Inspección y limpieza de V/V check en la toma aire		A
M2.11.2	MALACATE DEL PIT DE TURBINA		
2.1	Inspección general, limpieza y lubricación		SM
2.2	Operación del equipo.		TM
M2.12	SISTEMA DE ENGRASE		
M2.12.1	Limpieza del filtro reductor.		SM
M2.12.2	Verificar llegada de grasa en los diferentes puntos.		SM
M2.12.3	Sacar tapas de cojinete inferior de álabes, limpieza y chequeo de engrase.		A
M2.12.4	Limpieza de tanque y succión de la bomba.		A
M2.12.5	Mantenimiento rutinario.		S
M2.13	INSTRUMENTACION		
M2.13.1	Contrastación de:		
1.1	Manómetros		A
1.2	Presóstatos		A
1.3	Sensores de nivel		BA
1.4	Medidores de caudal.		A
M2.13.2	Limpieza de tuberías y tomas de manómetros y Presóstatos		SM

CODIFICACIÓN:

M: Mensual

TM: Trimestral

BA: Bianaual.

OV: Over Haul

SM: Semestral

TA: Trianual

A: Anua

CR: Cuando lo requiera

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPAÑÍA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>		PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MECÁNICO	
ITEM	DESCRIPCION	FORMATO	PERIODICIDAD
M3	REGULADOR DE VELOCIDAD		
M3.1	SISTEMA DE ACUMULACION Y BOMBEO		
M3.1.1	Medir tiempos de carga y descarga de la bombas		TM
M3.1.2	Ajuste de pernos de anclaje, bridas, uniones.		A
M3.1.3	Verificar alineamiento de motor - bomba	A-M-15	A
M3.1.4	Medición de vibraciones de motor - bomba	A-M-16	SM
M3.1.5	Análisis de rodamientos de motor - bombas	A-M-64	SM
M3.1.6	Limpieza de filtros 422-414A/B-421		SM
M3.1.7	Tratamiento de aceite.		A
M3.1.8	Limpieza de serpentín de enfriamiento y cañerías.		CR
M3.1.9	Toma de muestras de aceite para análisis.		SM
M3.1.10	Pruebas de operación del sistema.	A-M-13	A
M3.1.11	Limpieza de la cuba de aceite y ajuste de uniones y bridas en el interior.		A
M3.1.12	Limpieza de visores de nivel tanque - presión		A
M3.1.13	Mantenimiento rutinario		M
M3.2	ACTUADOR.		
M3.2.1	Verificar relación entre el servo principal y auxiliar	A-M-17	A
M3.2.2	Limpieza de filtros 707 y 708		SM
M3.2.3	Operación del dispositivo de sobrevelocidad		A
M3.2.4	Verificar ajuste de anclajes, uniones, bridas, etc.		A
M3.2.5	Limpieza interna recinto del servomotor auxiliar.		SM
M3.4	MECANISMOS Y BARRAS DE REALIMENTACION		
M3.4.1	Limpieza y verificación de ajuste de uniones.		SM
M3.4.2	Limpieza de guías y articulaciones.		SM
M3.7	COMPRESOR		
M3.7.1	Detectar fugas de aire en tuberías, uniones, V/Vs. etc.		A
M3.7.2	Inspección general del compresor.	A-M-18	SM
M3.7.3	Inspección y limpieza de V/Vs. de drenaje MV-2		SM
M3.7.4	Inspección y limpieza de válvula de drenaje 1° etapa 470 UV.		SM
M3.7.5	Inspección y limpieza de válvula de drenaje 2° y 3° etapa. MV-1.		SM
M3.7.6	Limpieza de filtros V508		
M3.7.7	Inspección mayor del compresor	A-M-19	TA
M3.7.8	Inspección y limpieza de válvulas principales de alimentación de aire al tanque del regulador (V503)		A
M3.7.9	Análisis de rodamientos del motor.	A-M-64	SM
M3.7.10	Mantenimiento rutinario	A-M-53	M
M3.8	INSTRUMENTACION		
M3.8.1	Calibración de presóstatos	A-M-12	A
M3.8.2	Calibración de manómetros del regulador	A-M-12	A
M3.8.3	Calibración de válvulas de seguridad del compresor		BA
M3.8.4	Calibración de manómetros del compresor		A

CODIFICACIÓN:

M: Mensual

TM: Trimestral

BA: Bianual.

OV: Over Haul

SM: Semestral

TA: Trianual

A: Anua

CR: Cuando lo requiera

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPANIA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>		PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MECÁNICO	
ITEM	DESCRIPCIÓN	FORMATO	PERIODICIDAD
E1	GENERADOR		
E1.1	ESTATOR		
E1.1.1	Revisión general.	A-M-51	A
E1.2	ROTOR.		
E1.2.1	Revisión general.	A-M-51	A
E1.8	BOMBA DE LEVANTAMIENTO		
E1.8.1	Limpieza de filtros de aceite.		A
E1.8.2	Medir vibraciones en motor - bomba.		A
E1.8.3	Ajuste de pernos de anclaje, uniones, bridas.		A
E1.8.4	Chequear fugas de aceite.		A
E1.8.5	Análisis de rodamientos.		A
E1.9	COJINETE GUIA Y ESTRELLA SUPERIOR		
E1.9.1	Toma de muestras de aceite.		SM
E1.9.2	Tratamiento de aceite.		A
E1.9.3	Limpieza de serpentín de enfriamiento.		CR
E1.9.4	Inspección de cojinetes.		OH
E1.9.5	Verificar ajuste de pernos en tapas y tuberías de cuba.		A
E1.9.6	Medir vibraciones y ruido.	A-M-11	M
E1.10	COJINETE COMBINADO		
E1.10.1	Toma de muestras de aceite.		SM
E1.10.2	Tratamiento de aceite.		A
E1.10.3	Limpieza de serpentín de enfriamiento.		CR
E1.10.4	Inspección de cojinetes.		OH
E1.10.5	Verificar ajuste de pernos en tapas y tuberías de cuba.		A
E1.10.6	Medir vibraciones y ruido.	A-M-11	M
E1.11	SISTEMA DE FRENADO		
E1.11.1	Medir espesor de zapatas en gatos.	A-M-49	A
E1.11.2	Chequear fugas de aire en tuberías y pistones.		SM
E1.11.3	Pruebas de accionamiento.		SM
E1.11.4	Inspección pista de frenado.	A-M-49	SM
E1.11.5	Limpieza y lubricación de pistones de gatos.		SM
E1.11.6	Verificar ajuste de pernos de anclaje de gatos y tuberías		A
E1.11.7	Prueba de levantamiento con bomba de aceite.		A
E1.11.8	Verificar posicionamiento de micro switch.		A
E1.12	ENFRIADORES DE AIRE Y TUBERIAS DE AGUA		
E1.12.1	Limpieza de radiadores.		CR
E1.12.2	Medir flujos de aire de enfriamiento.	A-M-50	A
E1.12.3	Verificar ajuste de pernos en radiadores y tuberías.		A
E1.12.4	Medir espesor de tubería y tapas de radiadores.	A-M-59	A
E1.13	SISTEMA CONTRAINCENDIOS		
E1.13.1	Inspección visual de tuberías, válvulas, difusores, uniones, tanques y mecanismo de accionamiento.		SM
E1.13.2	Pesar cilindros de CO2.		A

CODIFICACIÓN:

M: Mensual

TM: Trimestral

BA: BIANUAL.

OV: Over Haul

SM: Semestral

TA: Trianual

A: Anua

CR: Cuando lo requiera

Anexo 4.5.

“Formatos de soporte para actividades programadas”

COD: A-M-03

Rev. #:

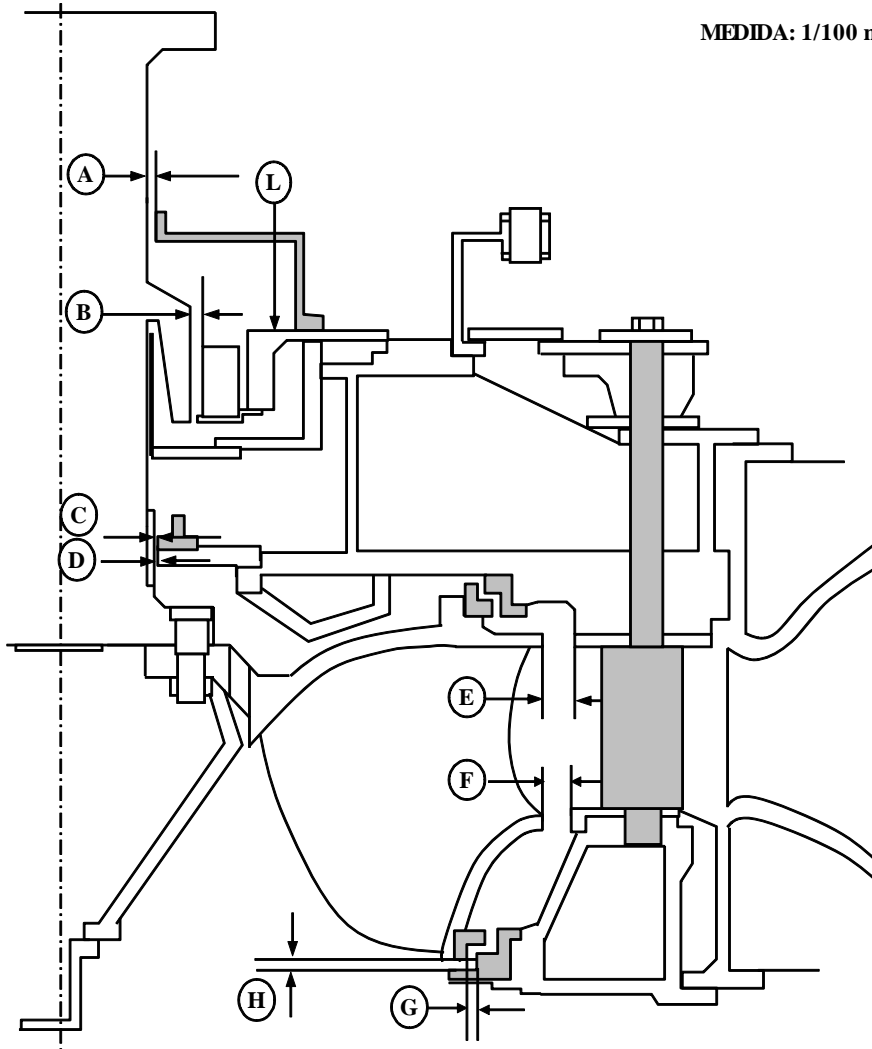
Tiempo de retención:

Fecha de revisión:

Almacenamiento:

Hoja 1 de 1

MEDIDA: 1/100 mm.



REVISADO POR: _____ REALIZADO POR: _____

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA		MEDICIÓN EXCENTRICIDAD DEL EJE							
COD: A-M-04		Rev. #:		Tiempo de retención:		Almacenamiento:		Hoja 1 de 1	
Fecha de revisión:									
POTENCIA MW	FECHA	VALOR	FECHA	VALOR	FECHA	VALOR	REALIZADO POR:	<p>SENTIDO DE GIRO</p>	
POTENCIA MAXIMA									
78									
60									
50									
30									
EN VACIO									
							ELABORADO POR: _____		
							REVISADO POR: _____		
							FECHA DE REVISION: _____		

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA		INSPECCIÓN GENERAL DEL SELLO DE TURBINA								
COD: A-M-05		Rev. #:		Tiempo de retención:		Almacenamiento:		Hoja 1 de 1		
Fecha de revisión:										
ITEM	ACTIVIDAD			PARA REALI	EJECU %	OBSERVACIONES Y/O DATOS				
M2.3.1	INSPECCION GENERAL DE SELLOS (PACKING BOX)									
	1.- Revisar estado de:									
	- Prensa sellos									
	- Separadores del prensa sellos									
	- Sellos de teflón					19 ± 1 mm.				
	- Anillo separador									
	- Camisa del eje									
	- Clavos de fijación del sello									
	2.- Chequear posición de anillos de teflón					a 90°				
	3.- Medir holgura entre:									
	- Prensa sello y camisa del eje					1 ± 0.2 mm.				
	- Prensa sello y packing box					0 - 2 mm				
	- Camisa del eje y anillo separador					1.5 ± 0.3 mm.				
							ELABORADO POR: _____			
							FECHA DE REVISION: _____			
							REVISADO POR: _____			

MEDICION DE GAP
ALABES MOVILES

COD: A-M-06

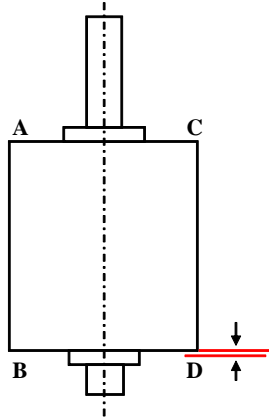
Rev. #:

Tiempo de retención:

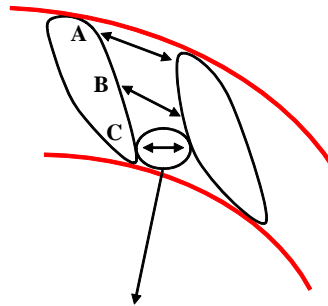
Fecha de revisión:

Almacenamiento:

Hoja 1 de 1



VALOR DE DISEÑO
 +0.18
 (0.35 mm)
 -0.09



Ag (max) = 217 ± 5 mm
 Ag (max) INDIVIDUAL
 = Ag (max) ± 1.5 %

ALABE N°	A	B	C	D
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				

ALABES	% DE APERTURA			
	0	50	80	100
1 - 2				
2 - 3				
3 - 4				
4 - 5				
5 - 6				
6 - 7				
7 - 8				
8 - 9				
9 - 10				
10 - 11				
11 - 12				
12 - 13				
13 - 14				
14 - 15				
15 - 16				
16 - 17				
17 - 18				
18 - 19				
19 - 20				
20 - 1				
APERTURA SERVO(mm)				

REALIZADO POR: _____

REVISADO POR: _____

FECHA DE REVISION POR: _____

**CURVA DE OPERACIÓN
 SERVOMOTORES DE ALABES VS. POTENCIA**

COD: A-M-08

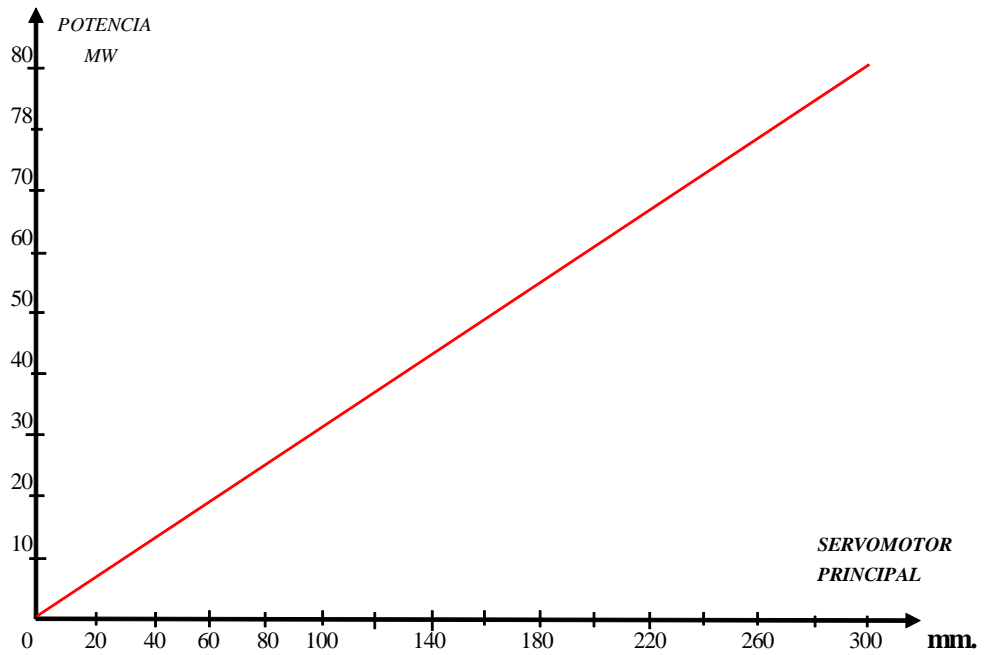
Rev. #:

