



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

**ANÁLISIS DE FALLAS Y MANTENIMIENTO MECÁNICO DE UNA TURBINA
TIPO FRANCIS DE EJE VERTICAL DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA**

Andrea Priscila Xitumul Álvarez
Asesorado por el Ing. José Ismael Véliz Padilla

Guatemala, octubre de 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE FALLAS Y MANTENIMIENTO MECÁNICO DE UNA TURBINA
TIPO FRANCIS DE EJE VERTICAL DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

ANDREA PRISCILA XITUMUL ÁLVAREZ

ASESORADO POR EL ING. JOSÉ ISMAEL VÉLIZ PADILLA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERA MECÁNICA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Luis Diego Aguilar Ralón
VOCAL V	Br. Christian Daniel Estrada Santizo
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Álvaro Antonio Ávila Pinzón
EXAMINADOR	Ing. Esdras Feliciano Miranda Orozco
EXAMINADOR	Ing. Luis Eduardo Coronado Noj
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

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:

ANÁLISIS DE FALLAS Y MANTENIMIENTO MECÁNICO DE UNA TURBINA TIPO FRANCIS DE EJE VERTICAL DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica, con fecha 22 de octubre de 2014.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Andrea Priscila Xitumul Álvarez', with a stylized flourish at the end.

Andrea Priscila Xitumul Álvarez

Guatemala, 02 de septiembre de 2019

Ingeniero
Roberto Guzmán Ortíz
Director Escuela Mecánica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Ingeniero Guzmán.

Al saludarle me dirijo a usted para informarle que he tenido a bien asesorar el trabajo de graduación titulado: **“ANÁLISIS DE FALLAS Y MANTENIMIENTO MECÁNICO DE UNA TURBINA TIPO FRANCIS DE EJE VERTICAL DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA”**, desarrollado por la estudiante **Andrea Priscila Xitumul Alvarez**, y encontrándolo satisfactorio en su contenido y resultados, me permito dar aprobación al mismo sugiriendo para el tramite pertinente, en el entendido que el Autor y Asesor somos responsables del contenido y conclusiones del trabajo, sin otro particular me suscribo.

Atentamente,



Ing. José Ismael Véliz Padilla

ASESOR

JOSÉ ISMAEL VÉLIZ PADILLA
INGENIERO MECÁNICO
COLEGIADO 3646

Ref.E.I.M.215.2019

El Coordinador del Área Complementaria de la Escuela de Ingeniería Mecánica, luego de conocer el dictamen del Asesor y habiendo revisado en su totalidad el trabajo de graduación titulado: **ANÁLISIS DE FALLAS Y MANTENIMIENTO MECÁNICO DE UNA TURBINA TIPO FRANCIS DE EJE VERTICAL DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA** presentado por la estudiante **Andrea Priscila Xitumul Álvarez**, CUI 1594055050101 y Reg. Académico No. 200212396 recomienda su aprobación.

"Id y Enseñad a Todos"



Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez
Coordinador Área Complementaria
Escuela de Ingeniería Mecánica



Guatemala, septiembre 2019



USAC

TRICENTENARIA
Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Ingeniería Mecánica

Ref.E.I.M.256.2019

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica, de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor y con la aprobación del Coordinador del Área Complementaria del trabajo de graduación titulado: **ANÁLISIS DE FALLAS Y MANTENIMIENTO MECÁNICO DE UNA TURBINA TIPO FRANCIS DE EJE VERTICAL DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA** presentado por la estudiante **Andrea Priscila Xitumul Álvarez**, CUI **1594055050101**, Reg. Académico No. **200212396** y luego de haberlo revisado en su totalidad, procede a la autorización del mismo.

"Id y Enseñad a Todos"


Ing. Roberto Guzmán Ortiz
Director
Escuela de Ingeniería Mecánica



Guatemala, octubre de 2019

/aej

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref.DTG.485.2019

La Decana 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, al trabajo de graduación titulado: **ANÁLISIS DE FALLAS Y MANTENIMIENTO MECÁNICO DE UNA TURBINA TIPO FRANCIS DE EJE VERTICAL DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA**, presentado por la estudiante universitaria: **Andrea Priscila Xitumul Álvarez** y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
Decana



Guatemala, Octubre de 2019

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón, por darme sabiduría, entendimiento y paciencia para culminar esta etapa de mi vida.
- Mis padres** Juan Xitumul y Mayra Álvarez de Xitumul por guiarme en el buen camino, por sus consejos y toda la fortaleza que me han brindado durante mi vida.
- Mis hermanos** Doria, Lucía y Juan Marcos Xitumul Alvarez, por el apoyo y alegrías que me han brindado, gracias por ser unos grandes hermanos.
- Mis sobrinos** Juan Eduardo y Carlos Alejandro Fagiani Xitumul, por su cariño, por su amor y alegrías y enseñanzas que me brindan cada día.
- Mi prima** Fabiola Salazar porque has sido un ejemplo para mí, y ojalá, el de muchas mujeres, me has enseñado que una enfermedad no le gana al amor, no le gana a la lucha, eres el vivo ejemplo de persistencia y de fortaleza, y por eso mismo con esa fuerza que te caracteriza, has logrado cambiar todos los pronósticos, te quiero.

AGRADECIMIENTOS A:

Mis amigos

Ivonne, Gabriel, Mayly, Carlitos, David, César, Alejandro y demás amigos y compañeros, por haber sido soporte y compañía durante todo mi período de estudio.

La Universidad de San Carlos en especial a la Facultad de Ingeniería

Por haber sido mi casa de estudios.

Ingeniero Ismael Véliz

Por su colaboración, paciencia y apoyo brindado en la realización de este trabajo de graduación.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. ANTECEDENTES GENERALES	1
1.1. La empresa.....	1
1.1.1. Historia	1
1.1.2. Ubicación	2
1.1.3. Misión	4
1.1.4. Visión.....	4
1.1.5. Valores	5
1.2. Central Hidroeléctrica	5
1.3. Aprovechamiento de la energía hidráulica.....	6
1.4. Características de una central hidráulica.....	8
1.5. Potencia de una central hidráulica.....	9
1.6. Tipos central hidráulica.....	10
1.6.1. Según su concepción arquitectónica	10
1.6.2. Según su régimen de flujo	11
1.6.2.1. Centrales de agua fluyente	11
1.6.2.2. Centrales de embalse	11
1.6.2.3. Centrales de regulación	11
1.6.2.4. Centrales de bombeo o reversibles	12

