



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE
MANTENIMIENTO PROACTIVO EN UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA**

Rodrigo Alberto Pérez Guzmán

Asesorado por el Ing. Pedro Alfonso Xicará Méndez

Guatemala, agosto de 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE
MANTENIMIENTO PROACTIVO EN UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

RODRIGO ALBERTO PÉREZ GUZMÁN

ASESORADO POR EL ING. PEDRO ALFONSO XICARÁ MÉNDEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, AGOSTO DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Víctor Manuel Ruiz Hernández
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PROACTIVO EN UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería de Mecánica Eléctrica, con fecha 17 de febrero de 2011.



Rodrigo Alberto Pérez Guzmán

Quetzaltenango, 07 de abril de 2013

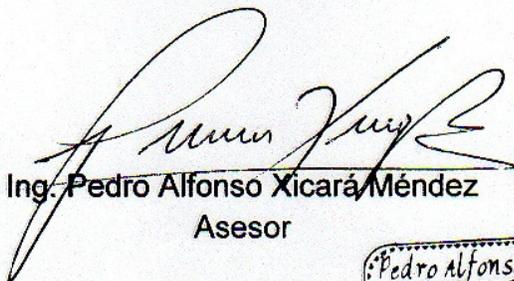
Señor Coordinador del área de Potencia
Escuela Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Muy atentamente lo saludo,

Por este medio me permito informarle que he revisado el trabajo de graduación titulado: "**PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACION DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PROACTIVO EN UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA**", elaborado por el estudiante RODRIGO ALBERTO PÉREZ GUZMÁN, previo a optar al título de Ingeniero Mecánico Electricista.

En mi calidad de asesor de trabajo de tesis, me es grato manifestarle que el mismo llena los requisitos para dar mi APROBACION, para que dicho estudiante pueda continuar con los trámites que le corresponda.

Atentamente,


Ing. Pedro Alfonso Xicará Méndez
Asesor



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 21. 2013.
Guatemala, 05 de FEBRERO 2013.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
"PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE
MANTENIMIENTO PROACTIVO EN UNA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA", del estudiante Rodrigo Alberto Pérez
Guzmán que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia



SFO



REF. EIME 21. 2013.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; RODRIGO ALBERTO PÉREZ GUZMÁN titulado: “PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PROACTIVO EN UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA” procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 3 DE MAYO 2,013.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 570.2013

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial, al Trabajo de Graduación titulado: **PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PROACTIVO EN UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA**, presentado por el estudiante universitario **Rodrigo Alberto Pérez Guzmán**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
Decano



Guatemala, 20 de agosto de 2013

/gdech

AGRADECIMIENTOS A:

- Dios** Por darme la oportunidad de seguir adelante con mis metas y sueños.
- Mis padres** Rodrigo Antonio Pérez Nieves y Vilma Yolanda Guzmán Suárez, gracias a todos por sus consejos y apoyos, ningún obstáculo es imposible de superar.
- Mis hermanos** Jorge Mario, Tony Alfredo y Luis Pedro Pérez Guzmán, por el apoyo incondicional.
- Mi asesor** Por ser mí guía en la elaboración de este trabajo de graduación.
- Facultad de Ingeniería** Por brindarme la oportunidad de estudiar una carrera universitaria.
- Universidad de San Carlos de Guatemala** Por haberme otorgado la dicha de ser un profesional al servicio de Guatemala y disfrutar de estos momentos que recordaré por siempre.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XIX
OBJETIVOS.....	XXI
INTRODUCCIÓN	XXIII
1. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	1
1.1. La energía hidráulica	1
1.2. Centrales hidroeléctricas	2
1.3. Tipos de centrales hidroeléctricas	2
1.3.1. Según su concepción arquitectónica.....	2
1.3.2. Según su régimen de flujo	3
1.3.3. Según su altura de caída del agua:.....	4
1.3.4. Otros tipos de centrales hidroeléctricas	4
1.4. Funcionamiento de una central hidroeléctrica	5
1.5. Las centrales hidroeléctricas y el medioambiente	6
2. IDENTIFICACIÓN DEL EQUIPO PRIMARIO EN UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.....	9
2.1. Introducción	9
2.2. Turbinas hidráulicas.....	9
2.2.1. Turbinas Pelton.....	11
2.2.1.1. Componentes de una turbina Pelton.....	12

2.2.1.2.	Principio de funcionamiento de las turbinas Pelton.....	13
2.2.2.	Turbinas Francis.....	15
2.2.2.1.	Componentes de una turbina Francis.....	17
2.2.2.2.	Principio de funcionamiento de una turbina Francis.....	19
2.2.3.	Turbinas Kaplan	22
2.2.3.1.	Componentes de una turbina Kaplan	24
2.2.4.	Fenómenos anómalos en las turbinas hidráulicas.....	25
2.2.4.1.	Cavitación.....	25
2.2.4.2.	Golpe de ariete	28
2.3.	Reguladores.....	31
2.3.1.	Velocidad de giro de una turbina hidráulica.....	32
2.3.2.	Reguladores automáticos de velocidad.....	35
2.3.2.1.	Para control de la turbina	38
2.3.2.2.	Para control del generador	38
2.3.2.3.	Para control de la turbina y del generador...38	
2.3.3.	Accionamiento de los reguladores de velocidad.....	40
2.3.4.	Componentes fundamentales de un regulador de velocidad	44
2.3.5.	Sistema de regulación de aceite.....	46
2.3.6.	Reguladores de presión	51
2.4.	Protecciones.....	53
2.4.1.	Conceptos de señalización, alarma y disparo	53
2.4.2.	Concepto de disponibilidad de arranque	55
2.4.3.	Clasificación de las protecciones.....	56
2.4.3.1.	Protecciones mecánicas.....	56
2.4.3.2.	Protecciones eléctricas del generador y transformador	57

2.4.3.3.	Protecciones de la línea de media tensión..	57
2.4.4.	Relación de protecciones de las turbinas hidráulicas y de sus equipos	57
2.5.	Generadores o alternadores	59
2.5.1.	El rotor	60
2.5.2.	El estator	60
2.6.	Equipo eléctrico general	61
2.6.1.	Disyuntores	62
2.6.2.	Transformadores de medida	63
2.6.2.1.	Transformador de corriente.....	64
2.6.2.2.	Transformadores de tensión	65
2.6.3.	Transformadores de equipos auxiliares	65
2.6.4.	Pararrayos o autoválvulas.....	66
2.6.4.1.	Pararrayos, autoválvula	67
2.6.4.2.	Características de pararrayos, autoválvulas	67
2.6.4.3.	Elección de un pararrayos	68
2.6.4.4.	Montaje	68
2.7.	Equipos auxiliares.....	68
2.7.1.	Clasificación de los servicios auxiliares de corriente alterna	69
2.7.1.1.	Cargas de los servicios auxiliares eléctricos de corriente alterna	70
2.7.2.	Servicios auxiliares de corriente directa.....	71
2.8.	Automatización	73
3.	MANTENIMIENTO	75
3.1.	¿Qué es mantenimiento?.....	75
3.2.	Características del personal de mantenimiento	76

3.3.	Objetivos del mantenimiento	78
3.3.1.	Objetivos del mantenimiento	79
3.4.	¿Por qué hacer mantenimiento en una empresa?	79
3.5.	Finalidad del mantenimiento	80
3.6.	Breve historia de la organización del mantenimiento	80
3.7.	Método implementación gestión mantenimiento	81
3.8.	Tipos de mantenimiento	83
3.8.1.	Mantenimiento predictivo.....	83
3.8.2.	Mantenimiento preventivo.....	84
3.8.3.	Mantenimiento correctivo.....	86
3.8.4.	Mantenimiento proactivo	88
4.	INTRODUCCIÓN AL MANTENIMIENTO PROACTIVO.....	95
4.1.	Definición	95
4.1.1.	Causa – efecto	96
4.2.	Estrategias	97
4.3.	Programa de mantenimiento autónomo	97
4.4.	Programa de mejoramiento de producción	98
4.5.	Programa de manejo inicial del equipo	99
4.6.	Programa de liderazgo	99
4.7.	Programa de mantenimiento progresivo	99
4.8.	Programa de organización de recursos humanos	99
4.9.	Programa de educación y entrenamiento.....	100
4.10.	Programas de calidad del mantenimiento	100
4.11.	Programas específicos de seguridad, ambiental y buenas prácticas.....	100
4.12.	Mantenimiento proactivo en oficinas y administración	101
4.13.	¿Por qué implementar mantenimiento proactivo?	101
4.13.1.	Resultados tangibles significativos	102

4.13.2.	Transformación del entorno de la planta.....	102
4.13.3.	Transformación de los trabajadores de la planta	102
4.14.	Mantenimiento total productivo TPM (<i>Total Productive Maintenance</i>).....	102
4.14.1.	Administración y soporte: TPM de oficinas	104
4.14.2.	Etapa 1: <i>Seiri</i> (ordenar y seleccionar).....	104
4.14.3.	Etapa 2: <i>Seiton</i> (organizar y situar).....	105
4.14.4.	Etapa 3: <i>Seiso</i> (limpiar y sanear)	105
4.14.5.	Etapa 4: <i>Seiketsu</i> (sostener y estandarizar)	105
4.14.6.	Etapa 5: <i>Shitsuke</i> (disciplinar y seguir)	105
4.14.7.	<i>Shikari</i> (constancia).....	106
4.14.8.	<i>Shitsukoku</i> (compromiso).....	106
4.14.9.	<i>Seishoo</i> (coordinación)	107
4.14.10.	<i>Seido</i> (sincronización).....	107
4.15.	Mantenimiento preventivo.....	107
4.16.	Principios básicos de mantenimiento preventivo	107
4.17.	Ventajas de un programa de mantenimiento preventivo.....	108
4.18.	Limitaciones del mantenimiento preventivo	109
4.19.	Establecer el programa de mantenimiento preventivo	110
4.20.	Cómo determinar qué equipos incluir en programa de mantenimiento preventivo inicial.....	112
4.21.	Cómo determinar qué y cómo inspeccionar.....	113
4.22.	Cedulación de equipos	114
5.	IMPLEMENTACIÓN DEL MANTENIMIENTO PROACTIVO EN UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA	119
5.1.	Implementación	119
5.2.	Fase de preparación.....	119

5.2.1.	Paso 1: la alta gerencia anuncia su decisión de introducir el mantenimiento proactivo	119
5.2.2.	Paso 2: educación introductoria para el mantenimiento proactivo	120
5.2.3.	Paso 3: crear una organización de promoción del mantenimiento proactivo	120
5.2.4.	Paso 4: establecer políticas y objetivos básicos del mantenimiento proactivo	121
5.3.	Fase de introducción (paso 6)	123
5.4.	Fase de implementación	123
5.5.	Fase de consolidación.....	124
5.6.	Tiempo requerido para actividades del mantenimiento proactivo.....	124
5.6.1.	Planificación de las actividades de mantenimiento de una central hidroeléctrica	124
5.6.1.1.	Instrucciones de trabajo para el programa anual de mantenimiento y conservación de las instalaciones	125
5.6.1.2.	Instrucciones de trabajo para el cronograma semanal de actividades	127
5.7.	Ejemplos de mantenimiento proactivo puesto en marcha en una central hidroeléctrica	129
5.7.1.	Técnicas de mantenimiento predictivo en una central hidroeléctrica	131
5.7.1.1.	Vibraciones y pulsaciones	131
5.7.1.2.	Aislamiento del alternador	133
5.7.1.3.	Análisis de aceites	134
5.7.1.4.	Diagnóstico del transformador.....	134

5.7.1.5.	Inspección de puntos calientes por termografía infrarroja.....	136
5.7.2.	Mantenimiento de los distintos tipos de turbinas.....	137
5.7.2.1.	Turbinas Kaplan	138
5.7.2.2.	Turbinas Francis	140
5.7.2.3.	Turbinas Pelton	143
5.7.3.	Mantenimiento básico de grandes generadores eléctricos.....	149
5.7.3.1.	Inspección visual.....	150
5.7.3.2.	Tres consideraciones acerca del rotor	151
5.7.4.	Transformadores.....	152
5.7.4.1.	Diagnostico del estado del transformador mediante las pruebas de diagnóstico tradicionales junto con el análisis de gases generados internamente.....	152
5.7.4.2.	Mantenimiento del transformador	157
5.8.	Costos estimados para implementar el mantenimiento proactivo	161
5.8.1.	Costo global del mantenimiento.....	162
5.8.2.	Costo de las intervenciones	163
5.8.3.	Costo de fallas	164
5.8.4.	Costo de almacenamiento	164
5.8.5.	Costo de sobreinversiones.....	165
CONCLUSIONES		167
RECOMENDACIONES.....		169
BIBLIOGRAFÍA.....		171

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Tipos de turbinas.....	10
2.	Componentes de una turbina Pelton.....	12
3.	Funcionamiento de las turbinas Pelton. Acción del chorro de agua sobre cada cangilón de un rodete Pelton.....	14
4.	Turbina Francis de eje horizontal.....	16
5.	Turbina Francis de eje vertical.....	17
6.	Componentes de una turbina Francis.....	18
7.	Situación generalizada de una turbina Francis respecto al cauce del río aguas abajo.....	19
8.	Turbina Francis de eje vertical en cámara abierta.....	20
9.	Turbina Francis en eje horizontal en cámara abierta.....	21
10.	Turbina Kaplan de eje horizontal.....	23
11.	Turbina Kaplan de eje vertical.....	23
12.	Componentes de una turbina Kaplan.....	24
13.	Cavitación en los álabes de una turbina Francis.....	27
14.	Golpe de ariete en tubería de alta presión.....	29
15.	Método de modificación de la posición de la válvula de inyector para la regulación del caudal en las turbinas Pelton.....	35
16.	Regulador de masas giratorias.....	41
17.	Alimentación del motor eléctrico de regulador mediante un generador de imanes permanentes.....	42
18.	Regulador eléctrico Brown-Boveri para turbinas hidráulicas.....	43
19.	Representación esquemática de un regulador de presión.....	51

20.	Válvula de aguja en una turbina Pelton	53
21.	Esquema general de un sistema de automatización de una pequeña central hidroeléctrica.....	74
22.	Método implementación gestión mantenimiento.....	82
23.	Ciclo de vida del mantenimiento proactivo	92
24.	Croquis de un programa anual de mantenimiento y conservación de las instalaciones	127
25.	Croquis de un programa semanal de mantenimiento y	129
	conservación de las instalaciones	129
26.	Instrumentación para análisis de vibraciones	132
27.	Medición de aislamiento en el alternador de un generador	134
28.	Toma de muestra de aceite en un transformador tipo Padmounted ..	135
29.	Inspección con cámara termográfica.....	137
30.	Aguja desgastada a raíz de la acción abrasiva de la arena.....	144
31.	Perfil cromatográfico: aceite sobrecalentado	154
32.	Perfil cromatográfico: papel sobrecalentado.....	154
33.	Perfil cromatográfico: efecto corona	156
34.	Perfil cromatográfico: arco interno	157
35.	Componentes claves de un transformador de potencia en aceite dentro de su mantenimiento preventivo.....	159
36.	Actividades de mantenimiento preventivo a realizarle a un transformador de potencia.....	160

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
AT	Alta tensión
dcm	Despacho central de maniobras
τ	Constante de tiempo
Ec	Ecuación
HH	Horas – hombre
KPI	Indicadores claves de rendimiento
kHz	Kilohertz
km	Kilómetro
kV	Kilovoltio
MHz	Megahertz
MP	Mantenimiento Proactivo

rpm	Revoluciones por minuto
μs	Microsegundo
mbar	Milibar
pps	Períodos por segundo
VL	Tensión nominal o tensión de extinción

GLOSARIO

Agarrotamientos	Rigidez, falta de flexibilidad o movimiento, especialmente en una parte del cuerpo.
Alabes	Cada una de las paletas curvas de una rueda hidráulica o de una turbina.
ANSI	Acrónimo del inglés American National Standards Institute.
Argot	Lenguaje específico utilizado por un grupo de personas que comparten unas características comunes por su categoría social, profesión, procedencia, o aficiones.
Astática	Se dice del equilibrio en que se mantiene un cuerpo sólido, cualquiera que sea la posición en que se coloque.
ASTM	Del inglés American Society for Testing and Materials (Asociación Estadounidense para pruebas de materiales).
Calderín	Colector, cuyo propósito es distribuir uniformemente el refrigerante en los circuitos de tuberías dentro de enfriadores de aire, refrigeradores en seco, evaporadores y condensadores.

Cangilones	Recipiente destinado al transporte de agua o materiales.
Cauce	Parte del fondo de un valle por donde discurren las aguas en su curso: es el confín físico normal de un flujo de agua, siendo sus confines laterales las riberas.
Cebado	Operación de llenar la bomba de líquido para que pueda empezar a funcionar.
Embalamiento	Hacer que adquiera gran velocidad (un motor) desprovisto de regulación automática al suprimírsele la carga.
Excitatriz	Bobinado sobre un núcleo de hierro alimentado por corriente continua.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.
FFT	Del inglés Fast Fourier Transform (Transformada rápida de Fourier).
GIS	Del inglés Gas Insulated Substations (Subestaciones aisladas en gas).
Gradiente	Intensidad de aumento o disminución de una magnitud variable y curva que lo representa.
High head	Represas que poseen una gran caída de agua en su topografía.

Horas punta	Distintas horas en las que regularmente se producen congestiones de energía eléctrica en el sistema.
Horas valle	Horas en las que regularmente se produce un menor consumo o uso de energía eléctrica.
IEEE	Del inglés Institute of Electrical and Electronic Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos).
IEC	Del inglés International Electrotechnical Commission (Comisión Internacional de Electrotecnia).
Instrumentalización	Disciplina que se encarga de toda la instrumentación. En estos casos incluye instrumentación como control de procesos, pero también otros temas como comunicaciones, telefonía, sistemas de video, redes de computadores, y otros.
Low head	Represas que poseen una pequeña caída de agua en su topografía.
Lucro cesante	Forma de daño patrimonial que consiste en la pérdida de una ganancia legítima o de una utilidad económica por parte de la víctima o sus familiares como consecuencia del daño, y que esta se habría producido si el evento dañoso no se hubiera verificado.
Presostatos	Aparato que cierra o abre un circuito eléctrico dependiendo de la lectura de presión de un fluido.

Salto geodésico	Cauce natural en virtud de un desnivel.
Servomotor	Dispositivo similar a un motor de corriente continua que tiene la capacidad de ubicarse en cualquier posición dentro de su rango de operación, y mantenerse estable en dicha posición.
Subcontratación	Proceso económico en el cual una empresa determinada mueve o destina los recursos orientados a cumplir ciertas tareas, a una empresa externa, por medio de un contrato.
Supeditar	Subordinar o hacer depender una cosa de otra o del cumplimiento de una condición.
Tacómetro	Dispositivo que mide la velocidad de giro de un eje, normalmente la velocidad de giro de un motor.
Terotecnología	Estudio y gestión de la vida de un activo, desde el comienzo hasta su propio final.
Tiristores	Componente electrónico constituido por elementos semiconductores que utiliza realimentación interna, para producir una conmutación, posee dos terminales principales: (ánodo y cátodo) y, una auxiliar para realizar el disparo a la cual se le denomina puerta, se puede decir que, se comporta como un diodo rectificador con iniciación de la conducción controlada por la puerta.

Toberas	Dispositivo que convierte la energía potencial de un fluido (en forma térmica y de presión) en energía cinética.
TPM	Mantenimiento Total Productivo.
Transformada rápida de Fourier	Algoritmo eficiente que permite calcular la transformada de Fourier discreta (DFT) y su inversa.
Turboalternadores	Unión de una turbina y un alternador, por lo tanto hace el trabajo de la turbina y del alternador.
Velocidad sincrónica	Velocidad a la que está girando el campo magnético dentro de un motor o un generador.
<i>Very low head</i>	Represas que poseen una caída de agua con muy poca pendiente en su topografía.

RESUMEN

A través del siguiente trabajo de graduación se propondrán los pasos a seguir y las directrices a tomar al momento que se decida implementar el mantenimiento proactivo en una central hidroeléctrica.

En el primer capítulo se expondrá a grandes rasgos, las centrales hidroeléctricas, la energía que las hace funcionar, los tipos de centrales según su concepción, régimen, altura, así como la finalidad de estas centrales y los efectos que pueden tener en el medio ambiente. Actualmente, en Guatemala, la electricidad se genera básicamente por medio de las centrales hidroeléctricas, con un porcentaje de capacidad instalada del 45 por ciento en pico, y sigue en aumento.

Por tal razón es importante obtener el máximo aprovechamiento de la potencia disponible en cada una de las centrales hidroeléctricas, y para esto, los equipos tanto mecánicos como eléctricos, deben encontrarse en óptimas condiciones, y la mejor manera de lograr esto es tener implementados planes de mantenimiento dentro de dichas centrales.

Por lo anteriormente planteado, se identificarán los diferentes equipos que constituyen una central hidroeléctrica, tanto los equipos primarios como: la turbina, reguladores, generadores, así como los secundarios: las protecciones que utilizan estas centrales, equipos auxiliares, equipo eléctrico en general, entre otros. Para entender de mejor manera, por qué se debe implementar un tipo de mantenimiento especializado.

Además de estos conocimientos, es necesario comprender el concepto de mantenimiento, sus objetivos, las características que debe de tener el personal de mantenimiento, así como de los distintos tipos de mantenimiento que se pueden implementar. Todo esto se plantea en el tercer capítulo con la finalidad de poder observar la evolución que ha tenido el mantenimiento en el pasar de los años y los mejores tipos de mantenimiento que se pueden implementar.

El mantenimiento proactivo, como se verá en el cuarto y quinto capítulo, está dirigido, fundamentalmente, a la detección y corrección de las causas que generan el desgaste y que conducen a la falla de la maquinaria. Una vez localizadas, es importante no permitir que estas continúen presentes en la maquinaria, ya que de hacerlo, su vida y desempeño, se verán reducidos, ya que se considera una filosofía de mantenimiento, y debido a esto debe llevar un proceso de implementación, puesto que cambia drásticamente la metodología convencional de mantenimiento.

Asimismo, se plantean ejemplos de cómo aplicar el mantenimiento proactivo en equipos específicos de una central hidroeléctrica y un análisis de los costos de implementación del plan de mantenimiento en la central.

OBJETIVOS

General

Elaborar una propuesta para el proceso de implementación del plan de mantenimiento proactivo en una central hidroeléctrica.

Específicos

1. Realizar un estudio sobre los distintos tipos de mantenimiento que se realizan en las centrales hidroeléctricas.
2. Adaptar la metodología y terminología del mantenimiento proactivo, específicamente, para una central hidroeléctrica.
3. Proponer planes de mantenimiento predictivo que se puedan implementar en los equipos principales de una central hidroeléctrica.

INTRODUCCIÓN

La generación hidroeléctrica es la forma más eficiente de aprovechamiento energético, ya que es un recurso que tiene muy bajo impacto ambiental: una central hidroeléctrica no contamina el ambiente con ningún tipo de emanaciones, por lo que no contribuye a la lluvia ácida o a provocar efecto invernadero. Evita también, otro tipo de residuos sólidos o líquidos, tales como: ceniza, agua tratada, desechos químicos, entre otros, y, además de esto goza de ventajas con respecto a otras formas de generación que utilizan recursos renovables y no contaminantes, por ejemplo: ser económicamente rentable, así como contribuir al desarrollo de comunidades que se encuentran bajo su área de influencia, permitiendo también que sean explotadas como áreas de turismo.

Como ventajas técnicas es posible mencionar: el bajo costo de operación, ya que no se necesita de una gran cantidad de personal ni de recursos para su operación y mantenimiento, además que la turbina es una máquina sencilla, eficiente y segura, que puede ponerse en marcha y detenerse con rapidez, por lo que son perfectas para ponerse en marcha en las horas pico, requieren de poca vigilancia, siendo sus costes de operación y mantenimiento, por lo general, reducidos.

Guatemala es un país que cuenta con una gran cantidad de recursos naturales de tipo renovable, los cuales tienen un gran potencial energético. Se estima que en Guatemala existe una capacidad de potencia de generación hidroeléctrica disponible de 10 890 megavatios, mientras que solo se están aprovechando actualmente una potencia de 617 megavatios, y esto equivale a un aproximado del 36 por ciento de la energía total generada en Guatemala.

Para hacer una referencia, la cuenca del río Samalá, ubicada en el occidente del país, y donde se realizará el estudio, cuenta con un total de 7 hidroeléctricas, con un total de potencia generada aproximadamente de 92 megavatios.

Para poder obtener la mayor eficiencia del equipo en una central hidroeléctrica es necesario tener implementado algún plan de mantenimiento en la misma. Los planes de mantenimiento están previstos para conocer el estado actual y la evolución futura de los equipos principales de una central, obteniendo la máxima información de cómo el funcionamiento afecta a la vida de la turbina, del generador y del resto de equipo, con el objetivo de detectar cualquier anomalía antes de que origine un grave daño y una parada no programada. El mantenimiento proactivo adopta como filosofía el principio de mejora continua desde el punto de vista del mantenimiento y la gestión de equipos.

Actualmente existe una alta demanda por la generación hidroeléctrica en el país la cual va en crecimiento, por lo que es necesario obtener la mayor eficiencia de las generadoras, y para esto es imprescindible la implementación de dichos planes en las mismas. En el presente trabajo de graduación se tendrá una referencia para la implementación del mantenimiento proactivo en una central generadora hidroeléctrica.

1. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

1.1. La energía hidráulica

Energía hidráulica o energía hídrica es aquella que se obtiene del aprovechamiento de la energía cinética y potencial de la corriente del agua, saltos de agua o mareas. Se le denomina energía verde cuando su impacto ambiental es mínimo y usa la fuerza hídrica sin represarla, en caso contrario es considerada solo una forma de energía renovable.

Se puede transformar a muy diferentes escalas, existen desde hace siglos pequeñas explotaciones en las que la corriente de un río mueve un rotor de palas y genera un movimiento aplicado, por ejemplo, en molinos rurales. Sin embargo, la utilización más significativa la constituyen las centrales hidroeléctricas de represas, aunque estas últimas no son consideradas formas de energía verde por el alto impacto ambiental que producen.

Cuando el sol calienta la tierra, además de generar corrientes de aire, hace que el agua de los mares, principalmente, se evapore y ascienda por el aire y se mueva hacia las regiones montañosas, para luego caer en forma de lluvia. Esta agua se puede coleccionar y retener mediante presas. Parte del agua almacenada se deja salir para que se mueva los álabes de una turbina engranada con un generador de energía eléctrica.

1.2. Centrales hidroeléctricas

Una central hidroeléctrica es aquella que utiliza energía hidráulica para la generación de energía eléctrica. Son el resultado actual de la evolución de los antiguos molinos que aprovechaban la corriente de los ríos para mover una rueda.

En general, estas centrales aprovechan la energía potencial que posee la masa de agua de un cauce natural en virtud de un desnivel, también conocido como salto geodésico. El agua en su caída entre dos niveles del cauce se hace pasar por una turbina hidráulica, la cual trasmite la energía a un generador donde se transforma en energía eléctrica.

1.3. Tipos de centrales hidroeléctricas

Existen diversos tipos de centrales hidroeléctricas, los cuales se clasifican de acuerdo a su construcción o su capacidad, a continuación se detalla los tipos más comunes existentes en Guatemala.

1.3.1. Según su concepción arquitectónica

- Centrales al aire libre, al pie de la presa, o relativamente alejadas de esta, y conectadas por medio de una tubería en presión.
- Centrales en caverna, generalmente conectadas al embalse por medio de túneles, tuberías en presión, o por la combinación de ambas.

1.3.2. Según su régimen de flujo

- Centrales de agua fluyente: también denominadas centrales de filo de agua o de pasada, utilizan parte del flujo de un río para generar energía eléctrica. Operan en forma continua porque no tienen capacidad para almacenar agua, no disponen de embalse. Turbinan el agua disponible en el momento, limitadamente a la capacidad instalada. En estos casos las turbinas pueden ser de eje vertical, cuando el río tiene una pendiente fuerte u horizontal cuando la pendiente del río es baja.
- Centrales de embalse: es el tipo más frecuente de central hidroeléctrica. Utilizan un embalse para reservar agua e ir graduando el agua que pasa por la turbina. Es posible generar energía durante todo el año si se dispone de reservas suficientes. Requieren una inversión mayor.
- Centrales de bombeo o reversibles: tipo de central que solo genera energía en horas pico y la consume en horas valle (noches y fines de semana), mediante un grupo electromecánico de bombeo y generación. De esta forma utilizan el agua en las horas de mayor demanda, la bombean en las horas en las que la energía no es tan demandada, como por la noche, hacia un depósito. Una vez el depósito esté lleno pueden volver a bajar el agua turbinándola y aprovechando de nuevo la energía. Su utilización para acumular energía puede ser muy interesante para apoyar a centrales que no pueden acumular, como las solares o eólicas. El beneficio que se consigue es la diferencia entre el precio de la energía en horas punta y horas valle. Se distinguen tres tipos: centrales puras de acumulación, centrales mixtas de acumulación y centrales de acumulación por bombeo diferencial.

1.3.3. Según su altura de caída del agua

- Centrales de alta presión: que corresponden en inglés como *high head*, y que son las centrales de más de 200 metros de caída del agua, por lo que solía corresponder con centrales con turbinas Pelton.
- Centrales de media presión: centrales con caída del agua de 20 a 200 metros, siendo dominante el uso de turbinas Francis, aunque también se puedan usar Kaplan.
- Centrales de baja presión: conocidas en inglés como *low head*, son centrales con desniveles de agua de menos de 20 metros, siendo usadas las turbinas Kaplan.
- Centrales de muy baja presión: correspondientes con nuevas tecnologías, pues llega un momento en el cuál las turbinas Kaplan no son aptas para tan poco desnivel. Serían en inglés las *very low head*, y suelen situarse por debajo de los 4 metros.

1.3.4. Otros tipos de centrales hidroeléctricas

- Centrales mareomotrices: utilizan el flujo y reflujos de las mareas. pueden ser ventajosas en zonas costeras donde la amplitud de la marea es amplia, y las condiciones morfológicas de la costa permiten la construcción de una presa que corta la entrada y salida de la marea en una bahía. Se genera energía tanto en el momento del llenado como en el momento del vaciado de la bahía.

- Centrales mareomotrices sumergidas: utilizan la energía de las corrientes submarinas. En 2002, en Gran Bretaña se implementó la primera de estas centrales a nivel experimental.
- Centrales que aprovechan el movimiento de las olas: este tipo de central es objeto de investigación desde la década de los 80. A inicios de agosto de 1995, el Ocean Swell Powered Renewable Energy (OSPREY) construyó la primera central que utiliza la energía de las olas en el norte de Escocia. La potencia de esta central es de 2 megavatios. Lamentablemente fue destruida un mes más tarde por un temporal.

1.4. Funcionamiento de una central hidroeléctrica

La presa retiene el agua del río provocando un embalsamiento y un aumento del nivel del agua. A pie de presa está la sala de máquinas con los grupos turbogeneradores. El agua llega a las turbinas a través de un conducto forzado alimentado desde el embalse por las presas de agua, equipadas con compuertas y enrejados. La energía potencial del agua embalsada se convierte en energía cinética al abrir las compuertas del conducto y se comunica a la turbina, que se pone a girar, y el agua sale de nuevo al río por los canales de desagüe. Soldado al eje de la turbina, está el rotor del alternador y un generador de corriente continua que genera un campo magnético en las bobinas del rotor, con lo cual se produce en el bobinado del estator una corriente alterna de tensión mediana y elevada intensidad. Con los transformadores se eleva la tensión y a través de una central de distribución o directamente se alimentan las líneas de la red de transporte.

1.5. Las centrales hidroeléctricas y el medioambiente

Desde el punto de vista medioambiental, siempre se ha considerado que la electricidad de origen hidráulico es una alternativa energéticamente no contaminante. No obstante, la construcción de una central hidroeléctrica ocasiona cierto impacto en el medio ambiente.

- Ventajas
 - Es renovable.
 - No se consume, se toma el agua en un punto y se devuelve a un nivel inferior.
 - Es autóctona y, por consiguiente, evita importaciones del exterior.
 - Es completamente segura para personas, animales o bienes.
 - No genera calor ni emisiones contaminantes (lluvia ácida, efecto invernadero).
 - Genera puestos de trabajo en su construcción, mantenimiento y explotación.
 - Requiere inversiones muy cuantiosas que se realizan normalmente en poblaciones deprimidas económicamente.
 - Genera experiencia y tecnología fácilmente exportables a países en vías de desarrollo.

- Inconvenientes
 - Altera el normal desenvolvimiento en la vida biológica (animal y vegetal) del río.

- Las centrales de embalse tienen el problema de la evaporación de agua: en la zona donde se construye aumenta la humedad relativa del ambiente como consecuencia de la evaporación del agua contenida en el embalse.
- En el caso de las centrales de embalse construidas en regiones tropicales, estudios realizados han demostrado que generan, como consecuencia del estancamiento de las aguas, grandes focos infecciosos de bacterias y enfermedades.
- Los sedimentos se acumulan en el embalse empobreciéndose de nutrientes el resto de río hasta la desembocadura.

2. IDENTIFICACIÓN DEL EQUIPO PRIMARIO EN UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

2.1. Introducción

El equipo primario en una central hidroeléctrica puede ser dividido en dos grandes categorías:

- Equipo primario mecánico
- Equipo primario eléctrico

Dentro de estas dos categorías se pueden incluir la mayoría del equipo utilizado en una central hidroeléctrica actualmente, entre los cuales se pueden mencionar: las turbinas, los reguladores, las protecciones, los generadores, el equipo eléctrico general, los servicios auxiliares, entre otros.