Tiempo de retención:

Hoja 1 de 1

Fecha de revisión:

Almacenamiento:



POTENCIA MW	SERVO. PRINCIPAL		S. AUX.	CAUDAL	NIVEL DEL EMBALSE:
	mm.	% 2GAC	mm.	m³/seg.	PRESION DEL REGULADOR: 36 - 39 kg/cm²
0					OBSERVACIONES:
10					
20					
30					
50					
60					
70					
78					
					REVISADO POR:
					REALIZADO POR:
					FECHA DE REVISIÓN:

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA		INSPECCIÓN MECANISMOS DE OPERACIÓN DE ALABES				
COD: A-M-09		Rev. #:		Tiempo de retención:		
		Fecha de revisión:		Almacenamiento:		
				<i>Hoja 1 de 1</i>		
ITEM	ACTIVIDAD	PARA REALI	EJECU %	OBSERVACIONES Y/O DATOS		
M2	TURBINA: ALABES MOVILES					
M2.6	INSPECCION GENERAL DE MECANISMOS DE OPERACION					
	1.- Verificar seguros y ajuste del pin de corte y pines excéntricos					
	2.- Verificar compresión del resorte del mecanismo de fijación			0.9 ± 0.1 mm.		
	3.- Verificar ajuste y seguros en barras y anillo de transmisión					
	4.- Calibrar juego entre barras de transmisión (gate levers)			0.1 mm.		
	5.- Estado general: corrosión, pintura, limpieza					
ELABORADO POR: _____		FECHA DE REVISION: _____				
REVISADO POR: _____						

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA		ANALISIS DE ACEITES RESULTADOS					
COD: A-M-010		Rev. #:		Tiempo de retención:			
		Fecha de revisión:		Almacenamiento:			
				<i>Hoja 1 de 1</i>			
ITEM	NORMA ASTM	DESCRIPCION	DATOS FABRICANTE	ACEITE NUEVO	FECHA DE ANALISIS		
1	D-445	Viscosidad a 40° C (cst)					
2	D-445	Viscosidad a 100° C (cst)					
3	D-2270	Indice de viscosidad					
4	D-974	Nº de neutralización (TAN mg. KOH/gr.)					
5	D-1500	Color					
6	D-95	Contenido de agua (%)					
7	D-92	Flash point (°C)					
8	D-1298	Gravedad especifica (60° F)					
<u>CARACTERISTICAS DEL ACEITE</u>			<u>OBSERVACIONES:</u>				
<u>EQUIPO AL QUE PERTENECE:</u>							
<u>FABRICANTE:</u>							
<u>TIPO:</u>							
ELABORADO POR: _____			FECHA DE REVISION: _____				
REVISADO POR: _____							

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA			REGISTRO DE VIBRACIONES TURBINA - GENERADOR												
COD: A-M-011			Rev. #:			Tiempo de retención:			Almacenamiento:			Hoja 1 de 1			
ESQUEMA DEL EQUIPO 						TENDENCIA DE LA VIBRACION, RUIDO Y TEMPERATURA 									
ITEM	EFECTUADO		POTE	POSI	DESPLAZAMIENTO mm.				VELOCIDAD mm/s				OSCILA DEL EJE	RUIDO dB	OBSERVACIONES
	POR	FECHA			MW	A	B	C	D	A	B	C			
				H											SERVO : mm
				V											CAUDAL : m³/s
				A											N. EMBALSE: msnm
				H											SERVO : mm
				V											CAUDAL : m³/s
				A											N. EMBALSE: msnm
				H											SERVO : mm
				V											CAUDAL : m³/s
				A											N. EMBALSE: msnm
				H											SERVO : mm
				V											CAUDAL : m³/s
				A											N. EMBALSE: msnm
				H											SERVO : mm
				V											CAUDAL : m³/s
				A											N. EMBALSE: msnm

ELABORADO POR: _____ FECHA DE REVISION: _____
REVISADO POR: _____

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA			TURBINA INSTRUMENTACIÓN											
COD: A-M-012			Rev. #:			Tiempo de retención:			Almacenamiento:			Hoja 1 de 1		
ITEM	DESCRIPCION	SENSOR	VALOR NOMINAL	ACCION	FECHA DE CONTRASTACION									
1	Presión agua de sellos.	I3	± 0.5 m											
2	Priming	I4	± 0.5 m											
3	Presión agua de enfriamiento cojinete	I5	± 0.2 kg/cm²											
4	Presión tubería de succión	I6	± 0.5 m											
5	Runner side	I7	± 0.5 m											
6	Runner back (2nd)		± 0.5 m											
7	Presión de aire para sello de mantenimiento		± 0.2 kg/cm²											
8	Presóstato diferencial (agua de sellos turbina)	63WS	0.2 kg/cm²	Alarma										
9	Presóstato baja presión aire sello de mantenimiento	63WA	2 kg/cm²	Opera										
			3 kg/cm²	Repone										
10	Sensor alto nivel tapa superior de turbina	71WT	40 mm.	Alarma										
11	Sensor nivel cojinete de turbina	71QBW	máx. 100 mm.											
			+ 40 mm.	Alarma										
			+ 65 mm.	Disparo										
			- 40 mm.	Alarma										
			- 65 mm.	Disparo										
12	Termómetro, aceite cojinete	38WA	65° C	Disparo										
13	Termómetro, metal cojinete	38WB	65° C	Disparo										
14	Termómetro, aceite cojinete	38QW	60° C	Disparo										
15	Termómetro, metal cojinete	38DW	60° C	Alarma										
			65° C	Disparo										
16	Termómetro, aceite cojinete	38DQW	55° C	Alarma										
			60° C	Disparo										
17	Termómetro del sello del eje	38DS	55° C	Alarma										
			60° C	Disparo										

ELABORADO POR: _____ FECHA DE REVISION: _____
REVISADO POR: _____

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA		SISTEMA DE REGULACIÓN PRUEBAS DE OPERACIÓN						
COD: A-M-013		Rev. #:		Tiempo de retención:		Hoja 1 de 1		
		Fecha de revisión:		Almacenamiento:				
ITEM	DESCRIPCION	SENSOR	VALOR NOMINAL	ACCIÓN	FECHA			
					Nov.26/01			
1	Condición de arranque unidad	63Q1	34-39 kg/cm²		34 - 37.5			
2	Baja presión de aceite	63Q2	32-36 kg/cm²	Alarma	32.5 - 35.8			
3	Muy baja presión de aceite	63Q3	26-35 kg/cm²	Alar - Dispar	27 - 35			
4	Arranque bomba de respaldo	63Q4	34-39 kg/cm²		34.6 - 39			
5	Cierre válvula de alivio 20Q5 - bomba principal	63Q5	36-39 kg/cm²		36 - 39.2			
6	Alta presión de aceite	63Q6	41-37 kg/cm²	Alarma	41 - 37			
7	Alto nivel tanque principal	71QpBha	190 mm.	Alarma				
8	Apertura válvula 20 AQ-1 tanque principal	71QpAha	130 mm.					
9	Cierre válvula 20 AQ-1 tanque principal	71QpAha	0 mm.					
10	Bajo nivel tanque principal	71QpBib2	-200 mm.	Alarma				
11	Muy bajo nivel tanque principal	71QpBib3	-589 mm.	Disparo				
12	Alto nivel tanque sumidero	71Qs	+140 mm.	Alarma				
13	Bajo nivel tanque sumidero	71Qs	-60 mm.	Alarma				
14	Muy bajo nivel tanque sumidero	71Qs	-120 mm.	Disparo				
15	Alta temperatura aceite	26Qs	50° C					
16	Apertura válvula 20 AQ (carga de aire)	63AA	38-42 kg/cm²					
17	Baja presión de aire	63AL	36-39 kg/cm²	Alarma				
18	Arranque compresor principal	63AG-1	40-43 kg/cm²					
19	Arranque compresor de respaldo	63AG-2	39-42 kg/cm²					
20	Baja presión aceite en actuador	63QA	20-25 kg/cm²	Disparo				
21	Carrera de válvula de control							
22		63BK			2 - 3 kg/cm²			
ELABORADO POR: _____				FECHA DE REVISIÓN: _____				
REVISADO POR: _____								

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA		CHEQUEO ALINEAMIENTO MOTOR - BOMBA BOMBAS REGULADOR DE VELOCIDAD												
COD: A-M-15		Rev. #:		Tiempo de retención:		Hoja 1 de 1								
		Fecha de revisión:		Almacenamiento:										
ACOPLE 1														
POS.	0	90	180	270	POS.	0	90	180	270	POS.	0	90	180	270
X					X					X				
Y					Y					Y				
H					H					H				
FECHA: _____				REALIZADO POR: _____										
ACOPLE 1														
POS.	0	90	180	270	POS.	0	90	180	270	POS.	0	90	180	270
X					X					X				
Y					Y					Y				
H					H					H				
FECHA: _____				REALIZADO POR: _____										
ACOPLE 1														
POS.	0	90	180	270	POS.	0	90	180	270	POS.	0	90	180	270
X					X					X				
Y					Y					Y				
H					H					H				
FECHA: _____				REALIZADO POR: _____										
ACOPLE 1														
POS.	0	90	180	270	POS.	0	90	180	270	POS.	0	90	180	270
X					X					X				
Y					Y					Y				
H					H					H				
FECHA: _____				REALIZADO POR: _____										
OBSERVACIONES: _____														
ELABORADO POR: _____				FECHA DE REVISIÓN: _____										
REVISADO POR: _____														

CHEQUEO ALINEAMIENTO

MOTOR - EQUIPO

COD: A-M-14

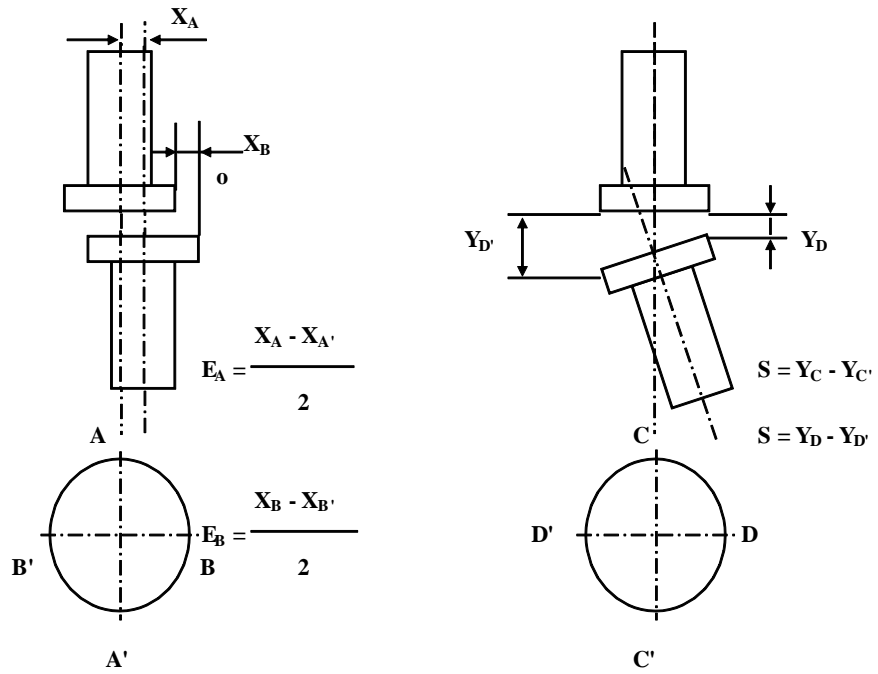
Rev. #:

Tiempo de retención:

Fecha de revisión:

Almacenamiento:

Hoja 1 de 1



FECHA	REALIZADO POR	POSIC.	LECTURAS mm.	DESVIACION		POSIC.	LECTURAS mm.	DESVIACION	
				E _A	E _B			S _C	S _D
		A				C			
		A'				C'			
		B				D			
		B'				D'			
		A				C			
		A'				C'			
		B				D			
		B'				D'			
		A				C			
		A'				C'			
		B				D			
		B'				D'			
		A				C			
		A'				C'			
		B				D			
		B'				D'			

REALIZADO POR: _____

REVISADO POR: _____

FECHA DE REVISION POR: _____

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑÍA DE GENERACION HIDROELECTRICA		REGISTRO DE VIBRACIONES RUIDO Y TEMPERATURA																		
COD: A-M-016			Rev. #:				Tiempo de retención:				<i>Hoja 1 de 1</i>									
			Fecha de revisión:				Almacenamiento:													
ESQUEMA DEL EQUIPO						TENDENCIA DE LA VIBRACION, RUIDO Y TEMPERATURA														
VIBROMETRO DECIBELIMETRO TERMOMETRO																				
ITEM	EFECTUADO		POST	DESPLAZAMIENTO mm.					VELOCIDAD mm/s					TEMPERATURA °C					RUIDO dB	OBSERVACIONES
	POR	FECHA		A	B	C	D	E	A	B	C	D	E	A	B	C	D	E		
			H																	
			V																	
			A																	
			H																	
			V																	
			A																	
			H																	
			V																	
			A																	
			H																	
			V																	
			A																	
ELABORADO POR: _____						FECHA DE _____														
REVISADO POR: _____						REVISION: _____														

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑÍA DE GENERACION HIDROELECTRICA		INSPECCIÓN GENERAL DEL COMPRESOR REGULADOR DE VELOCIDAD														
COD: A-M-18			Rev. #:				Tiempo de retención:				<i>Hoja 1 de 1</i>					
			Fecha de revisión:				Almacenamiento:									
ITEM	ACTIVIDAD											PARA REALI	EJECU %	OBSERVACIONES Y/O DATOS		
M 3	REGULADOR DE VELOCIDAD															
M3.7.2	INSPECCION GENERAL DEL COMPRESOR															
	1.- Limpieza de filtro de admisión de aire															
	2.- Limpieza del cárter y cambio de aceite													Corena N - 100		
	3.- Chequear alineamiento motor - compresor															
	4.- Chequear estado y ajuste de bandas															
	5.- Verificar ajuste de pernos de anclaje, uniones, tapas, etc.															
	6.- Limpieza del equipo en general															
	7.- Medir tiempo de carga															
	8.- Medir vibraciones y temperatura en motor - compresor.													Formato A-M-16		
ELABORADO POR: _____						FECHA DE _____										
REVISADO POR: _____						REVISION: _____										