1.6.3.	Según su altura de caída del agua.....	12
1.6.3.1.	Centrales de alta presión.....	12
1.6.3.2.	Centrales de media presión.....	13
1.6.3.3.	Centrales de baja presión.....	13
1.6.4.	Otros tipos de centrales hidroeléctricas	13
1.7.	Partes de una central hidroeléctrica	14
1.7.1.	Tubería forzada	14
1.7.2.	Presa.....	15
1.7.3.	Turbina	19
1.7.4.	Generador	23
1.7.5.	Transformador.....	24
1.7.6.	Líneas eléctricas	26
1.7.7.	Compuertas hidráulicas y válvulas hidráulicas	28
1.7.8.	Rejas y Limpia rejas	31
1.7.9.	Embalse	31
1.7.10.	Casa de máquinas o casa de turbinas	36
1.8.	Funcionamiento.....	37
1.9.	Impactos ambientales potenciales	38
1.9.1.	Manejo de la cuenca hidrográfica.....	39
1.9.2.	Otros impactos ambientales	40
2.	ANÁLISIS DE FALLAS DE LA UNIDAD GENERADORA	41
2.1.	Análisis de vibraciones mecánicas antes de mantenimiento....	41
2.2.	Daños observados en la unidad generadora durante el mantenimiento.....	45
2.2.1.	Sistema de Estator del Generador	46
2.2.1.1.	Anillo colector	48
2.2.1.2.	Cojinete combinado del generador.....	53
2.2.1.3.	Cojinete guía del generador	64

2.2.2.	Sistema de Generador.....	71
2.2.2.1.	Estator	71
2.2.2.2.	Rotor.....	77
2.2.2.3.	Sistema de frenado.....	78
2.2.3.	Regulador hidráulico de turbina	80
2.2.4.	Cojinete guía de turbina.....	85
2.2.5.	Válvula mariposa	98
2.2.6.	Limpieza, pulido y pintura de equipos generales..	100
3.	ACCIONES CORRECTIVAS.....	103
3.1.	Run out.....	103
3.1.1.	Calentamiento del bloque de empuje	103
3.1.2.	Desmontaje del bloque de empuje	108
3.1.3.	Run Out	110
3.2.	Análisis de vibraciones mecánicas después de mantenimiento	112
	CONCLUSIONES	117
	RECOMENDACIONES.....	119
	BIBLIOGRAFÍA.....	121
	ANEXOS.....	123

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Ubicación de Xacbal, en el departamento de El Quiché	3
2.	Vista área de la hidroeléctrica Xacbal, en el departamento de El Quiché.....	4
3.	Corte transversal de una represa hidroeléctrica.....	6
4.	Central al aire libre, vista área de Hidro Xacbal, Guatemala.....	10
5.	Esquema de una central hidroeléctrica. La letra <i>F</i> corresponde a la tubería forzada	14
6.	Represa Hidro Xacbal, Guatemala.....	16
7.	Sistema de suministro eléctrico. Subestación Hidro Xacbal, Guatemala.....	28
8.	Puntos de toma de datos	42
9.	Gráfica de valores globales antes del mantenimiento	44
10.	Desmontaje de tornillería de tapas superiores del Estator	47
11.	Desmontaje de tapas superiores del Estator.....	47
12.	Izaje de protector de escobillas del Estator	48
13.	Anillo colector.....	49
14.	Escobillas	50
15.	Desmontaje de anillos colectores y limpieza de ventanas visores del sistema colector.....	51
16.	Desmontaje de anillos colectores.....	51
17.	Revisión de escobillas.....	52
18.	Escobilla dañada por desgaste	52
19.	Limpieza final de anillos colectores.....	53

20.	Cojinete combinado	54
21.	Desmontaje de instrumentación en cuba del cojinete del generador....	55
22.	Apertura, vaciado de aceite y limpieza de cuba del cojinete combinado	55
23.	Desmontaje, revisión y limpieza interna y externa de tubería de aceite.....	56
24.	Desmontaje, revisión y limpieza de tubería de alta presión y válvulas antiretorno (checks)	56
25.	Desmontaje, revisión y limpieza de tubería de paso de aceite (flautas).....	57
26.	Desmontaje de cojinetes (pads) axiales	57
27.	Desmontaje de cojinetes (pads) radiales	58
28.	Revisión del estado de cojinetes (pads) axiales del cojinete combinado	58
29.	Rasquetado de cojinetes radiales (pads) para la disminución de ralladuras en babbitt	59
30.	Rasquetado y limpieza de cojinetes axiales para la disminución de ralladuras en babbitt	59
31.	Limpieza de fichas de soporte de cojinetes axiales	60
32.	Instalación de instrumentación en cuba de cojinete combinado, instalación tubería de alta presión	60
33.	Instalación de válvula antiretorno.....	61
34.	Instalación de fichas de soporte de cojinetes axiales del cojinete combinado	61
35.	Instalación de cojinetes axiales	62
36.	Instalación de soportes de cojinetes axiales.....	62
37.	Instalación de cojinetes radiales	63
38.	Instalación de tubería de aceite en cuba de cojinete combinado.....	63

39.	Finalización montaje de instrumentación en cuba de cojinete combinado.....	64
40.	Cojinete guía.....	65
41.	Desmontaje de instrumentación en cojinete guía inferior.....	66
42.	Apertura, vaciado de aceite en cuba de cojinete guía inferior.....	66
43.	Limpieza de aceite en cuba de cojinete guía inferior.....	67
44.	Limpieza de cuba en cojinete guía del generador.....	67
45.	Desmontaje de cojinetes radiales.....	68
46.	Revisión de estado y rasqueteado de cojinetes radiales para la disminución de ralladuras en babbitt.....	68
47.	Limpieza y lubricación de cojinetes radiales.....	69
48.	Cierre de cuba inferior en cojinete guía.....	69
49.	Montaje de cojinetes radiales del cojinete guía.....	70
50.	Instalación y lubricación de cojinetes radiales del cojinete guía.....	70
51.	Desmontaje de visores de cabezas de bobina.....	72
52.	Limpieza y pintura de visores de cabezas de bobina.....	73
53.	Revisión de cabezas de bobina.....	73
54.	Estado de cabezas de bobina previo a dar mantenimiento.....	74
55.	Cabezas de bobina con presencia de suciedad.....	74
56.	Cabeza de bobina después de dar limpieza y mantenimiento.....	75
57.	Radiador del sistema de enfriamiento antes de mantenimiento.....	75
58.	Mantenimiento y limpieza de radiadores del sistema de enfriamiento.....	76
59.	Elaboración de empaques para tapas de radiadores del sistema de enfriamiento.....	76
60.	Radiador del sistema de enfriamiento después de mantenimiento.....	77
61.	Revisión de zapatas de frenado.....	79
62.	Mantenimiento de gatos hidráulicos del sistema de frenado.....	79
63.	Limpieza de cilindro hidráulico y pulido de pista de frenado.....	80