2.2. Turbinas hidráulicas

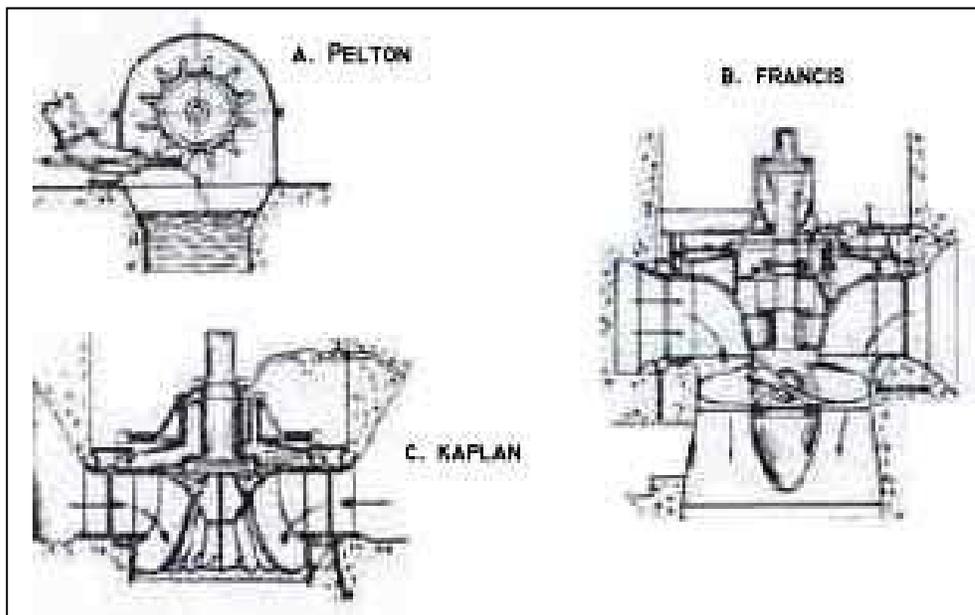
En el presente apartado se inicia el estudio de los tres tipos de turbinas hidráulicas utilizados con mejores resultados en la actualidad.

De cada uno de dichos tipos se mencionarán las características técnicas y de aplicación más destacadas que los identifican, la descripción de los distintos elementos que componen cada turbina, así como el principio de funcionamiento de las mismas.

Los tres tipos objeto de estudio son (ver figura 1):

- Turbinas Pelton
- Turbinas Francis
- Turbinas Kaplan

Figura 1. **Tipos de turbinas**



Fuente: Universidad de Castilla La Mancha. *Proyecto fin de carrera: La traducción inversa de textos técnicos sobre centrales hidroeléctricas y contaminación medioambiental.* p. 15.

Para establecer esta relación en el orden indicado, se hará en función del empleo de las turbinas en según la altura del salto, si bien no hay límites perfectamente definidos que separen los márgenes de utilización de unos tipos respecto de los demás.

No se ampliará el estudio a otros tipos de turbinas, tales como Fourneyron, Girard, Jonval, Schwamkrug, Zuppinger, etc., por encontrarse en el momento presente desfasados tecnológicamente.

2.2.1. Turbinas Pelton

Las turbinas Pelton se conocen como turbinas de presión por ser esta constante en la zona del rodete, de chorro libre, de impulsión, o de admisión parcial por ser atacada por el agua sólo una parte en la periferia del rodete. Asimismo, entran en la clasificación de turbinas tangenciales y turbinas de acción.

Su utilización es idónea en saltos de gran altura (alrededor de 200 metros y mayores), y caudales relativamente pequeños (hasta 10 metros cúbicos por segundo, aproximadamente).

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

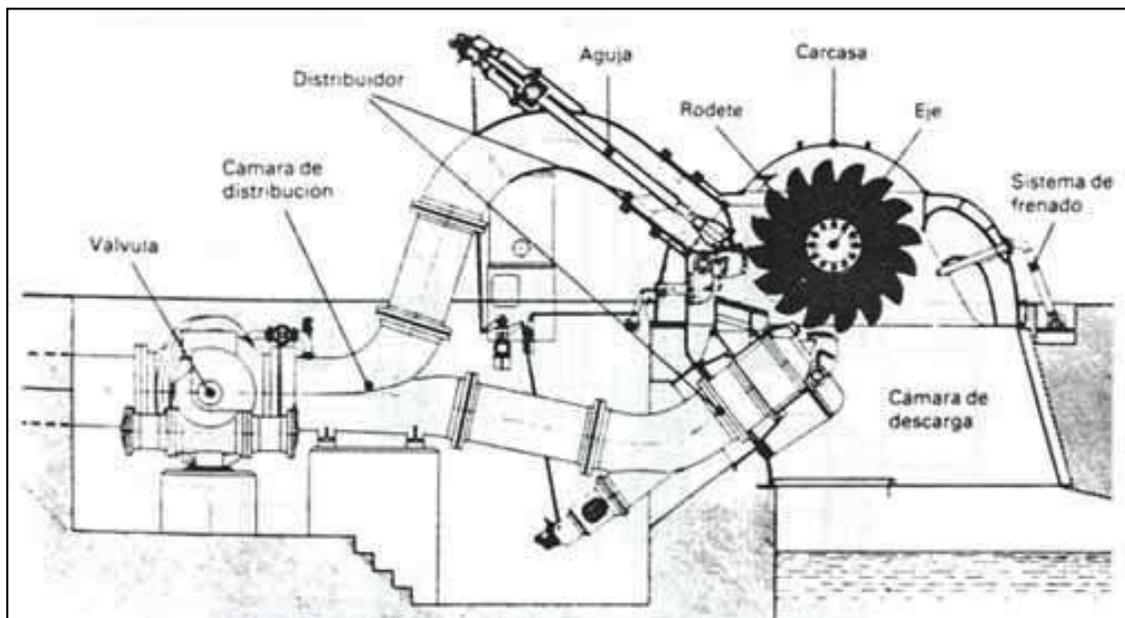
Pueden ser instaladas con el eje en posición vertical u horizontal, siendo esta última disposición la más adecuada, la cual servirá de referencia para hacer las descripciones necesarias.

2.2.1.1. Componentes de una turbina Pelton

Los componentes esenciales de una turbina Pelton, enumerados, dentro de lo posible y cuando corresponda, siguiendo la trayectoria del agua a través de la misma son:

- Distribuidor
- Rodete
- Carcasa
- Cámara de descarga
- Sistema hidráulico de frenado
- Eje

Figura 2. Componentes de una turbina Pelton



Fuente: Universidad de Castilla La Mancha. *Proyecto fin de carrera: La traducción inversa de textos técnicos sobre centrales hidroeléctricas y contaminación medioambiental.* p. 35.

2.2.1.2. Principio de funcionamiento de las turbinas Pelton

Una vez identificados los elementos componentes de las turbinas Pelton, y conocidas las funciones respectivas, se comprende fácilmente el funcionamiento de las mismas.

La sucesiva transformación de la energía se efectúa del modo siguiente: la energía potencial gravitatoria del agua embalsada, o energía de presión hasta los orificios de las toberas se convierte prácticamente sin pérdidas en energía cinética, al salir el agua a través de dichos orificios en forma de chorros libres, a una velocidad que corresponde a toda la altura del salto útil, estando referida esta, para el caso concreto de las turbinas Pelton, al centro de los chorros considerados.

Se dispone de la máxima energía cinética en el momento en que el agua incide tangencialmente sobre el rodete, empujando a los cangilones que lo forman, obteniéndose el trabajo mecánico deseado.

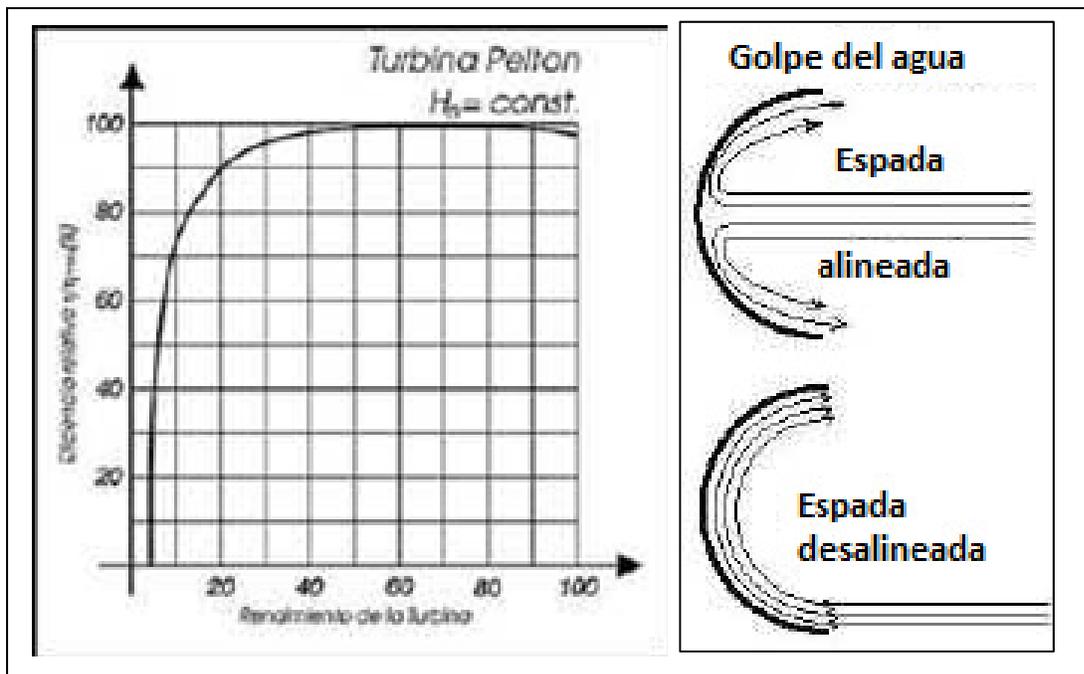
Las formas cóncavas de los cangilones hacen cambiar la dirección del chorro de agua, saliendo este, ya sin energía apreciable por los bordes laterales, sin ninguna incidencia posterior sobre los cangilones sucesivos. De este modo, el chorro de agua transmite su energía cinética al rodete, donde queda transformada instantáneamente en energía mecánica.

La válvula de aguja gobernada por el regulador de velocidad, cierra más o menos el orificio de salida de la tobera, consiguiendo modificar el caudal de agua que fluye por esta, con el objetivo de mantener constante la velocidad del rodete,

evitándose embalamiento o reducción del número de revoluciones del mismo, por disminución o aumento respectivamente de la carga solicitada al generador.

La arista que divide a cada cangilón en dos partes simétricas, corta al chorro de agua, seccionándolo en dos láminas de fluido, teóricamente del mismo caudal, precipitándose cada una hacia la concavidad correspondiente. Tal disposición permite contrarrestar mutuamente los empujes axiales que se originan en el rodete, equilibrando presiones sobre el mismo, al conseguir cambiar, simétrica y opuestamente, los sentidos de ambas láminas de agua.

Figura 3. **Funcionamiento de las turbinas Pelton. Acción del chorro de agua sobre cada cangilón de un rodete Pelton**



Fuente: Universidad de Castilla La Mancha. *Proyecto fin de carrera: La traducción inversa de textos técnicos sobre centrales hidroeléctricas y contaminación medioambiental.* p. 36.

2.2.2. Turbinas Francis

Son conocidas como turbinas de sobrepresión por ser variable la presión en las zonas del rodete, o de admisión total, ya que este se encuentra sometido a la influencia directa del agua en toda su periferia. También se conocen como turbinas radiales-axiales y turbinas de reacción, conceptos que se ampliarán en su momento.

El campo de aplicación es muy extenso, dado el avance tecnológico conseguido en la construcción de este tipo de turbinas. Pueden emplearse en distintas alturas dentro de una amplia gama de caudales (entre 2 y 200 metros cúbicos por segundo, aproximadamente).

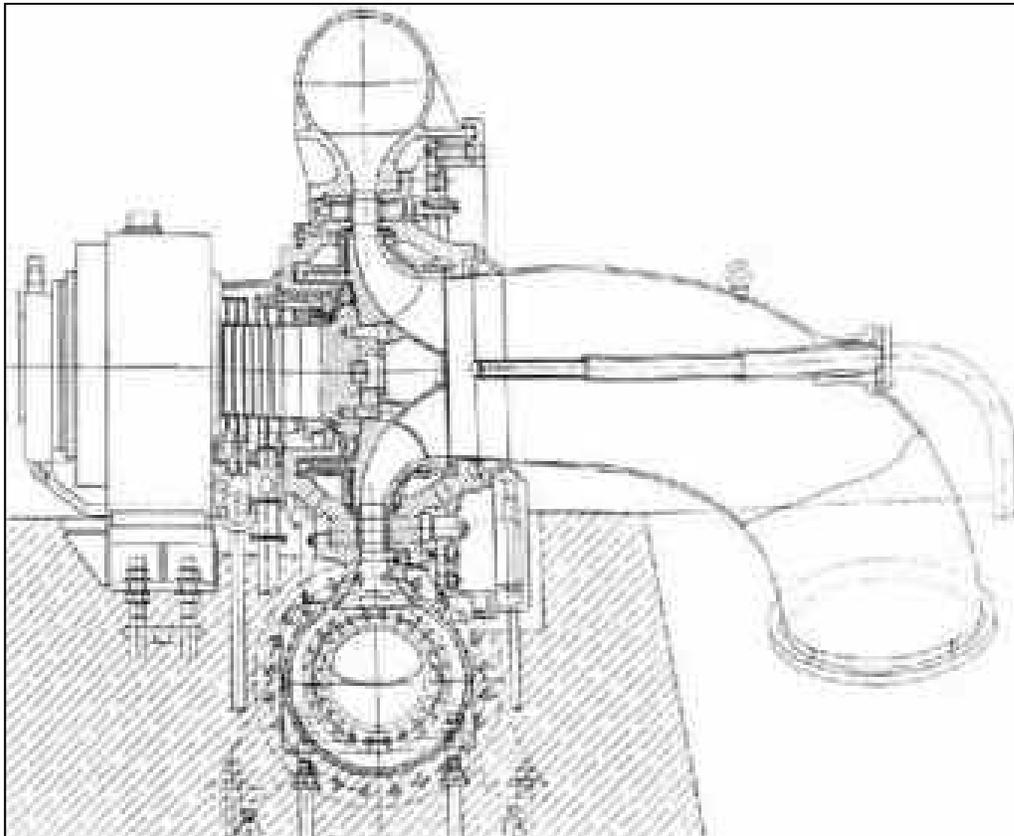
Se considerará la siguiente clasificación, en función de la velocidad específica del rodete, cuyo número de revoluciones por minuto depende de las características del salto:

- Turbina Francis lenta: para saltos de gran altura (alrededor de 200 metros o más).
- Turbina Francis normal: indicada en saltos de altura media (entre 20 y 200 metros).
- Turbinas Francis rápidas y extra rápidas: apropiadas a saltos de pequeña altura (inferiores a 20 metros).

Las turbinas Francis son de rendimiento óptimo, pero solamente entre unos determinados márgenes (para 60 por ciento y 100 por ciento 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 por ciento de la carga total.

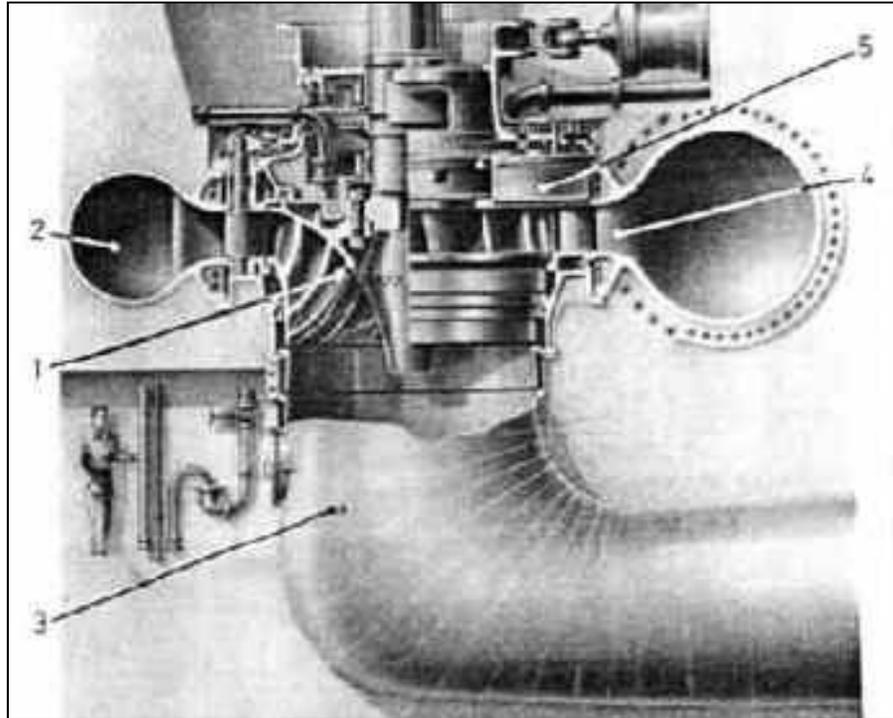
Al igual que las turbinas Pelton, las Francis pueden ser instaladas con el eje en posición horizontal (ver figura 4), o vertical (ver figura 5), siendo esta última disposición la más generalizada por estar ampliamente experimentada, especialmente en el caso de unidades de gran potencia. Para describirlas, nos basaremos en turbinas de eje vertical.

Figura 4. **Turbina Francis de eje horizontal**



Fuente: <http://ingenieria-civil2009.blogspot.com/2009/05/turbinas-Francis.html>. Consulta: octubre de 2012.

Figura 5. **Turbina Francis de eje vertical**



Fuente: <http://ingenieria-civil2009.blogspot.com/2009/05/turbinas-Francis.html>. Consulta: octubre de 2012.

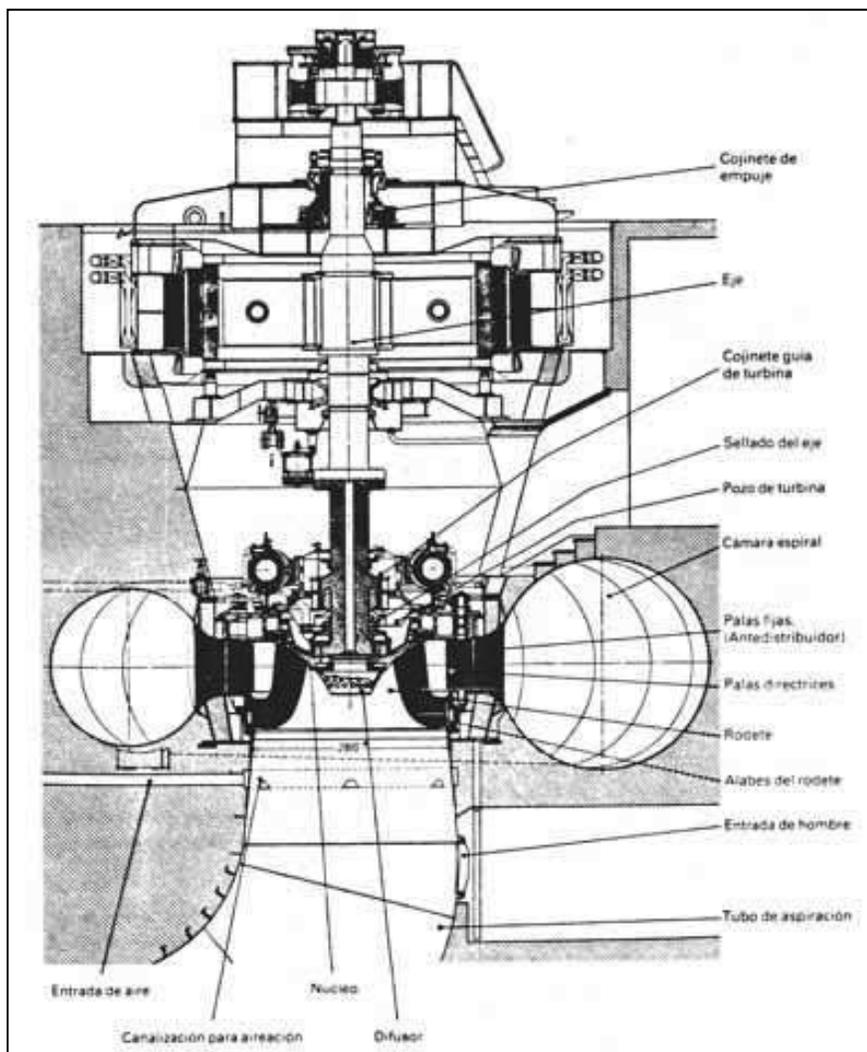
2.2.2.1. Componentes de una turbina Francis

La relación de componentes fundamentales, considerando como referencia, siempre que ello sea factible, el sentido de circulación del agua por la turbina, es el siguiente (ver figura 6):

- Cámara espiral
- Distribuidor
- Rodete
- Tubo de aspiración

- Eje
- Equipo de sellado del eje de turbina
- Cojinete guía de turbina
- Cojinete de empuje

Figura 6. Componentes de una turbina Francis



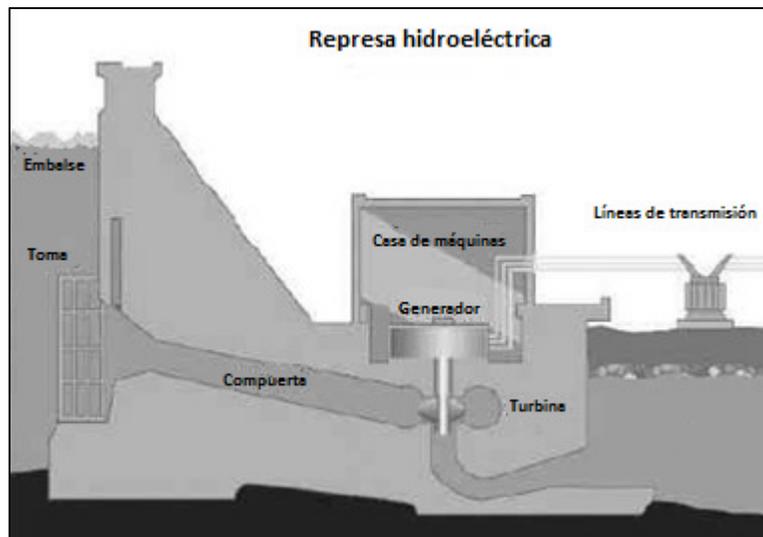
Fuente: <http://ingenieria-civil2009.blogspot.com/2009/05/turbinas-Francis.html>. Consulta: octubre de 2012.

2.2.2.2. Principio de funcionamiento de una turbina Francis

Considerando los aspectos constructivos de los componentes de las turbinas Francis, se comprende con facilidad el funcionamiento de las mismas.

En la mayoría de los casos, la instalación de este tipo de turbinas, se realiza en centrales para cuya alimentación de agua se requiere la existencia de un embalse. Otra particularidad en la ubicación de estas turbinas, radica en que el conjunto esencial de las mismas, es decir, cámara espiral (distribuidor, rodete y tubo de aspiración), se encuentra, generalmente, a un nivel inferior respecto al nivel alcanzado por el agua en su salida hacia el cauce del río en dirección aguas abajo (ver figura 7).

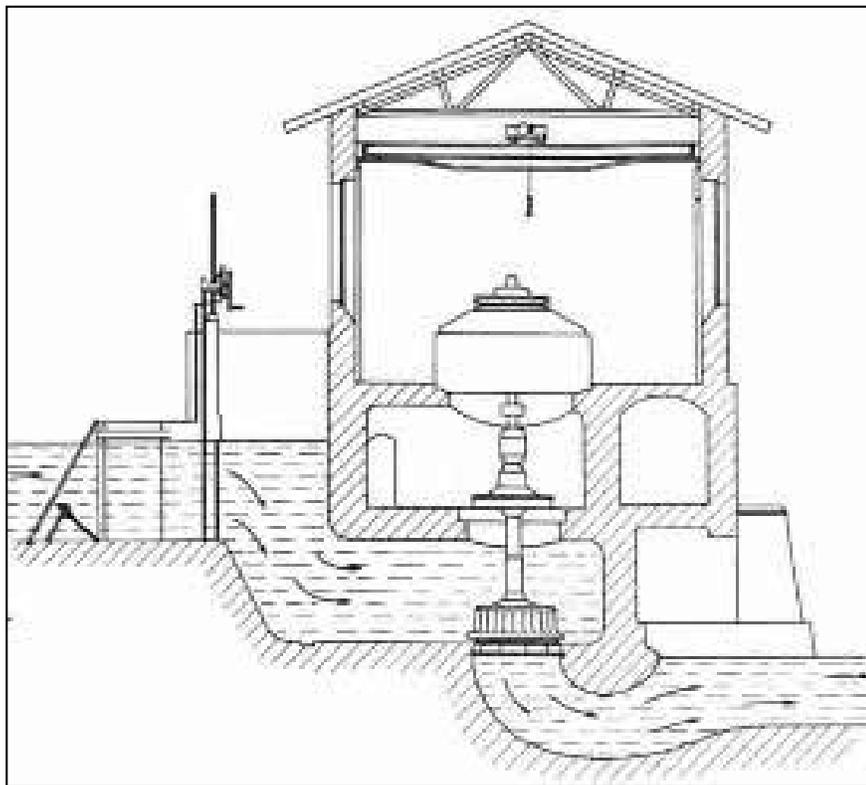
Figura 7. **Situación generalizada de una turbina Francis respecto al cauce del río aguas abajo**



Fuente: <http://ingenieria-civil2009.blogspot.com/2009/05/turbinas-Francis.html>. Consulta: octubre de 2012.

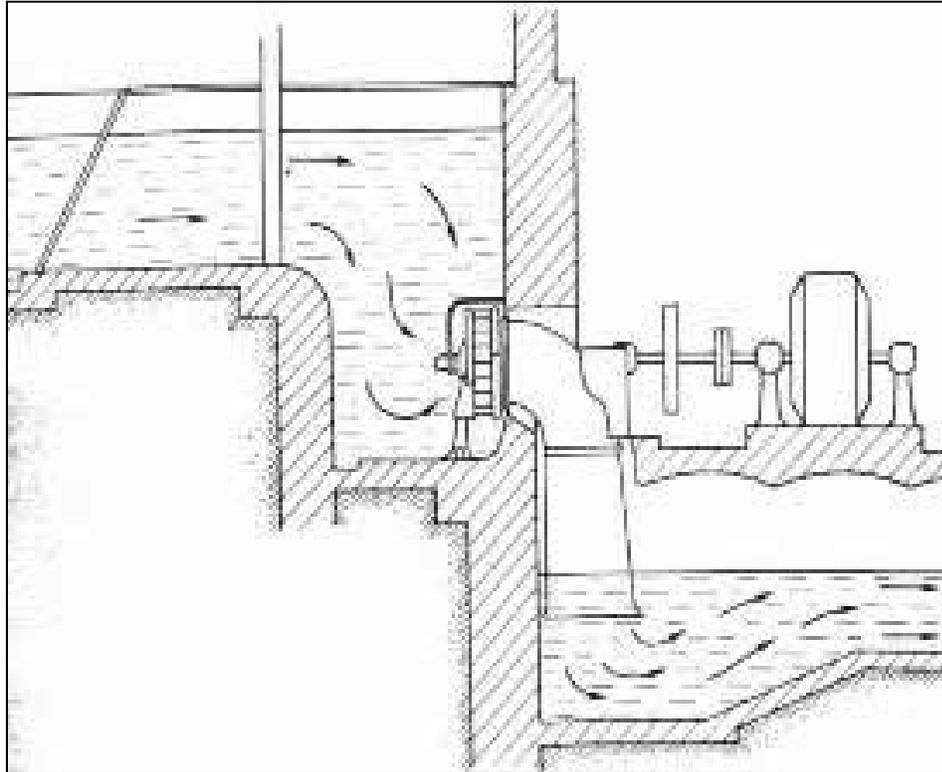
Es posible considerar, por lo tanto, la presencia de una columna de agua continua, entre los distintos niveles de los extremos mencionados, embalse y salida de agua, deduciendo que la turbina está totalmente llena de agua. Según otras disposiciones de instalación, especialmente en saltos de muy poca altura, podríamos interpretar que se halla sumergida, tal es el caso de no disponer de cámara espiral, encontrándose instalado el rodete en el interior de una cámara abierta, normalmente de hormigón, enlazada directamente con la zona de toma de agua o embalse (ver figuras 8 y 9).

Figura 8. **Turbina Francis de eje vertical en cámara abierta**



Fuente: <http://ingenieria-civil2009.blogspot.com/2009/05/turbinas-Francis.html>. Consulta: octubre de 2012.

Figura 9. **Turbina Francis en eje horizontal en cámara abierta**



Fuente: <http://ingenieria-civil2009.blogspot.com/2009/05/turbinas-Francis.html>. Consulta: octubre de 2012.

La energía potencial gravitatoria del agua embalsada se convierte en energía cinética en su recorrido hacia el distribuidor, donde, a la salida de este, se dispone de energía en forma cinética y de presión, siendo la velocidad de entrada del agua en el rodete, inferior a la que correspondería por altura de salto debido a los cambios bruscos de dirección en su recorrido.

En la zona del distribuidor se puede añadir que el agua a su paso por las palas fijas de la cámara espiral y las palas directrices del distribuidor, disminuye su presión, adquiriendo velocidad y, en tales condiciones, provoca el giro del

rodete al fluir a través de los álabes de este, sobre los cuales actúa el resto de la presión existente en las masas de agua dotadas, a su vez, de energía cinética.

El tubo de aspiración produce una depresión en la salida del rodete o, dicho en otros términos, una succión.

2.2.3. Turbinas Kaplan

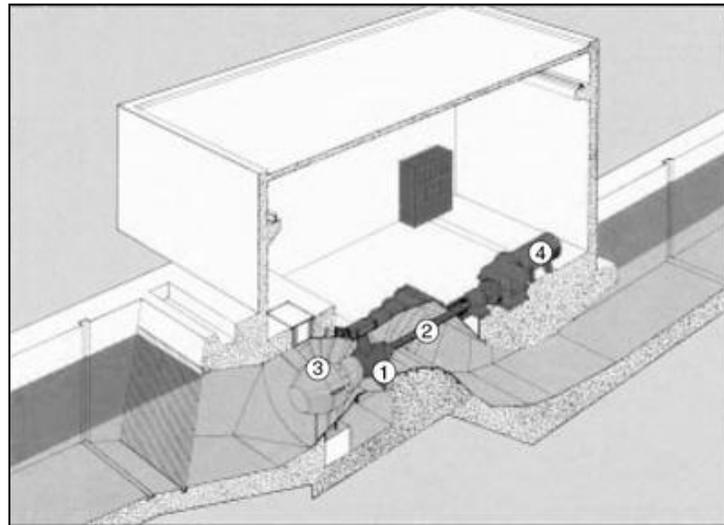
Al igual que las turbinas Francis, las de tipo Kaplan son turbinas de admisión total, incluidas asimismo en la clasificación de turbinas de reacción. Las características constructivas y de funcionamiento, son muy similares entre ambos tipos.

Se emplean en saltos de pequeña altura (alrededor de 50 metros y menores), con caudales medios y grandes (aproximadamente de 15 metros cúbicos por segundo en adelante).

Debido a su singular diseño permiten desarrollar elevadas velocidades específicas, obteniéndose buenos rendimientos, incluso dentro de extensos límites de variación de caudal. A igualdad de potencia, las turbinas Kaplan son menos voluminosas que las turbinas Francis.

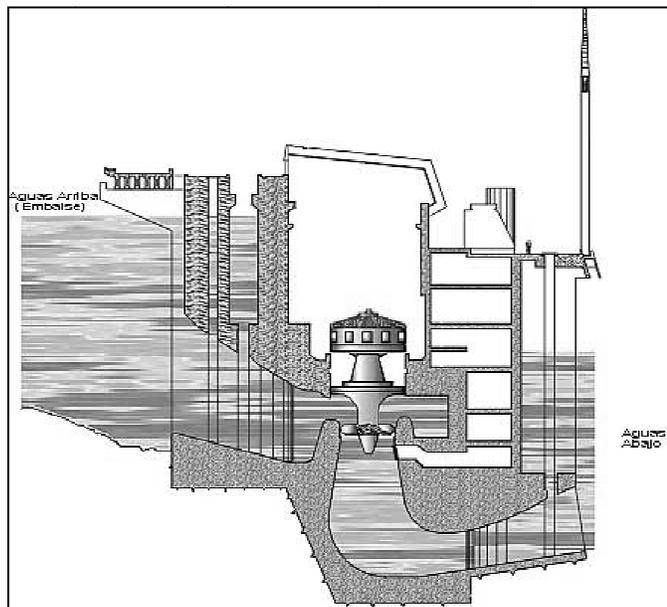
Normalmente se instalan con el eje en posición vertical, si bien se prestan para ser colocadas de forma horizontal o inclinada (ver figuras 10 y 11).

Figura 10. **Turbina Kaplan de eje horizontal**



Fuente: Voith - Siemens Hydro - <http://www.voithhydro.de>. Consulta: noviembre de 2012

Figura 11. **Turbina Kaplan de eje vertical**



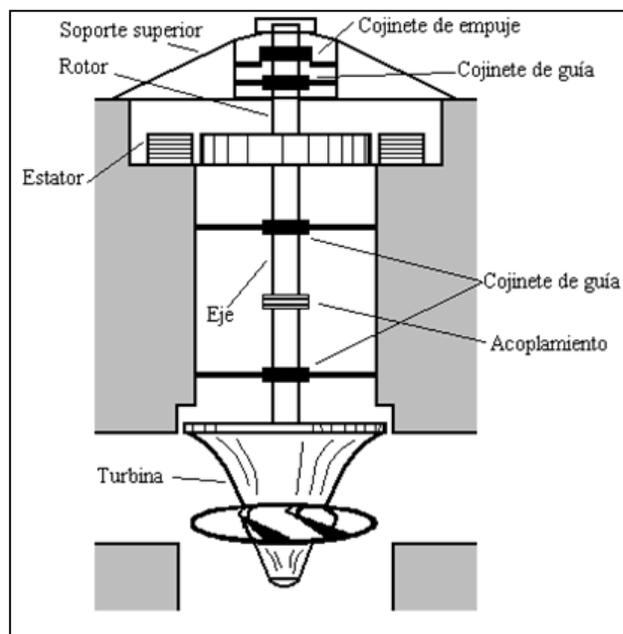
Fuente: Voith - Siemens Hydro - <http://www.voithhydro.de>. Consulta: noviembre de 2012

2.2.3.1. Componentes de una turbina Kaplan

Dado el gran parecido con las turbinas Francis, no se insistirá sobre aquellos componentes que tienen la misma función y similares características. Tal ocurre con los elementos siguientes (ver figura 12).