**PRUEBA DE RELACIÓN
 ENTRE SERVOMOTORES**

COD: A-M-17

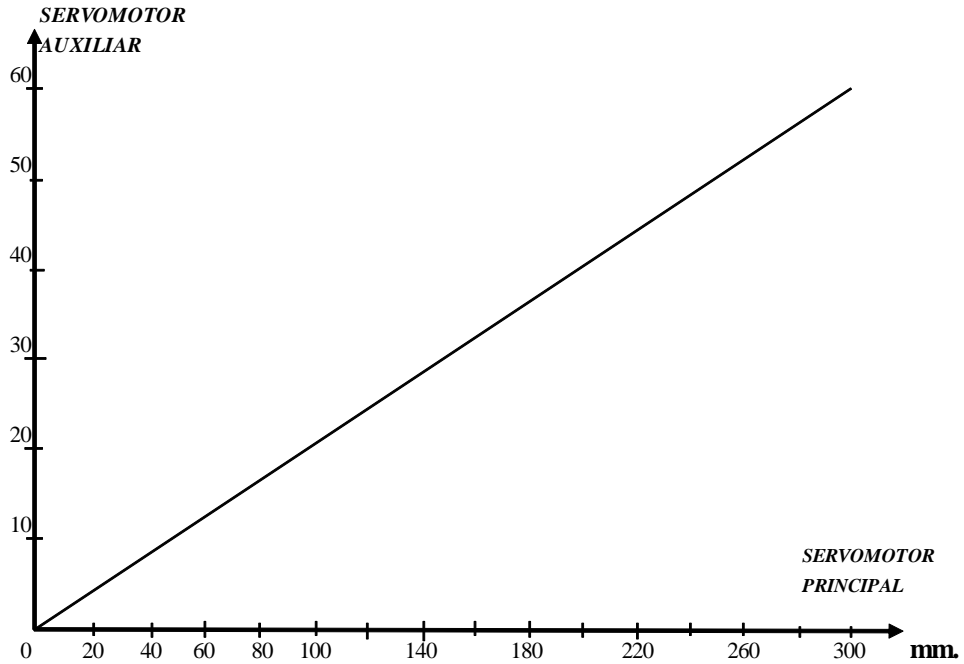
Rev. #:

Tiempo de retención:

Hoja 1 de 1

Fecha de revisión:

Almacenamiento:



SERVO PRINCIPAL	CARRERA DE SERVOMOTOR AUXILIAR								
	TEORICA	*	1	2	3	4	5	6	7
0	0								
40	8								
80	16								
120	24								
160	32								
200	40								
240	48								
280	56								
300	60								
SERVO AUXILIAR	APERTURA								
	CIERRE								
SERVO PRINCIPAL	APERTURA								
	CIERRE								

REALIZADO POR: _____ FECHA DE REVISION: _____
 REVISADO POR: _____

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑÍA DE GENERACION HIDROELECTRICA		OVER-HAUL DEL COMPRESOR DEL REGULADOR DE VELOCIDAD			
COD: A-M-19		<i>Rev. #:</i>	<i>Tiempo de retención:</i>		<i>Hoja 1 de 1</i>
		<i>Fecha de revisión:</i>	<i>Almacenamiento:</i>		
ITEM	ACTIVIDAD	PARA REALI	EJECU %	OBSERVACIONES Y/O DATOS	
M3	REGULADOR DE VELOCIDAD				
M3.7.7	INSPECCION MAYOR DEL COMPRESOR				
	1.- Chequear superficie externa de cilindros				
	2.- Chequear rines de pistones				
	3.- Inspección de:				
	- Rodamientos principales				
	- Chapas de biela				
	- Pasadores y cojinete de pistón				
	- Válvulas de admisión y escape				
	- Válvulas de seguridad V512, V515 y V516				
ELABORADO POR: _____		FECHA DE REVISION: _____			
REVISADO POR: _____					

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑÍA DE GENERACION HIDROELECTRICA		INSPECCIÓN DE COJINETES DEL GENERADOR			
COD: A-M-48		<i>Rev. #:</i>	<i>Tiempo de retención:</i>		<i>Hoja 1 de 1</i>
		<i>Fecha de revisión:</i>	<i>Almacenamiento:</i>		
ITEM	ACTIVIDAD	PARA REALI	EJECU %	OBSERVACIONES Y/O DATOS	
E1	GENERADOR				
E1.9/10	INSPECCION DE COJINETES				
	1.- Chequear gap ente cojinete y eje				
	2.- Inspección sello de aire				
	3.- Revisar estado de tres segmentos				
	4.- Verificar movilidad de segmentos				
	5.- Calibrar juego radial: CGS: 0.24-0.26 mm. CGI: 0.29-0.31 mm.				
	6.- Verificar ajuste de elementos de fijación de segmentos				
	7.- Limpieza de la cuba de aceite				
	8.- Análisis de sedimentos (muestras)				
	9.- Verificar ajuste de tuberías de aceite en interior de la cuba				
	10.- Verificar ajuste de termocuplas				
	11.- Limpiar y revisar los aislamientos de cojinetes				
	12.- Verificar alineamiento y nivelado de segmentos				
	13.- Revisión de anillos de hermeticidad				
	14.- Verificar adherencia de BABBIT al material base.				
ELABORADO POR: _____		FECHA DE REVISION: _____			
REVISADO POR: _____					

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA		INSPECCIÓN SISTEMA DE FRENADO PRUEBAS DE OPERACIÓN						
COD: A-M-49		Rev. #: <i>1</i>			Tiempo de retención:		<i>Hoja 1 de 1</i>	
		Fecha de revisión:			Almacenamiento:			
FECHA	POS	ZAPATA N°						REALI POR
		1	2	3	4	5	6	
	A							
	B							
	C							
	D							
	A							
	B							
	C							
	D							
	A							
	B							
	C							
	D							
	A							
	B							
	C							
	D							
OBSERVACIONES Y ESTADO DEL ANILLO:								
ELABORADO POR: _____				FECHA DE _____				
REVISADO POR: _____				REVISION: _____				

E: Nominal = 29 mm.

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA		RADIADORES DEL GENERADOR MEDICIÓN FLUJOS DE AIRE																
COD: A-M-50		Rev. #:								Tiempo de retención:								<i>Hoja 1 de 1</i>
		Fecha de revisión:								Almacenamiento:								
DESCRIPCION	ANTES DE LIMPIEZA								DESPUES DE LIMPIEZA									
	RADIADOR								RADIADOR									
	1	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3	4	5	6	7	8		
FLUJO DE AIRE (m/seg)																		
TEMPERATURA AGUA DE ENTRADA °C																		
TEMPERATURA AGUA DE SALIDA °C																		
TEMPERATURA ENTRADA DE AIRE °C																		
TEMPERATURA SALIDA DE AIRE °C																		
TEMPERATURA DEL ESTATOR °C	A:	B:	C:	NUCL:	A:	B:	C:	NUCL:										
PRESION DE AIRE (mm H2O)																		
FECHA DE TOMA DE DATOS																		
FLUJO AGUA DE ENFRIAMIENTO (l/min)																		
POSICION VALVULA ENTRADA DE AGUA																		
POSICION VALVULA SALIDA DE AGUA																		
CONDICIONES DE LECTURA		OBSERVACIONES: _____								OBSERVACIONES: _____								
POTENCIA: 78 MW																		
TIEMPO MINIMO OPERACION: 8 HORAS																		
RECINTO GENERADOR: PUERTA CERRADA																		
ELABORADOR POR: _____																FECHA DE REVISION: _____		
REVISADO POR: _____																		

● PICK UP

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA		INSPECCION GENERAL DEL GENERADOR					
COD: A-M-51		Rev. #:		Tiempo de retención:		Hoja 1 de 1	
		Fecha de revisión:		Almacenamiento:			
ITEM	ACTIVIDAD			PARA REALI	EJECU %	OBSERVACIONES Y/O DATOS	
EI	GENERADOR						
	REVISION GENERAL DEL GENERADOR						
	1.- Verificar ajuste de pernos en: anclaje de estrella superior e inferior						
	- Tapas superiores e inferiores						
	2.- Medición de separación de blindajes con partes giratorias						
	3.- Medición de entrehierro						
EI.1	ESTATOR						
	1.- Verificar ajuste de pernos, posición de seguros en: anclajes						
	- Escudos laterales, superiores e inferiores						
	2.- Sacar 4 escudos laterales para inspección de ranuras de ventilación						
	3.- Inspección de presencia de aceite en cabezas de bobina						
EI.2	ROTOR						
	1.- Chequear posibles fisuras en uniones soldadas						
	2.- Verificar ajuste de pernos en: acople del rotor al eje principal						
	- Fijación de pesos de balanceamiento						
	- Conexiones interpolares y fijación de polos						
	3.- Verificar pernos de escotillas del cuerpo del rotor: superiores e inferiores						
	4.- Inspección y limpieza de aletas de ventilación superior e inferior						
	5.- Verificar presencia de aceite en eje y cuba a la altura de los cojinetes.						
ELABORADO POR: _____				FECHA DE REVISION: _____			
REVISADO POR: _____							

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA		RADIADORES DEL GENERADOR										
		LIMPIEZA CON QUIMICOS										
COD: A-M-54		Rev. #:		Tiempo de retención:					Hoja 1 de 1			
		Fecha de revisión:		Almacenamiento:								
RADIADOR N°	BOMBA N°	ENJUAGUE INICIAL (min)	LIMPIEZA CON ACIDO		ENJUAGUE INTERMEDIO (min)		LIMPIEZA CON BASICO		ENJUAGUE FINAL (min)	Ph	TEMP. ANTES LIMPIEZA	TEMP. DESPUES LIMPIEZA
			VOLUMEN (lit.)	HORA INICIO	HORA TERMINAC.		VOLUMEN (lit.)	HORA INICIO	HORA TERMINAC.			
1			6			6				5		
2			6			6				5		
3			6			6				5		
4			6			6				5		
5			6			6				5		
6			6			6				5		
7			6			6				5		
8			6			6				5		
OBSERVACIONES:												
REALIZADO POR :				FECHA DE REVISION:								
REVISADO POR :												

ITEM	ACTIVIDAD	PERIO DICI	Tiempo de retención:												OBSERVACIONES	
			Almacenamiento:													
			SEPTIEMBRE				OCTUBRE				NOVIEMBRE					HORAS
36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48				
M2	TURBINA															
M2.7	COJINETE GULA															
M2.7.6	Medición de vibraciones, ruido y temperatura	M														
M2.8	TAPA SUPERIOR															
	Limpeza del recinto de acople turbina - generador	M														
M2.12	SISTEMA DE ENGRASE															
	1.- Revisar nivel de grasa en tanques	S														
	2.- Verificar operación del sistema (presión - pulsos)	S														
	3.- Purga de condensado de regulador de presión	S														
	4.- Verificar aceite en lubricador	S														
	5.- Engrase manual de muñones de válvula mariposa	S														
M2.5	SERVOMOTORES DE ALABES MOVILES															
	- Recolectar fugas de aceite de recipiente de drenaje	S														
M3	REGULADOR DE VELOCIDAD															
M3.1	SISTEMA DE ACUMULACION Y BOMBEO															
	1.- Limpieza de equipos	M														
M3.7	COMPRESORES															
	1.- Limpieza de equipos	M														
	2.- Purga de condensado de tanques	Q														
M5	PUENTE GRUA (150 T - 15 T)															
	1.- Limpieza general	M														
	2.- Inspección niveles de aceite y grasa	M														
	3.- Efectuar movimientos del puente, carro y gancho	M														
M6	PORTICO GRUA (40 T)															
M6.1	PORTICO															
	1.- Efectuar movimientos del pórtico	M														
	2.- Inspección de niveles de aceite y grasa	M														
	3.- Limpieza de cabina y tablero	M														
M6.2	TRANSPORTADOR															
	1.- Efectuar movimientos del transportador	M														
	2.- Limpieza y engrase de mecanismos	M														
	3.- Limpieza total	M														
M6.3	TAPA DEL POZO															
	1.- Efectuar movimientos de la tapa	M														
	2.- Inspección de niveles de aceite y grasa	M														
	3.- Limpieza de la tapa	M														
M7	AGUA DE ENFRIAMIENTO Y PLANTA TRATAM															
M7.1	DESARENADOR															
	1.- Limpieza de rejilla a la descarga	S														
	2.- Abrir válvula de drenaje por una hora	S														
M7.4	QUEBRADA DE CHAGUARPATA															
	1.- Limpieza de la captación	S														
	2.- Limpieza de rejilla en tanques	S														
	3.- Limpieza de tanques principales	S														
	4.- Engrase de válvulas manuales	M														
M7.5	PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA															
	1.- Limpieza de tanque de sal	TD														
	2.- Reposición de sal	TD														
	3.- Limpieza medidores de caudal de filtros de arena	Q														
	4.- Medir dureza de agua cruda y tratada	M														
	5.- Limpieza tanque de agua potable	M														
	6.- Drenar tanque de agua de sellos	M														
M7.6	TUBERIAS Y VALVULAS AGUA DE SELLOS															
	1.- Drenar separador de arena 314	S														
	2.- Giro manual filtros 304	S														
M8	SISTEMA DE DRENAJE															
	1.- Limpieza de motores, soportes y válvulas	M														
	2.- Engrase de válvulas	M														
M10	ASCENSOR															
	1.- Limpieza interna de la cabina	S														
	2.- Limpieza de puertas en piso 1 y 2	S														
M12	SISTEMA CONTRA INCENDIO TRANSFORMADORES															
	1.- Purga de condensado compresores	S														
	2.- Revisión nivel de aceite compresores	S														
	3.- Reponer aceite en cojinetes de bomba SCL	M														
M14	GENERADOR DIESEL DE EMERGENCIA EC Y PRESA															
	1.- Chequear niveles de:	M														
	Aceite del carter															
	Combustible en tanques de servicio y principal															
	2.- Drenaje de filtros de combustible	M														
	3.- Drenaje de agua en tanques de combustible	M														
	4.- Verificar movilidad de palanca de control	M														
	5.- Arranque generador hasta 50% carga nominal	M														
M15	SISTEMA AIRE DE SERVICIO Y FRENO															
	1.- Limpieza externa de compresores y tanques	M														
	2.- Purga de condensado tanques principales	M														
H6	DESCARGA DE TURBINAS															
H6.2	SISTEMA DE IZAJE DE COMPUERTAS															
	1.- Drenar agua de reductores	M														
	2.- Drenar trampa de agua	M														

TURBINA - RODETE
MEDICION DE ESPESORES

COD: A-M-56

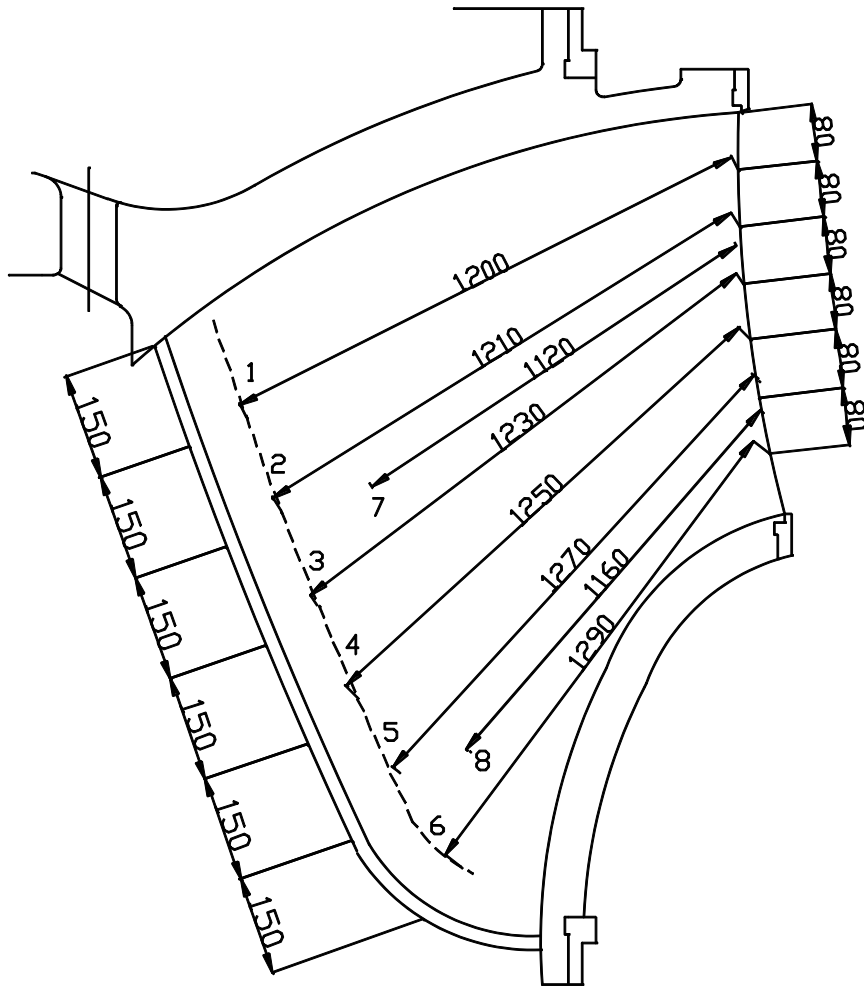
Rev. #:

Tiempo de retención:

Fecha de revisión:

Almacenamiento:

Hoja 1 de 1



ALABE Nº	FECHA	POR:	1	2	3	4	5	6	7	8

ELABORADO POR: _____ FECHA DE
 REVISADO POR: _____ REVISION: _____

**FACING PLATES
 INSPECCION Y REPARACIÓN
 UNIDAD #**

COD: A-M-57

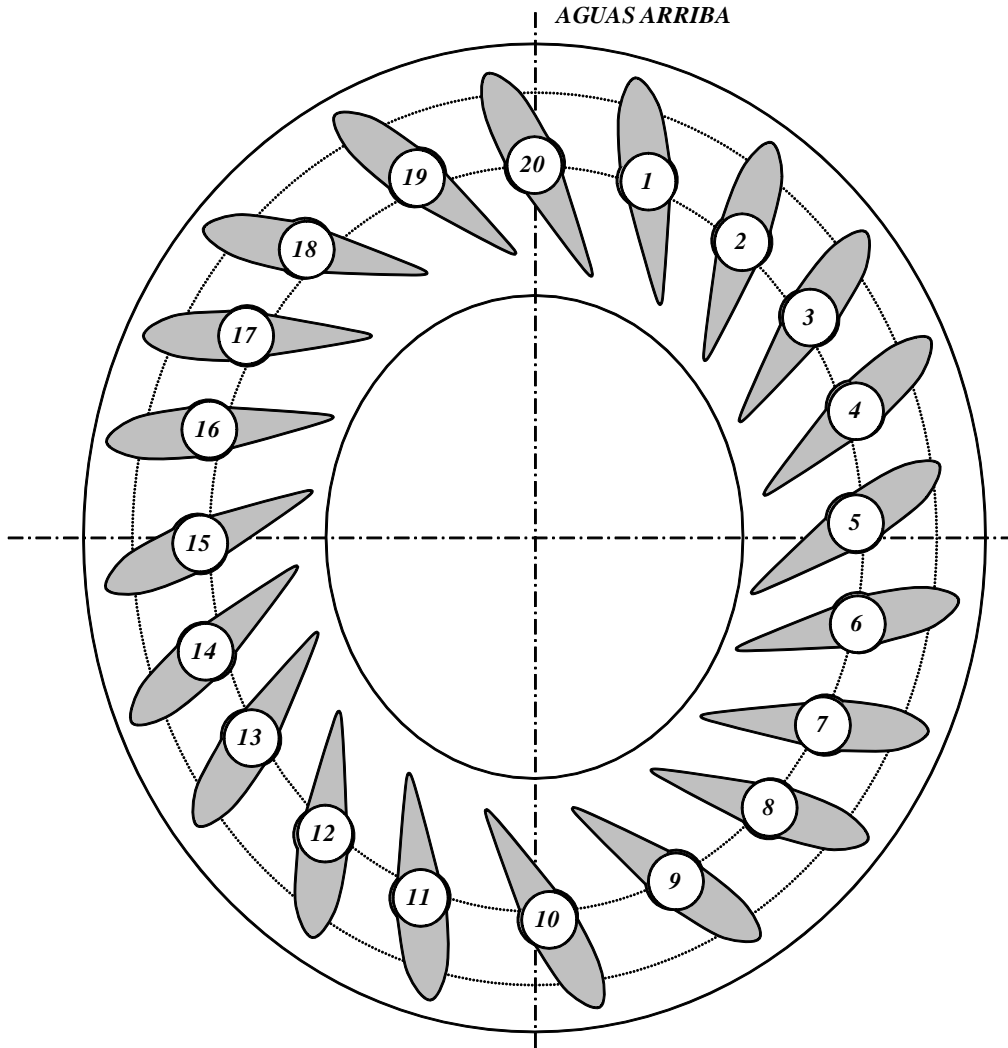
Rev. #:

Tiempo de retención:

Fecha de revisión:

Almacenamiento:

Hoja 1 de 1



INSPECCION

REPARACION

OBSERVACIONES:



RELLENADO CON: _____

ODT N°:



RELLENADO CON: _____

Fecha:



SOLDADURA CON: _____

Observaciones:

ELABORADO POR: _____

FECHA DE

REVISADO POR: _____

REVISION: _____

**MEDICION DE ESPESORES EN TUBERIAS
Y TAPAS DE RADIADORES GENERADOR U#**

COD: A-M-59	Rev. #:	Tiempo de retención:	<i>Hoja 1 de 1</i>
	Fecha de revisión:	Almacenamiento:	

RADIADOR Nº	FECHA:				FECHA:				FECHA:			
	PUNTO DE TOMA				PUNTO DE TOMA				PUNTO DE TOMA			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												

ESQUEMA

RADIADOR

● PUNTO DE TOMA

VELOCIDAD DEL SONIDO
TUBERIAS: 5948 m/s
TAPAS: 4700 m/s.

RADIADOR Nº	FECHA:				FECHA:				FECHA:			
	PUNTO DE TOMA				PUNTO DE TOMA				PUNTO DE TOMA			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												

ELABORADO POR: _____ **FECHA DE REVISION:** _____

REVISADO POR: _____

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA	SERVOMOTORES DE ALABES PRUEBAS DE OPERACIÓN		
COD: A-M-60	Rev. #:	Tiempo de retención:	<i>Hoja 1 de 1</i>
	Fecha de revisión:	Almacenamiento:	

POSICION	F E C H A			
	100 - 56			
56 - 5				
5 - 0				
0 - 100				

POSICION	F E C H A			
	100 - 56			
56 - 5				
5 - 0				
0 - 100				

POSICION	F E C H A			
	100 - 56			
56 - 5				
5 - 0				
0 - 100				

DATOS NOMINALES

CIERRE	APERTURA
100 - 56% = 2.18 seg.	0 - 100 = 12.8 seg.
56 - 5% = 6.66 seg.	
5 - 0% = 5.12 seg.	

ELABORADO POR: _____ **FECHA DE REVISION:** _____

REVISADO POR: _____

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA		SERPENTINES DE AGUA ENFRIAMIENTO U2 LIMPIEZA CON QUIMICOS										
COD: A-M-62		Rev. #: Original Fecha de revisión: 15 de Mayo del 2006					Tiempo de retención: 1 año Almacenamiento: Mant. Mecánico					Hoja 1 de 1
ENFRIADOR	UNID.	LIMPIEZA CON ACIDO				LIMPIEZA CON BASICO				Ph	TEMP. ANTES LIMPIEZA	TEMP. DESPUES LIMPIEZA
		ENJUAGUE INICIAL (min)	VOLUMEN (lit.)	HORA INICIO	HORA TERMINAC.	ENJUAGUE INTERMEDIO (min)	VOLUMEN (lit.)	HORA INICIO	HORA TERMINAC.			
COJ. TURBINA	1		6				6					
COJ.SUPER.	1		6				6					
COJ.COMBIN.	1		6				6					
REGULADOR	1		6				6					
COJ. TURBINA	2		6				6					
COJ.SUPER.	2		6				6					
COJ.COMBIN.	2		6				6					
REGULADOR	2		6				6					
OBSERVACIONES:												
REALIZADO POR :						FECHA DE REVISION:						
REVISADO POR :												

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA		INSPECCION DE RODAMIENTOS										
COD: A-M-64		Rev. #: Fecha de revisión:					Tiempo de retención: Almacenamiento:					Hoja 1 de 1
ITEM	EQUIPO	ESQUEMA	ROD. Nº	DATOS		LECTURAS					OBSERVACIONES	
				NORMA	TYPE	HR	LR	COD.	LUB	COND		
			1									
			2									
			3									
			4									
			5									
			1									
			2									
			3									
			4									
			5									
			1									
			2									
			3									
			4									
			5									
ELABORADO POR: _____						FECHA DE REVISION: _____						
REVISADO POR: _____												

ANILLO DE MANDO
CALIBRACIÓN DE GUIAS

COD: A-M-69

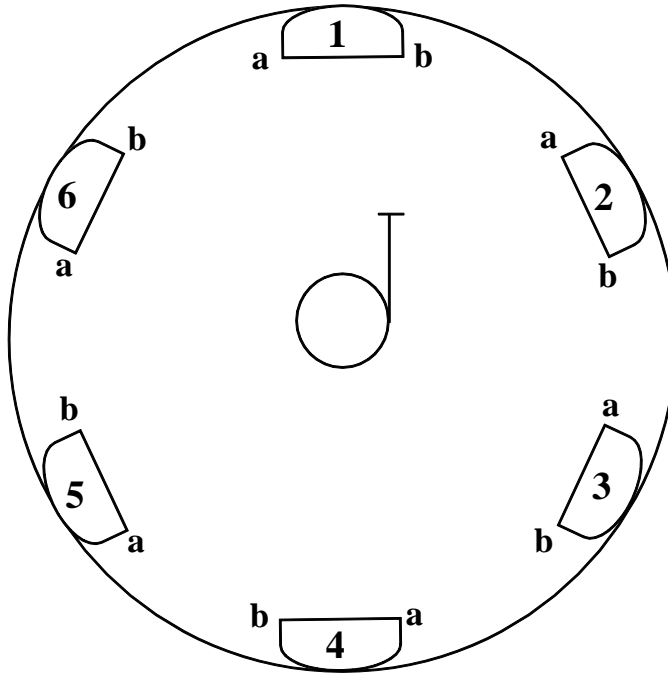
Rev. #:

Fecha de revisión:

Tiempo de retención:

Almacenamiento:

Hoja 1 de 1



FECHA								
	a	b	a	b	a	b	a	b
1								
2								
3								
4								
5								
6								

ELABORADO POR: _____
 REVISADO POR: _____

FECHA DE REVISION: _____

BOTTON RING MEDICIÓN DE ESPESORES

COD: A-M-70

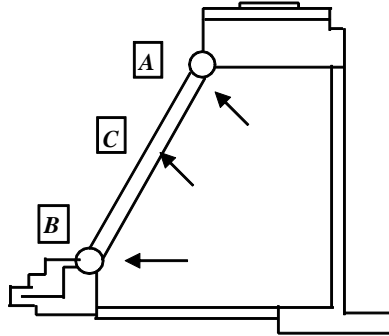
Rev. #:

Tiempo de retención:

Fecha de revisión:

Almacenamiento:

Hoja 1 de 1



ALABE	PUNTO A	PUNTO B	PUNTO C
Nº	mm.	mm.	mm
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			

ESPESOR NOMINAL : 45 MM

VELOCIDAD DEL SONIDO : 5930 m/s

ELABORADO POR: _____ *FECHA DE*
REVISADO POR: _____ *REVISION:* _____

TAPA SUPERIOR TURBINA MEDICIÓN DE ESPESORES

COD: A-M-71

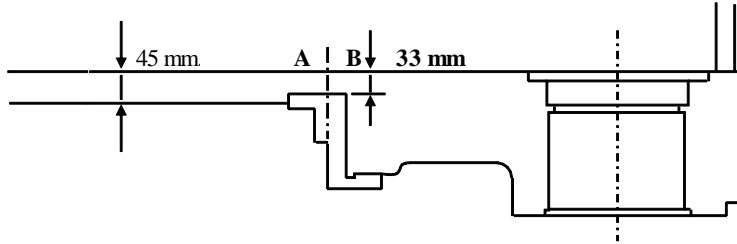
Rev. #:

Tiempo de retención:

Fecha de revisión:

Almacenamiento: Mant. Mecánico

Hoja 1 de 1



PUNTO		ESPESOR mm.		PUNTO		ESPESOR mm.	
Nº	A	B	Nº	A	B		
1			28				
2			29				
3			30				
4			31				
5			32				
6			33				
7			34				
8			35				
9			36				
10			37				
11			38				
12			39				
13			40				
14			41				
15			42				
16			43				
17			44				
18			45				
19			46				
20			47				
21			48				
22			49				
23			50				
24			51				
25			52				
26			53				
27			54				

VELOCIDAD DEL SONIDO : 5930 m/s

ESPESOR NOMINAL : A = 45 mm

B = 33 mm.

ELABORADO POR: _____ FECHA DE
 REVISADO POR: _____ REVISION: _____

ANILLO INFERIOR DEL BOTTON RING
MEDICIÓN DE ESPESORES

COD: A-M-74

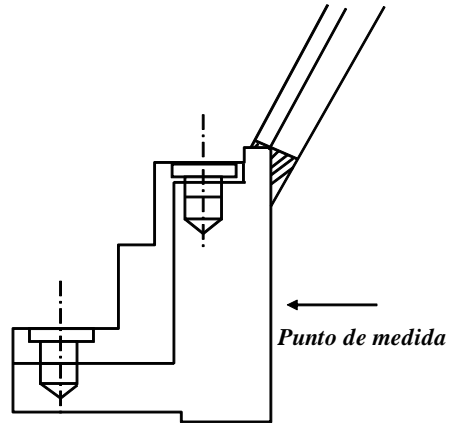
Rev. #:

Tiempo de retención:

Fecha de revisión:

Almacenamiento:

Hoja 1 de 1



PUNTO	ESPELOR	PUNTO	ESPELOR	PUNTO	ESPELOR
Nº	mm	Nº	mm	Nº	mm
1		23		45	
2		24		46	
3		25		47	
4		26		48	
5		27		49	
6		28		50	
7		29		51	
8		30		52	
9		31		53	
10		32		54	
11		33		55	
12		34		56	
13		35		57	
14		36		58	
15		37		59	
16		38		60	
17		39		61	
18		40		62	
19		41		63	
20		42		64	
21		43		65	
22		44		66	

ESPELOR NOMINAL : 67.5 MM
 VELOCIDAD DEL SONIDO : 5930 m/s

ELABORADO POR: _____ FECHA DE
 REVISADO POR: _____ REVISION: _____

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>		MANTENIMIENTO RUTINARIO CASA DE MAQUINAS															
COD: A-M-53		Rev. #:				Tiempo de retención:				Almacenamiento:				Hoja 3 de 4			
ITEM	ACTIVIDAD	PERIO DICID	SEPTIEMBRE				OCTUBRE				NOVIEMBRE				HORAS	OBSERVACIONES	
			36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47			48
M7.5	PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA																
	1.- Limpieza de tanque de sal	TD															
	2.- Reposición de sal	TD															
	3.- Limpieza medidores de caudal de filtros de arena	Q															
	4.- Medir dureza de agua cruda y tratada	M															
	5.- Limpieza tanque de agua potable	M															
	6.- Drenar tanque de agua de sellos	M															
M7.6	TUBERIAS Y VALVULAS AGUA DE SELLOS																
	1.- Drenar separador de arena 314	S															
	2.- Giro manual filtros 304	S															
M8	SISTEMA DE DRENAJE																
	1.- Limpieza de motores, soportes y válvulas	M															
	2.- Engrase de válvulas	M															
M10	ASCENSOR																
	1.- Limpieza interna de la cabina	S															
	2.- Limpieza de puertas en piso 1 y 2	S															
M12	SISTEMA CONTRA INCENDIO TRANSFORMADORES																
	1.- Purga de condensado compresores	S															
	2.- Revisión nivel de aceite compresores	S															
	3.- Reponer aceite en cojinetes de bomba SCL	M															

CODIFICACION:

TD: Todos los Días.
S: Semanal.