64.	Alabes directrices con cuerpos extraños	81
65.	Limpieza de álabes directrices.....	81
66.	Socavación en álabes directrices.....	82
67.	Revisión en seguros de atascamiento	82
68.	Limpieza y aplicación de hulla de alquitrán en cámara espiral	83
69.	Preparación de mezcla epóxica de secado rápido para toma de muestra.....	83
70.	Toma de muestra, sección superior de álabe directriz.....	84
71.	Muestra tomada en álabe directriz sección superior.....	84
72.	Revisión de holguras de álabes directrices, medición tomada con galgas de precisión	85
73.	Ensayo no destructivo con líquidos penetrantes.....	86
74.	Ensayo no destructivo, aplicación de revelador	87
75.	Muestra de daños en rodete después de aplicar revelador	87
76.	Medición de espesores de álabes del rodete con micrómetro de exteriores	88
77.	Cojinete guía de turbina.....	88
78.	Desmontaje de instrumentación de cojinete guía de turbina	89
79.	Apertura de cuba y vaciado de aceite en cojinete guía de turbina.....	89
80.	Limpieza en cuba de cojinete guía de turbina.....	90
81.	Desmontaje de cojinete guía de turbina.....	90
82.	Ralladuras y daños por abrasión en cojinete guía de turbina	91
83.	Desmontaje y limpieza de tapa de cojinete guía de turbina.....	92
84.	Desmontaje de sello mecánico del cojinete guía	92
85.	Desmontaje y Limpieza de tapa del sello mecánico	93
86.	Limpieza de sello mecánico de repuesto	93
87.	Ralladuras en sello de servicio, anillo de bronce	94
88.	Limpieza de cojinete guía de turbina de repuesto	94
89.	Limpieza final en cuba de cojinete guía de turbina	95

90.	Ampliación del radio en tapa de cojinete guía de turbina, para la disminución de fugas de aceite	95
91.	Montaje de tapa de cojinete guía de turbina, después de limpiezas y ampliación de radio	96
92.	Montaje del repuesto del cojinete guía de turbina, después de limpiezas	96
93.	Montaje de tapas superiores del cojinete guía de turbina después de limpieza	97
94.	Pintura en interior del cono de aspiración con hulla de alquitrán	97
95.	Cierre de válvula manual.....	99
96.	Aseguramiento de enclavamientos mecánicos	100
97.	Calentamiento del bloque de empuje	104
98.	Calentamiento de bloque de empuje.....	105
99.	Protección de bloque de empuje	106
100.	Medición de anillo de empuje.....	108
101.	Extracción de anillo de empuje	109
102.	Método de cálculo del metal a ser removido	111
103.	Gráfica de valores globales después del mantenimiento	113
104.	Gráfica de tendencia de valores globales en la amplitud de velocidad, medida en milímetros/segundo mm/s; en los cojinetes del generador	114
105.	Gráfica de tendencia de valores globales en la amplitud de velocidad, medida en milímetros sobre segundos mm/s; en el cojinete guía de turbina GT	115

TABLAS

I.	Valores de referencia según Norma ISO 10816-5	43
II.	Resumen de los resultados obtenidos luego del análisis de vibraciones.....	43
III.	Historial sobre mediciones de vibraciones mecánicas en la amplitud de velocidad.....	116

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
CO₂	Dióxido de Carbono.
K	Es la unidad de temperatura de la escala creada por William Thomson Kelvin.
F.E.M.	Fuerza electromotriz o voltaje inducido.
GWh	Gigavatio-hora.
km	Kilómetro.
kW	Kilovatio.
m	Metro.
MW	Megavatio.
m³	Metro cúbico.
mm/s	Milímetros por segundo.
ONU	Organización de las Naciones Unidas.
ISO	Organismo Internacional de Normalización (International Organization for Standardization).
rpm	Revoluciones por minuto.

GLOSARIO

Álabes	Un álabe es la paleta curva de una turbomáquina o máquina de fluido rotodinámica.
Álabes directrices	Elemento de forma aerodinámica, orientable angularmente, que controla el caudal que entra al rodete de una turbina o el que sale del impulsor de una bomba.
Babbitt	Babbitt o metal de cojinete, es una de las distintas aleaciones utilizadas para la superficie de apoyo en un cojinete de fricción.
Bobina	Un inductor, bobina o reactor es un componente pasivo de un circuito eléctrico que, debido al fenómeno de la autoinducción, almacena energía en forma de campo magnético.
Carga axial	Fuerza que actúa a lo largo del eje longitudinal de un miembro estructural aplicada al centroide de la sección transversal del mismo produciendo un esfuerzo uniforme.
Cavitación	La cavitación o aspiraciones en vacío es un efecto hidrodinámico que se produce cuando se crean cavidades de vapor dentro del agua o

cualquier otro fluido en estado líquido en el que actúan fuerzas que responden a diferencias de presión, como puede suceder cuando el fluido pasa a gran velocidad por una arista afilada, produciendo una descompresión del fluido debido a la conservación de la constante de Bernoulli.

Colector

En Ingeniería Eléctrica, un colector es un método de hacer una conexión eléctrica a través de un ensamblaje rotativo.

Compuerta

Es un dispositivo hidráulicomecánico destinado a regular el pasaje de agua u otro fluido en una tubería, en un canal, presas, esclusas, obras de derivación u otra estructura hidráulica.

Densidad

Es una magnitud escalar referida a la cantidad de masa en un determinado volumen de una sustancia o un objeto sólido.

Devanado

Componente de un circuito eléctrico formado por un hilo conductor aislado y devanado repetidamente, en forma variable según uso.

Escobillas

Bloques de grafito, que mediante unos resortes, hacen presión sobre ellos para establecer el contacto eléctrico necesario.

Ensayo no destructivo	Implican un daño imperceptible o nulo.
Galgas de precisión	Se llama galga a los elementos que se utilizan en el mecanizado de piezas de verificación de las cotas con tolerancias estrechas cuando se trata de la verificación de piezas en serie.
Holgura	Espacio vacío que queda entre dos cosas que están encajadas una dentro de la otra.
Hulla de alquitrán	Es un subproducto de la producción de coque, un combustible sólido que contiene principalmente carbono y gas de carbono.
Líquidos penetrantes	Es un tipo de ensayo no destructivo que se utiliza para detectar e identificar discontinuidades presentes en la superficie de los materiales examinados, que pueden dar lugar a futuras fallas de los mismos.
Rasqueteado	Se efectúa sacando virutas muy finas, con una herramienta llamada rasqueta, sobre superficies planas y curvas, cuando hay que realizar acoplamientos; es decir, adaptar entre sí dos piezas que deben deslizarse, o girar sobre otra, con un contacto casi perfecto.
Rebaba	Porción de materia que sobresale en los bordes o en la superficie de un objeto cualquiera.