- Cámara espiral: metálica o de hormigón, de secciones apropiadas
- Distribuidor
- Tubo de aspiración
- Eje
- Equipo de sellado del eje de turbina
- Cojinete guía de turbina
- Cojinete de empuje: normalmente formando conjunto con el anterior

Figura 12. Componentes de una turbina Kaplan



Fuente: <http://www.textoscientificos.com/energia/centrales-electricas/hidraulicas>. Consulta: octubre de 2012.

2.2.4. Fenómenos anómalos en las turbinas hidráulicas

Las turbinas hidráulicas, al ser máquinas complejas de grandes dimensiones, están bajo la acción de elevados esfuerzos mecánicos, lo que puede dar origen a rozamientos, agarrotamientos, etc. Además, al estar supeditadas a la influencia directa del agua, tienen que soportar efectos hidráulicos desfavorables para su correcto funcionamiento, como son erosiones, corrosiones, etc. Asimismo, ha de tenerse en cuenta el efecto abrasivo que ejerce la arena contenida en el agua, sobre las piezas situadas en su camino.

Se prescindirá de analizar los efectos anómalos puramente mecánicos, que pueden ser estudiados en los tratados de mecánica, tratando solo dos fenómenos que influyen negativamente en el funcionamiento idóneo de una turbina, si no se adoptan las medidas adecuadas para eliminarlos o, por lo menos, reducirlos al mínimo. Siendo estos:

- Cavitación
- Golpe de ariete

2.2.4.1. Cavitación

Consiste en la formación, dentro de las masas líquidas, de espacios huecos o cavidades llenas de gas o vapor, producidas por una vaporización local debida a acciones dinámicas; las burbujas originadas al hervir el agua, o la efervescencia de bebidas carbónicas, pueden servir como ejemplos sencillos de apreciación. Técnicamente, el fenómeno es más complejo, y se debe a reducciones de presión dentro del seno de los líquidos, cuando se mueven a grandes velocidades, manteniendo la temperatura ambiente, condiciones que favorecen la vaporización.

Con referencia al agua se considera que las sustancias que lleva disueltas (aire, gas, partículas sólidas, etc.), junto con las variaciones de presión generadas por la turbulencia de las masas líquidas, interrumpe la continuidad de estas, lo que da lugar a la creación de cavidades microscópicas. En su estado natural, el agua contiene aire en disolución, siendo la cantidad disuelta mayor cuanto más elevada es la presión.

Se distinguen dos tipos de cavitaciones:

- En burbuja o transitoria: las burbujas aparecen repentinamente sobre el contorno del cuerpo sólido sumergido en el líquido, que crecen en extensión y desaparecen.
- Estacionaria o laminar: las burbujas se forman en el contorno del cuerpo y permanecen sobre él, mientras no varían las causas productoras.

La cavitación se hace presente en tuberías, turbinas, bombas hidráulicas, hélices, superficies sustentadoras y conductoras de líquidos, etc.

El fenómeno de cavitación reduce la velocidad a que pueden funcionar las máquinas hidráulicas, disminuyendo su rendimiento, por la acumulación de burbujas de vapor que perturban la afluencia normal de las masas líquidas. Además de producir ruidos y vibraciones, es causa de una rápida y constante erosión de las superficies en contacto con el líquido, aun cuando éstas sean de hormigón, hierro fundido, aleaciones especiales, etc.

Ejemplos: erosiones en palas fijas, palas directrices, álabes, entre otros.

Las erosiones formadas sobre superficies metálicas, muros, etc., se denominan usualmente cavitaciones (ver figura 13), y los razonamientos que explican la aparición de las mismas son, todavía, motivo de controversia.

Teóricamente, cuando en el interior de un líquido se forman burbujas de cavitación, crecen a máximo tamaño en un espacio de tiempo brevísimo (aproximadamente 2 milisegundos) debido a fuertes disminuciones de presión. En un siguiente rompimiento de estas, al ser arrastradas a una zona de mayor presión, durante un tiempo igualmente cortísimo, las partículas de líquido se precipitan hacia el centro de la burbuja y superficies sólidas sobre las que cada una de ellas estaba fija.

Figura 13. **Cavitación en los álabes de una turbina Francis**



Fuente: <http://ingesaerospace-mechanicalengineering.blogspot.com/2010/09/tribologia-desgaste.html>.

Consulta: noviembre de 2012.

Tal proyección de partículas se realiza virtualmente sin impedimento a velocidades muy altas. El fenómeno se repite con una frecuencia de 25 000 ciclos por segundo e incluso mayor. Se calcula que las tensiones superficiales producidas por estas acciones son del orden de 1 000 atmósferas, valor lo suficientemente elevado como para producir grietas, por fatiga del material, en relativamente poco tiempo.

2.2.4.2. Golpe de ariete

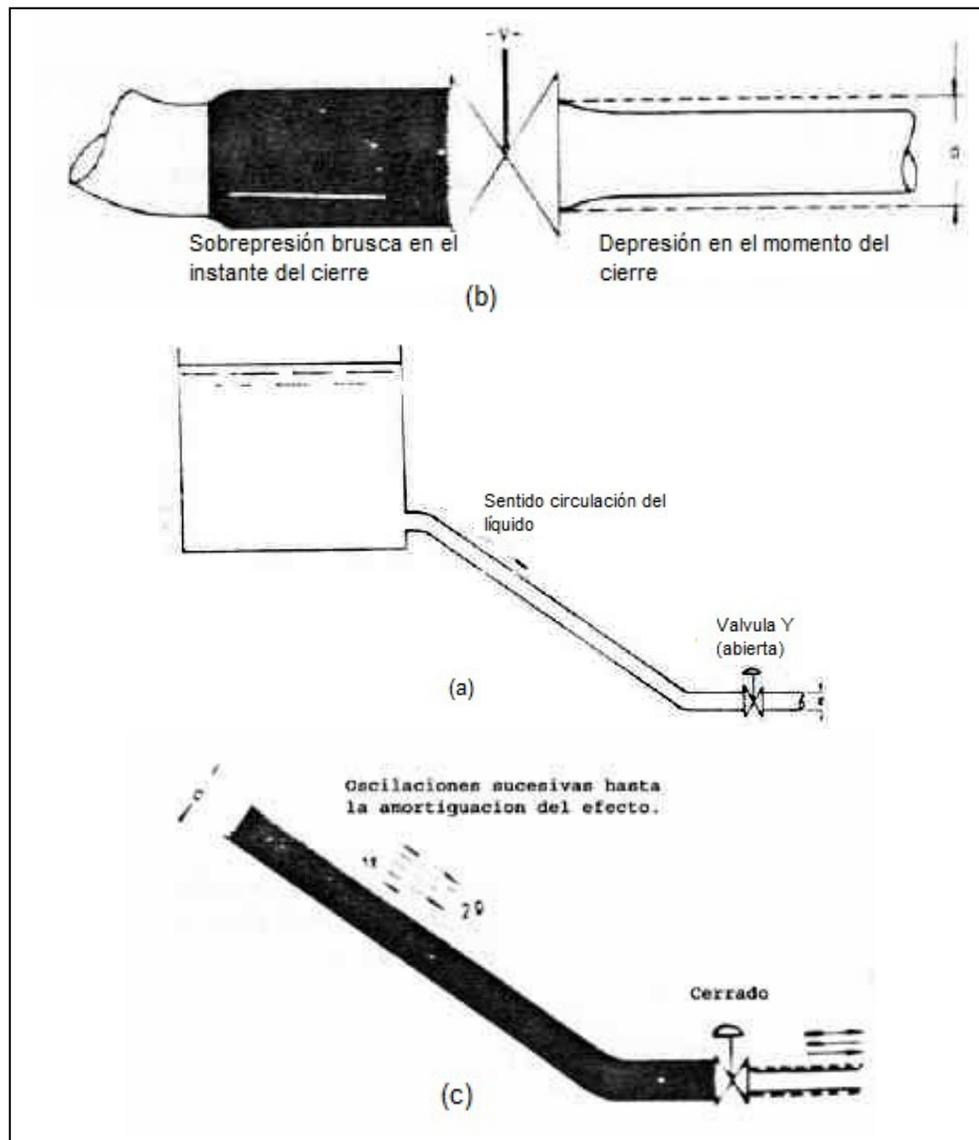
En condiciones normales de circulación del líquido, este fluye a velocidad y caudal constante, siempre y cuando el nivel en el depósito permanezca invariable. La tubería, en tales circunstancias, no sufre ninguna alteración y su sección se mantiene uniforme en todo el recorrido.

Dando a la válvula la orden de cierre, el cual se produce de forma instantánea, se llegarían a observar los fenómenos siguientes en la conducción:

- En el tramo entre el depósito y la válvula, y concretamente junto a esta, se origina una sobrepresión brusca que ocasiona una deformación de la tubería, puesta de relieve por un ensanchamiento elástico de sus paredes, la cual se propaga hacia el depósito con cierta velocidad, requiriendo, la sobrepresión, un tiempo de desplazamiento. Al llegar al depósito, desaparece la sobrepresión inicial produciéndose una contracción en la tubería en el sentido descendente hacia la válvula. El fenómeno se repite, aunque con menor intensidad hasta que se amortigua por completo, debido a rozamientos.
- En el tramo desde la válvula en adelante, y a partir de esta, se crea una depresión en el instante del cierre que causa una contracción de las

paredes del conducto elástico, transmitiéndose a toda su longitud, volviendo a su diámetro original una vez que el líquido se evacúa por completo (ver figura 14).

Figura 14. **Golpe de ariete en tubería de alta presión**



Fuente: <http://usuarios.multimania.es/jrcuenca/Spanish/Conceptos/C-11.2.htm>. Consulta: noviembre de 2012.

De lo anteriormente descrito se puede deducir que al interrumpir con rapidez la corriente de un líquido que circula con cierta velocidad a través de un conducto, se producen fuertes variaciones de presión sobre las paredes interiores de este y del elemento que corta al caudal suministrado como consecuencia del cambio brusco en el movimiento del líquido dentro de la conducción cerrada, provocándose impactos de consideración sobre todas las superficies expuestas a dichas alteraciones.

Además de las deformaciones motivadas por las sobrepresiones y depresiones mencionadas, se presentan vibraciones y otros efectos perjudiciales que pueden ocasionar roturas, aplastamientos y otros desperfectos en las tuberías y sus equipos, tales como anclajes, válvulas, entre otros. La totalidad de dichos efectos se originan, asimismo, en mayor o menor grado, cuando se disminuye o desvía el movimiento de la masa líquida que aporta un cierto caudal.

El golpe de ariete se presenta en las tuberías siempre que se realizan maniobras rápidas en los dispositivos que abren, cierran o regulan el paso de agua, como son válvulas, compuertas de tomas, etc. Igualmente se produce cuando existen disminuciones bruscas de la potencia solicitada al generador debido a la repentina disminución del caudal de agua en respuesta a la actuación de los equipos de regulación.

Los efectos del golpe de ariete, especialmente importantes en conductos de gran longitud, y más significativos al cerrar el paso de agua, se pueden atenuar e incluso llegar a impedir, accionando lenta y progresivamente válvulas, compuertas, etc. y, primordialmente, mediante la instalación de las chimeneas de equilibrio, en las cuales, al actuar como pozos piezométricos se amortiguan las variaciones de presión.

Para el proyectista es de trascendental importancia el estudio del posible golpe de ariete existente en cada conducción, basándose en cálculos de gran complejidad, al objeto de obtener el diseño correcto de la misma, el asentamiento adecuado de los elementos de cierre y aquellos otros dispositivos que contrarresten, dentro de lo posible, los efectos perjudiciales debidos a maniobras inadecuadas que pudieran acarrear graves consecuencias.

Se destaca un efecto característico denominado contragolpe de ariete, que se hace más patente en las turbinas Kaplan, cuando se cierran el distribuidor y el rodete con cierta rapidez, creándose un fuerte vacío en el tubo de aspiración, debido al desplazamiento de la columna de agua por la conducción de desagüe, produciéndose un retroceso brusco de dicha columna, la cual puede incidir violentamente en la superficie inferior de las palas del rodete, provocando graves desperfectos en las mismas, e incluso, en la propia tapa de turbina.

2.3. Reguladores

Se interpreta por regulación el proceso mediante el cual se mantiene constante una magnitud o condición definida aunque varíen determinados factores.

En el caso concreto, la magnitud objeto de la regulación es la velocidad o número de revoluciones por minuto a que ha de girar el rodete de la turbina, con el fin de que, por medio del eje se transmita el giro uniforme que debe de existir y mantenerse entre dicho rodete y el rotor del alternador.

Cuando se produce una variación en la carga solicitada al grupo, es decir, según aumente o disminuya el par resistente que actúa sobre la turbina, esta tenderá, respectivamente, a reducir o aumentar el número de revoluciones con

que estuviese en funcionamiento normal antes de producirse la variación de carga. En tales condiciones, el funcionamiento de la turbina sería totalmente inestable llegando a pararse al aumentar la carga y a embalsarse cuando esta disminuyese.

Se puede llegar a establecer un símil con el comportamiento del motor de un automóvil en el que, al subir o bajar fuertes pendientes, solamente le funciona la directa de su caja de cambios y el acelerador se mantuviere en el punto fijo conveniente a su marcha normal sobre terreno llano. Es obvio que, durante los sucesivos ascensos y descensos el motor tendería, respectivamente, a reducir y aumentar el número de revoluciones llegándose a parar o embalsarse según la magnitud de dichas pendientes. Aunque lógicamente se vería afectada, se prescinde de considerar la velocidad propia del vehículo en sí.

Dado que en la realidad las cargas solicitadas varían constantemente, es necesario adaptar el trabajo motor al resistente, y esto se consigue graduando adecuadamente el paso de agua hacia el rodete. Al regular el caudal de agua preciso para cada valor de carga en cada instante se dispondrá de la potencia requerida, debiéndose obtener al mismo tiempo, el número de revoluciones de funcionamiento normal de la turbina

2.3.1. Velocidad de giro de una turbina hidráulica

La velocidad de giro, conocida también como velocidad nominal, velocidad sincrónica de la turbina o velocidad de sincronismo del grupo depende, fundamentalmente, de la frecuencia a que ha de ser suministrada la corriente eléctrica, normalmente de 50 períodos por segundo, y del número de pares de polos del alternador, además de otros factores que determinan precisamente las

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

Por considerar de ciertos valores la expresión de la fórmula, que determina el número de revoluciones de funcionamiento normal de un grupo, se describe a continuación.

Teniendo:

$$n = \frac{60 * f}{P} \quad (\text{ec. 2.1})$$

En la que:

n = número de revoluciones por minuto (rpm)

f = frecuencia del sistema 60 períodos por segundo (pps)

P = número de pares de polos del alternador (Pe mayúscula)

Hasta aquí se ha tratado los valores que han de permanecer constantes necesariamente, como son la frecuencia y, por consiguiente, la velocidad, ante los inevitables y constantes cambios de carga o potencia solicitados al grupo.

Ahora, recordando la expresión de la potencia de una turbina, en CV, se tiene:

$$P = \frac{1000 * Q * H}{75} * \eta_t \quad (\text{ec. 2.2.})$$

De donde se deduce que el único factor con amplias posibilidades de ser modificado, en función de la potencia solicitada, es el caudal Q que llega al rodete, ya que los demás valores de la ecuación son prácticamente constantes.

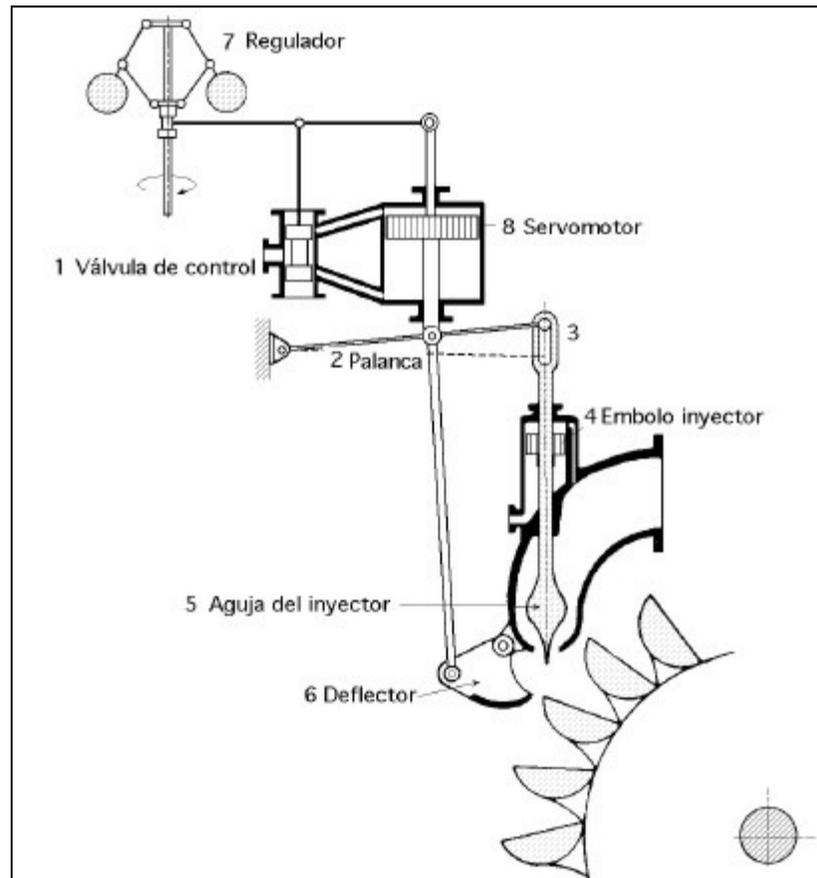
Dicha variación o acomodación del caudal de agua, que incide sobre el rodete de la turbina se consigue actuando sobre el distribuidor o sobre las válvulas de aguja en el caso de las turbinas Pelton, las palas directrices de las turbinas Francis y de hélice, o las palas directrices y palas del rodete de las turbinas Kaplan.

En centrales pequeñas es posible regular el caudal de agua de forma manual, siendo el operador de la instalación quien acciona directamente los dispositivos adecuados que permiten controlar el paso de agua hacia el rodete.

Así sucede en el caso de pequeñas turbinas Pelton, en las que la posición de la válvula de aguja del inyector puede ser modificada por medio de un volante dispuesto para tal fin. Este procedimiento no es recomendable por exigir la presencia constante del operador y, además, por ser una regulación lenta y poco precisa (ver figura 15).

Cuando se trata de grandes instalaciones expuestas a variaciones de carga entre límites muy amplios, el distribuidor es gobernado, controlado y regulado mediante el equipo de regulación según las órdenes recibidas de un regulador automático de velocidad, disponiendo todo el conjunto, para cumplir su misión, de un sistema de aceite a presión.

Figura 15. **Método de modificación de la posición de la válvula de inyector para la regulación del caudal en las turbinas Pelton**



Fuente: Universidad de Castilla La Mancha. *Proyecto fin de carrera: La traducción inversa de textos técnicos sobre centrales hidroeléctricas y contaminación medioambiental.* p. 40.

2.3.2. Reguladores automáticos de velocidad

Cuando se produce una variación de carga en la turbina, es decir, cuando se modifica el par resistente que actúa sobre la misma, según se trate de aumento o disminución de dicho par, la turbina reducirá o aumentará el número de revoluciones con que estuviese en funcionamiento antes de producirse la

variación de carga. Es necesario por consiguiente adaptar el par motor al resistente, y esto se lleva a cabo regulando convenientemente la entrada de agua, para que aumentando o disminuyendo el caudal (puesto que la altura del salto no se habrá modificado) se disponga en cada momento de la potencia requerida y con ello se obtendrá, salvo ligera variación, el número de revoluciones de funcionamiento normal de la turbina.

En pocas palabras, la misión del regulador automático consiste en conseguir el equilibrio en todo momento de los trabajos motor y resistente para mantener sensiblemente igual y con todas las cargas el número de revoluciones de la turbina que conviene a su funcionamiento. No se debe confundir estos dispositivos con los reguladores de tensión de los alternadores, pues si bien actúan al unísono sobre el grupo, como elementos reguladores que son, sus funciones, aunque relacionadas, están perfectamente delimitadas.

Según lo manifestado hasta el momento, se deduce que todo regulador de velocidad es el mecanismo destinado a conseguir, en cualquier circunstancia, el equilibrio de los trabajos motor y resistente presentes en una turbina, manteniendo sensiblemente constante, la velocidad de sincronismo del grupo ante todas las cargas solicitadas, protegiéndole, además, contra velocidades excesivas que pudieran surgir.

Como dato significativo se dirá que si se dispusiera de un motor diesel sobre el cual no actuara ningún regulador de velocidad, se fragmentaría en pedazos, en el instante que quedase bruscamente sin carga.

Es elevado el número de las distintas marcas y tipos de reguladores automáticos instalados en las centrales hidráulicas, por destacadas casas constructoras, especializadas en la fabricación y montaje de los mismos. Hacer

un estudio detallado de cada uno de ellos sería una labor ardua y tediosa para el lector, al tener que seguir un texto con exhaustivas explicaciones descriptivas de los distintos elementos, componentes y los interminables, e inevitables, párrafos sobre el modo de operar de los mismos. Por ello se recomienda a las personas interesadas en el tema que una vez estudiado lo que aquí se expone, se informen y documenten en la central correspondiente, sobre el tipo de regulador que se encuentra instalado en la misma y realicen el estudio oportuno siguiendo los planos descriptivos y las normas al respecto.

Se debe tener presente que determinadas industrias, para el funcionamiento de sus complicadas instalaciones requieren un suministro de energía eléctrica con unos valores muy exactos de la frecuencia y de la tensión, por lo tanto, los reguladores deben de responder a unas exigencias de sensibilidad, estabilidad y seguridad muy precisas.

Es de especial consideración el trabajo que se ha de ejercer para cerrar las palas directrices o las palas de rodetes Kaplan superándose, en turbinas modernas de grandes dimensiones, los 150 000 kilogramos.

No se puede dejar a un lado el grado de cierta complejidad que conlleva la constitución de los modernos reguladores automáticos, los cuales se han ido perfeccionando progresivamente a través del tiempo como resultado de las experiencias y estudios llevados a efecto ante los avances y exigencias tecnológicas desde que fue ideado el primer regulador por James Watt en el siglo XVIII.

Se ha dicho y con plena razón, que el regulador es el alma de la turbina, y ciertamente el papel que aquel desempeña es de excepcional importancia.

Los principales bucles de control y sistemas de supervisión y mando en una central hidroeléctrica de pequeña potencia son:

2.3.2.1. Para control de la turbina

- Regulador de velocidad, para centrales con grupos síncronos.
- Reguladores de nivel para centrales con grupos asíncronos conectados a la red.
- Regulador de potencia generada, para centrales en red instalada.
- Regulador de caudal turbinado.

2.3.2.2. Para control del generador

- Regulador de tensión para grupos síncronos.
- Equipo de sincronización, en caso de grupos síncronos funcionando conectados a la red.
- Batería de condensadores y relé taquimétrico, en caso de grupos asíncronos funcionando conectados a pared.

2.3.2.3. Para control de la turbina y del generador

La instrumentalización necesaria para realizar este cometido, depende del tipo de generador utilizado, y del funcionamiento previsto. Se pueden considerar los siguientes casos:

- Central con generador síncrono funcionando conectado a la red

El control de la turbina no necesita un regulador de velocidad, puesto que la frecuencia está mantenida perla red, sin embargo es muy conveniente su

instalación. El mando del distribuidor se realiza por medio de un servo-oleo hidráulico, y las órdenes de apertura y cierre proceden del regulador de nivel.

El control del generador es una regulación del factor de potencia, ya que al estar conectado a la red está fija la tensión, y la variación de la excitación modifica la potencia reactiva suministrada por el grupo.

El equipo automático de sincronización estará provisto de ajuste de velocidad y tensión del grupo por medio de un relé de sincronismo.

- Central con generador síncrono funcionando aislado

El control de la turbina debe asegurar el mantenimiento de la frecuencia de la red en cualquier condición de carga, necesitando por tanto un sistema de regulación de velocidad y de potencia.

El control del generador necesita un regulador de tensión que actúe sobre la excitación del alternador, a fin de mantener la tensión dentro de los límites admisibles.

- Central con generador asíncrono funcionando conectada a la red

El control de la turbina no necesita un regulador de velocidad, puesto que la frecuencia está mantenida por la red. El mando del distribuidor se realiza por medio de un servo-oleo hidráulico, y las órdenes de apertura y cierre proceden del regulador de nivel. El control del generador se consigue mediante una batería de condensadores estáticos controlados de forma continua por medio de tiristores.

Para la conexión del grupo a la red, deberá llevar un detector de velocidad que proporcione una señal cuando el grupo llegue a la velocidad de sincronismo, para ello se utiliza un relé taquimétrico que puede ser mecánico o eléctrico.

2.3.3. Accionamiento de los reguladores de velocidad

Al regulador, y concretamente a su dispositivo tacométrico, se transmite continuamente la velocidad del grupo, al objeto de que detecte las variaciones que puedan surgir en cada instante. En definitiva, entre el grupo y el regulador, existe una conexión que acciona al tacómetro, de forma más o menos directa.

En el caso de reguladores centrífugos, la conexión se puede llevar a efecto mediante:

- Transmisión por correa

Una correa transmite el giro del eje del grupo al eje del tacómetro. Se utiliza cuando se trata de máquinas de pequeña potencia. No es recomendable su empleo en grupos de mediana y gran potencia, debido a la inseguridad de funcionamiento (elasticidad incontrolada, rotura, etc.), y a la falta de precisión del regulador.

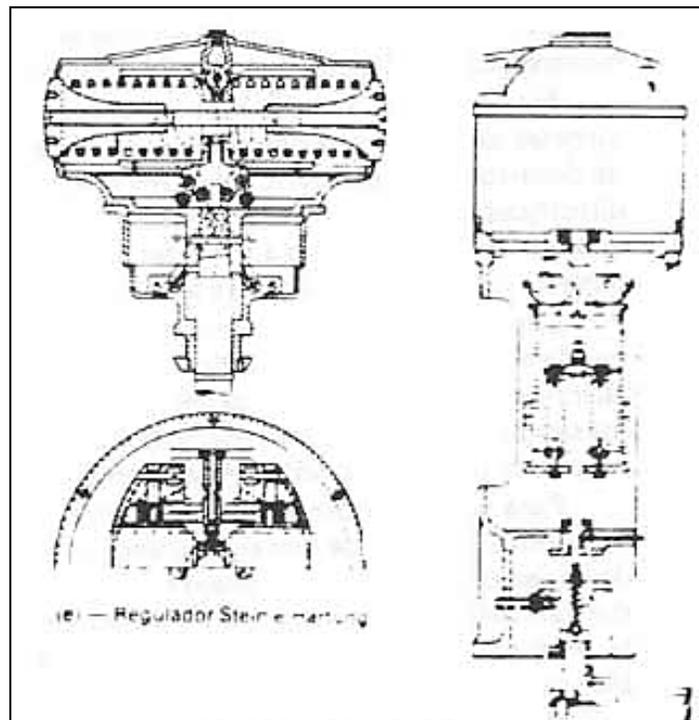
- Transmisión mecánica rígida

Se consigue por engranajes, transmisiones cardan, etc. Presenta el inconveniente de que las oscilaciones que se producen en el eje del grupo se comunican instantáneamente al tacómetro, haciendo que este tenga un funcionamiento brusco e irregular, lo que repercute en la fiabilidad de la regulación.

- Transmisión eléctrica

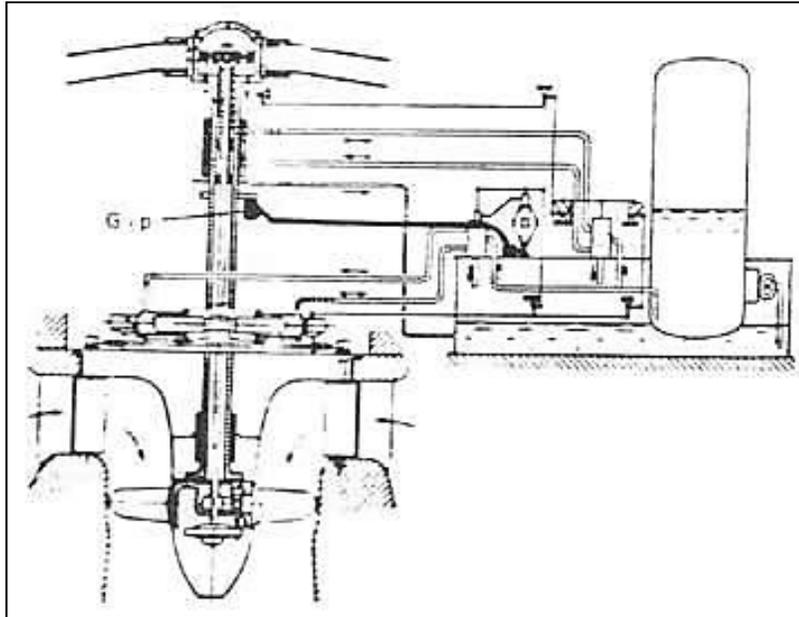
Es el sistema más utilizado actualmente, por su seguridad de funcionamiento y uniformidad de respuesta. El dispositivo de masas giratorias (ver figura 16), es movido por un pequeño motor eléctrico, alimentado directamente por una conducción eléctrica tomada del propio alternador (mediante transformación previa); de la excitatriz principal (cuando es individual para el grupo); o proveniente de un generador auxiliar acoplado al eje del grupo, conocido como generador de imanes permanentes o alternador piloto siendo esta última solución la más habitual (ver figura 17).

Figura 16. **Regulador de masas giratorias**



Fuente: Universidad de Castilla La Mancha. *Proyecto fin de carrera: La traducción inversa de textos técnicos sobre centrales hidroeléctricas y contaminación medioambiental.* p. 50.

Figura 17. **Alimentación del motor eléctrico de regulador mediante un generador de imanes permanentes**

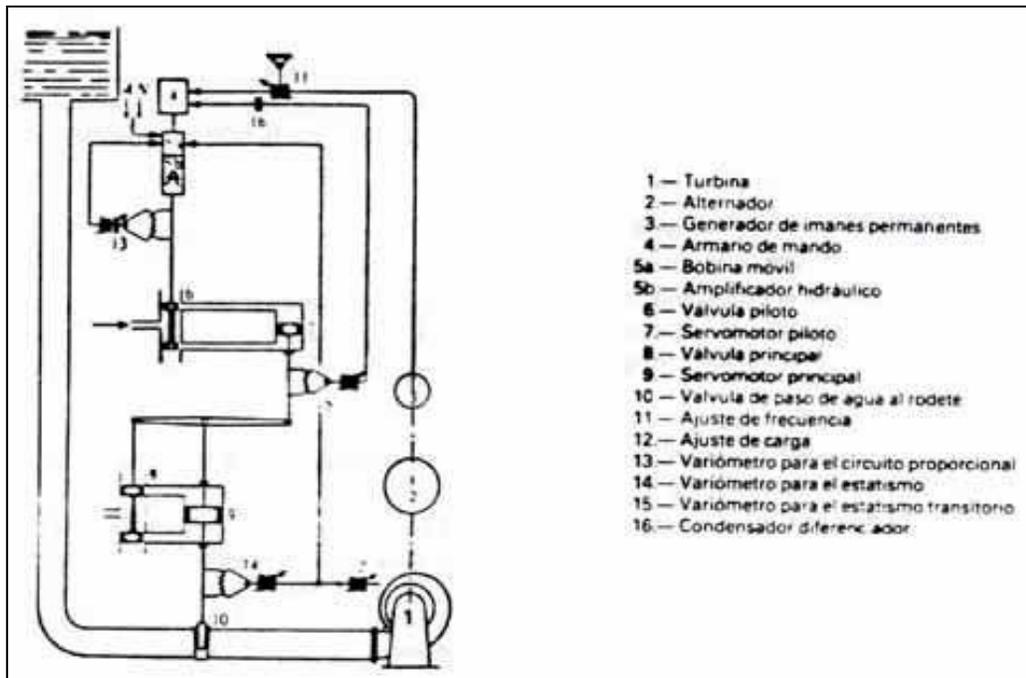


Fuente: Universidad de Castilla La Mancha. *Proyecto fin de carrera: La traducción inversa de textos técnicos sobre centrales hidroeléctricas y contaminación medioambiental.* p. 50.

En estos casos, el motor eléctrico que acciona al tacómetro es casi siempre de tipo asíncrono de pequeño deslizamiento, con el fin de evitar oscilaciones perjudiciales al regulador.

Para los reguladores eléctricos, en los que el dispositivo tacométrico está constituido por equipos de medida directa de la frecuencia, estos reciben, los valores de dicha frecuencia, de un generador de imanes permanentes, en la mayoría de los casos. La velocidad de funcionamiento normal, está representada por una magnitud proporcional a un valor predeterminado de la frecuencia del generador de imanes (ver figura 18).

Figura 18. **Regulador eléctrico Brown-Boveri para turbinas hidráulicas**



Fuente: Universidad de Castilla La Mancha. *Proyecto fin de carrera: La traducción inversa de textos técnicos sobre centrales hidroeléctricas y contaminación medioambiental.* p. 55.

Se deben considerar los modernos reguladores de velocidad constituidos por equipos electrónicos, con los que se consigue una regulación mucho más rápida y exacta, a la vez que sus dimensiones son más reducidas. La transmisión del número de revoluciones del eje hacia el regulador se logra mediante un circuito conectado al denominado generador de impulsos (*pick up*), componente electromagnético, instalado en una determinada zona del eje del grupo adecuada a las características del mismo, que capta y transfiere, al componente electrónico que hace las veces de tacómetro del regulador, las revoluciones del grupo en cada instante, en forma de impulsos de corriente.