Q: Quincenal.
M: Mensual

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>		MANTENIMIENTO RUTINARIO CASA DE MAQUINAS															
COD: A-M-53		Rev. #:				Tiempo de retención:				Almacenamiento:				Hoja 4 de 4			
ITEM	ACTIVIDAD	PERIO DICID	SEPTIEMBRE				OCTUBRE				NOVIEMBRE				HORAS	OBSERVACIONES	
			36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47			48
M14	GENERADOR DIESEL DE EMERGENCIA																
	EDIFICIO DE CONTROL Y PRESA																
	1.- Chequear niveles de:	M															
	Aceite del carter																
	Combustible en tanques de servicio y principal																
	2.- Drenaje de filtros de combustible	M															
	3.- Drenaje de agua en tanques de combustible	M															
	4.- Verificar movilidad de palanca de control	M															
	5.- Arranque generador hasta 50% carga nominal	M															
M15	SISTEMA AIRE DE SERVICIO Y FRENOS																
	1.- Limpieza externa de compresores y tanques	M															
	2.- Purga de condensado tanques principales	M															
H6	DESCARGA DE TURBINAS																
H6.2	SISTEMA DE IZAJE DE COMPUERTAS																
	1.- Drenar agua de reductores	M															
	2.- Drenar trampa de agua	M															

CODIFICACION:

TD: Todos los Días.
S: Semanal.

Q: Quincenal.
M: Mensual

MEDICIONES EN BOTTOM RING Y HEAD COVER

COD: A-M-127

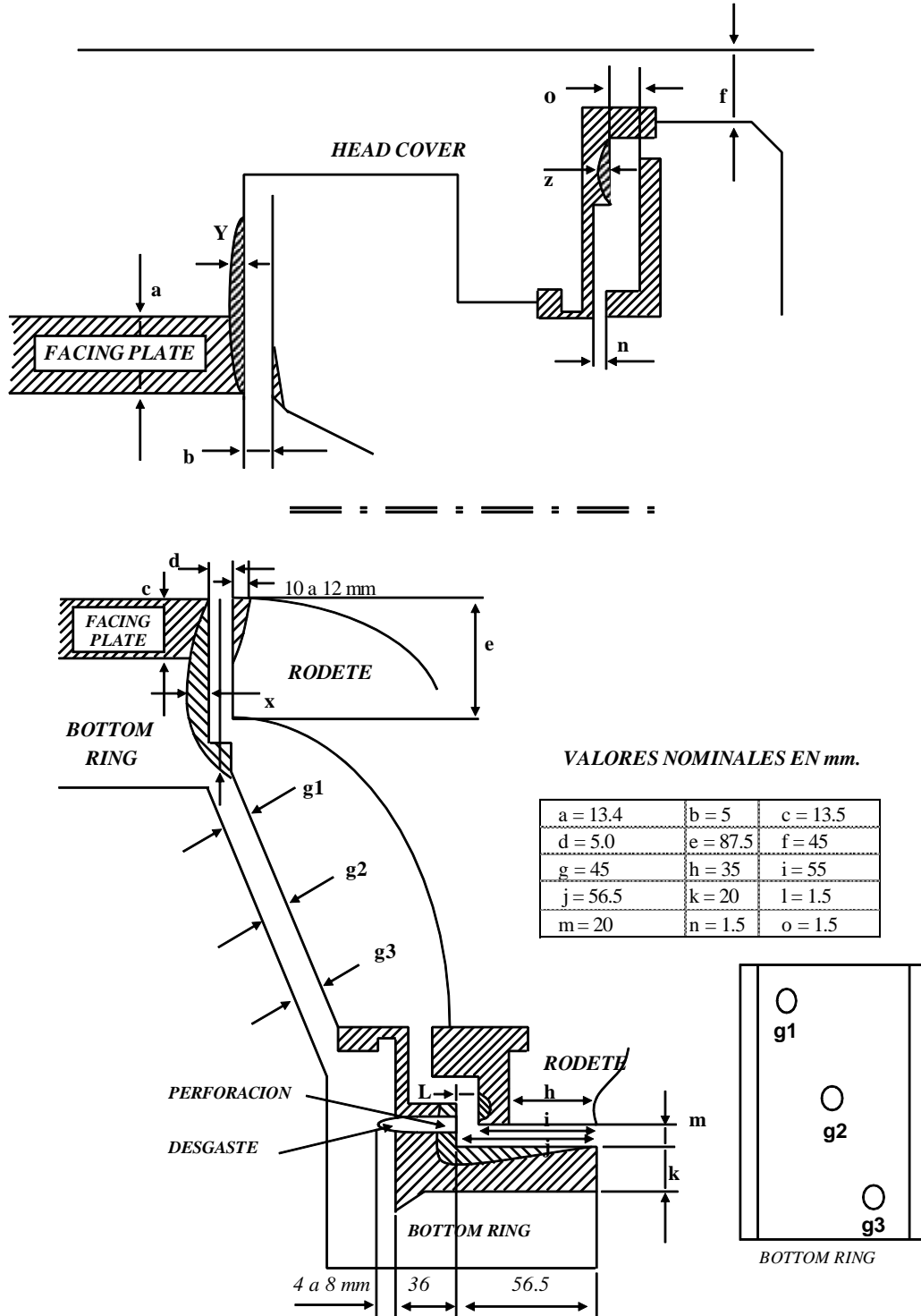
Rev. #:

Tiempo de retención:

Fecha de revisión:


Almacenamiento:

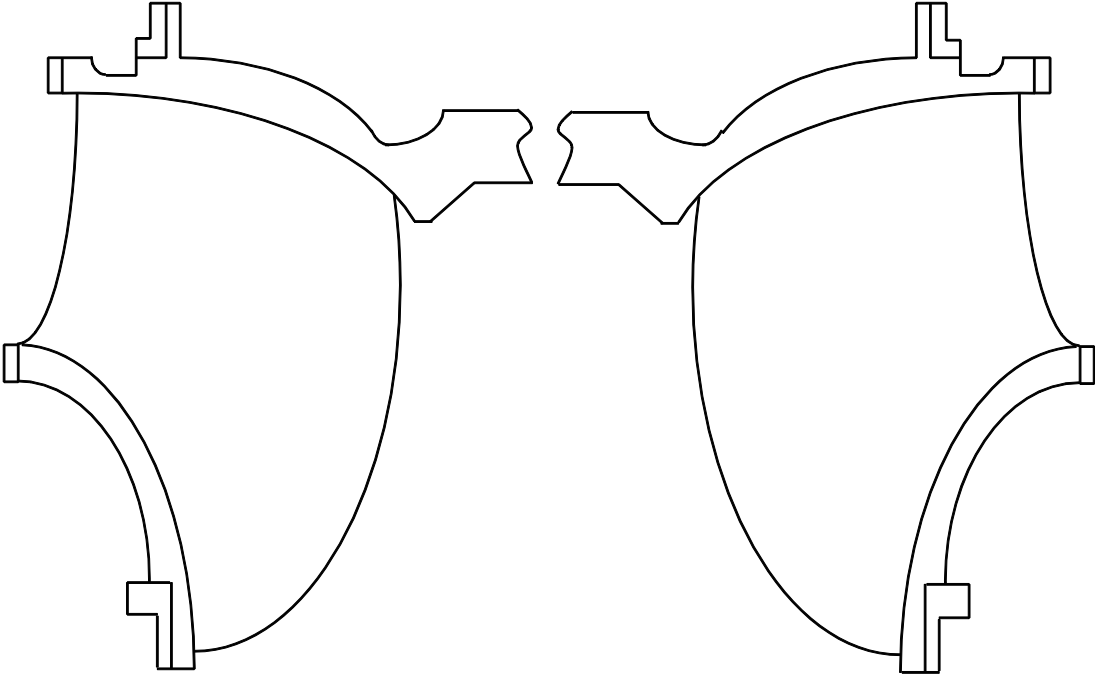
Hoja 1 de 1



HIDROAGOYAN S.A.
 COMPAÑÍA DE GENERACIÓN HIDROELECTRICA

**MEDICIONES EN BOTTOM RING
 Y HEAD COVER**

COD: A-M-128		Rev. #:		Tiempo de retención:		Hoja 1 de 1					
		Fecha de revisión:		Almacenamiento:							
MEDIDA (mm)	ALABES N°				MEDIDA (mm)	POSICION 				1 Manhole Turbina	OBSERVACIONES
	2	7	12	17		1	2	3	4		
a					h						
b					i						
c					j						
d					k						
e					l						
x					m						
x Puntual					g1						
y					g2						
y Puntual					g3						
Fig. 1 - Fig. 2					Fig. 4 - Fig. 5					CONCLUSIONES	
REALIZADO POR: _____					FECHA REV. _____						
REVISADO POR: _____											

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA	INSPECCION DEL RODETE		
COD: A-M-02	Rev. #:	Tiempo de retención: 1 año	<i>Hoja 1 de 1</i>
	Fecha de revisión:	Almacenamiento:	
			
ALABE Nº _____			
OBSERVACIONES:			
<hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/>			
REALIZADO POR: _____		FECHA DE REVISION: _____	
REVISADO POR: _____			

**INSPECCIÓN ALABES
 MOVILES**

COD: A-M-07

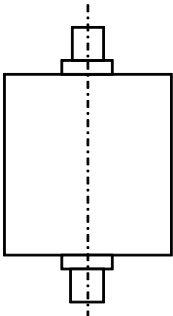
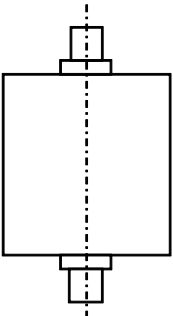
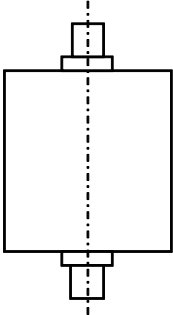
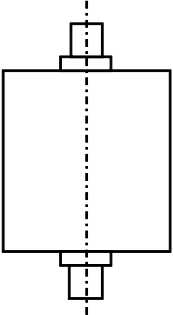
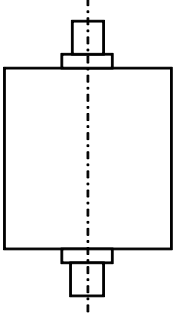
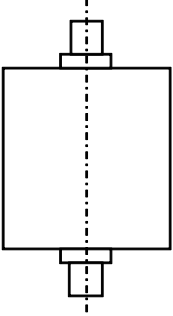
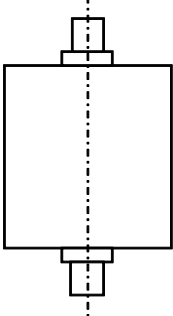
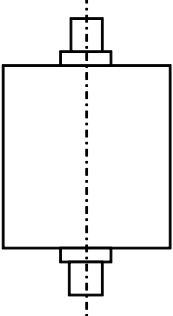
Rev. #:

Tiempo de retención:

Fecha de revisión:

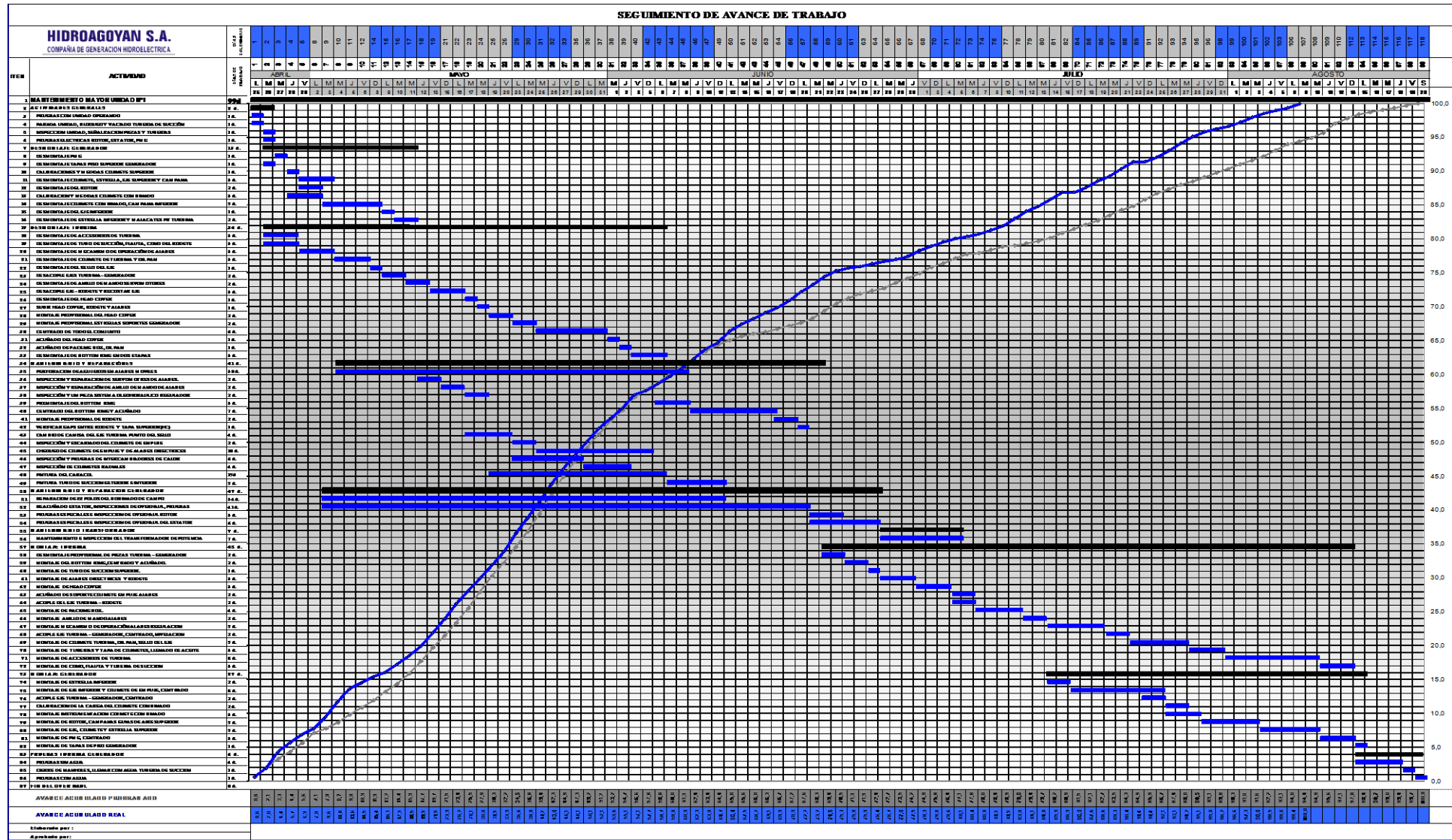
Almacenamiento:

Hoja 1 de 1

<i>ALABE Nº</i>	<i>LADO CARACOL</i>	<i>LADO RODETE</i>	<i>OBSERVACIONES</i>
			
			
			
			<p><i>REALIZADO POR:</i></p> <p><i>REVISADO POR:</i></p> <p><i>FECHA DE REVISION:</i></p>

Anexo 5.1.
“Cronograma General de Actividades”

Anexo 5.2.
“Seguimiento de avance del trabajo”



Anexo 5.3.