Run out	Consiste en la preparación de las pistas, con acabado superficial (rugosidad) especificado, y la posterior medición de esta rugosidad, garantizando la calidad de la lectura de los sensores de vibración.
Salto geodésico	Hace referencia a la diferencia física real en altura entre el nivel del líquido en el pozo y el punto más elevado de la tubería de descarga o el nivel del agua de salida.
Salto hidráulico	Fluido que presenta una ascensión abrupta en la superficie del fluido a altas velocidades de descarga a zonas de menores velocidades.
Socavación	Se denomina socavación a la excavación profunda causada por el agua.
Vertedero	Parte de la estructura de una presa hidráulica que permite la elevación de las aguas, ya sea en forma habitual o para controlar el nivel del reservorio de agua.

RESUMEN

El análisis de fallas y mantenimiento mecánico de una turbina tipo francis de eje vertical, es importante para la determinación de las condiciones mecánicas del equipo y detectar posibles fallos específicos, mecánicos o funcionales. La adquisición de datos es el primer y principal paso a dar para hacer un análisis de vibraciones, siendo estos datos, desplazamiento, velocidad o aceleración dependiendo de la velocidad de la máquina, de acuerdo con su relación equivalente de frecuencia rpm. Así para bajas revoluciones por minuto rpm, se tomaron los datos de desplazamientos, para velocidades que estén dentro del orden de 600 y 60 000 rpm, se midieron velocidades y para los que sean de orden superior, los datos tomados fueron aceleraciones.

OBJETIVOS

General

Analizar fallas y dar mantenimiento mecánico de una turbina tipo francis de eje vertical.

Específicos

1. Identificar fallas en unidad generadora.
2. Realizar mantenimiento mayor en unidad generadora.
3. Alinear el conjunto del generador y la turbina de la unidad generadora.
4. Poner en funcionamiento la unidad generadora.

INTRODUCCIÓN

La generación de energía eléctrica puede realizarse de diversas formas, siendo una de ellas mediante el flujo de corrientes de agua en zonas donde existe tal líquido de manera abundante. Normalmente las centrales hidroeléctricas requieren de poco mantenimiento, al menos comparadas con otras centrales de generación y la contaminación es nula.

Las turbinas hidráulicas llegan a operar durante períodos largos sin problemas importantes. Sin embargo, en ocasiones puede haber problemas difíciles de resolver, sobre todo en casos de rehabilitación de unidades generadoras, cuyos componentes han sufrido daños severos y tengan que ser reparados inmediatamente para continuar con el funcionamiento de la central hidroeléctrica.

En el presente trabajo, se analizan los principios fundamentales de las turbinas hidráulicas y los principios generales de funcionamiento de una central hidroeléctrica.

1. ANTECEDENTES GENERALES

1.1. La empresa

A continuación se presentan características importantes de la empresa.

1.1.1. Historia

La Central Hidroeléctrica es una empresa energética. Se considera como uno de los proyectos de inversión privada, más grandes de Centroamérica. Cuenta con una presa de gravedad con una altura de 10,35 m que utiliza el agua del río Xacbal. La hidroeléctrica tiene un embalse de regulación diaria, tiene 2 turbinas Francis vertical de Voith-Siemens con una capacidad instalada de 94 MW; un salto de 199 m. Se estima que genera un promedio anual de 486 GWh de electricidad al año, que representa el 6 % de la generación total de Guatemala.

Un canal de conducción abierto, con un desarenador, lleva el agua al embalse que tiene una capacidad de 700 000 m³. Tiene un tanque de oscilación y un túnel de conducción con una longitud de 4,7 km y un diámetro de 4,65 m, así como una tubería de presión con una longitud de 615 m y un diámetro de 3,55 m.

El desarrollo de la obra

La construcción de la hidroeléctrica inició a principios de 2007; su conexión a la red nacional de Guatemala se realizó el 24 de mayo de 2010,

para ser inaugurada el 10 de agosto, de ese mismo año. Cuenta con la acreditación del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales de Guatemala. En diciembre de 2008, el proyecto fue registrado ante la ONU como Mecanismo de Desarrollo Limpio con una proyección para reducir CO₂ Dióxido de Carbono de 311 mil toneladas anuales.

Se califica como un polo de desarrollo en el municipio de San Gaspar Chajul, y comunidades de Jua, Chel, Sotzil, Ilom, Estrella Polar, Xaxmoxan y Jala a las Flores. Incluye la construcción de redes de distribución de energía eléctrica para beneficio de más de mil familias en 8 comunidades de la región (ver figura 1).

Durante la construcción de la obra, se descubrió un sitio arqueológico, que fue llamado Xacbal. Ahora tiene un plan de protección del sitio.

La energía que genere la hidroeléctrica, es transportada por medio de una línea de transmisión de 130 km de longitud, hasta conectar con el Sistema Eléctrico Nacional de Guatemala, para abastecer de electricidad a un promedio de 405 mil hogares guatemaltecos.

Esto viene a contribuir al desarrollo del departamento de Quiché y sus zonas aledañas de influencia.

1.1.2. Ubicación

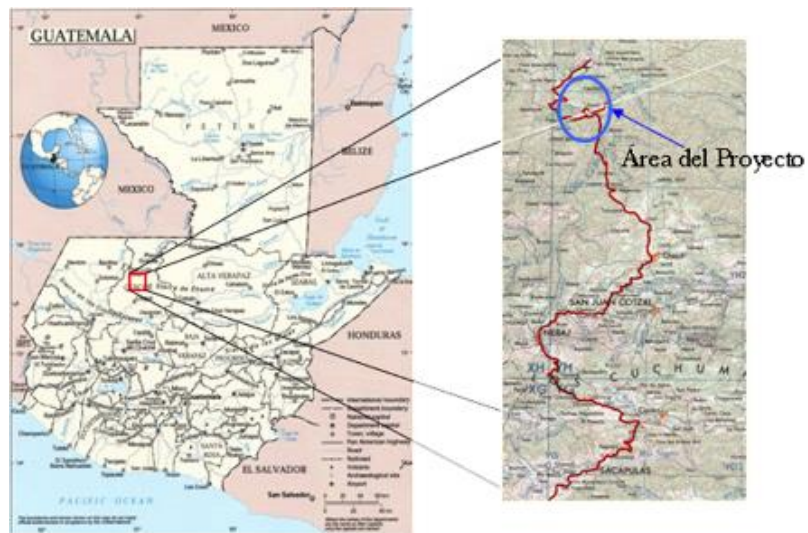
La Central Hidroeléctrica se encuentra ubicada cerca de la finca La Perla en el municipio de San Gaspar, Chajul, El Quiché, Guatemala (ver figura 2).