Tecnologías más avanzadas, permiten prescindir del generador de impulsos, al detectar la velocidad mediante valores de tensión, traducidos a valores de frecuencia, tomados de los transformadores de tensión de los circuitos de protección o medida del generador. Estando este desexcitado, es suficiente el pequeñísimo valor de tensión (0,5 voltios o menor) originado por el magnetismo remanente.

2.3.4. Componentes fundamentales de un regulador de velocidad

Aparte de los componentes ya mencionados, tales como tacómetro, válvula piloto, válvula distribuidora, etc., todo regulador cuenta con mecanismos para realizar funciones parciales muy definidas, que complementan la fundamental, es decir, la regulación. Si bien en los nuevos reguladores son electrónicos los dispositivos que no han de transmitir esfuerzos directos, hacemos una leve exposición de los más significativos, basándonos, por similitud de cometido, en los puramente mecánicos.

- Control de caída de velocidad

Este dispositivo vinculado estrechamente al equipo estabilizador se conoce también como dispositivo de estatismo permanente, control del grado de estatismo, control de caída relativa de vacío a plena carga, control de velocidad inherente, etc.

Tiene como misión, prefijar la repartición de la carga entre dos o más grupos acoplados en paralelo. Permite ajustar la caída de velocidad desde el valor cero hasta el 6 por ciento, aproximadamente, de la velocidad de régimen a

plena carga. El valor usualmente ajustado, está comprendido entre el 2 y el 4 por ciento, dependiendo de las fluctuaciones de carga previstas en el sistema.

Cuando se ajusta para caída de velocidad de valor cero, posición de regulación totalmente astática (velocidad constante para cualquier carga) el grupo tenderá a aceptar todas las oscilaciones de carga. En cambio, éste se opondrá a dichas oscilaciones en mayor grado cuanto mayor sea el valor ajustado, es decir, menor será la proporción de las fluctuaciones de carga del sistema tomadas por los grupos.

- Control de velocidad

En un sentido más amplio es un control de carga-velocidad, distinguiendo como control de carga cuando actúa sobre la máquina acoplada, y control de velocidad cuando está desacoplada.

Está gobernado por un motor eléctrico, con reductora y embrague, denominado motor de ajuste de velocidad o motor de sincronización porque se utiliza para ajustar la velocidad de sincronismo del grupo, cuando se realiza a maniobra de acoplamiento de éste, en paralelo, al sistema.

Este mecanismo puede ser controlado a distancia, a través del motor, desde los pupitres del cuadro de control; o localmente desde el propio cuerpo del regulador.

Debido a la acción que ejerce el muelle limitador del tacómetro, le permite al Operador mantener los valores requeridos de carga o de velocidad, según proceda, haciendo los ajustes oportunos. En condiciones de funcionamiento normal del grupo, las acciones sobre el dispositivo del control de carga, son

ejercidas directamente por el llamado equipo de telerregulación o, lo que es lo mismo, regulación automática a distancia, desde un centro común de coordinación, conocido como Despacho Central de Maniobras (DCM), todo ello según exigencias del servicio en la red.

- Control del límite de apertura

Su denominación más usual es la de limitador de carga. Consiste en un mecanismo que, accionado por un motor, bloquea el movimiento de la válvula piloto, estableciendo el límite de carga que debe proporcionar el grupo, en relación con el límite de apertura permitido al distribuidor. Puede ser maniobrado a distancia o localmente.

- Control de desconexión por exceso de velocidad

También se identifica como control de desconexión por sobrevelocidad o embalamiento. El exceso de velocidad se detecta por dos procedimientos distintos. Uno, puramente mecánico, consiste en el uso de interruptores centrífugos, situados convenientemente sobre distintas zonas del eje del grupo, los cuales, según proceda, intervienen en los circuitos de control, eléctricos o de aceite a presión, destinados a tal fin. Otro está basado en la alimentación directa de los circuitos de control por medio del generador de imanes permanentes o el generador de impulsos.

2.3.5. Sistema de regulación de aceite

En una central, cada grupo dispone del apropiado sistema de aceite a presión, destinado al correcto funcionamiento tanto del regulador en sí como del equipo de regulación que éste último gobierna, controla y regula. Dado que no

procede particularizar sobre una instalación concreta, se expone en sentido muy amplio las características más destacadas de dicho sistema, respecto a componentes y funciones esenciales.

Se ha mencionado la necesidad de disponer de grandes esfuerzos, para accionar los servomotores que a su vez regulan la posición del distribuidor. Ello se logra mediante la aplicación de elevadas presiones en el circuito de aceite que recorre las válvulas y mecanismos mencionados, presiones que se consiguen con bombas de gran potencia. Además de estas, son varios los elementos que integran el sistema de aceite a presión para un solo grupo.

- Grupos motobombas

En las grandes instalaciones, normalmente se montan varios grupos motobombas, a fin de que unos mantengan el servicio de forma continua y otros entren en funcionamiento cuando la presión, necesaria en el circuito, descienda por debajo de unos valores preestablecidos. Periódicamente se alternan las funciones encomendadas a dichos grupos, para equilibrar el número de horas de trabajo de los mismos.

Las bombas suelen ser de tipo rotativo, las cuales envían aceite al sistema a una presión considerablemente elevada, llegándose a trabajar con valores superiores a los 100 kilogramos por centímetro cuadrado al disponer de materiales y métodos de soldadura que permiten la construcción de equipos compactos de reducidas dimensiones.

Un conjunto de válvulas de cambio permite que el aceite pase al calderín de presión de aceite y aire y, por consiguiente, al circuito del regulador y equipo

de regulación, o descargue en el depósito colector, sin presión, del cual toman los tubos de aspiración de las bombas, a través de filtros de aceite.

- Filtros de aceite

En cada entrada de bomba se instala un filtro que retiene las impurezas que pueden estar en suspensión en el aceite, evitando que las mismas pasen a los delicados mecanismos de precisión del regulador impidiendo posibles fallos en los mismos como consecuencia de obstrucciones, agarrotamientos, etc.

- Refrigeradores

Para que el aceite no adquiriera temperaturas elevadas, lo cual podría repercutir desfavorablemente en su correcta utilización y conservación (grado de viscosidad, descomposición, etc.), se colocan convenientemente equipos de refrigeración.

Los refrigeradores están diseñados de tal modo, que el agua de refrigeración no puede acceder nunca al circuito de aceite, en caso de rotura de los conductos del serpentín de agua, por encontrarse está a menor presión que el aceite. Cuando las bombas están paradas, grupo fuera de servicio, se debe de cerrar el paso de agua.

El agua de refrigeración del aceite de regulación puede ser tomada de la tubería de agua de refrigeración del cojinete guía de la turbina, o de otra conducción de la instalación propia para este cometido.

- Calderín de presión de aceite y aire

Se denomina calderín de regulación. En él se acumula y mantiene el aceite a una presión elevada y estable mediante una cámara de aire a presión suministrado por un sistema de compresores y calderines. Dicha cámara, además de permitir utilizar gran cantidad de aceite sin pérdida de presión, hace función de amortiguador manteniendo el nivel de aceite de manera reposada evitando borboteo, torbellinos y su posible gasificación.

Dispone de los flotadores y presostatos adecuados, los cuales accionan los contactos respectivos para provocar señales de alarma o de desacoplamiento del grupo, en caso de anormalidades, tanto por exceso o defecto en el nivel de aceite del calderín, como por variaciones sensibles del valor idóneo de la presión de aceite.

- Calderín de presión de aire

Además del calderín anteriormente mencionado, por cada grupo se instale otro destinado sólo y exclusivamente a almacenamiento de aire a presión, para servir de suministro directo a la cámara de aire en el calderín de regulación según exijan las circunstancias de mantenimiento de este.

Asimismo, y dentro del equipo de regulación, conviene destacar los circuitos y electroválvulas pertenecientes a los dispositivos conocidos como cerrojos, máster y seguridad. Todos ellos intercalados adecuadamente en el sistema de aceite, y cuyas misiones respectivas son:

- Cerrojos

Enclavar o desenclavar los servomotores de accionamiento del distribuidor al parar o poner en servicio el grupo.

- Máster

Conocido también como cierre de emergencia, solenoide o electroválvula de seguridad, el cual en el momento de arranque de la turbina y una vez desenclavados los cerrojos permite el paso de aceite a presión hacia la válvula distribuidora del regulador, situándola en la posición intermedia.

Cuando el máster es actuado por alguna de las protecciones del grupo que sobre él intervienen, hace que la válvula distribuidora se coloque en posición que posibilite el cierre inmediato del distribuidor. Cerrado totalmente este, se enclavan los cerrojos.

- Seguridad

Tiene como misión hacer funcionar a los servomotores en el sentido de cierre del distribuidor, una vez que anula la acción que sobre estos ejerce la válvula distribuidora del regulador. Ello sucede cuando interviene alguna de las protecciones del grupo, provocando la desconexión del mismo respecto de la red.

Se dispone de un circuito de seguridad, para el abastecimiento de aceite a presión, independiente del circuito de regulación. Está alimentado por un grupo motobomba y cuenta con los correspondientes calderines de aceite y aire. Dicho circuito puede ser común a más de un grupo.

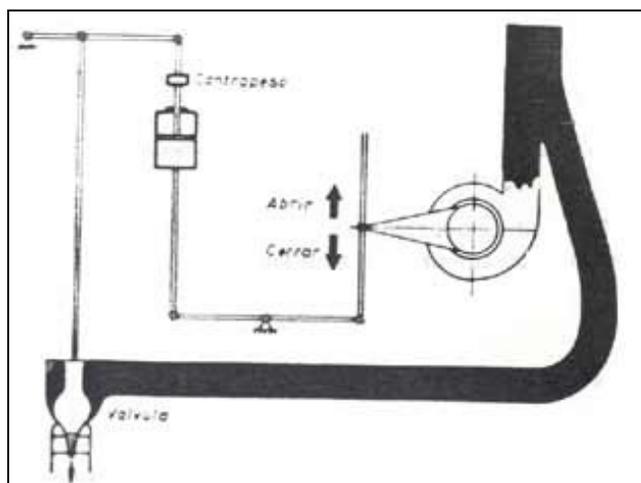
Es característico de grupos con unas exigencias de seguridad muy estrictas. Las electroválvulas que controlan los dispositivos descritos pueden ser accionadas voluntariamente, a distancia o localmente en sus emplazamientos.

2.3.6. Reguladores de presión

No se puede dar por finalizado el tema sobre la regulación de turbinas sin hacer una breve mención de este tipo de reguladores, llamados más apropiadamente descargadores síncronos.

Tienen especial utilidad en aquellas instalaciones cuyas conducciones de agua o tuberías forzadas son de gran longitud, en las cuales se prevén sobrepresiones perjudiciales, producidas por el golpe de ariete. Con dichos descargadores se pretende reducir al máximo tales perturbaciones, ya que es prácticamente imposible eliminarlas totalmente.

Figura 19. **Representación esquemática de un regulador de presión**



Fuente: Universidad de Castilla La Mancha. *Proyecto fin de carrera: La traducción inversa de textos técnicos sobre centrales hidroeléctricas y contaminación medioambiental.* p. 60.

Consisten en una válvula de descarga de agua de libre escape, controlada por el regulador de velocidad de la turbina, estando situada dicha válvula en una derivación sacada de la tubería forzada (ver figura 19).

Cuando el regulador actúa de modo que provoca el cierre del distribuidor, simultáneamente da la 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 sobrepresiones en la columna de agua que va al distribuidor al cerrarse este.

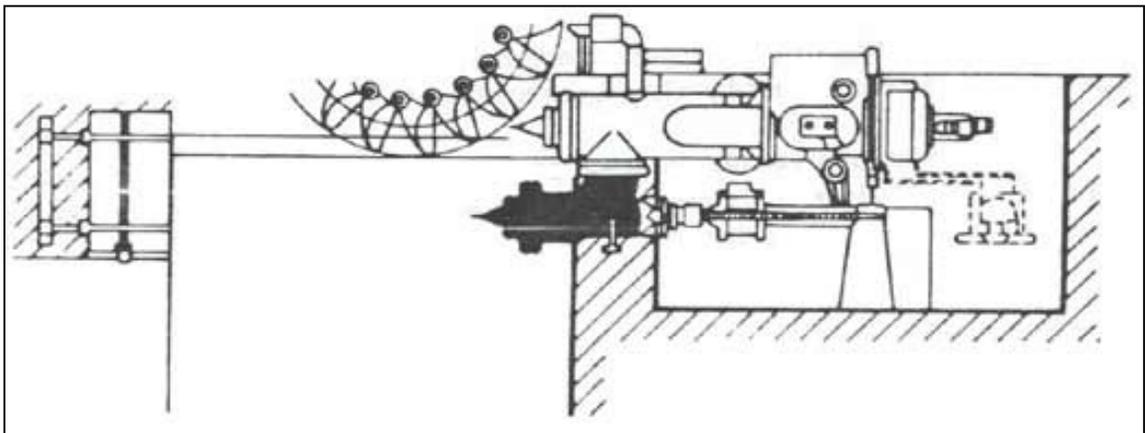
De esta forma se mantiene casi constante el caudal en la tubería forzada, durante un periodo de tiempo prudencial, justo el que tardan en equilibrarse los trabajos motor y resistente y desaparece el peligro de sobrepresiones (en total de 20 a 30 segundos), con lo que se evita el desperdicio innecesario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

Este dispositivo no tiene aplicación cuando se producen aumentos de carga, es decir, cuando se abre el distribuidor. Como regla general para todas las situaciones y disposición de máquinas, cuando esto sucede, se establece que el distribuidor no tenga una respuesta de apertura demasiado rápida, sino que la separación de palas se haga en un tiempo moderado, al objeto de impedir depresiones excesivas, que también son perjudiciales, afectando principalmente a la estabilidad del regulador de velocidad.

En el caso de las turbinas Pelton, la válvula de descarga consiste en una válvula de aguja, similar a las del distribuidor, que descarga por debajo de la zona de influencia del rodete (ver figura 20).

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.

Figura 20. **Válvula de aguja en una turbina Pelton**



Fuente: Universidad de Castilla La Mancha. *Proyecto fin de carrera: La traducción inversa de textos técnicos sobre centrales hidroeléctricas y contaminación medioambiental.* p. 70.

2.4. Protecciones

Son los encargados de evitar accidentes y daños, primeramente a las personas y seguidamente a los equipos e instalaciones, en el plan de mantenimiento se tiene contemplada la inclusión de estos elementos.

2.4.1. Conceptos de señalización, alarma y disparo

Por protección, se entiende todo conjunto de aparatos y circuitos, generalmente alimentados por corriente continua a tensiones que oscilan entre 24 y 220 voltios, destinados a detectar un defecto concreto.

Cada protección, al actuar, además de originar las acciones que a la misma se le solicita, ha de manifestarse debidamente, identificándose en los cuadros y paneles de control, mediante señalizaciones luminosas y acústicas, al objeto de orientar al personal responsable de la instalación, con lo que se favorece la rápida puesta en operación del mismo.

Las señalizaciones luminosas, se concentran en las denominadas centralitas de alarmas, las cuales reúnen los textos que definen a cada una de las protecciones que afectan a un grupo, una línea, etc.

Siempre que actúa una protección, además de iluminarse la placa sobre la que figura el texto, se provoca simultáneamente el funcionamiento de una señal acústica, como puede ser una campana, sirena, timbre, etc., convenientemente dispuesta, a fin de contrarrestar los ruidos propios de la central, distancias, etc.

Se deben de distinguir dos tipos de protecciones en base a la influencia de su acción sobre los componentes de la instalación. Así existen protecciones destinadas solo y exclusivamente a advertir, con determinada antelación, de la presencia de un posible defecto, con lo que se puede prevenir el mismo haciendo los controles, ajustes o reparaciones oportunas, sin necesidad de poner fuera de servicio al grupo, línea etc. Estas protecciones actúan solamente sobre la señal luminosa acompañada de la señal acústica, lo que se conoce como alarma.

El otro tipo de protecciones considerado, influye en la desconexión o desacoplamiento, respecto de la red principal, de la línea o grupo afectado y, en el caso concreto de éste, la parada del mismo. Estas acciones, acompañadas también de las pertinentes señalizaciones luminosas y sonoras, se conocen

como disparo, entendiéndose por tal cuando se produce la apertura de interruptores generales, mediante órdenes dadas por relés.

Al tratarse del disparo de un grupo, concurren todas o parte de las actuaciones siguientes, cuya secuencia depende de cada instalación:

- Disparo del interruptor del grupo, de salida a la red principal.
- Disparo del interruptor de campo del circuito de excitación del grupo.
- Cierre de la compuerta de toma, válvulas instaladas en la tubería forzada, u otros medios de obturación en la conducción de agua.
- Cierre del máster o solenoide.
- Cierre del distribuidor, mediante el circuito y electroválvula de seguridad.
- Cierre de cerrojos o enclavamientos de servomotores de accionamiento del distribuidor.
- Cierre del limitador de carga del distribuidor.
- Actuación del control de carga-velocidad, en el sentido de perder potencia.
- Anulación o bloqueo de disponibilidad de arranque.

2.4.2. Concepto de disponibilidad de arranque

Por tal expresión, se entiende el cúmulo de todas las condiciones favorables, eléctricas y mecánicas, que permiten llevar a cabo la puesta en marcha de un grupo, sin contravenir ninguna norma de seguridad que pudiera perjudicar al correcto funcionamiento del mismo. Las condiciones que determinan una disponibilidad completa, dependen de cada instalación o grupo.

En la mayoría de los casos, un disparo lleva implícito el bloqueo de disponibilidad.

Tanto con grupo parado como en situación de disparo, la anulación o bloqueo del circuito de disponibilidad evita una posible puesta en marcha, sin haber normalizado o subsanado previamente la circunstancia desfavorable.

2.4.3. Clasificación de las protecciones

Las protecciones de los distintos equipos de una central y especialmente las relacionadas con los grupos, quedan clasificadas en dos conjuntos muy definidos, basados en las características de los propios equipos o circuitos para los que aquellas están destinadas. Así se tiene:

- Protecciones mecánicas
- Protecciones eléctricas

En los sucesivos apartados, se tratará exclusivamente sobre protecciones pertenecientes a las turbinas hidráulicas.

2.4.3.1. Protecciones mecánicas

- Embalamiento de turbina y generador
- Temperatura de eje y cojinetes
- Nivel y circulación del fluido de refrigeración
- Nivel mínimo hidráulico
- Temperatura de aceite del multiplicador de velocidad
- Desconexión de la bomba del aceite de regulación

2.4.3.2. Protecciones eléctricas del generador y transformador

- Intensidad máxima
- Retorno de potencia (máxima admitida 5 por ciento de la nominal)
- Calentamiento del generador y/o del transformador
- Derivación en el estator
- Producción de gases en el transformador (relevador Buchholz)
- Nivel de tensión (entre el 85 y el 100 por ciento de la tensión nominal)
- Nivel de frecuencia (entre 58 y 61 hertzios)

2.4.3.3. Protecciones de la línea de media tensión

- Derivación de una fase a tierra
- Cortocircuito o inversión de fases
- Sobreintensidad

2.4.4. Relación de protecciones de las turbinas hidráulicas y de sus equipos

Sería muy extensa una relación detallada de las protecciones de las turbinas existentes en cada una de las instalaciones más representativas con el único fin de resaltar matices particulares sobre los circuitos de control propios de las mismas, los cuales, al estar sometidos a un perfeccionamiento continuo, dan origen a ciertas diferencias de diseño y actuación entre los de unas centrales y otras, aunque los objetivos a alcanzar son similares por no decir idénticos. Si, por el contrario, se refiere a una instalación concreta, es probable que la exposición quedase limitada a algún proceso, caso de no disponer en la misma de determinados medios de protección.

Por las consideraciones indicadas, es necesario una relación lo más completa posible, en la que se recogen las denominaciones de las protecciones de las turbinas hidráulicas y de sus equipos utilizados actualmente.

Asimismo, hay destacar las actuaciones normalmente solicitadas a dichas protecciones, concretándolas a los conceptos de bloqueo de disponibilidad, alarma y disparo, si bien se tiene presente que no se puede establecer unas actuaciones patrón, generalizándolas a todas las instalaciones, ya que en función de las características de estas, tales como potencia, dimensiones, tipos de turbinas, etc., una misma protección puede intervenir de forma distinta.

La mayoría de las protecciones de una turbina hidráulica, destinadas a proteger indirectamente a la totalidad del grupo, se basan en efectos puramente mecánicos, por lo que, en el vocabulario de las instalaciones, se conocen como faltas mecánicas. Así las protecciones que detectan defectos surgidos en constantes están las siguientes:

- Temperaturas
- Presiones
- Niveles
- Caudales
- Velocidad

Los aparatos empleados para estos cometidos, según corresponda, son termostatos, manóstatos o presostatos, niveles, caudalímetros, y todos aquellos relés y dispositivos que complementan los respectivos circuitos.

La función a ejercer por determinadas protecciones, puede estar controlada por varios aparatos, lo que, según circunstancias, da lugar a un escalonamiento gradual de actuación, comenzando por una alarma, que representa la advertencia de la existencia de una falta, y terminando en el disparo, cuando se alcanzan las limitaciones de seguridad preestablecidas.

Para hacer con cierto orden la relación propuesta, se toman como referencia los equipos, sistemas, constantes, etc., donde radican o tienen influencia directa las protecciones. Se tienen las siguientes:

- Del cojinete guía de turbina
- Del equipo de sellado del eje
- Del distribuidor
- Del sistema de aceite de regulación y de seguridad
- Del regulador de velocidad
- Del generador de imanes permanentes
- Contra sobrevelocidades
- Contra vibraciones
- Características de las turbinas Kaplan
- Del cojinete de empuje

2.5. Generadores o alternadores

La energía eléctrica en las centrales hidroeléctricas se produce en los aparatos llamados generadores o alternadores. El alternador, o grupo de alternadores acoplados al eje de la turbina que gira por la acción del agua genera una corriente alterna de alta intensidad y baja tensión, esta corriente posteriormente pasa a un transformador que la convierte en alta tensión y baja corriente, apta para su transporte a grandes distancias con un mínimo de

pérdidas. Más tarde, en los centros de consumo, un nuevo transformador la transforma en una corriente de baja tensión para su aplicación directa a los receptores domésticos e industriales. Solidario con el eje de la turbina y del alternador, gira un generador de corriente continua llamado excitatriz, que se utiliza para excitar magnéticamente los polos del estator del generador, creando un campo magnético que posibilita la generación de corriente alterna en el rotor.

El generador es una máquina, basada en la inducción electromagnética, que se encarga de transformar la energía mecánica de rotación, que proporciona la turbina, en energía eléctrica.

El principio de funcionamiento está basado en la ley de Faraday. Cuando un conductor eléctrico se mueve en un campo magnético, se produce una corriente eléctrica a través de él.

El generador (o alternador) está compuesto por dos partes fundamentales:

2.5.1. El rotor

Que se encarga de generar un campo magnético variable al girar arrastrado por la turbina.

2.5.2. El estator

Sobre el que se genera la corriente eléctrica aprovechable. En centrales menores de 1 000 kilovatios la tensión de trabajo del generador es de 380 o 500 voltios, y para potencias más elevadas la generación se produce en media tensión (3 000, 5 000 o 6 000 voltios).

2.6. Equipo eléctrico general

En una central hidroeléctrica es necesario un equipamiento eléctrico que tiene por objetivo la transformación de tensión, la medición de los diferentes parámetros de la corriente eléctrica en la central, la conexión a la línea de salida y la distribución de la energía.

Un elemento fundamental lo constituye el transformador de tensión. Dependiendo de la tensión de trabajo del generador, la transformación puede ser baja/media o media/alta tensión.

El objetivo es elevar la tensión al nivel de la línea existente para hacer posible un transporte sin pérdidas excesivas.

El transformador debe estar refrigerado, esta operación puede hacerse por convección natural o bien por circuito cerrado de aceite o silicona. Es habitual instalarlo en el interior del edificio de la central, aunque en ocasiones, por reducir la obra civil, los transformadores grandes se instalan a la intemperie.

En general, estos equipos se disponen en cuadros eléctricos situados en el interior del edificio de la central.

Otro punto a tener en cuenta es la línea eléctrica necesaria para transportar la energía producida hasta los centros de consumo o hasta la red de distribución.

Las características de la red que es necesario conocer son: la frecuencia y la tensión. La primera es un dato de partida conocido (60 hertz), y la segunda puede oscilar desde 3 a 300 kilovoltios. La tensión nominal de la red existente tiene gran importancia ya que implica una transformación al mismo nivel, lo que

puede suponer un elevado costo si se tuviera condicionado a conectar a una línea de alta tensión.

Entre los equipos eléctricos necesarios se encuentran:

2.6.1. Disyuntores

Un disyuntor o interruptor automático es un aparato capaz de interrumpir o abrir un circuito eléctrico cuando la intensidad de la corriente eléctrica que por él circula excede de un determinado valor o cuando se ha producido un cortocircuito, con el objetivo de no causar daños a los equipos eléctricos. A diferencia de los fusibles, que deben ser reemplazados tras un único uso, el disyuntor puede ser rearmado una vez localizado y reparado el daño que causó el disparo o desactivación automática.

Se fabrican disyuntores de diferentes tamaños y características lo cual hace que sea ampliamente utilizado en viviendas, industrias y comercios.

Los parámetros más importantes que definen un disyuntor son:

- Calibre o corriente nominal: corriente de trabajo para la cual está diseñado el dispositivo.
- Voltaje de trabajo: tensión para la cual está diseñado el disyuntor.
- Poder de corte: intensidad máxima que el disyuntor puede interrumpir. Con mayores intensidades se pueden producir fenómenos de arco voltaico, fusión y soldadura de materiales que impedirían la apertura del circuito.

- Poder de cierre: intensidad máxima que puede circular por el dispositivo en el momento de cierre sin que este sufra daños por choque eléctrico.
- Número de polos: número máximo de conductores que se pueden conectar al interruptor automático.

El aparato debe cumplir con dos funciones fundamentales:

- Ser capaz de disipar la energía producida por el arco sin que se dañe el equipo.
- Ser capaz de restablecer muy rápidamente la rigidez dieléctrica del medio comprendido entre los contactos una vez extinguido el arco, o sea que la rigidez dieléctrica del medio quede en todo momento por encima del voltaje de recuperación.

2.6.2. Transformadores de medida

Los transformadores de medida aíslan los circuitos de medida o de relés, permitiendo una mayor normalización en la construcción de contadores, instrumentos y relés.

Los transformadores de medida traducen las intensidades y tensiones de las líneas de alta tensión, a valores medibles por contadores y protecciones. Sólo así puede disponerse de más de 400 000 unidades instaladas, hasta 765 kilovoltios.

Los transformadores de medida con aislamiento seco están diseñados para reducir intensidades o tensiones a valores manejables y proporcionales a las primarias originales.

2.6.2.1. Transformador de corriente

Se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control.

Los valores nominales de los transformadores de corriente se definen como relaciones de corriente primaria a corriente secundaria. Unas relaciones típicas de un transformador de corriente podrían ser 600/5, 800/5, 1 000/5. Los valores nominales de los transformadores de corriente son de 5 y 1 amperios.

El primario de estos transformadores se conecta en serie con la carga, y la carga de este transformador está constituida solamente por la impedancia del circuito que se conecta a él.

- Tipos de construcción: los tipos de transformadores de corriente son:
 - Tipo primario devanado: consta de dos devanados primarios y secundarios totalmente aislados y montados permanentemente sobre el circuito magnético.
 - Tipo barra: es similar al tipo primario devanado, excepto en que el primario es un solo conductor recto de tipo barra.

- Tipo toroidal (ventana): tiene un devanado secundario totalmente aislado y montado permanentemente sobre el circuito magnético y una ventana a través de la cual puede hacerse pasar un conductor que proporciona el devanado primario.
- Tipo para bornes: es un tipo especial toroidal proyectado para colocarse en los bornes aislados de los aparatos, actuando el conductor del borne como devanado primario.

Los transformadores de corriente se clasifican de acuerdo con el aislamiento principal usado, como de tipo seco, rellenos de compuestos, moldeados o en baño de líquido.

2.6.2.2. Transformadores de tensión

Su relación de transformación viene dada por los valores de tensión en bornes del arrollamiento con relación a la tensión aparecida entre los extremos del bobinado secundario. Son empleados para el acoplamiento de voltímetros siendo su tensión primaria la propia de línea. Dependiendo de las necesidades surgidas en cada momento, pueden disponer de varios arrollamientos secundarios.

2.6.3. Transformadores de equipos auxiliares

Que suministran la tensión adecuada para el buen funcionamiento de estos equipos.

Una selección estricta de la capacidad de los transformadores para los servicios auxiliares, requiere conocer la potencia demandada por todas y cada

una de las cargas conectadas a los diferentes barrajes y aplicar los factores de demanda adecuados, sin embargo, ante la dificultad existente para conocer en un diseño preliminar los valores exactos de estas cargas, es necesario recurrir a diseños existentes.

Es importante anotar que respecto a los factores de demanda que se deben utilizar en estos casos no existen criterios determinantes; según algunos autores una relación igual a 0,7 entre la capacidad del transformador y la carga total alimentada por éste es adecuada, mientras que para otros es más realista seleccionar valores menores para esta relación, tal como 0,4 ó 0,5. Es también usual utilizar varios factores de demanda, aplicándolos por grupos de cargas establecidos según la continuidad de operación de las cargas. Según la experiencia en gran número de centrales en operación, la capacidad del transformador que alimenta los servicios auxiliares localizados en el interior de la casa de máquinas, representa aproximadamente el 0,2 por ciento de la capacidad total de la planta.

2.6.4. Pararrayos o autoválvulas

El pararrayos tiene una función principal que cumplir, que es la de proteger la instalación eléctrica (transformador, interruptor, conductores de línea, etc.) contra sobretensiones de origen externo o interno, a la vez que absorbe parte de su energía. Los pararrayos de cuernos (antenas) van siendo reemplazados por el tipo autoválvulas, también llamado resistencia valvular y descargador de sobretensión.

2.6.4.1. Pararrayos, autoválvula

Este aparato se compone básicamente de dos partes, el explosor y la resistencia variable unida a él en serie. Cuando la amplitud de una sobretensión supera la tensión de cebado del pararrayo, saltan arcos en el explosor y cierran el circuito de alta tensión a tierra a través de la resistencia variable. La resistencia variable está formada por un material conglomerado capaz de variar con rapidez su resistencia eléctrica, disminuyendo su valor cuando mayor sea la tensión aplicada y pasándolo a un elevado valor al reducirse la tensión. Se comporta, pues, el aparato como una válvula, cerrada para la tensión nominal del sistema y abierta para las sobretensiones.

2.6.4.2. Características de pararrayos, autoválvulas

La eficacia de un pararrayos estará en función de las siguientes características:

- Tensión nominal o tensión de extinción (VL): es el valor más elevado de la tensión eficaz admisible entre bornes del pararrayos.
- Frecuencia nominal: es el valor de la frecuencia para la que está previsto el pararrayos.
- Tensión de cebado a frecuencia industrial: es el valor eficaz de la mínima tensión que, aplicada entre bornes al pararrayos, provoca el cebado de los componentes adecuados del mismo.
- Tensión de cebado a la onda de choque: es el valor cresta de la tensión que aparece antes del paso de la corriente de descarga.
- Tensión residual: es la tensión que aparece entre el terminal de línea y el terminal de tierra de un pararrayos durante el paso de la corriente de descarga.

- Corriente de descarga: es la onda de corriente derivada a tierra por un pararrayos después de un cebado.

2.6.4.3. Elección de un pararrayos

En la elección de un pararrayos influyen considerablemente las características del tipo de instalación que ha de proteger. Entre los factores que se deben tener en cuenta se pueden citar: altura sobre el nivel del mar, frecuencias anormales, etc.

2.6.4.4. Montaje

Los pararrayos (autoválvulas de media tensión) solo pueden ofrecer una protección segura cuando se montan lo más cerca posible de las partes de instalación que han de protegerse, casi siempre de los transformadores.

Es conveniente siempre mantener una resistencia de contacto a tierra lo más pequeña posible.

2.7. Equipos auxiliares

Los sistemas de servicios auxiliares en una planta de generación son esenciales para lograr una operación confiable. Los servicios auxiliares comprenden las siguientes funciones: agua de refrigeración, aguas de drenajes, equipos antiincendios tanto desde el punto de vista de su detección como extinción, aire comprimido, servicios de agua potable, sistemas de lubricación, tratamiento de aguas residuales, aire acondicionado y sistema de aireación. Incluyen los servicios eléctricos y mecánicos adicionales a los mencionados, como los equipos de levantamiento y alce.

Los sistemas de servicios auxiliares se considerarán cuidadosamente en la etapa de diseño de la planta, porque desde su concepción misma se está determinando la confiabilidad y flexibilidad de la operación.

Los servicios auxiliares eléctricos a su vez se clasifican como: de corriente alterna y de corriente directa. Se hace énfasis en la necesidad de calcular el cortocircuito en baja tensión con el objeto de dimensionar adecuadamente los interruptores que alimentan los diferentes circuitos. Con respecto a los servicios auxiliares mecánicos, tal como se expresó, se resaltan los equipos de aire comprimido, sistema de aire acondicionado y puente grúa para el levantamiento.

2.7.1. Clasificación de los servicios auxiliares de corriente alterna

- Servicios auxiliares de unidad: son equipos esenciales para el arranque, marcha y parada de las máquinas. Estos servicios requieren una muy buena confiabilidad y representan una carga relativamente baja.
- Servicios auxiliares de la subestación: aunque no son servicios directamente relacionados con las máquinas, su operación es necesaria para el funcionamiento de éstas, por lo que también requieren de una buena confiabilidad de operación.
- Servicios auxiliares no esenciales de la casa de máquinas: estos servicios no son esenciales para el funcionamiento de la central, sin embargo representan una carga alta dentro de los servicios auxiliares y por lo tanto deberán dimensionarse adecuadamente.