“Registro de datos de operación antes del Mantenimiento
Mayor de la Central Hidroeléctrica Agoyán”

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA		OVERHAUL U1 REGISTRO DE DATOS DE OPERACIÓN ANTES DEL MANTENIMIENTO MAYOR										UNIDAD: 1 FECHA: 09-08-05 FORMATO MM-01 1/6
PRUEBA N°		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
HORA		(h - m)	0,38	0,40	0,44	0,47	0,49	0,52	0,55	0,58	0,62	
VOLTAJE EN LA LINEA		(KV)	140,00	139,90	140,20	140,40	140,60	141,10	141,00	140,80	140,90	
GENERADOR E/C	POTENCIA	(MW)	78,00	70,00	60,00	50,00	40,00	30,00	20,00	10,00	0,00	
	VOLTAJE	(KV)	13,40	13,40	13,50	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	13,60	
	CORRIENTE	(KA)	3,42	3,10	2,63	2,65	1,63	1,31	0,89	0,47	0,00	
EXCITACION E/C	VOLTAJE	(V)	149,00	141,00	128,00	118,00	105,00	98,00	92,00	91,00	100,00	
	CORRIENTE	(A)	0,63	0,60	0,55	0,51	0,48	0,44	0,43	0,41	0,46	
TURBINA	ALABES	PRINCIPAL	(mm)	249,00	221,00	193,00	168,00	137,00	120,00	95,00	71,00	30,00
	SERVOMOTOR	AUXILIAR	(mm)	51,00	45,00	40,00	34,00	28,00	25,00	20,00	15,00	7,00
	PORCENTAJE LIMITE DE APERTURA		%	82,00	74,00	64,00	56,00	48,00	41,00	33,00	24,00	10,00
	PRESION	TUBERIA PRESION	(mca)	151,20	152,70	154,00	156,00	157,00	157,50	157,50	158,30	159,00
		CARACOL	(mca)	153,00	155,00	158,00	160,00	160,00	162,00	163,00	163,00	165,00
		TUBERIA DE SUCCION	(Bar)	0,50	0,53	0,58	0,75	0,65	0,60	0,50	0,50	0,50
		PRIMING	(mca)	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
		RUNNER SIDE	(mca)	73,00	68,00	64,00	60,00	57,00	55,00	52,00	48,00	42,00
		RUNNER BACK psi	(1 st)	47,00	42,00	35,00	30,00	30,00	25,00	25,00	20,00	18,00
		RUNNER BACK	(2 st)	38,00	33,80	28,50	25,00	22,30	20,00	18,00	16,00	13,20
TURBINE BEARING		(3 rd)	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	
PAKING BOX	(mca)	30,00	29,00	25,00	22,00	20,00	18,00	17,00	17,00	17,00		
NIVEL DEL EMBALSE		(msnm)	1650,88	1650,91	1650,88	1650,76	1650,88	1650,85	1650,79	1650,82	1650,82	
NIVEL EN LA DESCARGA	REGLETA	(msnm)	1491,70	1491,65	1491,55	1491,45	1491,35	1491,30	1491,23	1491,15	1491,00	
	DISPLAY E/C	m	1,12	1,00	0,86	0,66	0,42	0,40	0,40	0,38	0,38	
Realizado por: Ing. Santiago Cunalata						Revisado por: Ing. Iván Herrera						

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑÍA DE GENERACION HIDROELECTRICA			OVERHAUL U1 REGISTRO DE DATOS DE OPERACIÓN ANTES DEL MANTENIMIENTO MAYOR								UNIDAD: 1 FECHA: 09-08-05 FORMATO MM-01 2/6		
PRUEBA N°			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
GENERADOR	POTENCIA	(MW)	78,00	70,00	60,00	50,00	40,00	30,00	20,00	10,00	0,00		
OSCILACION			6/14	6/16	7/12	5/12	10/18	5/10	6/16	5/12			
EJE TURBINA													
VIBRACIÓN (1/100mm)	COJINETE SUPERIOR GENERADOR	VERTICAL	AMPLITUD										
			VELOCIDAD										
		HORIZONTAL	AMPLITUD										
			VELOCIDAD	2,70	2,00	2,30	1,50	1,70	1,60	1,70	1,70	1,70	
		AXIAL	AMPLITUD										
			VELOCIDAD	3,40	2,60	2,90	2,20	1,70	1,90	2,30	1,70	1,70	
	COJINETE COMBINADO	VERTICAL	AMPLITUD										
			VELOCIDAD										
		HORIZONTAL	AMPLITUD										
			VELOCIDAD	3,00	2,30	2,00	1,50	1,70	1,40	1,30	1,30	1,50	
		AXIAL	AMPLITUD										
			VELOCIDAD	2,10	1,70	2,10	1,30	1,50	1,10	1,40	1,30	1,10	
COJINTE TURBINA	VERTICAL	AMPLITUD											
		VELOCIDAD											
	HORIZONTAL	AMPLITUD											
		VELOCIDAD	2,60	2,60	2,30	2,30	2,80	3,80	3,20	3,40	3,20		
	AXIAL	AMPLITUD											
		VELOCIDAD	5,50	4,20	2,90	4,50	3,60	6,00	14,00	6,00	3,60		
NIVELES DE RUIDO	RECINTO DE LA TURBINA	Dcb:	105,00	105,00	104,00	106,00	106,00	106,00	106,00	108,00	107,00		
	EN EL TUBO DE SUCCIÓN	Dcb:	113,00	113,00	113,00	113,00	112,50	112,50	113,00	113,50	113,00		
	RECINTO DE GENERADOR	Dcb:	110,00	110,00	110,00	111,00	109,00	110,00	110,00	110,00	111,00		
SUMINISTRO AIRE AL TUBO DE SUCCION VALVULA ABIERTA 20AS		Posicion	cerrado	cerrado	cerrado	abierto	abierto	abierto	abierto	abierto	abierto		
TEMPERATURA RECINTO GENERADOR		°C	32,00	30,00	29,00	29,00	29,00	29,00	28,00	28,00	26,00		
TEMPERATURA RECINTO TURBINA		°C	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00		
Realizado por: Ing. Santiago Cunalata						Revisado por: Ing. Iván Herrera							

HIDROAGOYAN S.A. <small>COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA</small>		O V E R H A U L U 1 REGISTRO DE DATOS DE OPERACION ANTES DEL MANTENIMIENTO MAYOR										<small>UNIDAD: 1</small> <small>FECHA:09-08-05</small> <small>FORMATO MM-01 3/6</small>				
		PRUEBA N°		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10			
POTENCIA		(MW)		78,00	70,00	60,00	50,00	40,00	30,00	20,00	10,00	0,00				
TEMPERATURA (°c)	R	DEVANADO DEL ESTATOR	REGISTRADOR	A	99,40	92,50	81,50	72,10	64,00	57,70	52,80	48,80	43,20			
				C/M	B	100,50	93,60	82,60	73,20	65,10	58,90	53,90	50,00	44,30		
					C	100,00	92,80	81,80	72,50	64,50	58,40	53,40	49,60	49,30		
			INDICADOR	A	92,00	85,00	76,00	68,00	61,00	55,00	52,00	48,00	43,00			
				C/M	B	96,00	90,00	79,00	70,00	64,00	58,00	52,50	49,00	44,00		
					C	93,00	87,00	78,00	69,00	63,00	57,00	53,00	50,00	45,00		
		NUCLEO DEL ESTATOR	REGISTRADOR	C/M	A	95,00	87,00	77,00	68,00	60,00	54,00	50,00	46,00	42,00		
			INDICADOR		B	91,00	85,00	75,00	67,00	60,00	54,00	50,00	46,00	42,00		
		T	D	TEMPERATURA DEL AIRE FRIO	REGISTRADOR	C/M	A	92,00	85,00	75,00	67,00	60,00	54,00	50,00	46,00	
								C	92,00	85,00	75,00	67,00	60,00	54,00	50,00	46,00
							INDICADOR									
				COJINETE GUIA SUPERIOR METAL	REGISTRADOR	C/M		66,80	65,60	62,90	60,10	57,60	55,20	53,00	51,30	46,10
	INDICADOR						65,00	64,50	62,00	59,00	57,00	55,00	53,00	51,00	46,00	
							33,60	33,00	31,80	30,70	29,70	28,80	27,90	27,40	25,90	
	COJINETE GUIA INFERIOR		REGISTRADOR	C/M		33,60	33,00	31,90	30,70	29,70	28,80	28,00	27,40	26,00		
						32,60	32,10	31,00	29,90	28,90	28,00	27,30	26,70	25,30		
					INDICADOR		34,00	33,00	32,00	31,00	30,00	29,00	28,00	28,00	26,00	
	COJINETE EMPUJE		REGISTRADOR	C/M		37,30	37,20	37,20	37,10	36,90	36,60	36,50	36,30	36,10		
			INDICADOR	C/M		38,00	38,00	38,00	38,00	38,00	37,00	37,00	37,00	37,00		
				E/C		37,00	36,00	36,00	36,00	36,00	36,00	35,00	35,00	35,00		
COJINETE TURBINA METAL	REGISTRADOR	C/M		42,50	42,40	42,30	42,20	42,10	42,00	42,00	41,90	42,00				
				43,00	43,00	43,00	43,00	42,50	42,50	42,00	42,00	42,00				
			INDICADOR		41,00	41,00	40,50	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00			
COJINETE EMPUJE	REGISTRADOR	C/M		56,60	55,60	54,50	53,50	52,60	51,80	51,20	50,50	50,10				
				58,00	56,00	55,00	54,00	53,00	52,50	51,00	50,50	50,00				
			INDICADOR		55,00	54,00	53,00	51,00	51,00	50,00	49,00	48,00	48,00			
COJINETE TURBINA METAL	REGISTRADOR	C/M		38,00	38,90	39,70	40,40	40,40	40,00	40,30	40,70	40,70				
				37,00	36,00	36,00	35,50	35,00	35,50	35,50	35,50	35,50				

Realizado por: Ing. Santiago Cunalata

Revisado por: Ing. Iván Herrera

HIDROAGOYAN S.A. COMPAÑIA DE GENERACION HIDROELECTRICA				O V E R H A U L U 1 REGISTRO DE DATOS DE OPERACION ANTES DEL MANTENIMIENTO MAYOR										UNIDAD: 1 FECHA: 09-08-05 FORMATO MM-01 4/6	
PRUEBA N°				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
POTENCIA				MW	78,0	70,0	60,0	50,0	40,0	30,0	20,0	10,0	0,0		
TEMPERATURA (°c)	RTD	ACETE COJINETE SUPERIOR	REG.	C/M	35,0	34,9	34,7	34,5	34,3	34,1	33,8	33,6	33,4		
			IND.		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	34,5	34,0	34,0	34,0		
		ACETE COJINETE INFERIOR	REG.	C/M	38,8	38,7	38,5	38,5	38,2	38,1	38,0	37,9	38,0		
			IND.		39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	38,0	38,0	38,0		
		ACETE COJINETE TURBINA	REG.	C/M	30,3	30,2	30,3	30,3	30,3	30,3	30,4	30,4	30,5		
		SELLO EJE TURBINA	REG.	C/M	20,0	19,9	20,2	20,1	20,0	20,1	19,9	19,8	19,9		
			IND.		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
		CGCT	METAL COJINETE TURBINA		38 DW	39,8	40,5	41,5	41,5	40,8	41,0	42,0	40,0	39,8	
	COJINETE TURBINA ACETE		38 DQW	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	31,8		
	SELLO EJE TURBINA		38 DS	23,0	22,8	23,0	22,8	22,8	23,0	23,0	23,0	23,0	23,2		
	METAL COJINETE GUIA SUPERIOR		38 DU N° 3 METAL	37,2	37,0	37,0	36,8	36,5	36,5	36,2	36,0	35,8			
	METAL COJINETE GUIA INFERIOR		38 DL N° 1 METAL	41,0	40,8	40,6	40,3	40,2	40,2	40,0	40,0	40,0			
	METAL COJINETE COMBINADO		38 DT N° 1 PAD	54,0	53,1	52,0	51,2	50,2	49,6	49,0	48,3	48,0			
	COJINETE SUPERIOR ACETE		38 DGU	32,5	32,5	32,5	31,8	31,8	31,5	31,5	31,0	30,5			
COJINETE INFERIOR ACETE			38 DQL	39,0	39,0	38,8	38,5	38,5	38,3	38,2	38,2	38,2			
GTB RELAY	SALIDA DE AIRE RADIADORES			N° 1	56,5	55,8	53,0	50,0	48,0	46,0	44,0	42,5	39,0		
				N° 2	58,0	57,0	54,0	51,8	49,0	47,0	45,5	44,0	40,0		
				N° 3	56,0	55,0	52,0	49,8	47,5	45,0	43,5	42,0	38,5		
				N° 4	56,5	55,5	52,5	50,0	48,0	45,5	43,5	42,0	38,5		
				N° 5	57,0	56,0	53,0	50,0	48,0	45,5	43,8	42,0	38,5		
				N° 6	55,0	54,0	51,0	48,8	46,0	44,5	42,5	41,5	38,0		
				N° 7	55,0	54,0	51,0	48,5	46,0	44,5	42,5	41,0	38,0		
				N° 8	55,0	53,5	51,0	48,5	46,5	44,5	42,5	41,5	38,0		

Realizado por: Ing. Santiago Cunalata

Revisado por: Ing. Iván Herrera

O V E R H A U L U 1
REGISTRO DE DATOS DE OPERACION LUEGO DEL
MANTENIMIENTO MAYOR

UNIDAD: **1**
FECHA: 09-08-05
FORMATO MM-01 5/6

PRUEBA N°			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
POTENCIA		MW	0,0	10,0	20,0	30,0	40,0	50,0	60,0	70,0	78,0		
TEMPERATURA (°c)	GTB RELAY	COJINETE GUIA SUPERIOR METAL	38 U1 N° 2 METAL	41,8	41,8	41,8	41,0	41,0	41,0	40,0	40,0	40,0	
			38 U2 N° 4 METAL	39,0	39,0	38,5	38,0	38,0	38,0	38,0	37,5	37,0	
		COJINETE GUIA INFERIOR METAL	38 L1 N° 3 METAL	45,0	45,0	45,0	44,8	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
			38 L2 N° 9 METAL	46,0	45,5	45,0	45,0	45,0	44,5	44,5	44,5	44,5	
		COJINETE SUPERIOR ACETE	38 QU	35,5	35,5	35,5	35,0	35,0	34,8	34,4	34,0	34,0	
		COJINETE INFERIOR ACETE	38 QL	40,0	40,0	40,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	
		COJINETE EMPUJE METAL	38 T1 N° 3 METAL	53,5	53,0	52,0	51,0	50,5	50,0	49,5	49,0	48,0	
			38 T2 N° 9 METAL	54,0	53,5	52,0	52,0	51,0	51,0	50,0	50,0	49,9	
	COJINETE TURBINA METAL	38 WA	37,0	37,0	37,5	37,0	37,0	37,0	36,5	36,0	36,0		
	COJINETE TURBINA METAL	38 WB	36,0	36,0	36,0	36,0	36,5	36,0	37,0	37,5	38,0		
ACETE COJINETE TURBINA	38 QW	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5	28,0	28,5	28,5	28,5			
HORA DE INICIO		(h - m)	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6		
POTENCIA EN DISPLAY C/M		(MW)	77,8	70,2	59,9	50,3	38,5	30,5	20,8	10,8	0,0		
GENERADOR C/M	VOLTAJE	KV	13,5	13,5	13,5	13,4	13,4	13,4	13,3	13,3	13,8		
	CORRIENTE	KA	3420,0	3100,0	2670,0	2220,0	1760,0	1410,0	1000,0	1330,0	0,0		
	POT. REACTIVA	MVAR	2,0	1,5	0,0	0,0	-1,5	-3,5	-4,0	-3,0	0,0		
	ENERGIA	MWH	148020,0	148557,0	149043,0	149411,0	149691,0	149887,0	150060,0	150147,0	150180,0		
EXCITACION C/M	VOLTAJE	V	150,0	140,0	125,0	115,0	100,0	95,0	90,0	90,0	100,0		
	CORRIENTE	A	640,0	620,0	560,0	530,0	485,0	450,0	430,0	430,0	480,0		
Realizado por: Ing. Santiago Cunalata			Revisado por: Ing. Iván Herrera										