Coordenada geográfica:

Latitud: 15°37'27.53" N

Longitud: 91°4'57.19" O

Figura 1. **Ubicación de Xacbal, en el departamento de El Quiché**



Fuente: CGN NOTICIAS. Nueva Hidroeléctrica en Guatemala.
<https://cgnoticiasdeguatemala.files.wordpress.com/2010/09/mapa-xacbal.png>. Consulta:
septiembre 2014.

Figura 2. **Vista área de la hidroeléctrica Xacbal, en el departamento de El Quiché**



Fuente: CGN NOTICIAS. Nueva Hidroeléctrica en Guatemala
<https://cgnnoticiasdeguatemala.wordpress.com/2010/09/09/nueva-hidroelectrica-en-guatemala-hidro-xacbal/>. Consulta: septiembre 2014.

1.1.3. Misión

Todos los que integramos esta organización tenemos un denominador común, el cual es el cumplimiento de la visión corporativa y la cristalización de sueños empresariales que son fuente de empleo y progreso para las comunidades donde hacemos negocios.

1.1.4. Visión

Ser el grupo empresarial latinoamericano con mayor capacidad de crear valor a través del desarrollo de proyectos diversificados, con énfasis en el sector energético, de manera innovadora, responsable y sostenible.

1.1.5. Valores

Confianza: la confianza es un principio básico que engloba honestidad, integridad y transparencia que genera un verdadero trabajo en equipo a todos los niveles, dentro y fuera de la organización.

Respeto: el respeto es valorar los derechos y la seguridad de los individuos de la sociedad y del medio ambiente, dentro y fuera de la organización.

Pasión: la pasión es parte fundamental del ADN de la compañía. Tenemos el sentido de urgencia competitiva y el compromiso personal de dar “la milla extra” para sobrepasar las expectativas de los clientes internos y externos.

Creatividad: valoramos e impulsamos la creatividad y el espíritu emprendedor para generar nuevas oportunidades y ser más efectivos y eficientes.

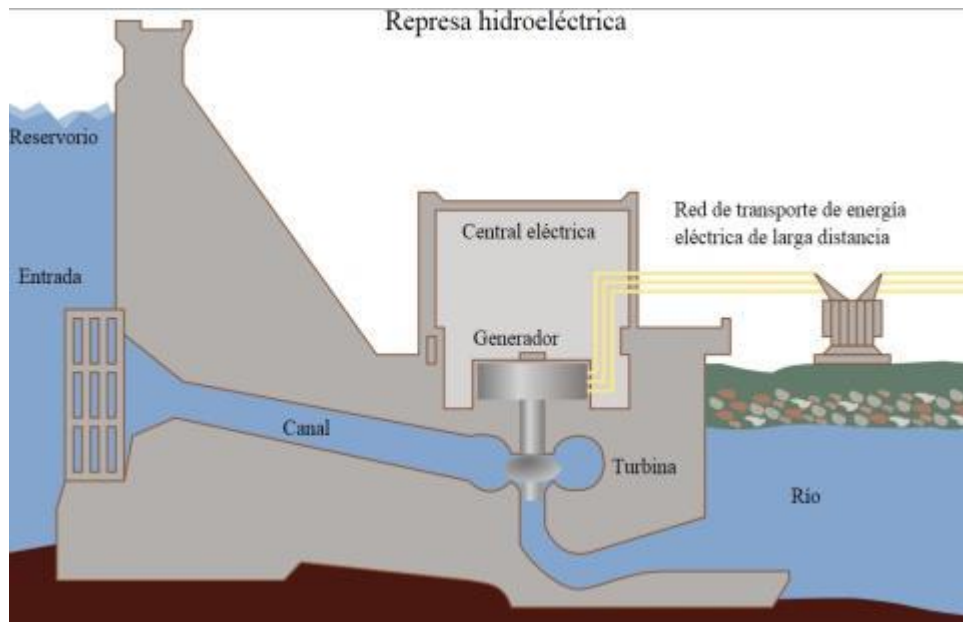
Enfoque en resultados: nos enfocamos en resultados creando valor con el compromiso de satisfacer a nuestros clientes, y desarrollando las capacidades de nuestros colaboradores y la organización.

1.2. Central Hidroeléctrica

En una central hidroeléctrica se 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 gravitatoria 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 transmite la energía a un generador donde se transforma en energía eléctrica (ver figura 3).

Figura 3. **Corte transversal de una represa hidroeléctrica**



Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Central_hidroel%C3%A9ctrica. Consulta: septiembre 2014.

1.3. **Aprovechamiento de la energía hidráulica**

En la antigüedad se aprovechaba ya la energía del agua; utilizando ruedas hidráulicas para moler trigo. Sin embargo, la posibilidad de emplear esclavos y animales de carga retrasó su aplicación generalizada hasta el

siglo XII. Durante la edad media, las enormes ruedas hidráulicas de madera desarrollaban una potencia máxima de cincuenta caballos.

La energía hidroeléctrica debe su mayor desarrollo al ingeniero civil británico John Smeaton, que construyó por primera vez grandes ruedas hidráulicas de hierro colado. La hidroeléctricidad tuvo mucha importancia durante la Revolución Industrial. Impulsó a las industrias textiles y del cuero y los talleres de construcción de máquinas a principios del siglo XIX. Aunque las máquinas de vapor ya estaban perfeccionadas, el carbón era escaso y la madera poco satisfactoria como combustible.

Se denomina energía hidráulica, energía hídrica o hidroenergía a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente del agua, saltos de agua o mareas. Es un tipo de 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.

Las formas más frecuentes utilizadas para explotar la energía hidráulica son:

- **Desvío del cauce del agua:** el principio fundamental de esta forma de aprovechamiento hidráulico de los ríos se basa en el hecho de que la velocidad del flujo de estos es básicamente constante a lo de su cauce, el cual siempre es descendente. Este hecho revela que la energía potencial no es íntegramente convertida en energía cinética como sucede en el caso de una masa en caída libre, la cual se acelera, sino que esta es invertida en las llamadas pérdidas, es decir, la energía potencial se pierde en las fuerzas de fricción con el suelo, en el transporte de partículas, en formar remolinos. Entonces esta energía potencial podría ser aprovechada si se pueden evitar las llamadas pérdidas y hacer pasar

el agua a través de una turbina. El conjunto de obras que permiten el aprovechamiento de la energía anteriormente mencionada, reciben el nombre de central hidroeléctrica o hidráulica.

- **Interpretación de la corriente del agua:** este método consiste en la construcción de una represa o embalse que retenga el cauce de agua, causando un aumento del nivel del río en su parte anterior a la presa de agua, el cual podría eventualmente convertirse en un embalse. El dique establece una corriente de agua no uniforme y modifica la forma de la superficie de agua libre del río antes y después de este, que toman forma de las llamadas curvas de remanso. El establecimiento de las curvas de remanso determina un nuevo salto geodésico aprovechable de agua.