- Servicios auxiliares externos: comprende los servicios requeridos por el patio de conexiones así como los de los demás barrajes involucrados en la central. Estos servicios requieren de una alta confiabilidad.

2.7.1.1. Cargas de los servicios auxiliares eléctricos de corriente alterna

Algunos de los equipos conectados a los diferentes barrajes de los servicios auxiliares de la central hidráulica se citan a continuación:

- Servicios auxiliares de unidad: entre los equipos conectados a los barrajes para los servicios auxiliares de unidad (480 voltios) están:
 - Bomba de agua para el enfriamiento de la unidad.
 - Calefactores de la unidad.
 - Bomba de aceite del regulador de velocidad.
 - Bombas de aceite para los cojinetes de guía y empuje si se requieren.
 - Ventiladores de enfriamiento para el equipo de excitación.
 - Ventiladores de enfriamiento para los transformadores.
- Control de motores y servicios auxiliares generales: a los barrajes para el centro de control de motores y servicios auxiliares generales (480 voltios) se conectan:
 - Ventilación e iluminación de la casa de máquinas.
 - Compresores de aire para los interruptores de máquina y para el acumulador aire aceite del regulador de velocidad.
 - Alimentación para las herramientas del taller.

- Puente grúa.
 - Cargadores de batería para servicios auxiliares de corriente directa (tableros de control para las máquinas, iluminación de emergencia, etc.).
- Servicios auxiliares del patio de la subestación. Se dispondrá un barraje a 220 voltios para los servicios auxiliares del patio de la subestación, de los cuales se alimentan cargas tales como:
 - Motores para la operación de interruptores y seccionadores.
 - Tomas e iluminación del kiosco de relés.
 - Calefacción de los interruptores y seccionadores.
 - Cargadores de baterías para los servicios auxiliares de corriente continua.

2.7.2. Servicios auxiliares de corriente directa

El sistema de servicios auxiliares de corriente directa, se compone de un cargador, un banco de baterías, y tableros de distribución.

- Cargador de baterías: el cargador de baterías tendrá la capacidad para abastecer toda la carga de corriente directa de la casa de máquinas, entendiéndose que toda carga cuya duración sea mayor o igual a 1 minuto se considerará como permanente. El cargador abastecerá la carga de corriente directa y mantendrá el banco de baterías en flotación; condición que se garantiza con el flujo de corriente hacia las baterías de aproximadamente 1/10 de su capacidad en amperios hora, expresada en miliamperios.

- Banco de baterías: el banco de baterías se dimensionará para una autonomía mínima de 10 horas, sin que sufra deterioro su nivel de tensión, esto significa que en caso de falla del cargador, abastecerá toda la carga durante 10 horas. Es un criterio para determinar la capacidad en amperios hora del banco.

- Tableros de distribución. Desde ellos se distribuye la alimentación para las cargas de corriente directa. Entre ellas las más representativas son:
 - Sistema de control.
 - Sistema de protección.
 - Inversores para los sistemas de comunicación.
 - Alumbrado de emergencia.
 - Circuitos de disparo de los interruptores.
 - Motores de carga de resortes almacenadores de energía de interruptores.
 - Bombas, en determinado tipo de diseño.
 - Sistema de señalización y alarmas.

Se tendrá cuidado especial de separar independientemente las diferentes cargas de tal manera que si se presenta un cortocircuito o falla en alguno de ellos no afecte el normal desempeño de los otros. Además, deberá disponerse un sistema de protección que detecte la puesta a tierra de uno de los polos, dado que la puesta tierra del sistema de corriente directa debe hacerse a través de resistencias iguales que se conectan a tierra y formen un divisor de tensión.

2.8. Automatización

La automatización de una central tiene como objetivos: reducir los costos de operación y mantenimiento, aumentar la seguridad de los equipos y optimizar el aprovechamiento energético de la instalación.

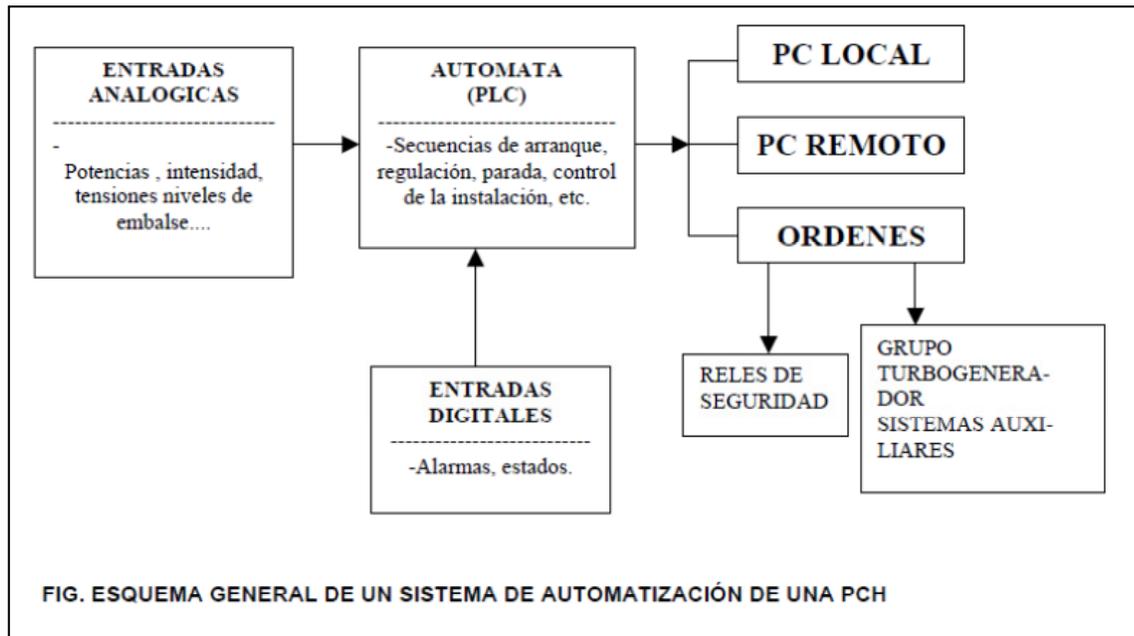
El grado de automatización depende de varios factores, principalmente de: la ubicación de la central, el tipo de central, posibilidades de regulación, costo de personal y presupuesto.

Para una central ubicada cerca de un núcleo de población, con un acceso fácil y bajo costo de personal, una automatización mínima a base de relés convencionales sería suficiente; mientras que para una central aislada con un difícil acceso, altos costos de personal, se justificaría una instalación más completa para el sistema de automatización y telemando.

La automatización puede ser total, es decir, arranque, regulación y parada, o simplemente de parada y alarma, cuando actúa alguna de las protecciones de la central. Hay diversos equipos mecánicos, como son limpia rejillas y compuertas, cuyo funcionamiento también puede automatizarse.

La tecnología empleada puede ser convencional, es decir, mediante relés electromecánicos o estáticos o con técnicas informáticas basadas en microprocesadores con sus correspondientes programaciones que gestionarán todas las funciones de la central.

Figura 21. **Esquema general de un sistema de automatización de una pequeña central hidroeléctrica**



Fuente: Universidad Centroamericana José Simeón Cañas. Proyecto fin de carrera: Centrales hidroeléctricas. p. 41.

3. MANTENIMIENTO

3.1. ¿Qué es mantenimiento?

El mantenimiento no es una función miscelánea, produce un bien real, que puede resumirse en: capacidad de producir con calidad, seguridad y rentabilidad.

Para nadie es un secreto la exigencia que plantea una economía globalizada, mercados altamente competitivos y un entorno variable donde la velocidad de cambio sobrepasa en mucho la capacidad de respuesta. En este panorama estamos inmersos y vale la pena considerar algunas posibilidades que siempre han estado, pero ahora cobran mayor relevancia.

Particularmente, la imperativa necesidad de redimensionar la empresa implica para el mantenimiento retos y oportunidades que merecen ser valorados.

Debido a que el ingreso siempre provino de la venta de un producto o servicio, esta visión primaria llevó a la empresa a centrar sus esfuerzos de mejora, y con ello los recursos, en la función de producción. El mantenimiento fue un problema que surgió al querer producir continuamente, de ahí que fue visto como un mal necesario, una función subordinada a la producción cuya finalidad era reparar desperfectos en forma rápida y barata.

Sin embargo, se conoce que la curva de mejoras incrementales después de un largo período es difícilmente sensible, a esto se une la filosofía de calidad total, y todas las tendencias que trajo consigo que evidencian que se requiere la integración del compromiso y esfuerzo de todas sus unidades. Esta realidad ha

volcado la atención sobre un área a la que se había dejado a un lado: el mantenimiento. Ahora bien, ¿cuál es la participación del mantenimiento en el éxito o fracaso de una empresa? Por estudios comprobados se sabe que incide en:

- Costos de producción.
- Calidad del producto servicio.
- Capacidad operacional (aspecto relevante dado el ligamen entre competitividad y por citar solo un ejemplo, el cumplimiento de plazos de entrega).
- Capacidad de respuesta de la empresa como un ente organizado e integrado: por ejemplo, al generar e implantar soluciones innovadoras y manejar oportuna y eficazmente situaciones de cambio.
- Seguridad e higiene industrial, y muy ligado a esto.
- Calidad de vida de los colaboradores de la empresa.
- Imagen y seguridad ambiental de la compañía.

Como se desprende de argumentos de tal peso: el mantenimiento no es una función miscelánea, produce un bien real, que puede resumirse en: capacidad de producir con calidad, seguridad y rentabilidad.

3.2. Características del personal de mantenimiento

La labor del departamento de mantenimiento, está relacionada muy estrechamente en la prevención de accidentes y lesiones en el trabajador, ya que tiene la responsabilidad de mantener en buenas condiciones, la maquinaria y herramienta, equipo de trabajo, lo cual permite un mejor desenvolvimiento y seguridad evitando en parte riesgos en el área laboral.

El personal que labora en el departamento de mantenimiento, se ha formado una imagen de una persona tosca, uniforme sucio, lleno de grasa, mal hablado, lo cual ha traído como consecuencia problemas en la comunicación entre las áreas operativas y este departamento y un mal concepto de la imagen generando poca confianza. Sin embargo, con la tecnología y conocimientos de hoy en día esto no debe ser así, el personal de mantenimiento debe ser de un nivel técnico alto, además de ser ordenado y organizado, en suma un profesional de la materia.

El Departamento de Mantenimiento puede ser organizado de diferentes maneras: podemos clasificarlo por su robustez, por ejemplo, un departamento muy grande conformado por un número amplio de funcionarios, donde se tiene el concepto de que todas las actividades de mantenimiento y proyectos deben ser realizadas por el esta área, entre las limitaciones que tiene esta organización es en lo referente a costos, normalmente se tienen costos mayores que los de proveedores externos, no siempre se alcanza a cubrir todas las actividades y necesidades de sostenimiento y siempre se solicitan más recursos (físicos y humanos) en las instancias superiores.

Otra opción es un departamento minúsculo, siempre escaso de recursos, totalmente antagónico al anteriormente dicho.

Otra posibilidad, es la tendencia mundial de tener un departamento de mantenimiento reconcentrado, con el personal mínimo necesario para las actividades claves declaradas como no indiferentes que agregan valor y de un valor estratégico muy alto para la empresa en cuestión, donde las tareas de mantenimiento de menor valor agregado se subcontratan, las acciones de baja tecnología o de amplio conocimiento de mantenimiento se trasladan a operación con bajo riesgo de error, aquellas labores donde se disponga de proveedores

locales o internacionales con mayor valor agregado y/o tecnología que los que tiene la propia empresa se subcontrata con precios inferiores a los internos, el personal de mantenimiento que queda es de alto conocimiento técnico, y se destina principalmente a las tareas trascendentales de ingeniería de mantenimiento, este es el modelo más recomendado por su alto contenido técnico con mayor generación de valor y nivel de servicio, en general ofrece un alto grado de satisfacción al cliente interno (producción y operación) con la mayor oportunidad al menor costo posible.

3.3. Objetivos del mantenimiento

El diseño e implementación de cualquier sistema organizativo y su posterior informatización debe siempre tener presente que está al servicio de unos determinados objetivos. Cualquier sofisticación del sistema debe ser contemplada con gran prudencia en evitar, precisamente, de que se enmascaren dichos objetivos o se dificulte su propósito.

En el caso del mantenimiento su organización e información debe estar encaminada a la permanente consecución de los siguientes objetivos

- Optimización de la disponibilidad del equipo productivo
- Disminución de los costos de mantenimiento
- Optimización de los recursos humanos
- Maximización de la vida de la máquina

3.3.1. Objetivos del mantenimiento

El mantenimiento adecuado tiende a prolongar la vida útil de los bienes, y obtener un rendimiento aceptable de los mismos durante más tiempo y a reducir el número de fallas.

Se dice que algo falla cuando deja de brindarnos el servicio que debería darnos o cuando aparecen efectos indeseables, según las especificaciones de diseño con las que fue construido o instalado el bien en cuestión.

- Evitar, reducir, y en su caso, reparar, las fallas sobre los bienes precitados.
- Disminuir la gravedad de las fallas que no se lleguen a evitar.
- Evitar detenciones inútiles o paro de maquinaria.
- Evitar accidentes.
- Evitar incidentes y aumentar la seguridad para las personas.
- Conservar los bienes productivos en condiciones seguras y preestablecidas de operación.
- Balancear el costo de mantenimiento con el correspondiente al lucro cesante.
- Alcanzar o prolongar la vida útil de los bienes.

3.4. ¿Por qué hacer mantenimiento en una empresa?

Porque el mantenimiento representa una inversión que a mediano y largo plazo acarreará ganancias no solo para el empresario, a quien esta inversión se le revertirá en mejoras en su producción, sino también el ahorro que representa tener trabajadores sanos e índices accidentales bajos.

El mantenimiento representa un arma importante en seguridad laboral, ya que un gran porcentaje de accidentes son causados por desperfectos en los equipos que pueden ser prevenidos.

3.5. Finalidad del mantenimiento

Conservar la planta industrial con el equipo, los edificios, los servicios y las instalaciones en condiciones de cumplir con la función para la cual fueron proyectados con la capacidad y la calidad especificadas, pudiendo ser utilizados en condiciones de seguridad y economía de acuerdo a un nivel de ocupación y a un programa de uso definidos por los requerimientos de Producción.

3.6. Breve historia de la organización del mantenimiento

La necesidad de organizar adecuadamente el servicio de mantenimiento con la introducción de programas de mantenimiento preventivo y el control del mantenimiento correctivo hace ya varias décadas con base, fundamentalmente, al objetivo de optimizar la disponibilidad de los equipos productores.

Posteriormente, la necesidad de minimizar los costos propios de mantenimiento acentúa esta necesidad de organización mediante la introducción de controles adecuados de costos.

Más recientemente, la exigencia a que la industria está sometida de optimizar todos sus aspectos, tanto de costos, como de calidad, como de cambio rápido de producto, conduce a la necesidad de analizar de forma sistemática las mejoras que pueden ser introducidas en la gestión, tanto técnica como económica del mantenimiento. Es la filosofía de la terotecnología. Todo ello ha

llevado a la necesidad de manejar desde el mantenimiento una gran cantidad de información.

Una organización de mantenimiento puede ser de diversos tipos, pero en todos ellos aparecen los tres componentes siguientes:

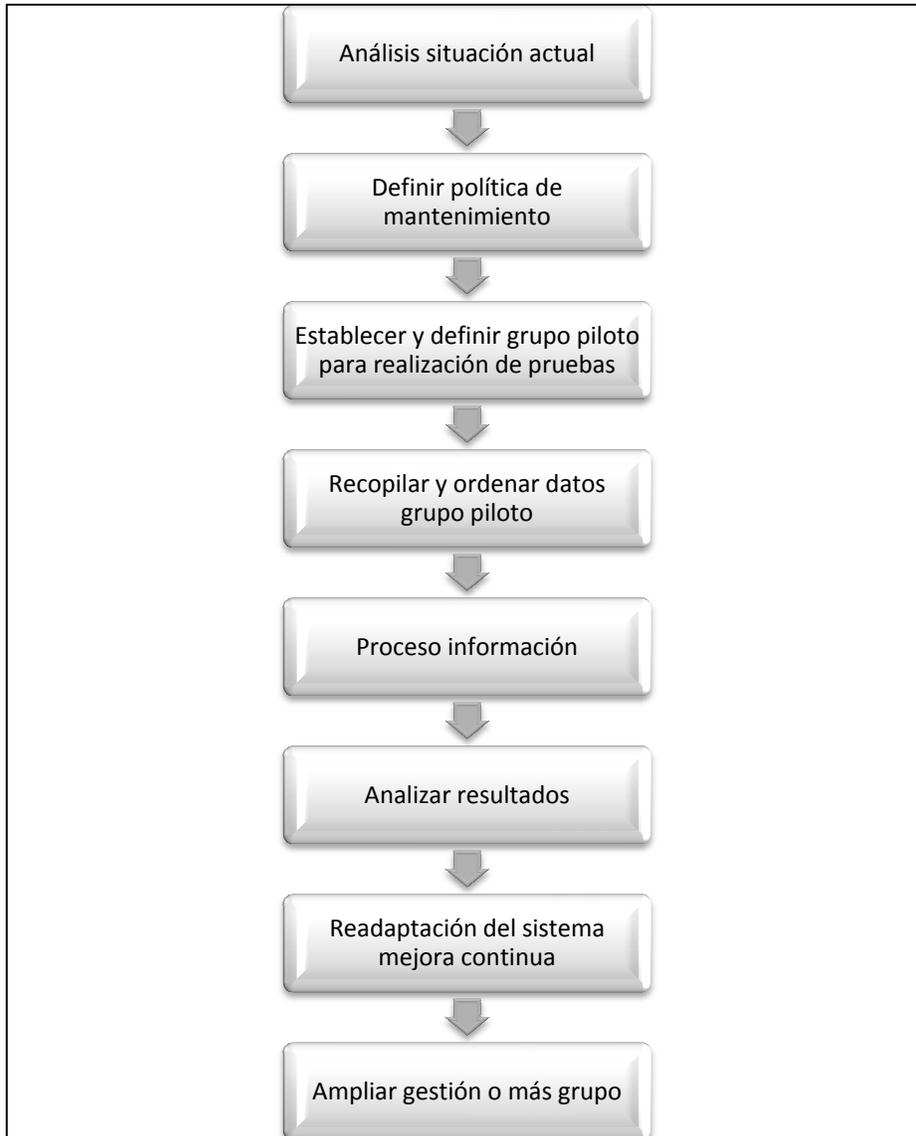
- Recursos: comprende personal, repuestos y herramientas, con un tamaño, composición, localización y movimientos determinados.
- Administración: una estructura jerárquica con autoridad y responsabilidad que decida que trabajo se harán, y cuando y como debe llevarse a cabo.
- Planificación del trabajo y sistema de control: un mecanismo para planificar y programar el trabajo, y garantizar la recuperación de la información necesaria para que el esfuerzo de mantenimiento se dirija correctamente hacia el objetivo definido

La totalidad del sistema de mantenimiento es un organismo en continua evolución, cuya organización necesitará una modificación continua como respuesta a unos requisitos cambiantes. Como el objetivo principal de la organización es hacer corresponder los recursos con la carga de trabajo, es preciso considerar estas características antes de detallar los tres componentes básicos mencionados.

3.7. Método implementación gestión mantenimiento

A continuación se plantea el método para implementar el mantenimiento propuesto, indicando cada una de las etapas del mismo (ver figura 22).

Figura 22. **Método implementación gestión mantenimiento**



Fuente: elaboración propia.

3.8. Tipos de mantenimiento

Existen básicamente cuatro tipos de mantenimiento, el predictivo, preventivo, correctivo y proactivo; tienen características diferentes, pero con el mismo objetivo del mantenimiento, el mantener constante la operación y funcionamiento de los equipos, estos tipos de mantenimiento serán descritos en los próximos párrafos.

3.8.1. Mantenimiento predictivo

Este tipo de mantenimiento se basa en predecir la falla antes de que esta se produzca. Se trata de conseguir adelantarse a la falla o al momento en que el equipo o elemento deja de trabajar en sus condiciones óptimas. Para conseguir esto se utilizan herramientas y técnicas de monitores de parámetros físicos.

- Historia

Durante los años 60 se inician técnicas de verificación mecánica a través del análisis de vibraciones y ruidos si los primeros equipos analizadores de espectro de vibraciones mediante la FFT (Transformada rápida de Fourier), fueron creados por Bruel Kjaer.

- Ventajas
 - La intervención en el equipo o cambio de un elemento.
 - Obliga a dominar el proceso y a tener unos datos técnicos, que comprometerá con un método científico de trabajo riguroso y objetivo.

- Desventajas
 - La implantación de un sistema de este tipo requiere una inversión inicial importante, los equipos y los analizadores de vibraciones tienen un costo elevado. De la misma manera se debe destinar un personal a realizar la lectura periódica de datos.
 - Se debe tener un personal que sea capaz de interpretar los datos que generan los equipos y tomar conclusiones en base a ellos, trabajo que requiere un conocimiento técnico elevado de la aplicación.
 - Por todo ello la implantación de este sistema se justifica en máquina o instalaciones donde los paros intempestivos ocasionan grandes pérdidas, donde las paradas innecesarias ocasionen grandes costos.

3.8.2. Mantenimiento preventivo

Este tipo de mantenimiento surge de la necesidad de rebajar el correctivo y todo lo que representa. Pretende reducir la reparación mediante una rutina de inspecciones periódicas y la renovación de los elementos dañados, si la segunda y tercera no se realizan, la tercera es inevitable.

- Historia

Durante la segunda guerra mundial, el mantenimiento tiene un desarrollo importante debido a las aplicaciones militares, en esta evolución el mantenimiento preventivo consiste en la inspección de los aviones antes de cada vuelo y en el cambio de algunos componentes en función del número de horas de funcionamiento.

- Características

Básicamente consiste en programar revisiones de los equipos, apoyándose en el conocimiento de la máquina en base a la experiencia y los datos históricos obtenidos de las mismas. Se confecciona un plan de mantenimiento para cada máquina, donde se realizarán las acciones necesarias, engrasan, cambian correas, desmontaje, limpieza, etc.

- Ventajas

- Si se hace correctamente, exige un conocimiento de las máquinas y un tratamiento de los históricos que ayudará en gran medida a controlar la maquinaria e instalaciones.
- El cuidado periódico conlleva un estudio óptimo de conservación con la que es indispensable una aplicación eficaz para contribuir a un correcto sistema de calidad y a la mejora continua.
- Reducción del correctivo representará una reducción de costos de producción y un aumento de la disponibilidad, esto posibilita una planificación de los trabajos del departamento de mantenimiento, así como una previsión de los recambios o medios necesarios.
- Se concreta de mutuo acuerdo el mejor momento para realizar el paro de las instalaciones con producción.

- Desventajas

- Representa una inversión inicial en infraestructura y mano de obra. El desarrollo de planes de mantenimiento se debe realizar por técnicos especializados.

- Si no se hace un correcto análisis del nivel de mantenimiento preventivo, se puede sobrecargar el costo de mantenimiento sin mejoras sustanciales en la disponibilidad.
- Los trabajos rutinarios cuando se prolongan en el tiempo produce falta de motivación en el personal, por lo que se deberán crear sistemas imaginativos para convertir un trabajo repetitivo en un trabajo que genere satisfacción y compromiso, la implicación de los operarios de preventivo es indispensable para el éxito del plan.

3.8.3. Mantenimiento correctivo

Este se encarga de la reparación propiamente, pero eliminando las causas que han producido la falla.

Suelen tener un almacén de recambio, sin control, de algunas cosas hay demasiado y de otras quizás de más influencia no hay piezas, por lo tanto es caro y con un alto riesgo de falla.

Mientras se prioriza la reparación sobre la gestión, no se puede prever, analizar, planificar, controlar ni rebajar costos.

La principal función de una gestión adecuada del mantenimiento consiste en rebajar el correctivo hasta el nivel óptimo de rentabilidad para la empresa.

El correctivo no se puede eliminar en su totalidad por lo tanto una gestión correcta extraerá conclusiones de cada parada e intentará realizar la reparación de manera definitiva ya sea en el mismo momento o programado un paro, para que esa falla no se repita.

Es importante tener en cuenta en el análisis de la política de mantenimiento a implementar, que en algunas máquinas o instalaciones el correctivo será el sistema más rentable.

- Historia

A finales del siglo XVIII y comienzo del siglo XIX durante la revolución industrial, con las primeras máquinas se iniciaron los trabajos de reparación, el inicio de los conceptos de competitividad de costos, planteo en las grandes empresas, las primeras preocupaciones hacia las fallas o paro que se producían en la producción. Hacia los años 20, ya aparecen las primeras estadísticas sobre tasas de falla en motores y equipos de aviación.

- Ventajas

- Si el equipo está preparado la intervención en el fallo es rápida y la reposición en la mayoría de los casos será con el mínimo tiempo.
- No se necesita una infraestructura excesiva, un grupo de operarios competentes será suficiente, por lo tanto, el costo de mano de obra será mínimo, será más prioritaria la experiencia y la pericia de los operarios, que la capacidad de análisis o de estudio del tipo de problema que se produzca.
- Es rentable en equipos que no intervienen de manera instantánea en la producción, donde la implantación de otro sistema resultaría poco económico.

- Desventajas
 - Se producen paradas y daños imprevisibles en la producción que afectan a la planificación de manera incontrolada.
 - Se suele producir una baja calidad en las reparaciones debido a la rapidez en la intervención, y a la prioridad de reponer antes que reparar definitivamente, por lo que produce un hábito a trabajar defectuosamente, sensación de insatisfacción e impotencia, ya que este tipo de intervenciones a menudo generan otras al cabo del tiempo por mala reparación por lo tanto será muy difícil romper con esta inercia.

3.8.4. Mantenimiento proactivo

El mantenimiento proactivo es una táctica de mantenimiento, dirigida fundamentalmente a la detección y corrección de las causas que generan el desgaste y que conducen a la falla de la maquinaria. Una vez que las causas que generan el desgaste han sido localizadas, no se debe permitir que éstas continúen presentes en la maquinaria, ya que de hacerlo, su vida y desempeño se ven reducidos. La longevidad de los componentes del sistema depende de que los parámetros de causas de falla sean mantenidos dentro de límites aceptables, utilizando una práctica de detección y corrección de las desviaciones según el programa de proactivo. Límites aceptables significa que los parámetros de causas de falla están dentro del rango de severidad operacional que conducirá a una vida aceptable del componente en servicio.

El proactivo se define como la metodología en la cual el diagnóstico y las tecnologías de orden predictivo son empleados para lograr aumentos significativos de la vida de los equipos y disminuir las tareas de mantenimiento,

con el fin de erradicar o controlar las causas de fallas de las máquinas. Mediante este mantenimiento lo que se busca es la causa raíz de la falla, no sólo el síntoma. El proactivo representa el próximo paso en la evolución hacia un mantenimiento planeado y dentro de este procedimiento el personal de mantenimiento lleva estadísticas específicas sobre los equipos por monitorear para cumplir con los requerimientos necesarios.

La táctica proactiva evita elevados costos de inversión en mantenimiento de maquinaria y en la reposición de la misma. Haciendo una analogía con el cuerpo humano, imagínese poder localizar y eliminar una enfermedad mucho antes de que los síntomas aparezcan en el cuerpo, lo que ahorra dinero en cuentas de hospitales y médicos y mantiene al paciente en buen estado de salud por un largo periodo de tiempo. Esta es la ventaja del proactivo sobre otras tácticas.

La revista: Fluidos, oleohidráulica, neumática y automatización, de la organización Oiltech Análisis, en su artículo titulado: Mantenimiento proactivo de sistemas mecánicos lubricados, publica:

"La causa raíz de las fallas resulta a partir de que una o más condiciones del sistema no estén normales, y causa una situación inestable en éste. Las condiciones no estándares que dan lugar a las fallas en sistemas mecánicos son las siguientes: excesiva contaminación del fluido, fugas del fluido, inestabilidad química, inestabilidad física, cavitaciones, inestable temperatura del fluido, condiciones severas de desgaste, desbalanceo, desalineación, deformación de materiales, entre otros. Si se asume que el fabricante diseña y construye la máquina en forma correcta, cualquier falla en la máquina puede ocurrir sólo cuando una de las causas raíz enunciadas anteriormente suceda. Por lo tanto, la falla condicional depende totalmente de la existencia de una o más causas

raíces en estado inestable en el sistema, en este estado condicional no se produce todavía una degradación del material: por lo tanto, el usuario no puede emplear ningún instrumento avanzado o técnico específico de mantenimiento (desgaste, vibraciones, etc.) que pueda predecir o detectar condiciones no estándares en el sistema. El usuario puede arreglar el estado inestable de las causas raíces de las fallas mediante técnicas proactivas. Como además no ha ocurrido ningún problema en el material, el usuario puede eliminar la causa de la inestabilidad y romper la cadena que conduce a la falla catastrófica.

Cuando ocurre una falla incipiente, se produce una degradación de material, pero no se alcanza un estado en el cual el sistema se vea afectado. En otras palabras, el operario no es consciente de la pérdida de productividad del sistema. La única evidencia de la degradación del material que puede prevenir el desgaste, el ruido y/o las vibraciones es la metodología proactiva.

Si el usuario no ha corregido las causas raíces de la falla detectada, ésta es inminente. En este estado de falla el material se encuentra dañado y el rendimiento de la máquina es bajo. Cuando la máquina alcanza este estado, el operario debe programar acciones planeadas de mantenimiento lo más pronto posible para evitar averías por rotura e intervenciones no planeadas. En el caso de ignorar cualquier degradación del material o pérdida de rendimiento lo más probable es que ocurra una falla en forma precipitada de la máquina. Este es un estado en el cual la degradación del material llega a ser grande, los elementos irreparables y la pérdida de comportamiento alta. En estas condiciones, la falla está al alcance de la mano y el sistema debe ser parado y revisado.

Finalmente, si se continúa la operación del equipo, se produce la falla catastrófica, donde la máquina pierde la funcionalidad y se requiere una

reparación mayor de carácter urgente para que pueda volver a producir bienes o servicios.”¹

El mantenimiento proactivo utiliza las acciones correctivas de acuerdo con la criticidad encontrada y con sus efectos potenciales en los sistemas desarrolla acciones predictivas y preventivas de mantenimiento para detectar y analizar las causas de falla. A su vez, estas acciones incluyen un rediseño o modificación de los equipos para prevenir o eliminar los problemas una vez ocurran.

Proactivo recibe mucha atención en el mundo entero como uno de los medios más importantes para lograr abonos insuperables por técnicas convencionales de mantenimiento. Al sustituir una filosofía reactiva del mantenimiento por una proactiva se evita seguir en las condiciones no estándares de falla y el desgaste prematuro de los equipos.

Los tres pasos para la implementación de la táctica proactiva, según Tribology Dora Handbook con el fin de lograr el éxito de la aplicación y lograr sus inmensos beneficios, son:

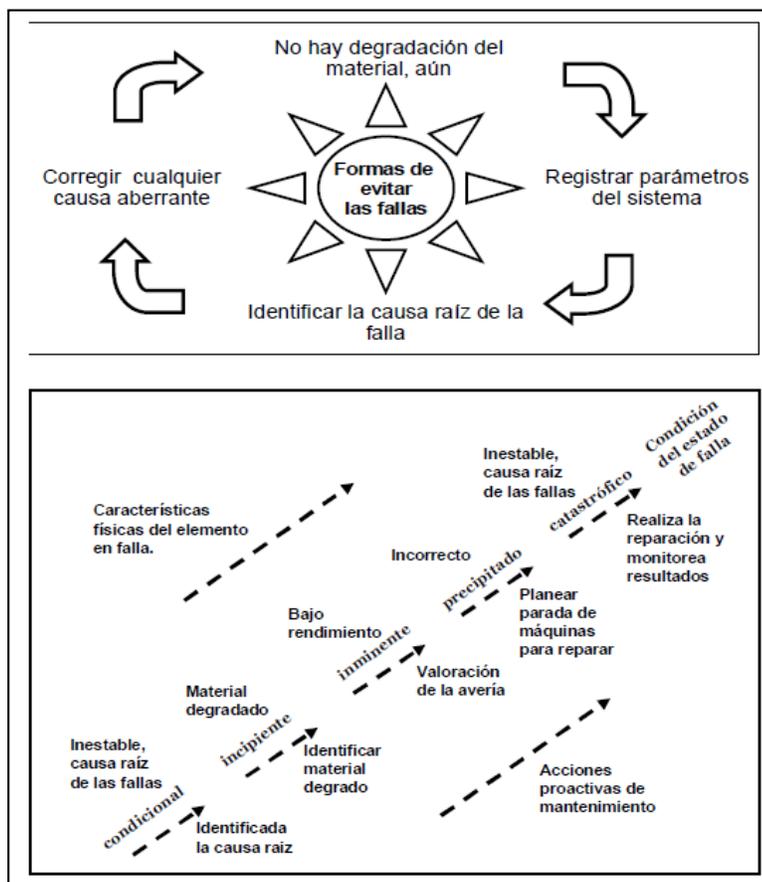
- Fijar metas o estándares basados en el análisis de causa raíz de las fallas; ya que por definición proactivo implica constante análisis, monitoreo y control de las fallas y de su causa raíz.
- Mantener el control de la causa raíz y conservarla en el tiempo de una manera sostenible es el segundo paso.
- El tercer paso es la permanente vigilancia microscópica de los elementos de control de la causa raíz, manteniéndola dentro de las condiciones estándares y evitando de una manera disciplinada que ésta salga de ella.

¹ Oiltech Análisis, Mantenimiento proactivo de sistemas mecánicos lubricados. p. 12

SKF enumera cuatro pasos en las aplicaciones de la táctica proactiva:

- Establecimiento de un sistema planeado de mantenimiento basado en confiabilidad y en el recurso humano, con utilización intensiva de métodos predictivos y preventivos.
- Diagnósticos y análisis de la causa raíz.
- Mejora a través de indicadores clave de rendimiento.
- Proceso de medición, revisión y monitoreo integral de la gestión y operación.