O V E R H A U L U 1

**REGISTRO DE DATOS DE OPERACION ANTES DEL MANTENIMIENTO
 MAYOR**

UNIDAD: **1**
 FECHA: 09-08-05
 FORMATO MM-01 6/6

PRUEBA N°			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
POTENCIA		MW	78,0	70,0	60,0	50,0	40,0	30,0	20,0	10,0	0,0	
CAUDAL TURBINADO		m³/s										
CAUDALES DE ENFRIAMIENTO LT/MIN	COJINETE SUPERIOR GENERADOR		lt/mim	30,7	30,8	30,8	30,6	30,9	30,9	31,0	31,0	31,0
	COJINETE INFERIOR		lt/mim	593,4	594,2	594,9	595,9	596,6	597,3	598,2	598,6	598,1
	COJINETE TURBINA		lt/mim	152,6	152,7	153,1	153,4	153,4	153,6	153,9	154,0	153,9
	SELLO DEL EJE		lt/mim	50,8	55,0	58,7	62,0	64,3	66,5	67,0	68,4	57,2
	RADIADORES		lt/mim	5408,5	5111,5	5418,9	5452,3	5434,4	5445,5	5455,6	5455,4	5455,4
TEMPERATURA EN EL AGUA DE ENFRIAMIENTO (°C)	TANQUE SUMIDERO		lt/mim	26,8	26,9	26,9	27,0	26,8	26,8	26,9	26,9	26,9
	ENTRADA		° C	17,3	17,2	17,2	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
	SALIDA DEL COJINETE SUPERIOR		° C	20,0	20,0	20,0	19,3	19,3	19,3	19,5	19,5	19,7
	SALIDA DEL COJINETE INFERIOR		° C	20,5	20,5	20,5	20,2	20,0	20,0	20,0	20,3	20,3
	SALIDA DEL COJINTE TURBINA		° C	19,3	19,3	19,2	18,7	18,7	19,0	19,0	19,0	19,0
NIVEL DE ACIETE	SALIDA DE RADIADORES		° C	20,0	20,0	19,5	19,2	19,0	18,8	18,8	18,5	18,5
	COJINETE SUPERIOR DEL GENERADOR		mm	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
	COJINETE COMBINADO		mm	-6,0	-6,0	-6,0	-6,0	-6,0	-6,0	-6,0	-6,0	-6,0
UNIDAD OLEOHIDRAULICA	COJINETE TURBINA		mm	-8,0	-8,0	-8,0	-8,0	-8,0	-8,0	-8,0	-8,0	-8,0
	PRESION DEL ACEITE		Kg/cm²	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
	NIVEL ACEITE EN EL TANQUE PULMON		m.m	70,0	73,0	75,0	70,0	75,0	73,0	74,0	72,0	75,0
	NIVEL DE ACEITE EN EL SUMIDERO		m.m	-38,0	-41,0	-41,0	-41,0	-40,0	-41,0	-40,0	-40,0	-42,0
TRANSFORMADOR PRINCIPAL	TEMPERATURA TANQUE SUMIDERO		° C	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
	TEMPERATURA DEL DEVANADO	° C	IND.	73,0	70,0	64,0	57,0	52,0	46,0	41,0	46,0	34,0
			REG.									
			SITIO	75,0	71,0	64,0	57,0	51,0	41,5	40,0	36,0	34,5
	TEMPERATURA DEL ACEITE	° C	IND.	54,0	54,0	52,0	48,0	45,0	42,0	39,0	36,0	35,0
			REG.									
SITIO			56,0	56,0	53,5	50,0	47,0	44,0	40,0	35,0	36,0	
Realizado por: Ing Santiago Cunalata			Revisado por: Ing. Iván Herrera									

GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS

- Potencia Activa.** Es la potencia disipada por las cargas resistivas (como resistencias) o es la disipada por las cargas reactivas (inductores y capacitores).
- Potencia Reactiva.-** Esta potencia la consumen los circuitos de corriente alterna que tienen conectadas cargas reactivas, como pueden ser motores, transformadores de voltaje y cualquier otro dispositivo similar que posea bobinas o enrollados.
- Potencia Aparente.-** Es el resultado de la suma geométrica de las potencias activa y reactiva. Esta potencia es la que realmente suministra una planta eléctrica cuando se encuentra funcionando al vacío, es decir, sin ningún tipo de carga conectada, mientras que la potencia que consumen las cargas conectadas al circuito eléctrico es potencia activa.
- Factor de Potencia.-** Es la relación entre la potencia activa, P , y la potencia aparente, S , o bien como el coseno del ángulo que forman los vectores de la intensidad y el voltaje, designándose en este caso como $\cos\varphi$, siendo φ el valor de dicho ángulo.
- Turbina Hidráulica.-** Elemento mecánico que impulsado por el agua transforma la energía potencial en energía cinética al mover el eje de la turbina.
- Empuje Hidráulico.-** La presión de agua en las cámaras superior e inferior del rodete, generan una fuerza en el sentido axial sobre el rodete la misma que es soportada por el cojinete de empuje de la máquina.
- Malacates.-** Dispositivo de izaje o de levantamiento de partes o piezas, pueden ser accionamiento mecánico o eléctrico.

Sistema Oleodinámico.	Sistema de control y accionamiento operado con aceite a presión, permite la apertura o cierre de dispositivos hidráulicos.
Embaulado.-	Parte del túnel construida con hormigón armado y que se encuentra a cielo abierto.
Acueducto.-	Tubería de acero a la salida de la presa y que se empata con el embaulado y el túnel de carga.
By-pass.-	Tubería que permite el flujo sin pasar por la válvula principal de un circuito hidráulico
Cámara Interconexión.-	Reservorio de almacenamiento de agua entre la Central Agoyán y la Central San Francisco, que permite la interconexión hidráulica entre las dos centrales.
Baja tensión.-	Nivel de voltaje inferior al nominal.
Transformador.-	Dispositivo eléctrico que permite elevar el nivel de voltaje en un sistema eléctrico.
Pararrayos.-	Dispositivo eléctrico que permite descargar corrientes elevadas a tierra.
Interruptor de unidad.-	Dispositivo eléctrico a la salida del generador de accionamiento con carga que permite el paso o no de la energía eléctrica.
Seccionador.-	Dispositivo eléctrico de accionamiento sin carga que permite el paso o no de la energía eléctrica.
Barras Colectoras.-	Conductores eléctricos de gran capacidad.
GAS SF6.-	Gas hexa-fluoruro-azufre, aislante eléctrico.
Línea de Transmisión.-	Conductores eléctricos que llevan la energía eléctrica desde el punto de generación hasta el punto de distribución.
S.N.I.-	Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad.

CENACE.-	Centro Nacional de Control de Energía, Organismo que administra la generación y transmisión de energía en el país.
TRANSELECTRIC.-	Empresa que opera y mantiene las líneas y Subestaciones de energía en 138 y 220 KV.
Consignación.-	Declaración de que un equipo sale de operación y puede ser intervenido por mantenimiento.
Commisioning.-	Pruebas de recepción de un equipo nuevo.
Tiristores.-	Dispositivos electrónicos.
Zona de llanta.-	Interfase entre el eje y el sello.
Clapetas.-	Parte de la compuerta plana de vertedero que permite una regulación fina del nivel del embalse.

**ESPECIFICACIONES TECNICAS
DE MANTENIMIENTO Y
OPERACION**

1.2 Datos Técnicos y de Diseño

Item	DESCRIPCION	Datos																	
1	Condiciones del Nivel de Agua																		
	(1) Reservoirio Superior																		
	Máximo	EL. 1651.00 m																	
	Mínimo	EL. 1645.00 m																	
	(2) Reservoirio Inferior																		
	Máximo	EL. 1492.00 m																	
	Mínimo	EL. 1490.00 m																	
	Máximo maximorum	EL. 1507.50 m																	
	(3) Altura Estática																		
	Máxima	159.0 m																	
	Mínima	153.0 m																	
	(4) Altura de la Línea de Eje en la distribución de la Turbina	EL. 1488.00 m																	
	(5) Sumergencia																		
Máxima	-4.0 m																		
Mínima	-2.0 m																		
2	Rangos de Operación de la Turbina																		
	(1) Dos unidades en Operación																		
		<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Altura Neta</td> <td>m</td> <td>149</td> <td>143</td> </tr> <tr> <td>Potencia</td> <td>MW</td> <td>78.0</td> <td>73.0</td> </tr> <tr> <td>Descarga</td> <td>m³/s</td> <td>53.1</td> <td>56.6</td> </tr> <tr> <td>Velocidad</td> <td>rpm</td> <td colspan="2">225</td> </tr> </tbody> </table>		Altura Neta	m	149	143	Potencia	MW	78.0	73.0	Descarga	m ³ /s	53.1	56.6	Velocidad	rpm	225	
Altura Neta	m	149	143																
Potencia	MW	78.0	73.0																
Descarga	m ³ /s	53.1	56.6																
Velocidad	rpm	225																	

Item	Descripción	Datos																	
	(2) Operación con una sola unidad																		
	<table border="1"> <tr> <td>Altura Neta</td> <td>m</td> <td>157</td> <td>155</td> </tr> <tr> <td>Potencia</td> <td>MW</td> <td>84.0</td> <td>82.4</td> </tr> <tr> <td>Descarga</td> <td>m³/s</td> <td>59.3</td> <td>59.0</td> </tr> <tr> <td>Velocidad</td> <td>rpm</td> <td colspan="2">225</td> </tr> </table>	Altura Neta	m	157	155	Potencia	MW	84.0	82.4	Descarga	m ³ /s	59.3	59.0	Velocidad	rpm	225			
Altura Neta	m	157	155																
Potencia	MW	84.0	82.4																
Descarga	m ³ /s	59.3	59.0																
Velocidad	rpm	225																	
3	Rendimiento de la Turbina																		
	(1) Relación entre la potencia de la turbina y la carrera del servomotor de los álabes	Referirse a WE-41399																	
	(2) Relación entre el flujo y la carrera del servomotor de los álabes.	Referirse a WE-41400																	
4	Velocidad de Embalamiento	395 rpm																	
5	Elevación de la presión y velocidad																		
	(1) Condición Rechazo total de carga bajo las condiciones antes mencionadas																		
	(2) Presión Máxima	211.3 m																	
	(3) Máxima elevación de la velocidad	40%																	
	(4) Efecto Volante	Aprox. 135.9 Ton/m ²																	
	(5) Modo de cierre del Servomotor de los álabes móviles	Referirse a la hoja adjunta WE-41401																	

Item	DESCRIPCION	Datos
	(6) Presión de Diseño de la carcasa espiral	21.7 kg/cm ²
	(7) Presión de prueba de la carcasa espiral	32.5 kg/cm ² (2 horas)
	(8) Presión externa de diseño para el recubrimiento del tubo de succión	2.5 kg/cm ²
6	<p>Fuerza de Empuje</p> <p>Empuje Hidráulico</p> <p>Peso de las partes rotativas de la turbina</p> <p style="text-align: right;">Total</p>	<p>150 ton.</p> <p>40 ton.</p> <p>190 ton.</p>
7	<p>Peso del material del Rodete perdido a causa de la cavitación en las siguientes condiciones.</p> <p>Durante los 2 años de operación o durante las 8000 primeras horas, cualesquiera que ocurriera más pronto, con un número máximo de 800 horas por debajo de 30% de carga y con 40 horas de sobrecarga máximo.</p> <p>(en donde 30 % de carga = 23400 kW, carga máxima = 82400 kW)</p> <p>Por favor referirse a la hoja adjunta WE-30528 R-2 "Playa operativa de la Turbina restringida por la cavitación del Rodete".</p>	36.7 kg
8	Primera velocidad crítica de todas las partes rotativas.	292.5 rpm

1.3 Principales Dimensiones y Construcción

Item	DESCRIPCION	Datos
1	Dimensión Principal	
	(1) Rodete	
	Diámetro Interior	∅ 3350 mm
	Diámetro Exterior	∅ 2800 mm
	(2) Diámetro del Eje Principal	∅ 810 mm
	(3) Diámetro del Cojinete Guía	∅ 1080 mm
	(4) Diámetro del Pozo de la Turbina	∅ 4800 mm
	(5) Diámetro Máximo de la Tapa Superior	∅ 4550 mm
	(6) Diámetro Interno de la Carcasa Espiral	∅ 2570 mm
	(7) Eje Interno de la Carcasa Espiral en relación al Eje de la Unidad	3800 mm
	(8) Número de Alabes Estacionarios	10 <i>010</i>
	(9) Número de Alabes Móviles	20
2	(10) Diámetro Circunferencial de los Alabes Móviles	∅ 3920 mm
	(11) Altura de los Alabes Moviles	560 mm
2	(12) Diámetro Interno del Tubo de Succión	∅ 2800 mm
	Principales Características de Construcción	
	(1) Rodete	Tipo Francis Eje Vertical
	(2) Dirección de la Rotación	Sentido de agujas del reloj visto desde el generador

Item	DESCRIPCION	Datos
	<p>(3) Conexión</p> <p>Elevación del Acoplamiento</p> <p>(4) Tipo de Eslabones de Rotura para el mecanismo de operación de los álabes móviles</p> <p>(5) Tipo de ajuste de los álabes guía individuales</p> <p>(6) Método de lubricación de los vástagos de los álabes móviles</p> <p>(7) Tipo de Sello para el eje de la turbina.</p> <p>(8) Tipo de Cojinete guía</p> <p>(9) Método de lubricación del Cojinete guía</p> <p>(10) Sistema de Enfriamiento del Cojinete guía</p> <p>(11) Método de conexión entre el rodete y el eje</p>	<p>Acoplado directamente al generador.</p> <p>El.1492.5 m</p> <p>Tipo pasador de corte simple.</p> <p>Tipo pasador excéntrico</p> <p>Sistema forzado de lubricación por grasa</p> <p>Tipo grande empaquetadura (Teflón)</p> <p>Tipo Segmento</p> <p>Autolubricado</p> <p>Por gravedad desde el desarenador</p> <p>Pernos Escarados</p>
3	<p>Holgura</p> <p>(1) Holgura radial entre:</p> <p>Rodete y tapa superior</p> <p>Rodete y anillo inferior</p> <p>Eje de la turbina y tapa superior</p> <p>Eje de la turbina y caja de empaquetaduras para el sello del eje</p> <p>(2) Holgura mínima vertical entre:</p> <p>Rodete y tapa superior</p> <p>Rodete y anillo de descarga</p>	<p>3 mm en dia.</p> <p>3 mm en dia.</p> <p>4 mm en dia.</p> <p>3 mm en dia.</p> <p>15 mm</p> <p>20 mm</p>

Item	DESCRIPCION	Datos
4	(3) Holgura radial del cojinete de la turbina	0.213 ~ 0.193mm
	(4) Holgura entre:	
	Alabes móviles	0.24 ~ 0.53mm
	Tapa Superior/Anillo Inferior	0.24 ~ 0.53mm
	Grasa y Aceite	
	(1) Aceite lubricante para el cojinete guía	
	a) Cantidad	590lt/unid.
	b) Marca y grado a ser recomendados	Aceite Medio Mobil DTE (ISO VG46)
	(2) Aceite lubricante para la bomba de desagüe.	
	a) Cantidad	12 lt c/ juego
	b) Marca y grado recomendados	Aceite Medio Mobil DTE (ISO VG46)
	(3) Aceite lubricante para el compresor de aire de servicio	
	a) Cantidad	120 lt. c/juego
	b) Marca y grado recomendados	Aceite Shell corena H-100
	(4) Aceite lubricante para el compresor de aire del regulador	
	a) Cantidad	30 lt. c/juego
b) Marca y grado recomendados	Aceite Shell corena H-100	

Item	DESCRIPCION	Datos
	(5) Aceite lubricante para el compresor de aire del taller	
	a) Cantidad	120 lt c/juego
	b) Marca y grados recomendados	Aceite Shell corena H-100
	(6) Aceite lubricante para el compresor de aire auxiliar	
	a) Cantidad	6 lt c/juego
	b) Marca y grados recomendados	Aceite Shell corena H-46
	(7) Aceite hidráulico	
	a) Cantidad requerida para el regulador	3850 lt/unid.
	b) Marca y grados recomendados	Aceite medio Mobil DTE (ISO VG46)
	(8) Grasa	
	a) Cantidad requerida para la carga inicial para las partes deslizantes sometidas al contacto con agua	39 lt/unid.
	b) Cantidad mensual requerida para las partes deslizantes en contacto con agua	2 lt/unid.
	c) Volumen del reservorio	200 lt.
	d) Marca y grados recomendados	Shell alvania EP-2
5	Cantidad de agua de enfriamiento	
	(1) Enfriador de aire del generador	5000 lt/min.
	(2) Cojinete de empuje y cojinete inferior del generador	650 lt/min.
	(3) Cojinetes guía superior del generador	50 lt/min.