1.4. Características de una central hidráulica

Las dos características principales de una central hidroeléctrica, desde el punto de vista de su capacidad de generación de electricidad son:

- La potencia, que está en función del desnivel existente entre el nivel medio del embalse y el nivel medio de las aguas debajo de la central, y del caudal máximo de turbina, además de las características de las turbinas y de los generadores usados en la transformación.
- La energía garantizada en un lapso de tiempo determinado, generalmente un año, que está en función del volumen útil del embalse, y de la potencia instalada.

La potencia de una central puede variar desde unos pocos megavatios, como en el caso de las minicentrales hidroeléctricas, hasta 14 000 MW como en

los casos de la Itaipú, entre Paraguay y Brasil que tiene 20 turbinas de 700 MW cada una, es la segunda central hidroeléctrica más grande del mundo, la mayor es la Presa de las Tres Gargantas, en China, con una potencia de 22 500 MW.

1.5. Potencia de una central hidráulica

La potencia de una central hidroeléctrica se mide generalmente en megavatios MW y se calcula mediante la fórmula siguiente:

$$P_e = \rho * 9.81 * \eta_t * \eta_g * \eta_m * Q * H$$

donde:

- P_e =potencia en vatios W
- ρ = densidad del fluido en kg/m^3
- η_t = rendimiento de la turbina hidráulica entre 0,75 y 0,94
- η_g = rendimiento del generador eléctrico entre 0,92 y 0,97
- η_m = rendimiento mecánico del acoplamiento turbina alternador 0,95/0,99
- Q = caudal de turbina en m^3/s
- H = desnivel disponible en la presa entre aguas arriba y aguas abajo, en metros m.

En una central hidroeléctrica se define:

- Potencia media: potencia calculada mediante la fórmula de arriba considerando el caudal medio disponible y el desnivel medio disponible.
- Potencia instalada: potencia nominal de los grupos generadores instalados en la central.

1.6. Tipos central hidráulica

A continuación se describen los tipos de centrales hidráulicas.

1.6.1. Según su concepción arquitectónica

- Centrales al aire libre, al pie de la presa, o relativamente alejadas de esta. Están conectadas por medio de una tubería de presión (ver figura 4).
- Centrales en caverna, generalmente conectadas al embalse por medio de túneles, tuberías en presión, o por la combinación de ambas.

Figura 4. **Central al aire libre, vista área de Hidro Xacbal, Guatemala**



Fuente: <http://www.hillandknowlton.com.gt/noticia26.html>. Consulta: septiembre 2014.

1.6.2. Según su régimen de flujo

Por su régimen de flujo las centrales hidráulicas se dividen en las siguientes:

1.6.2.1. 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, horizontal cuando la pendiente del río es baja.

1.6.2.2. 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.

1.6.2.3. Centrales de regulación

Almacenamiento del agua que fluye del río capaz de cubrir horas de consumo.

1.6.2.4. Centrales de bombeo o reversibles

Una central hidroeléctrica reversible es una central hidroeléctrica que además de poder transformar la energía potencial del agua en electricidad, tiene la capacidad de hacerlo a la inversa, es decir, aumentar la energía potencial del agua por ejemplo; subiéndola a un embalse, consumiendo para ello energía eléctrica. De esta manera, puede utilizarse como un método de almacenamiento de energía, una especie de batería gigante. Están concebidas para satisfacer la demanda energética en horas pico y almacenar energía en horas valle.

Aunque lo habitual es que estas centrales turbinabombeo el agua entre en dos embalses a distinta altura, existe un caso particular llamado centrales de bombeo puro donde, el embalse superior se sustituye por un gran depósito, cuya única aportación de agua es la que se bombea del embalse inferior.

1.6.3. Según su altura de caída del agua

Por su altura de caída, las centrales hidráulicas se clasifican en:

1.6.3.1. Centrales de alta presión

Aquí se incluyen aquellas centrales en las que el salto hidráulico es superior a los 200 m de altura, por lo que solía corresponder con centrales de turbinas Pelton.

1.6.3.2. Centrales de media presión

Son las centrales con caída del agua de 20 a 200 m, siendo dominante el uso de turbinas Francis, aunque también se pueden usar Kaplan.

1.6.3.3. Centrales de baja presión

Centrales en las que el salto hidráulico es inferior a 20 m, siendo usadas las turbinas Kaplan.

1.6.4. Otros tipos de centrales hidroeléctricas

- Centrales mareomotrices: utilizan el flujo y reflujos de las mareas. Pueden ser ventajosas en zonas costeras, donde las diferencias entre las mareas son amplias 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.
- 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 2MW. Lamentablemente fue destruida un mes más tarde por un temporal.

Los tipos de turbinas existentes son: Francis, Turgo, Kaplan y Pelton. Para la transformación de la energía mecánica en energía eléctrica.

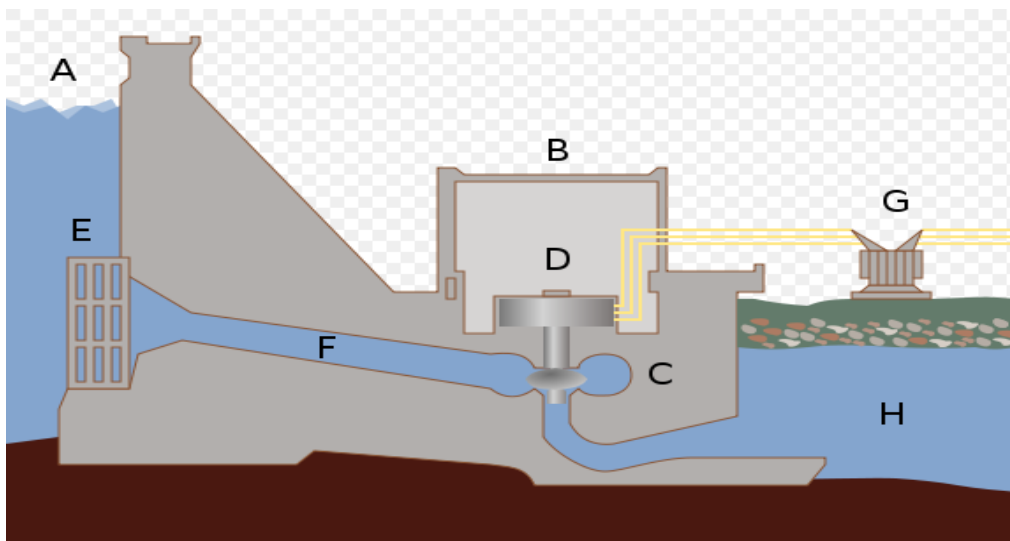
1.7. Partes de una central hidroeléctrica

Una central hidroeléctrica, está constituida por:

1.7.1. Tubería forzada

Una tubería forzada es la tubería que lleva el agua a presión desde el canal o el embalse hasta la entrada de la turbina (ver figura 5).