Figura 23. **Ciclo de vida del mantenimiento proactivo**



Fuente: Oiltech Analysis, *Mantenimiento proactivo de sistemas mecánicos lubricados*. p. 366.

Los principales objetivos del mantenimiento proactivo son identificar y eliminar las causas básicas, inmediatas y raíces de las fallas. Es una táctica que trata de frenar las causas inmediatas por fallas incipientes en los sistemas o máquinas. El operario puede revisar todos los parámetros para determinar la estabilidad de la máquina e identificar si existen condiciones de falla. Es realmente una nueva dimensión dentro de la tecnología del mantenimiento. Requiere que el personal tenga un alto nivel de conocimiento y familiarización con la máquina. El personal debe entender los principios de funcionamiento y características de la máquina, con el objetivo de identificar las causas raíces de la falla.

En otras palabras, el personal de mantenimiento debe estar entrenado para reconocer condiciones defectuosas de funcionamiento. El resultado que produce la implantación de una táctica proactiva, es que crea en la empresa un cambio en la conducta y es el generador de innumerables ahorros para las empresas, con lo cual sufraga su instalación e implementación y genera situaciones positivas como: mejor imagen del cliente, mayor garantía de calidad de los equipos, superior confiabilidad en los equipos, alta seguridad y gran economía en los costos.

Las tareas proactivas están en el nivel dos de mantenimiento, el tratamiento de la táctica proactiva se logra al aplicar los conceptos enunciados con todas sus reglas, normas y condiciones expuestas en el nivel tres de mantenimiento.

4. INTRODUCCIÓN AL MANTENIMIENTO PROACTIVO

4.1. Definición

En esta estrategia de mantenimiento se identifican y corrigen las causas raíz de las fallas de la máquina. Se pretende maximizar su vida útil operativa.

El aumento de la vida operativa de la máquina a través de una estrategia de mantenimiento proactivo, indudablemente disminuye los costos de mantenimiento y aumenta la productividad de la planta. Sin embargo, en la práctica en muchas empresas no se ha logrado los resultados esperados por falta de personal capacitado en el tema.

La mayor reducción en el presupuesto de mantenimiento viene de la aplicación de tres principios:

- Por cada falla hay una causa.
- Siempre hay una mejor manera de hacerlo o un mejor producto para usar.
- Si otra empresa similar puede obtener mejores resultados, nosotros también podemos (*benchmarking*).

El mantenimiento proactivo está basado en tres principios:

- Mejorar los procedimientos antes de que causan fallas
- Evitar paradas del equipo para mantenimiento correctivo
- Aumentar el intervalo entre intervalos para mantenimiento preventivo

4.1.1. Causa – efecto

Es aceptado que las piezas se gastan o se rompen, se reparan y vuelve a suceder lo mismo, sin pensar que las piezas no se rompen por sí mismas. Ocurre por descuido, sobrecarga, contaminación, temperatura, exceso de vibraciones, falta de lubricación u otras causas. Si eliminamos la causa, podrá postergarse la falla.

Un estudio hecho en los EE.UU. donde recorrieron 1,3 millones de kilómetros sobre asfalto con grietas y asfalto nuevo en una pista de pruebas, se encontró un aumento de 1 000 por ciento en la fatiga de muelles en el asfalto con grietas y una reducción de 4,5 por ciento en el consumo de combustible y la fuerza expendida por el motor cuando caminó sobre el asfalto nuevo. Este estudio demuestra algo difícil para corregir cuando no se controla la condición del asfalto, pero ayuda a programar las rutas.

Este mantenimiento tiene como fundamento los principios de: solidaridad, colaboración, iniciativa propia, sensibilización, trabajo en equipo, de modo tal que todos los involucrados directa o indirectamente en la gestión del mantenimiento deben conocer la problemática del mantenimiento, es decir, que tanto técnicos, profesionales, ejecutivos, y directivos deben estar conscientes de las actividades que se llevan a cabo para desarrollar las labores de mantenimiento.

Cada individuo desde su cargo o función dentro de la organización, actuará de acuerdo a este cargo, asumiendo un rol en las operaciones de mantenimiento, bajo la premisa de que se debe atender las prioridades del mantenimiento en forma oportuna y eficiente. El mantenimiento proactivo implica contar con una planificación de operaciones, la cual debe estar incluida

en el plan estratégico de la organización. Este mantenimiento a su vez, debe brindar indicadores (informes) hacia la gerencia, respecto del progreso de las actividades, los logros, aciertos, y también errores.

4.2. Estrategias

Para alcanzar tan ambiciosas metas, se implementa un programa general, que se divide en subprogramas, paso a paso, con tareas específicas, desarrolladas con pequeños grupos, de acuerdo a técnicas desarrolladas primero por la industria japonesa en los años 80 y luego adaptadas por la industria norte americana y difundida a otros países.

4.3. Programa de mantenimiento autónomo

Enfocado en el mejoramiento del equipo, tomándolo desde el estado de deterioro en que se encuentre, para ir mejorándolo lenta, pero ininterrumpidamente, hasta dejarlo como nuevo y luego mejorado en su diseño y automatización. El equipo se limpia lentamente para ir buscando defectos y para entrenarse en el conocimiento del equipo y de técnicas de mantenimiento. Luego viene un programa de inspección planificada y corrección de la causa raíz de los daños. Sigue un programa de lubricación específica para el equipo donde la identificación visual de los puntos de lubricación y la estandarización de lubricantes es lo más importante. Siguen programas de redacción de estándares de mantenimiento. Enfoque en la calidad del mantenimiento.

Programas específicos de seguridad industrial y de protección ambiental. Se entrena al personal para que sea autosuficiente para que luego de 1 o 2 años, cada persona haga las labores de mejoramiento sin necesidad de supervisión y con amplia autonomía. Se requiere, desde luego, programas de

auditoría de mantenimiento y de gestión. También de parar de forma programada los equipos y dedicar recursos para mejorar apoyo de técnicos especialistas y entrenamiento. Pero lo más importante es el compromiso real de todos los empleados y especialmente de los directivos y dueños de la empresa.

4.4. Programa de mejoramiento de producción

Se encuentra enfocado a eliminar las 16 grandes pérdidas identificadas en el proceso de producción:

- Por faltas frecuentes del equipo
- En ajustes y puesta a punto
- En tiempo por cambio de dispositivos
- En arranque inicial
- Por paradas menores
- Por reducción de velocidad de las máquinas
- Por defectos
- Por retrabajos
- Tiempos perdidos en despeje de líneas
- Por mal manejo administrativo
- Por tiempos y movimientos
- Por distribución de personal
- Logísticas en compras
- En ajustes, defectos de calidad
- Por uso inadecuado de energía y otros servicios
- Por uso de herramientas y dispositivos inadecuados

Habrá un grupo interdisciplinario compuesto por personal administrativo, encargado del análisis y solución de estos problemas a través de técnicas y gráficas de control, seguimiento y definición de metas.

4.5. Programa de manejo inicial del equipo

Se deben fijar los procedimientos escritos adecuados para la compra, puesta en marcha y operación de los equipos de la empresa, para garantizar que no se dañen en el arranque, que los encargados del equipo aprendan a operarlo hasta en su más mínimo detalle y sepan dar el mantenimiento adecuado.

4.6. Programa de liderazgo

Crea y entrena líderes de actividades de mantenimiento y gestión. Cada persona de la organización debe ser líder, al menos de un proyecto o programa.

4.7. Programa de mantenimiento progresivo

Implementa tecnologías y conceptos de mantenimiento predictivo, de mantenimiento sistémico, de mantenimiento correctivo planeado y de mantenimiento preventivo.

4.8. Programa de organización de recursos humanos

Define las políticas de perfil para contratación de empleados, capacitación y curvas salariales acordes con el desempeño y aporte de los empleados a la organización.

Algunas empresas que han adoptado el mantenimiento proactivo pagan el 85 por ciento del sueldo como salario básico o según conocimiento y experiencia y el 15 por ciento o según eficiencia conseguida por la empresa como conjunto. Todo el personal está atento a seguir y mejorar diariamente los índices de eficiencia porque se reflejará en su sueldo mensual.

4.9. Programa de educación y entrenamiento

De acuerdo a las necesidades detectadas en las reuniones de mantenimiento autónomo y de otros programas, los mismos empleados solicitan qué capacitación requieren. No se trata de formar inicialmente especialistas mecánicos o eléctricos o administradores, sino dar la formación práctica básica, que realmente se requiera para mantener un determinado equipo o liderar con éxito un programa específico. Normalmente personas de la misma empresa dan los entrenamientos asesorados por especialistas.

4.10. Programas de calidad del mantenimiento

Se enfoca al análisis de indicadores de gestión de mantenimiento, como: órdenes de trabajo ejecutadas vs órdenes recibidas, tiempos de paro de equipo vs horas producidas, tiempos entre fallas, costos de mantenimiento vs costos de producción, horas de mantenimiento preventivo vs horas de correctivo, etc.

4.11. Programas específicos de seguridad, ambiental y buenas prácticas

Cada grupo de mantenimiento autónomo define y pone por escrito usando gráficos los procedimientos seguros, no contaminantes y de buenas prácticas de manufactura antes de iniciar un procedimiento de mantenimiento y lo estandarizan para que no se malgaste tiempo en volverlo a redactar en prácticas

similares. Sin embargo, debe existir un grupo de especialistas internos o externos que asesoren en la implementación y seguimiento de este programa.

4.12. Mantenimiento proactivo en oficinas y administración

Se aplica igual que para producción, considerando que el producto de gestión administrativa es el manejo de información contable y de recursos humanos. Similar que en producción se basa en las 5 S (está implementado de acuerdo a información de ejecutivos):

- Seleccionar y ordenar
- Situar y organizar
- Sanear y limpiar
- Sostener y estandarizar
- Seguir y disciplinar

Se empieza con la limpieza y organización de escritorios y archivos, eliminando lo innecesario y utilizando el computador, para disminuir al máximo el material escrito visible, cuyos registros de respaldo se archivarán en discos compactos o irán a archiveros. Las comunicaciones entre empleados serán por correo electrónico,

Realizar una modificación de las instalaciones para trabajar en el ambiente más agradable posible, buscando la máxima eficiencia de los Empleados.

4.13. ¿Por qué implementar mantenimiento proactivo?

Hay tres razones principales por las que la mayoría de empresas han adoptado los programas de mantenimiento proactivo:

4.13.1. Resultados tangibles significativos

Luego de una inversión en tiempo, recursos humanos y financieros se logra una drástica reducción de datos en los equipos, minimización de tiempos en vacío y pequeñas paradas, disminución de defectos de calidad, elevación de la productividad, reducción de los costos de personal, inventarios y accidentes.

4.13.2. Transformación del entorno de la planta

A través del mantenimiento proactivo una planta sucia, deshechos regados, líneas eléctricas en mal estado, aire comprimido y desperdicios, puede transformarse en un entorno de trabajo grato y seguro. Los clientes y visitantes quedan gratamente impresionados por estos cambios y aumenta su confianza en los productos (en este caso la energía eléctrica) y en la calidad de la gestión de la empresa.

4.13.3. Transformación de los trabajadores de la planta

A medida que las actividades de mantenimiento proactivo empiezan a rendir resultados concretos; los trabajadores se motivan aumenta su integración en el trabajo y proliferan las sugerencias de mejora.

4.14. Mantenimiento total productivo TPM (*Total Productive Maintenance*)

El mantenimiento total productivo no es una forma nueva de hacer mantenimiento, es una filosofía o forma de pensar, que cambia nuestras actitudes en la búsqueda de la eficiencia y mejora continua de la maquinaria y de su entorno.

Está orientado en 3 principios básicos:

TPM = principio preventivo + principio cero defectos + participación de todos

El principio preventivo implica implementar todos los programas y buscar los recursos necesarios para prevenir lo siguiente:

- Los equipos fallen
- Que ocurran problemas
- Que se presenten pérdidas de cualquier tipo
- Que se presenten accidentes
- Que se presenten defectos de calidad

El principio cero defectos implica implementar todos los programas y buscar los recursos necesarios para lograr.

- Cero defectos: 100 por ciento productos de calidad.
- Cero paradas de equipos: cero paradas no planeadas.
- Cero incidentes.
- Cero desperdicios: ningún retrabajo, ninguna pérdida de tiempo. Uso efectivo de las destrezas y recursos.

Participación de todos implica: involucrar a todo el personal de la empresa en las múltiples tareas que se derivan de los programas de TPM.

Todos trabajarán como un solo equipo tras una meta común, que es la licencia en todas las actividades y en la búsqueda de la mejora continua de las máquinas. Cada persona será líder de un proyecto o tarea específica, con roles que se pueden intercambiar según las necesidades de los programas de TPM.

El mantenimiento total productivo está soportado en 10 grandes pilares o programas generales:

- Liderazgo
- Organización
- Enfoque en el mejoramiento continuo
- Mantenimiento autónomo
- Mantenimiento progresivo
- Educación y entrenamiento
- Manejo inicial del equipo
- Calidad del mantenimiento.
- Administración y soporte: TPM de oficinas
- Higiene, seguridad industrial y manejo ambiental

4.14.1. Administración y soporte: TPM de oficinas

Se basa específicamente en la técnica de las 5 S y el seguimiento al plan actual.

Similarmente al mantenimiento total productivo (TPM) enfocado a producción, el TPM administrativo se basa en la implementación de las 5 S o 5 etapas de mejoramiento:

4.14.2. Etapa 1: *Seiri* (ordenar y seleccionar)

Retirar del sitio todos los objetos que no son necesarios, dejando únicamente lo necesario, en las cantidades necesarias y, solo cuando es necesario.

4.14.3. Etapa 2: *Seiton* (organizar y situar)

Es el arreglo de los elementos necesarios, de manera que sean fáciles de usar y estén marcados de tal forma que sean fáciles de encontrar y quitar.

4.14.4. Etapa 3: *Seiso* (limpiar y sanear)

Eliminar cualquier desperdicio, suciedad o material extraño al sitio de trabajo, logrando:

- Mantener limpio los equipos y mejorar su eficiencia
- Mantener limpios las paredes, pisos y los elementos del área
- Detectar y eliminar los focos de generación de suciedad y contaminación

4.14.5. Etapa 4: *Seiketsu* (sostener y estandarizar)

Es el estado que existe cuando las tres primeras etapas son mantenidas, ayudando a:

- Mejorar el entorno del trabajo.
- Mantener cero accidentes.
- Mantener las tres primeras S, para establecer procedimientos de estandarización.

4.14.6. Etapa 5: *Shitsuke* (disciplinar y seguir)

Es hacer de los procedimientos correctos de limpieza y mantenimiento un hábito y así lograr:

- Sostener y promover mejoramientos
- Estricto cumplimiento de acciones
- Disminuir errores y tiempos
- Mejorar las relaciones humanas
- Desarrollar el medio para futuros mejoramientos

Además de estas, anteriormente mencionadas, se pueden agregar otras S, las relacionadas con la mejora de uno mismo:

4.14.7. *Shikari* (constancia)

Es la capacidad de toda persona para mantenerse firme en una línea de acción. La voluntad de lograr una meta. La constancia en una actividad: mente positiva para el desarrollo de hábitos y lucha por alcanzar un objetivo. *Shikari* significa perseverancia para el logro de algo, pero esa perseverancia nace del convencimiento y entendimiento de que el fin buscado es necesario, útil y urgente para la persona y para la sociedad.

4.14.8. *Shitsukoku* (compromiso)

Es cumplir con lo pactado. Cuando se empeña la palabra se hace todo lo posible por cumplir. Es la ética que se desarrolla en los lugares de trabajo a partir de una alta moral personal.

Además se encuentran las S relacionadas con la organización y la empresa:

4.14.9. *Seishoo* (coordinación)

Esta S tiene que ver con la capacidad de realizar un trabajo con método y teniendo en cuenta las demás personas que integran el equipo de trabajo. Busca aglutinar los esfuerzos para el logro de un objetivo establecido.

4.14.10. *Seido* (sincronización)

Seido implica normalizar el trabajo, debe existir un plan de acción, normas específicas que indiquen lo que cada persona debe realizar. Los procedimientos y estándares ayudarán a armonizar el trabajo.

4.15. Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo no es un método o procedimiento que se deba seguir al pie de la letra. Es más bien una ideología que formula unos principios básicos que cada persona interpreta y adecúa a sus propias necesidades, según el tipo de empresa y de equipos, pero siguiendo los siguientes principios básicos:

4.16. Principios básicos de mantenimiento preventivo

Consiste en inspecciones programadas para buscar evidencia de falla de equipos o instalaciones, para corregirlas en un lapso de tiempo que permita programar la reparación sin que haya paros imprevistos.

Actividades repetitivas de inspección, lubricación, calibraciones, ajustes y limpieza.

Programación de esas actividades repetitivas con base a frecuencias diarias, semanales, quincenales, mensuales, anuales, etc.

Programación de actividades repetitivas en fechas calendario perfectamente definidas, siguiendo la programación de frecuencias de actividades, que deberán respetarse o reprogramarse en casos excepcionales.

Control de esas actividades repetitivas con base a formatos de ficha técnica, órdenes o solicitud de trabajo, hoja de vida, programa de inspección, programa de lubricación, programa de calibraciones, etc.

4.17. Ventajas de un programa de mantenimiento preventivo

Un programa de mantenimiento preventivo tiene entre otras, las siguientes ventajas:

- Con el tiempo se disminuyen los paros imprevistos de equipos, que son reemplazados por paros programados.
- Mejora la eficiencia de los equipos y, por lo tanto de la producción.
- Mejora la imagen del Departamento de Mantenimiento, al entregar reparaciones más confiables.
- Después del tiempo de estabilización del programa, se obtienen una reducción real de costos:
 - Al disminuir las fallas repetitivas.
 - Por disminución de duplicación de reparaciones: una para corregir el equipo y otra para repararlo adecuadamente.
 - Por disminución de grandes reparaciones, al programar oportunamente las fallas incipientes.

- Por mejor control del trabajo debido a la utilización de programas y procedimientos adecuados.
- Menores costos de producción por menos cantidad de productos defectuosos, debido a la correcta graduación de los equipos.
- Por disminución de los pagos por tiempo extra al disminuir los paros intempestivos.
- Por disminución de accidentes durante la ejecución de mantenimientos, debido al trabajo programado según procedimientos escritos y no trabajos de emergencia bajo alta presión, para entregar el equipo lo más pronto posible.

4.18. Limitaciones del mantenimiento preventivo

No obstante, el mantenimiento preventivo tiene ciertas limitaciones:

- Inicialmente pueden aumentarse aparentemente los costos de mantenimiento, debido a que se deben seguir programas de frecuencias y fechas calendario que antes no se llevaban a cabo, sino que se trabajaba hasta que el equipo se dañara. Igualmente los costos de lubricantes y otros insumos, posiblemente aumenten, ya que anteriormente no se gastaban con la frecuencia requerida para lograr el correcto funcionamiento del equipo.
- Generan costos administrativos por rediseño de formatos, registro de equipos, búsqueda de información consignación de datos, programación., etc. Posiblemente se requiera como mínimo, una persona adicional para encargarse de esas labores.

- Cuando se requieran operarios para desarrollar trabajos de mantenimiento correctivo, al comienzo del programa preventivo, estos pueden estar ocupados en trabajos programados de mantenimiento preventivo.
- Posiblemente se debe parar más veces la producción que antes, al menos inicialmente, para cumplir los programas de inspecciones, lubricación etc. Sin embargo, estos paros serán programados, permitiendo a producción adecuar sus propios programas con la debida anticipación.
- Como no todos los equipos se pueden incluir inicialmente en un programa preventivo, cuando fallen algunos y se deba realizar mantenimiento correctivo, se pueden generar críticas destructivas del programa.
- Si no se respetan las fechas y frecuencias programadas, el programa no funcionará.
- El líder de un programa preventivo debe tener una excelente comunicación y relaciones con todos los departamentos de la empresa, si no se cumple esta condición será muy difícil sacar adelante el programa.
- No se pueden esperar resultados importantes hasta después de 1 año de implementación de un programa de mantenimiento preventivo.

4.19. Establecer el programa de mantenimiento preventivo

Para establecer con éxito un programa de mantenimiento preventivo, se deberán tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Recoger toda la información histórica posible de tiempo de paro de las máquinas. Para poder establecer bases contra las que se puedan comparar los beneficios del programa preventivo a desarrollar.
- Realizar un examen detallado de todos los equipos para determinar:
 - Qué equipos requieren tanto mantenimiento correctivo programado, que justifiquen más bien su reemplazo u obsolescencia.
 - Qué equipos formarán parte del programa inicial de mantenimiento preventivo.
 - Qué trabajos se deben efectuar.
 - Cuál sería el costo del mantenimiento correctivo programado para los equipos seleccionados.
 - Cuál sería el tiempo y las necesidades de personal para realizar el mantenimiento correctivo programado y el preventivo programado.
- Realizar mantenimiento correctivo programado inicial, a los equipos seleccionados, para que una vez iniciado el programa preventivo, no empiecen a fallar intempestivamente y alteren totalmente las frecuencias y fechas programadas de trabajos.
- Establecer costos separados del programa de actualización de equipos o mantenimiento correctivo programado inicial.
- Realizar la cedulación es decir, dar un número de identificación a todos los equipos de la planta, de acuerdo a unas normas previamente establecidas.

- Seleccionar los equipos que entrarán en el programa de mantenimiento preventivo, dejando el resto de equipos, con la forma tradicional de mantenimiento que se esté llevando hasta ese momento.
- Diseñar los formatos de ficha técnica, órdenes de trabajo, hoja de vida, formato de cómo realizar una inspección, de programación de inspecciones, de programación de lubricación, de programación de calibraciones, etc.
- Realizar un programa inicial de frecuencias y fechas calendario para las actividades repetitivas de mantenimiento preventivo, para los equipos seleccionados, de unos 6 meses de duración, al final de los cuales se evaluarán los resultados del programa contra el histórico de paros de los equipos, para introducir los correctivos necesarios, o para incluir nuevos equipos.

4.20. Cómo determinar qué equipos incluir en programa de mantenimiento preventivo inicial

Para determinar qué equipos incluir inicialmente se podrán seguir los siguientes criterios:

- Los equipos que se consideren más críticos del proceso y que estén presentando más fallas, los cuales al parar pueden detener toda la línea de producción o puedan dañar gran cantidad de materia prima o producto en proceso.

- Los equipos básicos de servicios y que estén presentando más fallas, como: calderas, compresores, bombas de agua que alimentan la materia prima del proceso, etc.
- Los equipos que al fallar podrían poner en riesgo la vida humana, como: equipos a alta presión, equipos que controlen procesos riesgosos, ascensores, sistemas de conducción de líquidos peligrosos, etc.

4.21. Cómo determinar qué y cómo inspeccionar

Para tener una guía de qué y cómo inspeccionar, se recomienda:

- Leer detenidamente el manual de operación del equipo, y si no existe, tratar de conseguir otro manual, con el proveedor o con otras empresas que tengan equipos similares.
- Consultar con los proveedores del equipo o de equipos similares.
- Revisar detenidamente las hojas de vida del equipo y las órdenes de trabajo que se le hayan hecho, para determinar los puntos más frecuentes de fallas.
- Consultar con el personal técnico de la empresa, de más conocimientos y experiencia técnica confiable.
- Emplear el sentido común, para incluir los puntos de más desgaste mecánico o con mayor tiempo de funcionamiento.

4.22. Cedulación de equipos

La identificación o cedulación de equipos se hace necesaria para la sistematización y organización de la información, pudiendo cargar a un código específico los gastos ocasionados por un equipo, y en general, sistematizar todo el proceso contable y de mantenimiento preventivo.

Cada planta puede escoger el sistema que mejor se adapte a sus necesidades, pero se dan a continuación algunos criterios que pueden servir de base:

- Para plantas pequeñas quizás baste con un código de 2 letras y 4 números. Las letras indicarían el tipo de equipo y los números el consecutivo asignado a ese equipo en particular, así por ejemplo:
 - CP 0018: identificaría un compresor al que se le asigna el número 0018.
 - VL0002: identificaría a una válvula a la que se le asigna el número 0002.
 - BO 0897: identificaría a una bomba a la que se le asigna el número 0897.

- Por centro de costos que normalmente coincide con el número contable asignado por contabilidad. Puede constar de 3 números iniciales y 3 números finales, ejemplo:
 - El número 341-117: identificaría a un montacargas perteneciente al Departamento de Obras Civiles, identificado con el número 341, en que al montacargas se le ha asignado el número consecutivo 117.

- El número 238-025 identificaría a una prensa perteneciente a la Sección de Mantenimiento Mecánico, identificada con el número 238, en que a la prensa se le ha asignado el número consecutivo 025.
- Para empresas medianas y grandes se puede utilizar un sistema basado en dividir la planta en: sistemas, subsistemas, equipos y componentes.
 - Sistemas: Son procesos de operación o áreas completamente definidas en la planta, ejemplo:
 - SI 100: identificaría el área de mantenimiento.
 - SI 200: identificaría el área de control de procesos.
 - Subsistemas: identifica procesos o áreas de operación dentro del sistema, ejemplo:
 - SS 300: identificaría el área de tanques de mantenimiento mecánico
 - SS 440: identificaría el área de informática del área de control de procesos.
 - Identificación de equipos: se asigna un código de 5 caracteres numéricos. El primer dígito indica la clase de máquina, ejemplo:
 - 0xxxx bombas
 - 1xxxx ventiladores
 - 2xxxx equipos de manejo de energía eléctrica vapor y aire
 - 3xxxx equipos del restaurante de la empresa.

El segundo dígito indica el tipo de equipo dentro de la clase de equipo, ejemplo:

- xxx Bombas Centrífugas
 - xxx Bombas Sumergibles
 - xxx Bombas dosificadoras
- Componente: indica un elemento importante e independiente de un equipo, ejemplo:
- C - 001 reductor de velocidad
 - 2 C - 002 motor eléctrico trifásico
 - 3 e - 003 control de mando
 - 4 C - 259 válvula de control automático de paso de vapor.

Esta división en sistemas, subsistemas, equipos y componentes permite la rápida y fácil identificación de un equipo, por ejemplo:

- Equipo SI 100 / SS 300 01012 / C – 002: Es un motor eléctrico trifásico, de una bomba centrífuga, ubicada en el Área de Mantenimiento mecánico, de la sección de mantenimiento, de una hidroeléctrica.

Explicando lo anterior: SI 100 Área de Mantenimiento SS 440 Área de Mantenimiento Mecánico 01012 bomba centrífuga (01) identificada con el número 012 C - 002 motor eléctrico trifásico.

Simultáneamente con la codificación de todos los equipos de la planta, se procede a recoger toda la información de tiempos de

paro y de costos de mantenimiento de todos los equipos, resumiéndola en gráficos o tablas comparativas. Dicha información se debe buscar en el histórico de los equipos, en órdenes de compra, información de contabilidad, órdenes de trabajo si existen, informes de producción, libros de registro de producción y en último caso en información verbal de técnicos y funcionarios confiables.

La información recogida servirá de base para seleccionar los equipos que entrarán en el programa de mantenimiento preventivo y para demostrar los beneficios reales del programa a medida que se desarrolla, con datos estadísticos y cifras numéricas.

5. IMPLEMENTACIÓN DEL MANTENIMIENTO PROACTIVO EN UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

5.1. Implementación

El mantenimiento proactivo se implementa, normalmente, en cuatro fases que pueden descomponerse en doce pasos:

- Preparación
- Introducción
- Implantación
- Consolidación

5.2. Fase de preparación

Se debe elaborar una planificación extremadamente cuidadosa, tratando de tener en cuenta hasta los más mínimos detalles, tratando de desarrollar los siguientes pasos:

5.2.1. Paso 1: la alta gerencia anuncia su decisión de introducir el mantenimiento proactivo

Todos los empleados deben comprender el porqué de la introducción del mantenimiento proactivo en su empresa y estar convencidos de su necesidad.

Muchas empresas adoptan el mantenimiento proactivo para resolver complejos problemas internos y luchar contra las turbulencias económicas. Sin

embargo, cuando la alta gerencia formule su compromiso, debe dejar claro su intención de seguir el programa de mantenimiento proactivo hasta su finalización.

5.2.2. Paso 2: educación introductoria para el mantenimiento proactivo

Normalmente, las empresas contratan a institutos o empresas especializadas para realizar esta capacitación, ya que por ser un programa tan amplio, requiere de una gran experiencia y de medios didácticos adecuados, lo cual no se consigue simplemente leyendo libros sobre el tema o asistiendo a una charla de un día sobre el tema. La capacitación la recibe un grupo de directivos y empleados que a su vez divulgarán la información adquirida al resto de empleados ayudados por la empresa contratante, para que al final todos los empleados tengan un conocimiento básico, sólido y comprendan sus fundamentos y técnicas

5.2.3. Paso 3: crear una organización de promoción del mantenimiento proactivo

El mantenimiento proactivo se promueve a través de una estructura de pequeños grupos que se distribuyen en toda la organización. en este sistema los líderes de pequeños grupos de cada nivel de la organización son miembros de pequeños grupos del siguiente nivel más elevado. También, la alta dirección constituye en sí misma un pequeño grupo. Se debe establecer una oficina de implementación del mantenimiento proactivo que se responsabilice de desarrollar y promover estrategias eficaces para el entrenamiento y seguimiento de todos los pasos.

Para ser eficaz, la oficina debe funcionar con personal permanente de plena dedicación, ayudado por varios comités y subcomités. Sus funciones incluyen tareas como preparar el plan maestro de mantenimiento proactivo y coordinar su promoción. Crear procedimientos para mantener las diversas actividades de mantenimiento proactivo por el camino previsto, dirigir campañas sobre temas específicos, diseminar información, organizar la publicidad y coordinar el entrenamiento.

Algunas empresas, inicialmente no requieren personal dedicado a tiempo completo como una oficina de mantenimiento proactivo, sino que se dedica medio tiempo a un ingeniero o coordinador de mantenimiento a este programa y en cambio se contrata asesoría externa permanente para esta labor.

5.2.4. Paso 4: establecer políticas y objetivos básicos del mantenimiento proactivo

Las políticas y objetivos de mantenimiento proactivo deben estar en todo de acuerdo a la visión y misión de la empresa, esto es a sus metas estratégicas como negocio.

Hay que fijar objetivos numéricos en el máximo grado posible. Los objetivos deben ser desafiantes, pero alcanzables a mediano y largo plazo. Se deberán definir objetivos concretos, metas, estrategias, medidas para cada uno de los 10 pilares o programas del mantenimiento proactivo, los cuales son:

- Liderazgo
- Organización
- Enfoque en el mejoramiento continuo
- Mantenimiento autónomo

- Mantenimiento progresivo
- Educación y entrenamiento
- Manejo inicial del equipo
- Calidad el mantenimiento
- Administración y soporte: mantenimiento proactivo de oficinas
- Higiene, seguridad industrial y manejo ambiental

Cada empresa fija sus propios objetivos, pero es deseable que se solicite la asesoría de institutos o empresas externas especialistas en mantenimiento proactivo, para que los revise o aconseje y evitar pérdidas de tiempo o incorrectas orientaciones.

Para diseñar un plan maestro de implementación de mantenimiento proactivo primero hay que decidir las actividades a poner en práctica para lograr los objetivos. Se deberán definir tareas específicas para cada objetivo de los 10 pilares de mantenimiento proactivo y planearlos como un todo, para que no haya duplicación de funciones o de tareas y para que se aproveche al máximo las actividades y reuniones de cada grupo.

Una vez diseñado el plan maestro de mantenimiento proactivo es aconsejable que sea revisado por institutos o empresas externas especialistas en este tipo de mantenimiento, si es que ellas no han intervenido directamente como asesores en su diseño. Debe tenerse en cuenta que las actividades necesitan presupuestos y orientaciones claras y que deben supervisarse apropiadamente al menos en su fase inicial.

5.3. Fase de introducción (paso 6)

La fase de introducción es el saque inicial del proyecto mantenimiento proactivo, se hace el lanzamiento oficial del proyecto empresarial de mantenimiento y normalmente se oficializa en una reunión a la que se invitan a clientes y proveedores externos.

En dicha reunión de carácter social, la dirección confirma su compromiso de implementar el mantenimiento proactivo y se informan los planes desarrollados y el trabajo realizado en la etapa de preparación. De esta forma la dirección queda comprometida al apoyo al programa mantenimiento proactivo, hasta sus últimas consecuencias.

5.4. Fase de implementación

Se implementan todos los programas y actividades conducentes a maximizar la eficiencia de producción. Esta fase puede tomar de 3 a 5 años. Se implementan y desarrollan entre otros, los siguientes programas:

- Entrenamiento y capacitación que requiera el personal en mantenimiento, operación de equipos, aspectos administrativos, comunicación eficaz, solución de problemas. etc.
- Implementar paso a paso cada una de las etapas del programa de mantenimiento autónomo, enfocado en la mejora continua de los equipos, empezando con limpieza para inspección.
- Desarrollo de cada uno de los programas o pilares en que se basa el mantenimiento proactivo.

5.5. Fase de consolidación

Afinar detalles y considerar objetivos cada vez más elevados, como mejora en el diseño del equipo. Se incorporan las tecnologías de punta que sean las apropiadas en ese momento. Se introducen fases adicionales con el objetivo de ganar un premio Internacional en Implementación de mantenimiento proactivo para crear una cultura de sana competencia Internacional.

5.6. Tiempo requerido para actividades del mantenimiento proactivo

Se aconseja que el tiempo mínimo dedicado a actividades de mantenimiento proactivo sea inicialmente de 2 horas por semana: 1 hora en actividades de mantenimiento autónomo y 1 hora en reuniones de grupo.

Algunas empresas dedican hasta un turno semanal de 8 horas durante el primer mes de Implementación para consolidar el programa, luego fijan un tiempo programado semanal, de acuerdo a los volúmenes de producción. Sea cual sea el tiempo asignado, se deberá respetar y por ningún motivo incumplir el programa, pues esta es la causa principal por la cual algunas empresas terminan abandonado el programa de mantenimiento proactivo antes de ver los frutos tangibles y todo el esfuerzo de muchas personas se pierde.