Item	DESCRIPCION	Datos
	(4) Cojinete guía de la turbina	140 lt/min.
	(5) Sellos del eje de la turbina	60 lt/min.
	(6) Compresor de aire de servicio	40 lt/min.
	(7) Tanque sumidero de aceite	40 lt/min.

1.4 Lista de Materiales

(Utilizado en partes principales)

Nombre del Equipo	Material	Norma JIS u otra aplicable	Equivalencia del material en ASTM, AISI
Blindaje del tubo de Succión	Plancha Acero (De baja resistencia)	G3101, Gr. 2 SS41 G4304, Tipo 410 SUS 410 HP	ASTM A36 ASTM A176, Tipo 410
Carcasa Espiral	Plancha de acero	MT41	ASTM A516, Grado 60
Anillo Estacionario	Plancha de acero	MT41	ASTM A516, Grado 60
Rodete	Fundición de acero inoxidable	DIN 1. 4313 G-X5 13Cr-4Ni	George Fisher Cor. 134.80
Cono del Rodete	Fundición de acero inoxidable	G4304, Tipo 410 SUS 410HP	ASTM A176, Tipo 410
Eje Principal	Acero forjado al carbono	G3201, SF55A	ASTM A668, Clase D
Soporte de Cojinete	Plancha de Acero	MT41	ASTM A516, Grado 60
Almohadilla del cojinete	Plancha de Acero	MT41	ASTM A516, Grado 60
Metal del Cojinete	Metal Blanco	H5401, Clase 2 WJ2	ASTM B23 Aleación No. 3
Alabe Móvil	Fundición de acero inoxidable	ASTM A743, Grado CA6NM	ASTM A743, Grado CA6NM
Anillo del Alabe	Plancha de Acero	MT41	ASTM A516, Grado 60
Cilindro del Servomotor	Barra de Acero al Carbono	MT41	ASTM A516, Grado 60
Biela del Pistón del Servomotor	Barra de Acero al Carbono	C4051, S45C N	AISI 1045

(Utilizado en partes principales)

Nombre del Equipo	Material	Norma JISS u otra aplicable	Equivalencia del material en ASTM, AISI
Pistón del Servomotor	Hierro Fundido	G5501, Clase 4 FC25	ASTM A48, Clase 35
Placa de Guarnición	Plancha de Acero Inoxidable	G4303, Tipo 410 SUS 403B	ASTM A176, Tipo 410
Placa para el blindaje de la cubierta	Plancha de Acero	G4303, Tipo 403 SUS 403 B	ASTM A276, Tipo 403
Anillo de Desgaste Rotativo	Barra de Acero Inoxidable	G4303, Tipo 403 SUS 403B	ASTM A276, Tipo 403
Tapa Superior	Plancha de Acero	MT41	ASTM A516, Grado 60
Anillo inferior y Anillo de Descarga	Plancha de Acero	MT41	ASTM A516, Grado 60
Chaveta para la Palanca del Alabe	Acero Fundido	G5101, Clase 4 SC49	ASTM A27, Grados 65-35 o 70-36
Articulación del Alabe	Plancha de Acero	MT41	ASTM A516, Grado 60
Eslabón de Rempimiento	Barra de Acero al Carbono	G4051, S35C N	AISI 1035
Manguito para el Alabe Móvil	Fundición de Latón	H5102, Clase 3 HESC3	ASTM B584, Aleación 863
Caja de Empaquetaduras	Plancha de Acero	MT41	ASTM A516, Grado 60
Camisa del Eje	Plancha de Acero Inoxidable	G4304, Tipo 410 SUS 410HP	ASTM A176, Tipo 410
Blindaje del Foso	Plancha Acero (Baja Resistencia)	G3101, Grado 2 SS41	ASTM A36

SECCION 2. DESCRIPCION DE LA CONSTRUCCION

2.1 Partes Rotativas

(1) Rodete

- (a) El rodete es del tipo Francis y está elaborado de una fundición de acero inoxidable de conformidad con la norma DIN 1.4313-G-X5, 13Cr-4Ni.

El rodete está diseñado y construido para soportar con seguridad los esfuerzos provenientes de la operación con la unidad a velocidad de embalamiento, bajo una caída máxima y con la posición de los álabes directrices en máximo embalamiento, estando el generador funcionando en vacío.

(b) Conexión

La brida del rodete está fabricada para conectarse con la brida inferior del eje principal, mediante pernos.

(c) Cono del Rodete

El cono del rodete está fabricado de una placa de acero inoxidable, unido a la corona para proporcionar una guía para el pasaje de agua tanto a la entrada como a la salida del rodete.

- (d) El rodete está diseñado para soportar el peso combinado del rodete y el eje cuando el rodete se asienta sobre el dispositivo provisto en el anillo de descarga para la desconexión del rodete desde el rotor del generador.

(e) Balanceamiento

Tanto el rodete como el eje, están estática y dinámicamente balanceados en fábrica.

Los valores obtenidos del momento desbalanceado son los siguientes:

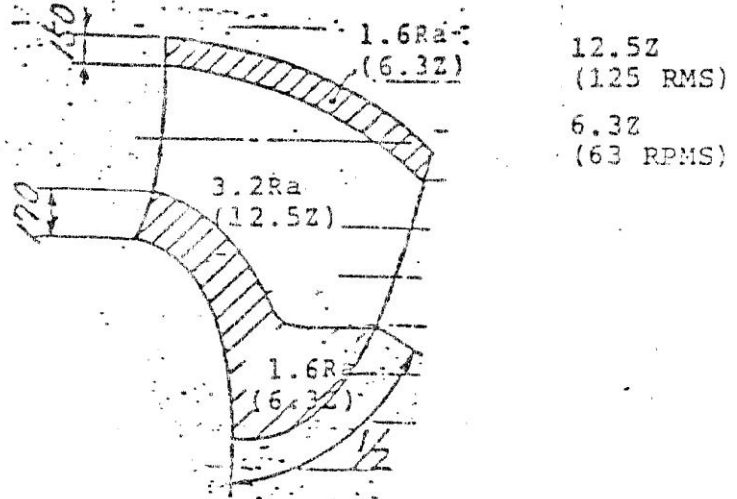
balanceamiento estático del rodete	Menor que 459 Kg cm.
balanceamiento estático del rodete y el eje	Menor que 997 Kg.cm.
balanceamiento dinámico del rodete	Menor que 269.2kg cm
balanceamiento dinámico del rodete y el eje	Menor que 498.5kg cm

(f) Acabado Superficial de las Partes en Contacto con el Flujo de Agua

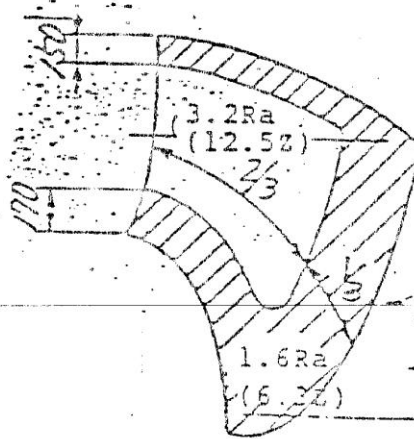
Todas las superficies del rodete que se encuentran en contacto con el flujo de agua, serán escopleteadas y esmeriladas en forma tal que concuerden con las plantillas fabricadas para tal efecto y por lo tanto las superficies deberán ser uniformes y libres de imperfecciones, orificios, depresiones, rajaduras o proyecciones.

(g) Rugosidad Superficial

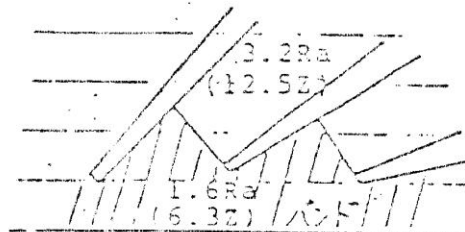
En el lado de presión del álabe del rodete



En el lado de succión del álabe del rodete



En la superficie de bandas



En el pasaje de agua de la corona y la banda exceptuando lo indicado anteriormente 2.5Z

(h) Tolerancia entre el Rodete y la Tapa

Se recomienda un chequeo periódico, al menos una vez por año, para verificar la tolerancia entre el rodete y la tapa.

La tolerancia del sello en	
el diseño	3.0 mm $\begin{matrix} +0.6 \\ -0.6 \end{matrix}$ diámetro
Límite permisible	50%

Si es que este límite es excedido, se recomienda reemplazar el anillo de desgaste.

(i) Chequeo por Cavitación

Cada vez que se paralice la unidad, debería realizarse un cuidadoso chequeo del rodete, para verificar defectos por cavitación. Se debería registrar las condiciones de avance de cavitación, si ésta se produjera.

En caso de una cavitación excesiva, y con el propósito de minimizar el trabajo de reparación, es recomendable efectuar reparaciones menores tan pronto como sea posible.

Si es necesario hacer una reparación, sería adecuado que INECEL contacte con Mitsubishi, a fin de obtener asesoramiento necesario para la reparación, el procedimiento y los tiempos de ejecución.

(j) Desmontaje del Rodete

El rodete puede ser desmontado desconectando los pernos entre el rodete y el eje en la parte inferior sin desmontar el rotor del generador. Para ejecutar este desmontaje se requiere de los dispositivos especiales que incluyen entre otros el carro transportador, el puente grúa, etc.

(k) Planos de Referencia

WA-B1100 R-2

WA-B1946 R-0

WA-B1950 R-0

(2) Eje

(a) Generalidades

El eje principal esta fabricado de un acero forjado, adecuadamente y técnicamente tratado y con un acoplamiento de bridas forjadas, para conectarse tanto con el rodete impulsor, así como con el eje del generador.

(b) Material

Acero forjado SF55A

JIS G3201

(c) Diámetro del Eje ($\phi 810\text{mm}$)

El diámetro del eje y del acoplamiento con la brida superior, está fabricado en coordinación con

Mitsubishi Electric Corp. en razón de que este último es el fabricante del generador.

(d) Diseño y Fabricación

El eje es ampliamente dimensionado para operar a cualquier velocidad, incluyendo la velocidad máxima de embalamiento, sin que exista distorciones o vibraciones durante su operación.

El eje está maquinado integralmente siendo los pernos de acoplamiento con el generador, escareados de tal forma que el ensamblaje con el generador se realice en los talleres del fabricante del generador.

El eje está pulido en toda la superficie donde el cojinete guía principal es acoplado.

El eje está provisto con un orificio de 200 mm de diámetro, el mismo que ha sido taladrado verticalmente para permitir el paso del cable de levantamiento del puente, lo que facilitará el izaje del rodete así como del blindaje superior del tubo de succión.

Un total de 4 orificios de 75 mm de diámetro están previstos para la admisión de aire atmosférico a la parte inferior del rodete, lo que permitirá una buena operación con cargas parciales de la unidad.

(e) Camisa del Eje

El eje de la turbina tiene una camisa removible y reemplazable en la sección donde el eje atraviesa la caja de empaquetaduras en la tapa superior de la turbina.

La camisa está hecha de acero inoxidable y se encuentra totalmente pulida.

(f) Resguardo de Agua

Un resguardo de agua es proporcionado entre el cojinete principal y la caja de empaquetaduras.

(g) Ajuste de los Pernos de Acoplamiento

En el lado del Rodete

Tamaño de los pernos de conexión	M20 x 3 x 345
Esfuerzo Inicial	1200 ~ 1600 kg/cm ²
Elongación del perno	0.12 ~ 0.16 mm
Método de ajuste	Ver WA-B1912 R-0

En el lado del Generador

Tamaño de los pernos de conexión	M20 x 3 x 365
Esfuerzo Inicial	1200 ~ 1600 kg/cm ²
Elongación del perno	0.12 ~ 0.16 mm
Método de ajuste	Ver WA-B1913 R-0

(i) Método para el manipuleo del rodete y del eje Ver WA-B1940 R-0

(j) Planos

Eje Principal Ver WA-B1411

Camisa del Eje Ver WA-B1413

PLANOS

ÍNDICE DE PLANOS

- PLANO 1.** PERFIL GENERAL CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYÁN.
- PLANO 2.** CORTE LONGITUDINAL CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYAN.
- WA B1001.** SECTIONAL ASSEMBLY OF VERTICAL FRANCIS TURBINE.
- WA B1100.** RUNNER.
- WA B1130.** CONO TURBINA.
- WA B1131.** FLAUTA.
- WA B1201.** ASSEMBLY OF GATE OPERATING MECHANISM.
- WA B1202.** ASSEMBLY OF GATE OPERATING MECHANISM.
- WA B1203.** GUIDE VANE OPERATING MECHANISM.
- WA B1210.** WICKET GATE.
- WA B1250.** ASSEMBLY OF GATE SERVOMOTOR (RIGHT HAND).
- WA B1411.** MAIN SHAFT.
- WA B1413.** SHAFT SLEEVE.
- WA B1541.** BOTTON RING.
- WA B1542.** BOTTON RING.
- WA B1543.** BOTTON RING.
- WA B1547.** WEARING RING.
- WA B1601.** ASSEMBLY OF MAIN GUIDE BEARING.
- WA B1800.** NEAT LINE OF DRAFT TUBE.
- WA B1801.** UPPER DRAFT TUBE LINER.
- WA B1811.** LOWER DRAFT TUBE LINER.
- WA B3100.** ASSEMBLY WITHIN GOVERNOR ACTUATOR CUBICLE.
- WA B3101.** ASSEMBLY WITHIN GOVERNOR ACTUATOR CUBICLE.
- WA B4103.** SCHEMATIC DIAGRAM FOR WATER SUPPLY AND
DEWATERING SYSTEM.
- WA B4106.** SCHEMATIC DIAGRAM FOR TURBINE AND BUTTERFLY VALVE
CONTROL SYSTEM.
- WW 19029.** SECTIONAL ASSEMBLY OF REPLACEMENT WATER TURBINE
AND OVERHAUL PARTS.
- WW 19030.** SECTIONAL ASSEMBLY OF REPLACEMENT WATER TURBINE
AND OVERHAUL PARTS.
- WW 31746.** RUNNER.

AA 29629. GENERADOR ASSEMBLY.

AA 29634. DIAGRAMA DE TUBERIA DEL GENERADOR.

AA 29635. BEARING ASSEMBLY. (LOWER BRACKET BRG.)

AA 29636. BEARING ASSEMBLY. (UPPER BRG.)

AJ 72508. ROTOR PEDESTAL.

AJ 73914. SOLE PLATE FOR LOWER BRACKET.

AJ 73954. OIL LIFT PUMA SET FOR GENERATOR.

AJ 75850. ROTER LIFTING DEVICE.