Figura 5. **Esquema de una central hidroeléctrica. La letra F corresponde a la tubería forzada**

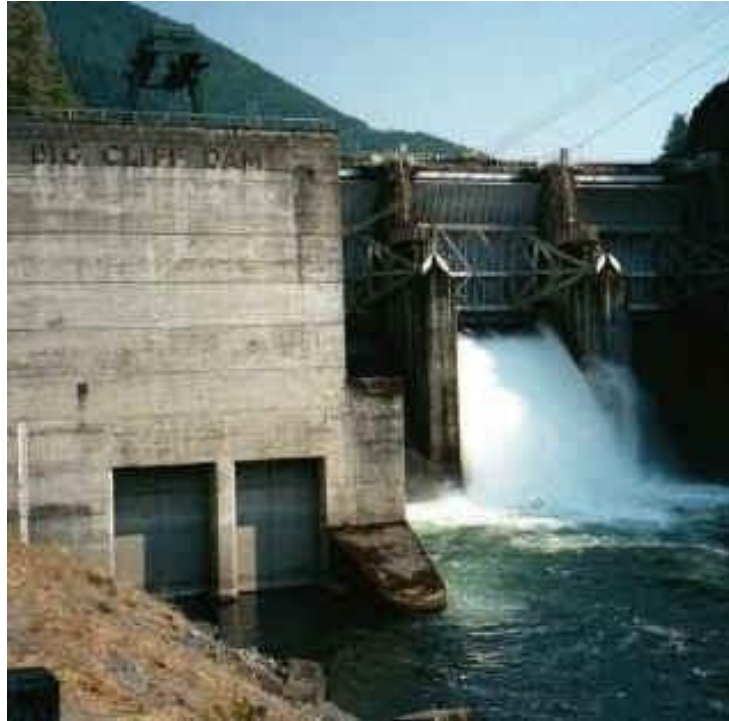


Fuente: Wikipedia. Tubería forzada. http://es.wikipedia.org/wiki/Tuber%C3%ADa_forzada.
Consulta: septiembre 2014.

1.7.2. Presa

En ingeniería se denomina presa o represa a una barrera fabricada de piedra, hormigón o materiales sueltos, que se construye habitualmente en una cerrada o desfiladero sobre un río o arroyo (ver figura 6). Tiene la finalidad de embalsar el agua en el cauce fluvial para elevar su nivel con el objetivo de derivarla, mediante canalizaciones de riego. Para su aprovechamiento en abastecimiento o regadío, laminación de avenidas, evitar inundaciones de aguas debajo de la presa o para la producción de energía mecánica; al transformar la energía potencial del almacenamiento en energía cinética y esta nuevamente en mecánica y así se accione un elemento móvil con la fuerza del agua. La energía mecánica puede aprovecharse directamente, como en los antiguos molinos, o de forma indirecta para producir energía eléctrica, como se hace en las centrales hidroeléctricas.

Figura 6. **Represa Hidro Xacbal, Guatemala**



Fuente: Elekrika. <http://elekrika-servicios.blogspot.com/2009/02/construiran-hidroelectrica-xacbal.html>. Consulta: septiembre 2014.

- Términos usados en presas
 - El embalse: es el volumen de agua que queda retenido por la presa.
 - El vaso: es la parte del valle que, inundándose, contiene el agua embalsada.
 - La cerrada o boquilla: es el punto concreto del terreno donde se construye la presa.

- La *presa o cortina*: propiamente dicha, cuyas funciones básicas son, por un lado garantizar la estabilidad de toda la construcción, soportando un empuje hidrostático del agua, y por otro no permitir la filtración del agua. A su vez, en la presa se distingue:
 - Los paramentos, caras o taludes: son las dos superficies más o menos verticales principales que limitan el cuerpo de la presa, el interior o de aguas arriba, que está en contacto con el agua, y el exterior o de aguas abajo.
 - La coronación o coronamiento: es la superficie que delimita la presa superiormente.
 - Los estribos o empotramientos: son los laterales del muro que están en contacto con la cerrada contra la que se apoya.
 - La cimentación: es la parte de la estructura de la presa, a través de la cual se transmiten las cargas al terreno, tanto las producidas por la presión hidrostática como las del peso propio de la estructura.
 - El aliviadero o vertedero: es la estructura hidráulica por la que rebosa el agua excedente cuando la presa ya está llena.
 - Las compuertas: son los dispositivos mecánicos destinados a regular el caudal de agua a través de la presa.

- El desagüe de fondo o descargador de fondo: permite mantener el denominado caudal ecológico aguas abajo de la presa y vaciar la presa en caso de ser necesario por ejemplo, durante emergencias por posible falla de la presa.
 - Las tomas: son utilizadas para extraer agua de la presa para un cierto uso, como puede ser abastecimiento a una central hidroeléctrica o a una ciudad.
 - Las esclusas: permiten la navegación a través de la presa.
 - La escala o escalera de peces: permite la migración de los peces en sentido ascendente de la corriente en algunos casos se instalan ascensores para peces.
- Tipos de presas

Los diferentes tipos de presas responden a las diversas posibilidades de cumplir la doble exigencia de resistir el empuje del agua y evacuarla cuando sea preciso. En cada caso, las características del terreno y los usos que se le quiera dar al agua, condicionan la elección del tipo de presa más adecuado.

- Existen numerosas clasificaciones, dependiendo de:
 - Si son fijas o móviles hinchables, por ejemplo: su forma o manera de transmitir las cargas a las que se ve sometida, y los materiales empleados en la construcción.

- Dependiendo de su forma pueden ser:
 - De gravedad.
 - de contrafuertes.
 - De arco simple.
 - Bóvedas o arcos de doble curvatura.
 - Mixta, si está compuesta por partes de diferente tipología.

- Dependiendo del material se pueden clasificar en:
 - De hormigón masivo convencional o compactado con rodillo.
 - De mampostería.
 - De materiales sueltos de escollera, de núcleo de arcilla, con pantalla asfáltica, con pantalla de hormigón u homogénea.

Las presas hinchables, basculantes y pivotantes suelen ser de mucha menor entidad.

1.7.3. Turbina

Turbina es el nombre genérico que se da a la mayoría de las turbomáquinas motoras. Estas son máquinas de fluido, a través de las cuales pasa un fluido en forma continua y este le entrega su energía a través de un rodete con paletas o álabes.