5.6.1. Planificación de las actividades de mantenimiento de una central hidroeléctrica

La sección servicios de planta debe contar con una programación anual de mantenimiento y conservación de instalaciones, un programa de trabajo mensual departamental y un cronograma semanal de actividades.

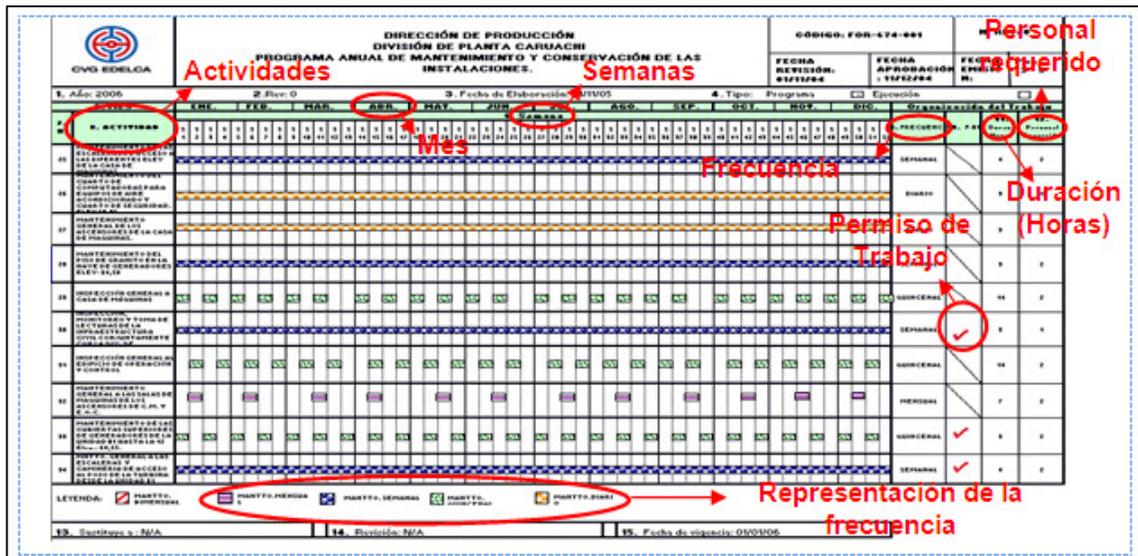
A continuación se describe el resumen de pasos para la elaboración del programa anual de mantenimiento y conservación de las instalaciones y cronograma semanal de actividades:

5.6.1.1. Instrucciones de trabajo para el programa anual de mantenimiento y conservación de las instalaciones

- Plan anual de mantenimiento: es un diseño o esquema en el que se detallan las actividades de mantenimiento que van a ser ejecutadas en el lapso de un año, especificando la duración, fecha de emisión, fecha de ejecución, frecuencia y recurso requerido.
- Objetivo: establecer el conjunto de actividades a seguir para la elaboración del programa anual de mantenimiento y conservación de las instalaciones con la finalidad de conservar de manera segura y confiable las condiciones de los equipos, infraestructura e instalaciones de la central hidroeléctrica.
- Alcance: aplica para la elaboración del programa anual de mantenimiento y conservación de las instalaciones de la división de planta, tomando en cuenta un lapso de tiempo de un año. Lo establecido en esta instrucción es responsabilidad del Departamento Servicios Generales de Planta.
- Pasos para la elaboración del programa anual de mantenimiento y conservación de las instalaciones.
 - Responsables: jefe de departamento, planificador de mantenimiento.

- Recopilación de la información (documentos: manual de estándares de mantenimiento, programa general de construcción del proyecto, seguimiento y control de la gestión, lineamientos: generales, coordinación, seguimiento y control para las actividades de mantenimiento).
- Elaboración del programa de mantenimiento, se llena el formulario según el instructivo de llenado con la información recopilada para el programa anual de mantenimiento y conservación de las instalaciones.
- Aprobación del programa.
- Distribución del plan: en el programa anual de mantenimiento y conservación de las instalaciones las actividades de mantenimiento tienen: una frecuencia (diaria, semanal, quincenal, mensual), una duración (horas), un personal requerido (hombre), y especifica si la actividad requiere permiso de trabajo.

Figura 24. Croquis de un programa anual de mantenimiento y conservación de las instalaciones



Fuente: Planta Caruachi. *Compendio de instrucciones de trabajo del Departamento de Servicios Generales*. p. 16.

Para la elaboración del cronograma semanal de actividades se utiliza como estándar, la programación anual de mantenimiento y conservación de las instalaciones conjunto con las instrucciones para su elaboración.

5.6.1.2. Instrucciones de trabajo para el cronograma semanal de actividades

- Cronograma semanal de actividades: es un diseño o esquema en el que se detallan las actividades de mantenimiento que van a ser ejecutadas en el lapso de una semana, especificando el número de actividades, duración, fecha de emisión, fecha de ejecución, frecuencia y recurso humano requerido.

- Objetivo: describir las actividades realizadas para la elaboración del cronograma semanal de actividades del Departamento Servicios Generales de Planta.
- Alcance: las actividades aquí presentadas son válidas para dar cumplimiento a la realización de la programación del mantenimiento del Departamento Servicios Generales de Planta.
- Pasos para la elaboración del cronograma semanal de actividades:
 - Responsables: jefe de sección, planificador de mantenimiento
 - Revisar el programa anual de mantenimiento y conservación de las instalaciones.
 - Elaborar el cronograma semanal de actividades tomando en consideración las actividades de mantenimiento del programa anual de mantenimiento y conservación de instalaciones en conjunto a otros requerimientos de mantenimiento, que no estén dentro de la programación y se incorpora la información referente a la solicitud de permiso de trabajo generado por el sistema de administración de operaciones.
 - Llenar el formulario del cronograma semanal de actividades según su instructivo de llenado.
 - Proceder a entregar copia al jefe de sección y al jefe de departamento para su validación.
 - En el cronograma semanal de actividades tiene: número de actividades, días de la semana, número de solicitud de permiso de trabajo, duración (horas, minutos), hora de inicio, especifica si la actividad está dentro o fuera del programa anual de mantenimiento

y conservación de las instalaciones, personal requerido y responsable.

Figura 25. Croquis de un programa semanal de mantenimiento y conservación de las instalaciones

DIRECCIÓN DE PRODUCCIÓN DIVISIÓN DE PLANTA CARUACHI DPTO. SERVICIOS GENERALES PLANTA CARUACHI CRONOGRAMA SEMANAL DE ACTIVIDADES		CÓDIGO: FOR-674-002		N° REV: 1	
FECHA REVISIÓN: 29/07/05		FECHA FUNDACIÓN: 29/07/05		FECHA EMISIÓN: 07/05	
1. Sección/Servicio		2. Tipo: Programa <input checked="" type="checkbox"/> Ejecución <input type="checkbox"/>		3. Organización del Trabajo	
4. ACTIVIDADES		5. Días de la semana		6. Personal requerido	
7. N° de Actividad	8. Descripción de la Actividad	9. Días de la semana	10. N° de Solicitud	11. Hora de inicio	12. Responsable
17	MANTENIMIENTO DEL PISO 7, DPTO. DE OPERACIÓN DE MANTENIMIENTO, NIVEL 02 DE C.C.	[X]	20	08:20	1
18	MANTENIMIENTO DEL PISO 7, GERENCIA SALA DE MEDIOS MÓVILES, NIVEL 01 DE C.C.	[X]	20	08:20	1
19	MANTENIMIENTO DEL PISO 7, ESCALERA PASADIZO, NIVEL 01 DE C.C.	[X]	3	08:20	1
20	MANTENIMIENTO GENERAL DE LOS ACCESORES DE CADA DE PASADIZO.	[X]	5	08:20	4
21	MANTENIMIENTO DE LAS ESCALERAS DE ACCESO A LAS DIFERENTES ELEV DE LA CASA DE PASADIZO.	[X]	4	08:20	1
22	MANTENIMIENTO A LA PARRA DE GRAVEDAD (DRETA).	[X]	3	08:20	1
23	MANTENIMIENTO A LAS PLANTAS ORNAMENTALES DEL C.C.	[X]	1	08:20	1
24	MANTENIMIENTO DEL ESTACIONAMIENTO C.M. Y GARAJE DE SERVICIO ELEV EL, M.	[X]	4	08:20	1
25	RECOLECCIÓN DE RESIDUOS DEL ESTACIONAMIENTO DE C.M. Y GARAJE DE SERVICIO ELEV EL, M.	[X]	5	08:20	1
26	MANTENIMIENTO DE LA GALERÍA DE DIRECCIÓN Y SERVICIO ELEV. ALI Y F200 DE VALTALAS.	[X]	7	08:20	1
27	MANTENIMIENTO GENERAL A LAS OFICINAS DE DSO. DE MANTENIMIENTO (CHIRCA)	[X]	5	08:20	1
28	MANTENIMIENTO GENERAL A LAS ESCALERAS Y CARRINERAS DE ACCESOS PARA DE LA TORRE DE SERVICIO DE VALTALAS 02	[X]	3	13:30	1
29	MANTENIMIENTO DE LA SALA DE ALMACENAMIENTO DE ACEITE DE ACEITE N° TELEV. 01, M.	[X]	354520	1	2
30	MANTENIMIENTO DE LA SALA DE FABRICACIÓN DE ACEITE N° ELEV. 01, M.	[X]	354555	1	2
31	MANTENIMIENTO DE LA SALA DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE ELEV EL, M.	[X]	354550	1	2

Leyenda:
 [X] ACTIVIDAD DESPLAZADA
 [X] ACTIVIDAD EJECUTADA
 [X] ACTIVIDAD NO PROGRAMADA
 [X] ACTIVIDAD PROGRAMADA
 [X] ACTIVIDAD EJECUTADA

14. Revisión del Cronograma: 0
 15. Fecha de Vigencia: 02/01/06
 16. Página: 2/3

Fuente: Planta Caruachi. *Compendio de instrucciones de trabajo del Departamento de Servicios Generales.* p. 20.

5.7. Ejemplos de mantenimiento proactivo puesto en marcha en una central hidroeléctrica

Siendo el mantenimiento proactivo una filosofía de mantenimiento dirigida, fundamentalmente, a la detección y corrección de las causas que generan el desgaste y que conducen a la falla de la maquinaria y, una vez que las causas que generan el desgaste han sido localizadas, no se debe permitir que estas continúen presentes en la maquinaria, ya que de hacerlo, su vida y desempeño, se verán reducidos. La vida de los componentes del sistema depende de que los

parámetros de causas de falla sean mantenidos dentro de límites aceptables, utilizando una práctica de detección y corrección de las desviaciones según el programa de mantenimiento proactivo.

En sistemas mecánicos operados bajo la protección de lubricantes líquidos, como son la mayoría de equipos dentro de una central hidroeléctrica, es necesario controlar cinco causas de falla plenamente reconocidas, esto puede llevar a la prolongación de la vida de los componentes en muchas ocasiones hasta de 10 veces con respecto a las condiciones de operación actuales. Estas cinco causas críticas a controlar son:

- Partículas
- Agua
- Temperatura
- Aire
- Combustible o compuestos químicos

Cualquier desviación de los parámetros de las causas de falla anteriores, dará como resultado el deterioro del material del componente, seguido de una baja en el desempeño del equipo y finalizando con la pérdida total de los componentes o la funcionalidad del equipo.

Por todo lo anterior, se a presenta brevemente algunas rutinas de mantenimiento predictivo aplicados a los equipos principales en una central hidroeléctrica, asimismo, el análisis de las fallas localizadas con dicho mantenimiento para que de esta manera se pueda conducir a un mantenimiento proactivo y prolongar de esta manera la vida de los equipos y reducir los tiempos de parada, ya sea programados o inesperados.

5.7.1. Técnicas de mantenimiento predictivo en una central hidroeléctrica

Las técnicas de mantenimiento predictivo que se presentan están previstas para conocer el estado actual y la evolución futura de los equipos principales de la central, obteniendo la máxima información de cómo el funcionamiento afecta a la vida de la turbina, del generador y del transformador, siendo este equipo el principal en una central, con el objetivo de detectar cualquier anomalía antes de que origine un grave daño y una parada no programada. Estas técnicas de mantenimiento, complementadas con el mantenimiento ordinario, se pueden convertir en una herramienta fiable para asegurar la disponibilidad de los grupos. Básicamente consiste en la aplicación de las técnicas siguientes:

5.7.1.1. Vibraciones y pulsaciones

Durante el funcionamiento de una central eléctrica; el grupo turbina - generador está sometido a la acción de diferentes fuerzas perturbadoras; el identificar y evaluar las vibraciones y pulsaciones presentes en la unidad, separando aquellas que son propias del funcionamiento de la misma, de aquellas otras que tienen su origen en el funcionamiento anómalo de alguno de sus elementos, se realiza mediante el estudio y el análisis de dichas vibraciones y pulsaciones. El proceso de seguimiento y diagnóstico se realiza en las fases siguientes:

- Documentación: se incluye el espectro base como punto de partida para determinar la aparición de problemas en el grupo, así como los planos y una hoja con los datos más significativos de la unidad.

- Conocimiento de la máquina: las características constructivas y de funcionamiento determinan el tipo de posibles defectos y la vibración resultante de los mismos, lo cual hace necesario el conocimiento profundo de la máquina, de sus condiciones de funcionamiento y de los fenómenos asociados al mismo.
- Criterios de valoración: una vez que un defecto ha sido localizado e identificado, se determina su grado de importancia; para la valoración se considera tanto el nivel como las características del mismo. El criterio para la evaluación se basa en la existencia de un banco de datos representativo así como en las medidas históricas de la unidad.

Figura 26. **Instrumentación para análisis de vibraciones**



Fuente: http://www.asing.es/mantenimiento_centrales_hidroelectricas.php. Consulta: noviembre de 2012.

5.7.1.2. Aislamiento del alternador

El diagnóstico de un alternador supone la obtención de datos sobre el estado de envejecimiento del aislamiento del estator, de su contaminación y de la estabilidad del aislamiento. Su control periódico permite valorar la evolución de su estado con el número de horas de servicio, permitiendo prever una avería intempestiva que siempre genera indisponibilidad e importantes daños añadidos.

Los criterios de diagnóstico se han obtenido sobre diferentes tipos de aislamientos y configuraciones de devanados, estando contrastados internacionalmente por su uso sistemático.

Los valores de la resistencia de aislamiento, del índice de polarización y de absorción de la intensidad de absorción y de la intensidad de conducción, la capacidad en alta y baja frecuencia y la constante de tiempo proporcionan criterios objetivos de diagnóstico.

La interpretación de estos datos comparados con los de máquinas similares y el seguimiento de su evolución permiten detectar con tiempo la degeneración del aislamiento, su contaminación o el exceso de humedad que son los factores de riesgo en la operación de estos equipos.

Figura 27. **Medición de aislamiento en el alternador de un generador**



Fuente: http://www.asing.es/mantenimiento_centrales_hidroelectricas.php. Consulta: noviembre de 2012.

5.7.1.3. Análisis de aceites

El análisis del aceite lubricante o del aceite de regulación complementa el diagnóstico mecánico del estado de la unidad, los análisis que se realizan sobre la muestra del aceite incluyen las determinaciones de viscosidad cinemática, oxidación, acidez, contenido en agua, aditivos y contenido en metales de desgaste y de contaminación.

5.7.1.4. Diagnóstico del transformador

Los transformadores están sometidos continuamente a un tipo particular de esfuerzo cuyo origen es la temperatura y el gradiente de campo eléctrico,

provocando un envejecimiento en el aislamiento eléctrico que modifica sus características mecánicas y aislantes.

Lo anterior se traduce cuando se produce alguna sollicitación de esfuerzo, (por ejemplo: cambio de carga, sobretensión de origen atmosférico o de maniobra, etc.), el estado de los materiales desde un punto de vista mecánico o de aislamiento no puede resistir el esfuerzo, dando origen a una avería que se denomina latente, porque en muchos casos no se manifiesta de manera inmediata.

El análisis de los resultados obtenidos de los ensayos realizados sobre una muestra del aceite, tomada según un procedimiento adecuado, sobre la base de la experiencia y la existencia de un banco de datos amplio y representativo, conduce al diagnóstico del estado del transformador, detectando la existencia o no de un defecto, identificando el mismo y evaluando su importancia.

Figura 28. **Toma de muestra de aceite en un transformador tipo Padmounted**



Fuente: http://www.asing.es/mantenimiento_centrales_hidroelectricas.php

El diagnóstico del transformador se realiza mediante la aplicación de las técnicas siguientes:

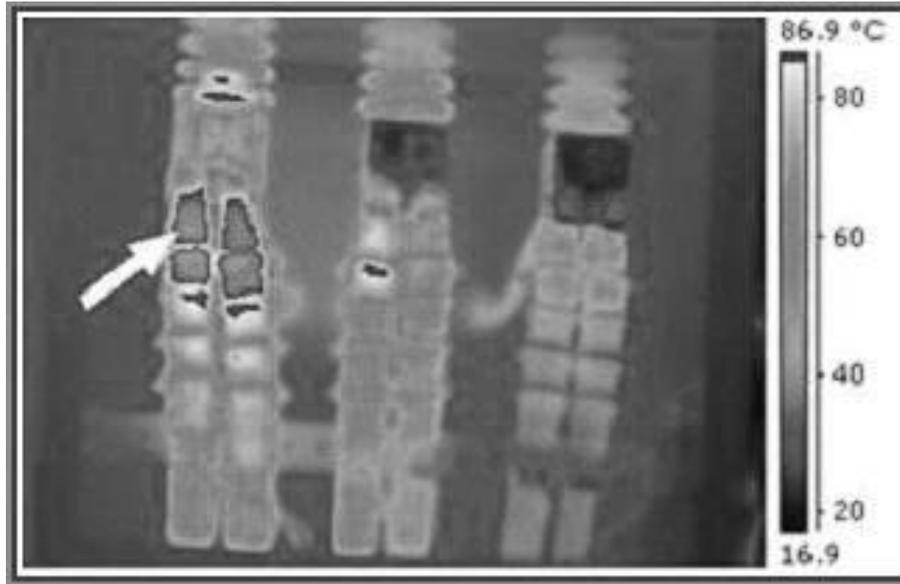
- Análisis de los gases disueltos en el líquido aislante (aceite o silicona).
- Valoración del estado del aislamiento sólido (papel de los bobinados) mediante la determinación del contenido en furfuraldehído.
- Calificación del aceite aislante mediante la determinación de los parámetros de rigidez dieléctrica, contenido en agua, coeficiente de pérdidas (tangente delta) y acidez.
- Determinación del grado de polimerización promedio del papel aislante.
- Determinación de la contaminación del aceite por PCB, PCT y PCBT.

5.7.1.5. Inspección de puntos calientes por termografía infrarroja

Los fenómenos de transferencia de energía, tanto mecánicos como eléctricos llevan aparejado la generación de calor que, cuando se presentan anomalías como rozamientos o resistencias elevadas, generan incrementos de temperatura que permiten detectar la presencia temprana de estas anomalías.

La termografía es además, una técnica no intrusiva y que no requiere contacto que en el caso de materiales electrotécnicos permite detectar averías incipientes sin riesgo ni interrupción del servicio.

Figura 29. **Inspección con cámara termográfica**



Fuente: http://www.asing.es/mantenimiento_centrales_hidroelectricas.php. Consulta: noviembre de 2012.

Las técnicas anteriormente descritas son herramientas que sirven para saber el estado presente y predecir el estado futuro del equipo, de la mano a esto se debe tener una rutina preventiva de mantenimiento, ya que hay fallas y daños que no se pueden predecir y que tampoco se pueden impedir, para minimizar el tiempo de paro inesperado y mantener la central en buen estado se presentan rutinas de mantenimiento preventivo.

5.7.2. Mantenimiento de los distintos tipos de turbinas

En el presente apartado se describirá los procesos de mantenimiento a los cuales se deben someter los principales tipos de turbinas.

5.7.2.1. Turbinas Kaplan

Primeramente, es necesario comprobar periódicamente la estanqueidad del núcleo de las palas motoras, que tiene la doble misión de impedir la salida hacia fuera del aceite y de evitar que el agua penetre en el núcleo. Si el indicador del nivel de aceite señala pérdida de este, superior a 10 o 100 litros por año (respectivamente, para las pequeñas o grandes turbinas), debe atribuirse a defectos de estanqueidad. El aumento del nivel de aceite es casi seguro que proviene de la introducción del agua en las ruedas del núcleo de las palas. En este caso es necesaria la intervención por parte del constructor.

Otra comprobación que debe realizarse es la relacionada con la corrosión y especialmente, después del primer año de servicio, en la rueda de la turbina y en la envolvente de la misma. Así se verá si se presentan defectos por corrosión o por cavitación.

En el caso de disminución de la potencia que desarrolla la turbina, será necesario comprobar en las turbinas de eje horizontal, si han cedido por desgaste los cojinetes, lo cual da origen a un frotamiento de la rueda contra la cámara.

Este inconveniente, además de provocar un daño excesivo en las partes que entran en contacto, es causa de una sensible disminución de la potencia.

Si una turbina Kaplan ha estado parada algún tiempo y hay que ponerla en servicio, será necesario evacuar el aire que se halla acumulado en el punto más elevado de la caperuza por la que se introduce el aceite. En otro caso, se producirán perturbaciones en la regulación de la velocidad, acusadas por medio de oscilaciones en el varillaje de la regulación.

Las turbinas que solo puedan regularse por medio de los álabes móviles y que experimenten fuertes y duraderas variaciones de carga, exigen que se revise más a menudo la rueda motriz que en las de regulación doble, es decir, en las turbinas que van provistas, también de distribuidor regulable. Como se comprende, los continuos movimientos de regulación, desgastan más rápidamente las empaquetaduras de los vástagos de los álabes móviles, y ello da origen a la entrada de agua en el núcleo con el consiguiente deterioro del mecanismo de regulación.

Exige un cuidado especial el prensaestopas del eje, que va situado encima de la rueda motriz y provisto de empaquetaduras a base de anillos de carbón (sometidos a presión sobre el eje por adecuados muelles). Cuando se aprecia un aumento de caudal de fugas, será señal de que existe un defecto de estanqueidad que habrá de corregirse mediante la oportuna revisión; lo cual será especialmente necesario cuando el cojinete de guía que se encuentra por encima del prensaestopas citado, se engrase por medio de aceite. En los cojinetes que se lubrican con grasa consistente el peligro es menor, pero a la larga el contacto con el agua será a sí mismo perjudicial.

Se aprecia, pues, la necesidad de comprobar el caudal de las aguas de fuga y especialmente, en las épocas de crecida, porque entonces la aspiración disminuye y el prensaestopas deberá sufrir una mayor presión. Cuando la turbina Kaplan va provista de válvulas de entrada del aire, para introducirlo al difusor, a la salida del rodete, es necesario comprobar periódicamente que el dispositivo se halla en perfecto estado de eficiencia.

El fallo de estas válvulas, en ocasión de producirse una descarga brusca del grupo, puede provocar el levantamiento de todo el rotor ocasionando graves daños no solamente en la turbina sino también, en el alternador.

5.7.2.2. Turbinas Francis

Este tipo de turbinas es el que está más sujeto a los efectos perjudiciales que produce la arena. Las revisiones periódicas necesarias dependen de la altura del salto y de las cualidades del agua.

Para las turbinas que trabajan con un salto de 1 a 20 metros de altura y a la orilla de ríos que provienen de uno o varios lagos, bastará una revisión cada 4 o 5 años; si estas mismas turbinas trabajasen con agua que contuviese mucha arena deberían ser revisadas al menos, cada 2 años. Para saltos mayores de 20 metros, deberá practicarse una revisión anual. La primera revisión después de la puesta en servicio permitirá fijar los intervalos de tiempo en los que habrá de efectuar las sucesivas revisiones.

La revisión se extenderá a los siguientes puntos:

- Estado del intersticio de la circunferencia de la rueda, es decir, importancia del juego existente entre el rodete y el distribuidor.
- Estado de los laberintos circulares, de los álabes móviles, del codo de aspiración y de la envolvente de la turbina a la salida de los canales de la rueda.
- Estado de los anillos de protección del distribuidor y de la superficie de los álabes distribuidores.

Para devolver al intersticio erosionado por el agua su medida primitiva, se podrá recargar la rueda por soldadura, torneándola de nuevo hasta obtener su diámetro primitivo o también dotarlos de anillos de protección cambiables para reemplazarlos, con el objetivo de que el nuevo intersticio alcance su valor

primitivo. Las erosiones se reparan por medio de la soldadura y del pulido consiguiente.

Cuando el juego de los ejes de los álabes distribuidores en su soporte, exceda de 0,5 milímetros habrá que igualar los referidos ejes sustituyendo los casquillos de modo que el juego quede disminuido.

El juego normal de los laberintos circulares varía entre 0,5 y 1 milímetros, pero conviene que sea el menor posible para elevar el rendimiento de la turbina y que disminuya su desgaste.

Si los anillos de blindaje del distribuidor se corroen, habrá que igualarlos en el torno y suprimir el juego resultante por medio de cuña de chapa de grosor conveniente; para esto, como se comprende, es necesario que dichos anillos tengan todavía el espesor suficiente, porque en caso contrario deberán sustituirse.

La zona sujeta a fácil corrosión se encuentra al borde de salida del rodete, y al comienzo del tubo de aspiración. En las turbinas modernas se disponen en este lugar anillos intercambiables de material muy resistente. Cuando no existan estos anillos serán necesarios colocarlos posteriormente o bien se protegerán las partes atacadas con un revestimiento de chapa de acero inoxidable.

Los casquillos de las bielas de regulación deberán sustituirse cuando presenten un juego mayor a 0,5 milímetros.

Las pérdidas de agua a lo largo de los ejes de los álabes pueden suprimirse cambiando los manguitos de cuero de los mismos.

La elevación de la velocidad de una turbina Francis, cuyo distribuidor se halle completamente cerrado, es una excelente indicación del estado del mismo y pone también de manifiesto el momento en que debe efectuarse la revisión del mecanismo de regulación y del interior de la turbina.

Los choques que se observen en el tubo de aspiración al poner en marcha la turbina, pueden suprimirse introduciendo aire en el mismo. Si se trata de un codo de aspiración, la introducción del aire se efectuará lo más cerca posible de la rueda motriz y en el radio de curvatura interior; pero si el tubo de aspiración fuera recto se introducirá el aire inmediatamente a la salida de la rueda motriz. Para este objetivo las construcciones modernas prevén un espacio anular especial.

Cuando las turbinas Francis trabajan con saltos elevados, pueden vibrar anormalmente en ciertas condiciones de carga que se remedian en las formas siguientes:

- Comprobar si la rueda está bien centrada en el distribuidor, y en caso necesario se taladrarán agujeros que permitan comprobar la medida del intersticio sobre dos diámetros perpendiculares.
- Comprobar el acoplamiento del generador.
- Comprobar la eficacia del dispositivo de entrada de aire en el tubo de aspiración.
- Verificar el juego del soporte, el cual deberá reducirse a 1/1 000 de su diámetro, comprobando también si los cojinetes descansan sin juego alguno en el cuerpo del soporte. Esta medida es muy importante en las

turbinas de cámara espiral, a la que el agua llega horizontal u obligadamente de abajo a arriba.

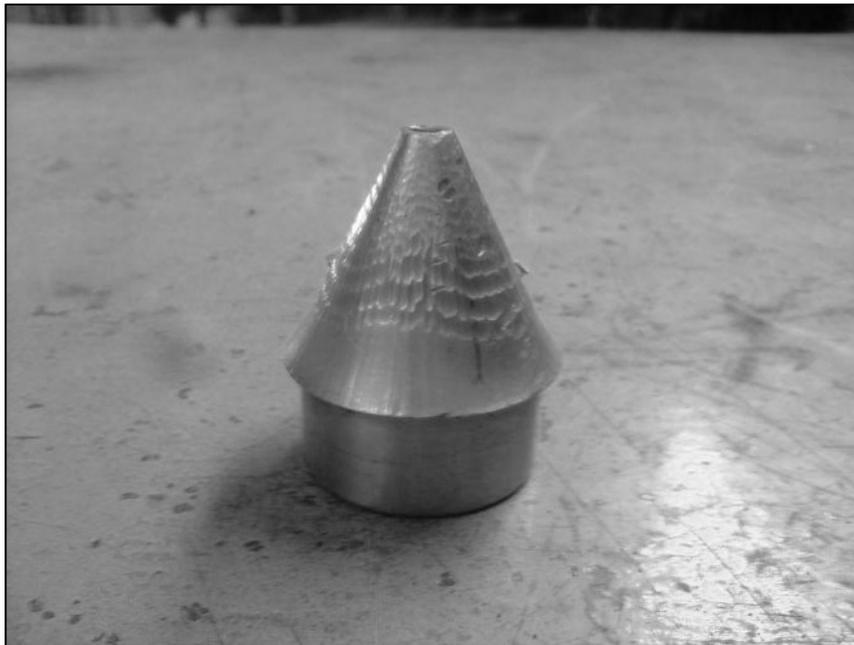
- Comprobación de la dilatación longitudinal del eje (debida al recalentamiento de los soportes y desplazamiento eventual de la rueda motriz), elevando o bajando ligeramente el soporte exterior del alternador (esto solo cuando el grupo no tenga más de dos soportes).
- Verificar la abertura dada por dos paletas directrices consecutivas, cambiando sus palancas de regulación y las bielas que las accionan. Esta medida puede obtener éxito, tanto si se trata de turbina de eje horizontal como de eje vertical.

Cuando se presentan irregularidades en la marcha de una turbina, antes de llevar a cabo las comprobaciones precedentes, deberá procederse a inspeccionar cuidadosamente su interior a fin de determinar si dichas irregularidades se deben a cuerpos extraños que se encuentran en la espiral, en el distribuidor o en el rodete y que impiden el paso regular del agua, ya que causa, esta, cierta de la anormalidad en la marcha.

5.7.2.3. Turbinas Pelton

Desde el punto de vista mecánico, este tipo de turbinas ofrece en general mayor seguridad en su funcionamiento. No obstante, después de un corto período de servicio, presenta un desgaste en el punzón (aguja), en la boca de la tobera, en los ángulos diedros de las palas y en el deflector, debido todo ello a la acción abrasiva de la arena. Es indispensable devolver estas partes a su primitivo estado y recomendable efectuar (al menos una vez cada año) la revisión para proceder en su caso a la reparación mecánica.

Figura 30. **Aguja desgastada a raíz de la acción abrasiva de la arena**



Fuente: Hidroeléctrica Montecristo, Quetzaltenango.

La experiencia ha demostrado que un ligero desgaste del inyector y de la aguja, basta, para dispersar el chorro de forma que se reduzca el rendimiento y, por lo tanto, la potencia de la turbina, además de producirse un deterioro en los álabes y del rodete debido al choque producido por las gotas aisladas. Pueden dejarse en perfecto estado los álabes recurriendo a la soldadura y esmerilando después la superficie tratada. Los deflectores se reparan de igual forma.

También es causa de avería el agua que escapa de los álabes y choca destruyendo su fuerza viva contra la pared trasera del armazón, que puede averiarse; para evitarlo se dispone en esta parte un blindaje formado por una chapa de acero moldeado que se repara en su caso por medio de soldadura.

Las irregularidades en el funcionamiento son debidas en su mayor parte a cuerpos extraños, que se empotran ante la cruceta de guía de la aguja. Para poder retirarlos, se dota a los tubos de conducción de agua de agujeros de inspección.

Las turbinas Pelton, cuyos punzones se cierran por la fuerza de un muelle van provistas de una catarata de aceite que permite regular la lentitud del cierre. La seguridad de la turbina depende del buen funcionamiento de esta catarata, que debe de estar siempre llena de aceite. En las turbinas Pelton la correspondencia exacta entre las posiciones relativas de la aguja y el deflector se realiza por medio de un árbol de levas; su mantenimiento tiene excepcional importancia para el funcionamiento de la turbina, de modo que hay que evitar en absoluto el desplazamiento del varillaje.

Es necesario, al terminar el montaje de la turbina, cerciorarse de que el deflector se halla, en todas y cada una de las posiciones del punzón, casi tangente al chorro, pero sin llegar a tocarlo nunca, lo cual se comprobará midiendo las potencias para diversas posiciones del deflector; antes de poner en marcha la turbina, deberá purgarse el aire que podrá encontrarse en el cilindro del servomotor. Hay que tener presente que el cierre brusco de este puede producir un peligroso golpe de ariete, con sus perjudiciales resultados para la tubería.

Todos los órganos de movimiento y las respectivas articulaciones deberán lubricarse y engrasarse cuidadosamente.

- Soportes y cojinetes

La seguridad en el funcionamiento de los grupos de las centrales hidroeléctricas depende, principalmente, de la vigilancia y mantenimiento de los cojinetes de que van provistos dichos grupos que pueden dividirse en dos categorías:

- Soportes para turbinas de eje vertical
- Soportes para turbinas de eje horizontal

Por lo que respecta al medio lubricante, se utiliza la grasa consistente hasta una velocidad periférica de 6 metros por segundo. Si la velocidad es mayor se emplea lubricación automática con aceite, pues de este modo se asegura la estanqueidad del prensaestopas que rodea el eje, y también se consigue una buena evacuación del agua de fugas. En los soportes lubricados con aceite, si el agua penetra en su interior, será necesario parar inmediatamente la turbina. Cuando la lubricación se realiza con grasa podrá continuar el servicio, si es que el agua no contiene demasiada proporción de arena.

En soportes lubricados con grasa ha de procurarse que el engrase sea suficiente, actuando bien a mano o por medio de una prensa de engrase. Cuando la temperatura ambiente sea muy baja, deberá mezclarse con la grasa un poco de aceite para dar a esta mayor fluidez a fin de que pueda llegar mejor por las tuberías al cojinete.

En los soportes lubricados con aceite, la circulación de este se efectúa en las centrales modernas por medio de bombas, movidas por engranajes o con motor eléctrico. Los soportes van provistos de elementos térmicos que hacen

funcionar una señal en el caso de que la temperatura exceda de un valor preestablecido.

La temperatura del metal de los cojinetes no deberá exceder de 50 grados centígrados si están lubricados con grasa y de 65 grados centígrados si van lubricados con aceite. El juego de los cojinetes no deberá exceder de 1,5 por ciento de su diámetro.

Las turbinas de eje horizontal están generalmente provistas de soportes con lubricación por anillos. Solamente las turbinas Kaplan montadas en cámara abierta van equipadas con un soporte lubricado con grasa, que debe mantenerse del mismo modo que el de los soportes de eje vertical. Sin embargo, estos soportes horizontales deben revisarse con mayor frecuencia, porque su desgaste lleva de la mano el desgaste de la parte inferior de la envolvente del rodete, cuyo frotamiento desgasta a su vez los bordes de las palas.

El engrase de los soportes de anillos se efectúa automáticamente, pero exige una revisión periódica de la temperatura y el nivel del aceite (el cual debe mantenerse mediante relleno, si existen pérdidas). La temperatura que puede resistir un soporte moderno, que trabaja según el principio de una película artificial, alcanza alrededor de 60 a 65 grados centígrados pero, para ello, deben ser lubricados con aceite de gran viscosidad. En los soportes de engrase forzado por medio de bombas, la temperatura no debe exceder a 70 grados centígrados. La viscosidad del aceite empleado en todos estos soportes debe estar comprendida entre 6,5 y 7,5 grados Engler.

Los soportes sometidos a grandes esfuerzos requieren cierta refrigeración del aceite, la cual puede preverse en la parte inferior del soporte o en un refrigerador especial que se instala separadamente. La circulación del aceite se

obtiene por medio de una bomba de engranajes, movida por motor eléctrico, o por correa desde el eje de la turbina. Habrá de comprobarse el funcionamiento del refrigerador por medio de la temperatura que alcanza el soporte.

Transcurridos 2 o 3 años de servicio, deberá cambiarse el aceite del soporte limpiando este último previamente. Si no se dispusiera de agua limpia para refrigerar el aceite se colocará un serpentín refrigerante dentro del agua, aguas arriba o aguas debajo de la turbina, en cuyo caso habrá de limpiarse periódicamente estos serpentines, pintando con mínimo las partes atacadas por la costra si fuesen de hierro. Los serpentines de cobre son mucho mejores, pero tienen el inconveniente de que están expuestos a los peligros de la electrólisis.

Las tuberías de lubricación van provistas de indicadores de la circulación del aceite, cuya válvula se abre al comenzar a fluir este. Llevan asimismo, un contacto eléctrico que hace funcionar una señal cuando se interrumpe la circulación del aceite.

Este cojinete, llamado también chumacera, tiene una importancia considerable para el buen funcionamiento del grupo. Consiste en una serie de segmentos móviles cuya inclinación se regula automáticamente conforme a la velocidad de rotación, de la carga soportada, y de la viscosidad del aceite, de modo que la formación de la capa de aceite queda asegurada sean cuales fueren las condiciones de servicio.

La conservación del cojinete lleva aparejada la comprobación del nivel de aceite, la medición de las temperaturas de este, y el perfecto funcionamiento de los indicadores de la circulación del aceite.

Los cojinetes pueden generalmente conservar la nueva carga de aceite durante varios años. Cuando trabajan por encima de 50 grados centígrados hay que proceder al cambio del aceite con más precaución, y a la revisión periódica para limpiar y retirar los depósitos que pudiesen formarse.

- Reguladores

Como existen diversos tipos de reguladores, para cada uno de ellos las respectivas empresas constructoras dan todas las instrucciones que su funcionamiento normal requiere. En la actualidad, todos los servomotores son movidos por aceite. El movimiento del péndulo del regulador se efectúa en los reguladores modernos y para potencias regulares, por medio de un motor eléctrico que recibe la corriente de un generador especial.

En los últimos años se han utilizan los reguladores eléctricos que reaccionan al producirse la menor variación de frecuencia, su empleo se limita a los grandes grupos, permaneciendo en uso los de péndulo para las instalaciones de mediana y pequeña potencia.

5.7.3. Mantenimiento básico de grandes generadores eléctricos

Para reparar correctamente y actualizar los generadores y mantener su confiabilidad, la condición existente necesita ser diagnosticada correctamente. Un extensivo análisis de salud del generador debería ser hecho para determinar qué problemas son más severos y necesitan prioridad. El funcionamiento con fallas, puede resultar en un daño adicional mucho mayor que el costo de reacondicionamiento, por lo que es muy importante identificar los problemas lo antes posible y arreglarlos antes de que causen un daño mayor.

El mantenimiento predictivo básico, como la inspección visual de los componentes del generador, particularmente del estator y de las cuñas, es vital. Otros temas de mantención predictiva incluyen medición de la vibración, pureza del hidrógeno, análisis del aceite de los rodamientos del generador, entre otras variables.

5.7.3.1. Inspección visual

La inspección visual de cualquier componente o máquina es, sin duda, la herramienta de mayor costo-efectividad en el diagnóstico. En el mercado, aparecen cada día nuevas herramientas de inspección robóticas en miniatura.

Mucha información se puede ganar acerca de comportamientos pasados y futuros con este tipo de inspección. La inspección visual del generador debería practicarse cada vez que el rotor es removido del estator, lo que debería realizarse cada 7 a 10 años, según la práctica de la industria y las recomendaciones del autor.

Una preocupación común en los generadores es la descarga parcial. La descarga parcial (PD) también llamada: corona es más común en generadores enfriados por aire, con voltajes de 6 900 voltios o más. El PD puede ser causado por el incorrecto espacio entre la bobina y el núcleo del estator o entre las bobinas. La PD puede ser fácilmente vista por un inspector entrenado durante una inspección visual rutinaria. Equipos de monitoreo, también pueden ser instalados.

En estatores más viejos, otra de las grandes preocupaciones es el tiempo y grado de la degradación termal del sistema de aislación de bobinas. Muchas de estas máquinas tenían bobinas con aislación basada en asfalto. Si bien este

material es flexible y fácil de usar (no se quiebra ni falla), es susceptible de tierras eléctricas al final del núcleo estator.

5.7.3.2. Tres consideraciones acerca del rotor

Las tres principales consideraciones acerca del rotor son:

- Anillos de retención (*retaining rings*): dependiendo del fabricante, muchas máquinas de este tipo contienen materiales no magnéticos en los anillos de retención que son susceptibles de quebrarse por el stress producido por la corrosión. Los anillos de retención con severos daños de corrosión deberían ser reemplazados por anillos de material 18 manganeso - 18 cromo, porque son más resistentes a las roturas producidas por humedad.
- Quiebre del rotor: muchas maquinaria de los años '50 y '60 tienen anillos de retención montados en el husillo, un estilo de anillo de retención montado y afirmado desde su parte trasera, en vez de tener su nariz comprimida (*nose shrunk*) en el eje del rotor. Como resultado, existe un área sin soporte de rotor. Cuando el rotor está repetidamente circulando, el anillo de retención impone esfuerzos de fatiga adicional en el cobre de esta área, creando una falla de tierra en el proceso.
- Deterioro de aislación del enrollado del rotor: el tercer gran problema con los rotores de generadores de este tamaño y edad es el deterioro del sistema de aislación. El tiempo y la temperatura, junto con repetidos ciclos de comienzo y final del rotor del generador, gradualmente van destruyendo sistema de aislación. Muchos de estos componentes de aislación tienen una cubierta de mica y goma laca. La goma laca se desintegra con el tiempo, dejando solo capas de mica. Al removerse los

anillos de retención, las capas de mica restantes se separan y desordenan, y las propiedades de aislamiento se pierden.

5.7.4. Transformadores

Los transformadores son el corazón de nuestras plantas y edificios, mantienen todos los equipos en marcha y proveen la energía para realizar nuestras labores diarias. Por lo tanto deben mantenerlos en óptimas condiciones de funcionamiento y así evitar que se paralice la producción, para esto ha de realizarse todos los análisis necesarios para evitar cualquier daño presente o futuro en los mismos, a continuación se muestran brevemente las técnicas predictivas de mantenimiento más utilizadas en los transformadores de potencia:

5.7.4.1. Diagnostico del estado del transformador mediante las pruebas de diagnóstico tradicionales junto con el análisis de gases generados internamente

El conjunto de pruebas eléctricas, físicas y químicas que se realizan tradicionalmente tanto al aceite como al aislamiento sólido son:

- Pruebas realizadas al aceite dieléctrico
 - Rigidez dieléctrica (D877-D1816)
 - Número de neutralización (D974)
 - Tensión interfacial (D971-D2285)
 - Color (D1500)
 - Contenido de agua (D1533)
 - Densidad relativa (D1298)

- Factor de potencia (D924)
- Inspección visual (D1524)
- Pruebas realizadas al aislamiento sólido
 - Prueba de resistencia de aislamiento
 - Prueba de factor de potencia del aislamiento
- Pruebas adicionales
 - Prueba de resistencia DC de devanados
 - Prueba de relación de transformación
 - Prueba de corriente de excitación
 - Prueba de núcleo a tierra
 - Prueba de termografía infrarroja

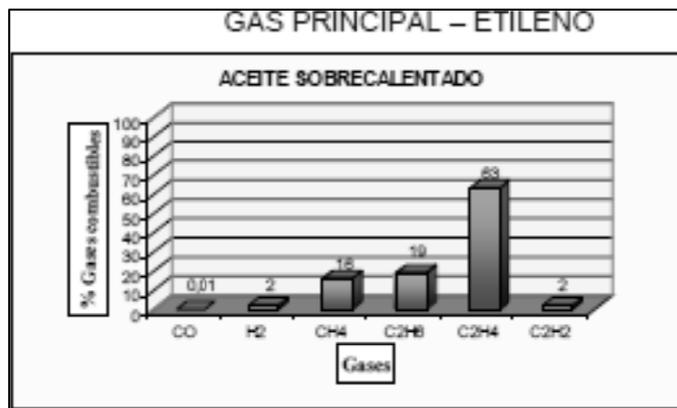
En años recientes, el análisis de gases generados en el interior de un transformador en aceite, mediante cromatografía de gases, se ha constituido en una herramienta poderosa a la hora de diagnosticar el estado del transformador.

Se sabe que, al producirse una falla de tipo eléctrico o térmico en el interior de un transformador se generan gases combustibles y no combustibles, dentro de los cuales están:

- Hidrogeno (H_2)
- Metano (CH_4)
- Etano (C_2H_6)
- Etileno (C_2H_4)
- Acetileno (C_2H_2)

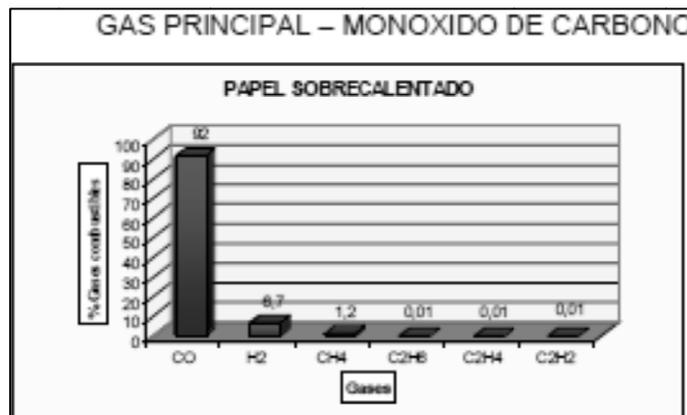
- Monóxido de carbono (CO)
- Dióxido de carbono (CO₂)

Figura 31. **Perfil cromatográfico: aceite sobrecalentado**



Fuente: IEEE. *Guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers*, C57.104.1991. p. 6.

Figura 32. **Perfil cromatográfico: papel sobrecalentado**



Fuente: IEEE. *Guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers*, C57.104.1991. p. 7.

Los métodos más empleados para evaluar el tipo posible de falla existente, tomando en cuenta los gases antes datos, son:

- Método del gas característico
- Método de las relaciones de Doernenburg
- Método de las relaciones de Rogers

En el método del gas característico analiza el tipo de falla de acuerdo al gas generado y a su cantidad. De la figura 31 a la figura 34 se pueden ver perfiles cromatográficos indicando el tipo de falla mediante el método del gas característico.

El método de las relaciones de Doernenburg sugiere la existencia de 3 tipos generales de falla. Este método utiliza las concentraciones de los gases CH_4 , H_2 , C_2H_2 , C_2H_4 y C_2H_6 para el cálculo de las siguientes relaciones:

$$R_1 = \text{CH}_4/\text{H}_2$$

$$R_2 = \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$$

$$R_3 = \text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$$

$$R_4 = \text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$$

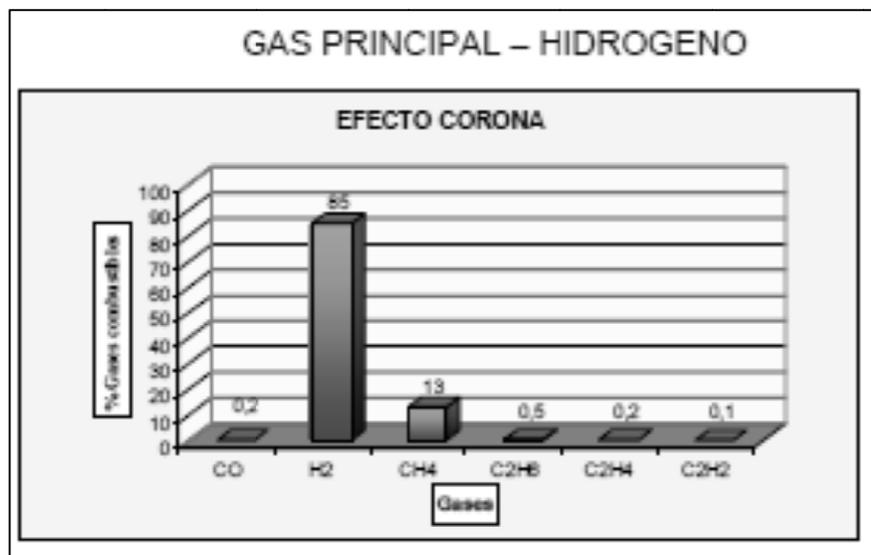
Si las relaciones anteriores alcanzan ciertos valores se puede decir que el transformador posee alguna falla o algunas fallas. El método de las relaciones de Rogers sigue el mismo procedimiento general dado para el método de las relaciones de Doernenburg, excepto que en vez de utilizar cuatro relaciones solo se utilizan tres R_1 , R_2 y la relación $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ a la se llamará R_5 . Hay que anotar que tanto el método de las relaciones de Doernenburg como el método de las relaciones de Rogers no son herramientas para detectar fallas en

transformadores, pero si son herramientas para analizar qué tipo de falla está presente en un transformador.

La IEEE hace dos recomendaciones sobre el uso de ambos métodos. La primera recomendación sugiere que para que el diagnóstico con base en el método de las relaciones de Doernenburg sea válido los niveles de las concentraciones de los gases deben ser significantes.

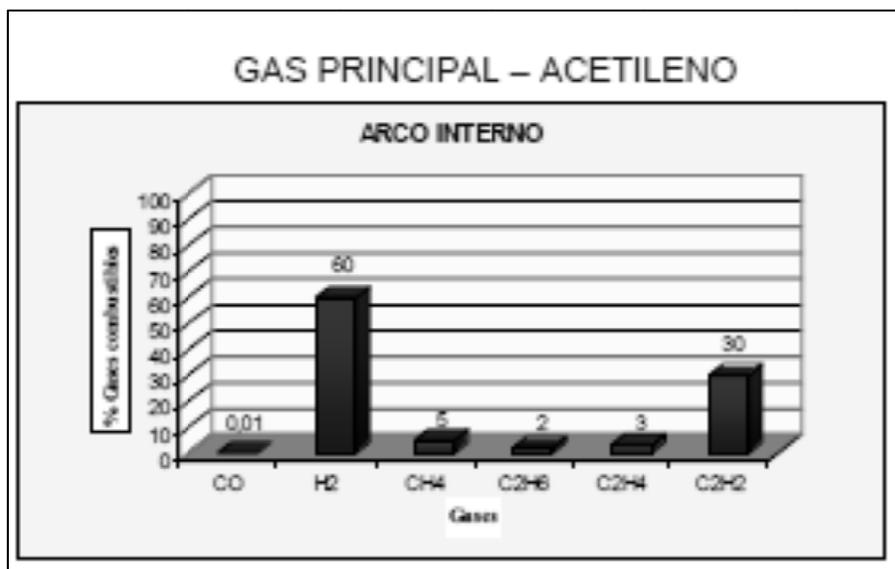
La segunda recomendación sugiere que se use el método de las relaciones de Rogers siempre y cuando las concentraciones de los gases excedan los niveles normales.

Figura 33. **Perfil cromatográfico: efecto corona**



Fuente: IEEE. *Guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers*, C57.104.1991. p. 10.

Figura 34. **Perfil cromatográfico: arco interno**



Fuente: IEEE. *Guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers*, C57.104.1991. p 12.

5.7.4.2. **Mantenimiento del transformador**

La figura 35 presenta los componentes clave de un transformador de potencia en aceite dentro de su mantenimiento preventivo periódico. La figura 35 contiene un resumen de las actividades a realizar dentro del mantenimiento preventivo periódico del transformador.

Cuando el mantenimiento preventivo del transformador muestra que posee problemas de humedad, gases combustibles y/o productos de la oxidación, fugas de aceite, puntos de oxidación, ente otros, ciertos trabajos de mantenimiento correctivo deben ser realizados. Dentro de las actividades existentes en el mantenimiento correctivo del transformador se pueden encontrar:

- Deshidratación del transformador
- Desgasificación del transformador
- Remoción de sedimentos (desenlodar el transformador)

La deshidratación de un transformador puede ser realizada en un taller de reparación o en el sitio donde se encuentra instalado; el transformador podrá estar energizado o desenergizado. Como medio de eliminación de humedad se puede emplear calor, vacío o la combinación de ambos.

La deshidratación del aceite empleando vacío, en contraste con el uso de solo calor para eliminar la humedad del transformador, tiene la ventaja de la desgasificación del aceite. Esta ventaja no se la adquiere con los demás métodos de deshidratación. Un alto grado de desgasificación del aceite brinda algunos beneficios, tales como: remoción del oxígeno y remoción de gases combustibles.

Figura 35. **Componentes claves de un transformador de potencia en aceite dentro de su mantenimiento preventivo**

INTERVALO	ACTIVIDADES A REALIZAR
Diariamente	<ol style="list-style-type: none"> 1. Tome lecturas de las corrientes y de los voltajes de carga 2. Tome lecturas de la temperatura del aceite y de la temperatura de devanados (si el transformador tuviere medidor de temperatura de devanados) 3. Tome lecturas de las temperaturas del aceite entrante y saliente (ventilación por aceite forzado). Tome lecturas de las temperaturas del agua entrante y saliente (refrigeración por agua) 4. Tome lecturas de la presión del colchón de nitrógeno (variara bajo las condiciones de carga y temperatura del ambiente) 5. Sonidos inusuales 6. Observe las bombas de circulación y los ventiladores (deberían estar operando a esas temperaturas?)
Semanalmente	<ol style="list-style-type: none"> 1. Fugas (especialmente en aceites con PCB) 2. Nivel de aceite en el tanque y en los pasatapas (si estos fueren en aceite) 3. Revise los tubos de ventilación; note cambios de temperatura
Mensualmente	<ol style="list-style-type: none"> 1. Inspeccione todos los medidores que posea el transformador junto con los pasatapas tanto de alta como de baja tensión. Revise la existencia de fugas de aceite del tanque, uniones y tuberías. 2. Realice una inspección general del transformador. Tome nota del numero de operaciones del cambiador de tap bajo carga (si el transformador estuviere equipado con uno) 3. Revise las alarmas de protección. Revise el medidor de presión/vacío. Compare las lecturas con las del fabricante 4. Revise el estado del respirador deshidratante (esta saturado de humedad?)
3 meses	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realice las nueve pruebas al aceite dielectrico. Tome lecturas de la temperatura promedio del aceite (>90°C <100°C)*2 2. Revise si la válvula de sobrepresion ha operado (indicador de color amarillo o azul) 3. Realice una cromatografía de gases del aceite*2 4. Revise la existencia de fugas de aceite o agua
Semestralmente	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realice las nueve pruebas al aceite dieléctrico. Tome lecturas de la temperatura promedio del aceite; rango 80° *2 2. Realice una inspección visual de los pasatapas/aisladores y pararrayos en busca de rajaduras, grado de limpieza, contaminación o existencia de fogoneo. 3. Revise el sistema de puesta a tierra en busca de malos contactos, conexiones rotas o corroídas 4. Realice una cromatografía de gases del aceite* 2

Fuente: www.fist.org. *Transformer maintenance*. Consulta: diciembre de 2012 .

Figura 36. **Actividades de mantenimiento preventivo a realizarle a un transformador de potencia**

COMPONENTE	INSPECCION Y/O PRUEBAS
Devanados	Resistencia DC Relación de transformación Corriente de excitación en todos los taps Resistencia de aislamiento Factor de potencia del aislamiento
Pasatapas	Factor de potencia del aislamiento Temperatura (termografía infrarroja) Nivel de aceite Inspección visual (rajaduras-limpieza)
Aceite dieléctrico	Cromatografía de gases Rigidez dieléctrica Tensión interfacial Numero de neutralización Inspección visual Color Contenido de agua Factor de potencia Gravedad específica Sedimentos
Cambiador de taps bajo carga	Temperatura (termografía infrarroja) Relación de transformación en todos los taps Corriente del motor de accionamiento Inspección a contactos -continuidad Rigidez dieléctrica del aceite
Cambiador de taps - desenergizado	Inspección a contactos -continuidad Relación de transformación en todos los taps Temperatura (termografía infrarroja)
Núcleo	Resistencia de aislamiento del núcleo al tanque Núcleo a tierra
Tanque y equipos asociados	Medidores de presión/temperatura/vacío - calibración Temperatura (termografía infrarroja) Inspección visual (fugas y corrosión)
Tanque conservador	Inspección visual (fugas y corrosión)
Respirador deshidratante	Color característico Válvulas en la posición correcta
Válvula de sobrepresión	Inspección visual
Rele Buchholz	Correcto desempeño
Radiadores	Temperatura (termografía infrarroja) Inspección visual (fugas, limpieza, libre paso de aire y corrosión)
Ventiladores	Controles Inspección visual - ruido inusual
Bombas de circulación	Rotación Medidor de flujo Corriente de carga del motor

Continuación de la figura 36.

Anualmente	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realice las nueve pruebas al aceite dieléctrico. Tome lecturas de la temperatura promedio del aceite < 80° *2 2. Limpieza de los pasatapas/aisladores. 3. Realice una prueba de termografía infrarroja en busca de "puntos calientes", conexiones malas, porcelana rota, etc. 4. Inspeccione los puentes del transformador a las barras o equipos en busca de deformación y/o envejecimiento 5. Revise los circuitos de control 6. Realice la medición de la resistencia de puesta a tierra del sistema (< 5 ohms) *3 7. Revise la calibración de los reles *3 8. Realice una cromatografía de gases del aceite* 2
Anualmente (Opcional)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Inspeccione los equipos de desconexión del transformador. Lubrique los mecanismos 2. Inspeccione la tapa principal del transformador en busca de humedad, polvo, óxido, fugas de aceite y depósitos de lodo 3. Realice una inspección visual de los pararrayos; realice una limpieza de los mismos 4. Inspeccione los equipos del sistema de refrigeración (ventiladores, bombas, etc.) 5. Realice pruebas de factor de potencia de aislamiento al aceite y a los pasatapas 6. Inspeccione el cambiador de taps bajo carga en busca de fugas de aceite, desgaste, corrosión o malos contactos 7. Realice reparaciones menores (cambio de pernos en mal estado, cambio de empaquetaduras en mal estado, ajuste de conexiones y pernos, etc.) 8. Efectúe las pruebas eléctricas básicas al transformador (incluyendo factor de potencia y resistencia de aislamiento)
24 meses	<ol style="list-style-type: none"> 1. Limpieza de los pasatapas/aisladores. 2. Realice la prueba de factor de potencia del aislamiento a todos los pasatapas
3 años	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realice una serie completa de pruebas eléctricas al transformador 2. Realice pruebas eléctricas al cambiador de taps bajo carga (factor de potencia del aislamiento y resistencia DC) para cada tap 3. Efectúe una limpieza completa de los equipos de desconexión del transformador junto con la lubricación de los mismos. Realice prueba de resistencia de aislamiento a ellos 4. Realice una inspección de la válvula de sobrepresión (incluyendo su diafragma)
6 años	<ol style="list-style-type: none"> 1. Efectúe prueba de resistencia de aislamiento a los cables aislados 2. Efectúe una inspección interna al transformador. Revise las partes mecánicas y eléctricas internas, especialmente los contactos del cambiador de taps

Fuente: www.fist.org. *Transformer maintenance*. Consulta: diciembre de 2012.

5.8. Costos estimados para implementar el mantenimiento proactivo

Una forma muy empírica de estimar los costos que ocasionará la implementación de un programa de mantenimiento proactivo es considerar el

tiempo asignado a los empleados para desarrollar labores de mantenimiento proactivo, por ejemplo 2 horas diarias y multiplicarlas por el número de empleados involucrados: esto constituirá el 50 por ciento del costo. Se asume otro costo igual, o sea, otro 50 por ciento distribuido en 30 por ciento para gastos de materiales para modificación de equipos, o sea, corrección de daños y un 20 por ciento para gastos de consultaría, educación y entrenamiento.

Para tomar decisiones basadas en la estructura de costos, y teniendo presente que para un administrador una de sus principales tareas será minimizar los costos, entonces es importante conocer sus componentes.

Los costos, en general, se pueden agrupar en dos categorías:

- los costos que tienen relación directa con las operaciones de mantenimiento, como lo son: costos administrativos, de mano de obra, de materiales, de repuestos, de subcontratación, de almacenamiento y costos de capital.
- costos por pérdidas de producción a causa de las fallas de los equipos, por disminución de la tasa de producción y pérdidas por fallas en la calidad producto al mal funcionamiento de los equipos.

5.8.1. Costo global del mantenimiento

El costo global de mantenimiento es la suma de cuatro costos:

- Costo de las intervenciones (Ci)
- Costo de las fallas (Cf)
- Costo de almacenamiento (Ca)

- Costo de sobreinversiones (Csi)

$$Cg = Ci + Cf + Ca + Csi$$

5.8.2. Costo de las intervenciones

En el costo de las intervenciones (Ci) se incluyen los gastos relacionados con el mantenimiento preventivo y correctivo. No se incluyen costos de inversión ni de actualización tecnológica, ya que estos son producto de proyectos específicos que van en relación directa con el aumento de la producción, por tanto deben estar considerados en el flujo financiero que evalúa la conveniencia de realizar ese proyecto. Tampoco se incluyen ajustes de los parámetros de producción, reubicación de los equipos, tareas de limpieza, etc.

El costo de las intervenciones está compuesto, principalmente por:

- Mano de obra interna o externa
- Repuestos de bodega o comprados para la intervención
- Materiales consumibles ocupados en la intervención

El costo de la mano de obra interna se calcula con el tiempo empleado en la intervención multiplicado por el costo de horas hombre especificando el tipo de mano de obra ocupada. La mano de obra externa, generalmente es un monto convenido con un contratista, valores que deberían estar estimados de ante mano por el encargado del mantenimiento.

Los repuestos que estaban en bodega y son usados en la reparación deben ser valorados al precio actual en el mercado y no al valor que ingresaron a bodega. Los comprados en el momento es el valor de factura.

El material consumible sea específico o general se costea conforme a la cantidad usada. La amortización de equipos de apoyo y herramientas de uso general se consideran en forma proporcional al tiempo de intervención.

5.8.3. Costo de fallas

Estos costos corresponden a las pérdidas del margen de utilidad debido a problemas directos del mantenimiento que hayan redundado en una reducción en la tasa de producción de productos con la calidad deseada, costos por multas debido al daño ambiental, aumento del costo de la seguridad del personal por fallas en los dispositivos de seguridad, pérdidas de negocios, pérdidas de materias primas que no se pueden reciclar, aumento de los costos de explotación, etc.

Los problemas de mantenimiento ocurren por:

- Mantenimiento preventivo mal definido.
- Mantenimiento preventivo o correctivo mal ejecutado.
- Uso de repuesto malos, inadecuados o de baja calidad.
- Mantenimientos efectuados en plazos muy largos por falta de comunicación entre departamentos o adquisición de repuestos.
- Falta de métodos, procedimientos, planificación o personal no calificado.

5.8.4. Costo de almacenamiento

En general, este costo es alto en las empresas y es aquí donde existe espacio para implementar mejorías tendientes a bajar costos. El costo de almacenamiento representa los costos incurridos en financiar y manejar el

inventario de piezas de recambio e insumos necesarios para la función mantenimiento, se incluyen:

- El interés financiero del capital inmovilizado por el inventario.
- La mano de obra y la infraestructura computacional dedicada a la gestión y manejo del inventario.
- Los costos de explotación de edificios: energía, seguridad y mantenimiento.
- Amortización de sistemas adjuntos: montacargas, tratamientos especiales, etc.
- Costos en seguros.
- Costos de obsolescencia.

5.8.5. Costo de sobreinversiones

En el diseño inicial de una planta, lo correcto es tomar la decisión de adquirir equipos que minimicen el costo global de mantenimiento durante su ciclo de vida. Ello implica en general que se compren equipos cuyas inversiones iniciales son mayores que las de otros que cumplen los mismos requerimientos pero cuyos costos de intervención y almacenamiento asociados se estiman menores.

A fin de incluir la sobreinversión, se amortiza la diferencia sobre la vida del equipo. Así es posible castigar en el costo global las inversiones extras requeridas para disminuir los demás componentes del costo.

CONCLUSIONES

1. La automatización de una central tiene como objetivos: reducir los costos de operación y mantenimiento, aumentar la seguridad de los equipos y optimizar el aprovechamiento energético de la instalación.
2. El mantenimiento no es una función miscelánea, produce un bien real, que puede resumirse en: capacidad de producir con calidad, seguridad y rentabilidad.
3. El mantenimiento adecuado tiende a prolongar la vida útil de los bienes, a obtener un rendimiento aceptable de los mismos durante más tiempo y a reducir el número de fallas.
4. Una organización de mantenimiento puede ser de diversos tipos, pero en todos ellos aparecen cuatro componentes siguientes: recursos. administración, planificación del trabajo y sistema de control
5. El mantenimiento proactivo es una táctica de mantenimiento, dirigida fundamentalmente a la detección y corrección de las causas que generan el desgaste y que conducen a la falla de la maquinaria.
6. El mantenimiento proactivo se define como la metodología en la cual el diagnóstico y las tecnologías de orden predictivo son empleados para lograr aumentos significativos de la vida de los equipos y disminuir las tareas de mantenimiento, con el fin de erradicar o controlar las causas de fallas de las máquinas.

RECOMENDACIONES

1. Instalar chimeneas de equilibrio, esto para atenuar o incluso impedir los efectos del golpe de ariete, también se puede evitar accionando lenta y progresivamente válvulas, compuertas, etc., las chimeneas de equilibrio actúan como pozos piezométricos, amortiguando las variaciones de presión. Esto disminuye la cantidad de mantenimiento que se le brinda a la tubería y a todos los miembros de control y acople de la conducción hidráulica.
2. Subcontratar las tareas de mantenimiento de menor valor agregado, mientras que las acciones de baja tecnología o de amplio conocimiento de mantenimiento deben trasladarse a operación con bajo riesgo de error, aquellas labores donde se disponga de proveedores locales o internacionales con mayor valor agregado y/o tecnología que los que tiene la propia empresa. Subcontratarse con precios inferiores a los internos, y es recomendable tener dentro de la empresa una pequeña cantidad de personal de mantenimiento, el cual debe poseer un alto conocimiento técnico, y se debe destinar, principalmente, a las tareas trascendentales de ingeniería de mantenimiento, este es el modelo más recomendado por su alto contenido técnico con mayor generación de valor y nivel de servicio.
3. Capacitar al personal de mantenimiento, ya que este debe entender los principios de funcionamiento y características de la máquina, con el objetivo de identificar las causas raíces de la falla y con esto reconocer condiciones defectuosas de funcionamiento.

BIBLIOGRAFÍA

1. De guate. *Sistema de energía eléctrica en Guatemala*. [en línea]. http://www.deguate.com/artman/publish/ecofin_articulos/Sistema-de-energía-eléctrica-en-Guatemala_printer.shtml. [Consulta: noviembre de 2012].
2. GUTIERREZ MORA, Alberto. *Mantenimiento estratégico para empresas o de servicios*. Colombia: AMG, 2005. 325 p.
3. JOSEPH, Hoyos; GARRAVÉ, Vila. *Tecnología industrial*. Batxillerat, Francia: McGraw – Hill, 1998. 114 p.
4. MAGGARD, Bill. *El TPM que funciona. La teoría y el diseño del mantenimiento productivo total, una guía para implementar el TPM*. Estados Unidos de Norteamérica: Allison Park. 1992. 256 p.
5. MANZANO ORREGO, Juan José. *Mantenimiento de máquinas eléctricas*. España: Paraninfo, 2002. 401 p.
6. Ministerio de Energía y Minas. *Oferta firme de Centrales Hidroelécticas*. [en línea]. <http://www.mem.gob.gt/Portal/Documents/ImgLinks/2009-10/1033/Oferta%20Firme%20para%20la%20WEB.pdf>. [Consulta: noviembre de 2012].

7. NAVARRO ELOLA, Luis. *Gestión integral de mantenimiento*. España: Marcombo, 1997. 198 p.
8. RABELO CRUZ, Eduardo Manuel. *Ingeniería de mantenimiento*. Cuba: Nueva Librería, 1997. 125 p.