La turbina es un motor rotativo que convierte en energía mecánica. El elemento básico de la turbina, es la rueda o rotor, que cuenta con palas,

hélices, cuchillas o cubos colocados alrededor de su circunferencia, de tal forma que el fluido en movimiento produce una fuerza tangencial que impulsa la rueda y la hace girar. Esta energía mecánica se transfiere a través de un eje para proporcionar el movimiento de una máquina, un compresor, un generador eléctrico o una hélice.

Las turbinas constan de una o dos ruedas con paletas, denominadas rotor y estator, siendo la primera la que impulsa por el fluido, arrastra el eje en el que se obtiene el movimiento de rotación.

- Tipos de turbinas

Las turbinas pueden clasificarse en dos subgrupos principales: hidráulicas y térmicas.

- Turbinas hidráulicas

Son aquellas cuyo fluido de trabajo no sufre un cambio de densidad considerable a través de su paso por el rodete o por el estátor; estas son generalmente las turbinas de agua, que son las más comunes, pero igual se pueden modelar como turbinas hidráulicas a los molinos de viento o aerogeneradores.

Dentro de este género suele hablarse de:

- Turbinas de acción: son aquellas en que el fluido no sufre ningún cambio de presión a través de su paso por el rodete. La presión que el fluido tiene a la entrada en la turbina, se reduce hasta la presión atmosférica en la corona directriz,

manteniéndose constante en todo el rodete. Su principal característica es que carecen de tubería de aspiración. La principal turbina de acción es la Turbina Pelton, cuyo flujo es tangencial. Se caracterizan por tener un número específico de revoluciones bajo $ns \leq 30$. El distribuidor en estas turbinas se denomina inyector.

- Turbinas de reacción: Son aquellas en el que el fluido sufre un cambio de presión considerable en su paso por el rodete. El fluido entra en el rodete con una presión superior a la atmosférica y a la salida de este presenta una depresión. Se caracterizan por presentar una tubería de aspiración, la cual une la salida del rodete con la zona de descarga de fluido. Estas turbinas se pueden dividir atendiendo a la configuración de los álabes. Así, existen las turbinas de álabes fijos Francis->Flujo diagonal; Hélice->Flujo axial y turbinas con álabes orientables Deriaz->Flujo diagonal; Kaplan->Flujo axial. El empleo de álabes orientables permite obtener rendimientos hidráulicos mayores.

El rango de aplicación una aproximación de las turbinas, de menor a mayor salto es: Kaplan-Francis-Pelton.

El número específico de revoluciones es un número común para todas las turbinas bombas geoméricamente semejantes de menor a mayor como: Pelton-Francis-Kaplan. Cuanto mayor es el número específico de revoluciones, tanto mayor es el riesgo de cavitación de la turbina, es decir, una Turbina

Kaplan tiene más probabilidad de que se dé en ella el fenómeno de la cavitación que en una Turbina Francis o una Pelton.

- Turbinas térmicas

Son aquellas cuyo fluido de trabajo sufre un cambio de densidad considerable a través de su paso por la máquina.

Estas se suelen clasificar en dos subconjuntos distintos debido a sus diferencias fundamentales de diseño:

- Turbinas a vapor: su fluido de trabajo puede sufrir un cambio de fase durante su paso por el rodete; este es el caso de las turbinas a mercurio, que fueron populares en algún momento, y el de las turbinas a vapor de agua, que son las más comunes.
- Turbinas a gas: en este tipo de turbinas no se espera un cambio de fase del fluido durante su paso por el rodete.

También al hablar de turbinas térmicas, suele hablarse de los siguientes subgrupos:

- Turbinas a acción: en este tipo de turbinas el salto entálpico ocurre solo en el estátor, dándose la transferencia de energía solo por acción del cambio de velocidad del fluido.
- Turbinas a reacción: el salto entálpico se realiza tanto en el rodete como en el estátor, o posiblemente solo en rotor.

Igual de común es clasificar las turbinas por la presión existente en ellas en relación a otras turbinas dispuestas en el mismo grupo:

- Turbinas de alta presión: son las más pequeñas de entre todas las etapas y son las primeras por donde entra el fluido de trabajo a la turbina.
- Turbinas de media presión.
- Turbinas de baja presión: Son las últimas de entre todas las etapas, son las más largas y ya no pueden ser más modeladas por la descripción euleriana de las turbomáquinas.

1.7.4. Generador

Un generador eléctrico es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrica entre dos de sus puntos llamados polos, terminales o bornes transformando la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura denominada también estator. Si se produce mecánicamente un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se generará una fuerza electromotriz F.E.M. Este sistema está basado en la ley de Faraday.

Aunque la corriente generada es corriente alterna, puede ser rectificadas para obtener una corriente continua. La mayoría de los generadores de corriente alterna son de tres fases.

El proceso inverso sería el realizado por un motor eléctrico, que transforma energía eléctrica en mecánica.

- Otros sistemas de generación de corrientes eléctricas

No sólo es posible obtener una corriente eléctrica a partir de energía mecánica de rotación sino que es posible hacerlo con cualquier otro tipo de energía como punto de partida. Desde este punto de vista más amplio, los generadores se clasifican en dos tipos fundamentales:

- Primarios: convierten en energía eléctrica, la energía de otra naturaleza que reciben de la que disponen inicialmente, como alternadores, dinamos.
- Secundarios: entregan una parte de la energía eléctrica que han recibido previamente, es decir, en primer lugar reciben energía de una corriente eléctrica y la almacenan en forma de alguna clase de energía. Posteriormente, transforman nuevamente la energía almacenada en energía eléctrica. Un ejemplo son las pilas o baterías recargables.

1.7.5. Transformador

Se denomina transformador a un dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal, esto es sin pérdidas, es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño y tamaño, entre otros factores.

El transformador es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión, en energía alterna de otro nivel de tensión,

basándose en el fenómeno de la inducción electromagnética. Está constituido por dos bobinas de material conductor, devanadas sobre un núcleo cerrado de material ferromagnético, pero aisladas entre sí eléctricamente. La única conexión entre las bobinas la constituye el flujo magnético común que se establece en el núcleo. El núcleo, generalmente, es fabricado bien sea de hierro o de láminas apiladas de acero eléctrico, aleación apropiada para optimizar el flujo magnético. Las bobinas o devanados se denominan primario y secundario según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente. También existen transformadores con más devanados; en este caso, puede existir un devanado terciario, de menor tensión que el secundario.

- **Funcionamiento**

Este elemento eléctrico se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética, ya que si aplicamos una fuerza electromotriz alterna en el devanado primario, debido a la variación de la intensidad y sentido de la corriente alterna, se produce la inducción de un flujo magnético variable en el núcleo de hierro.

Este flujo originará por inducción electromagnética, la aparición de una fuerza electromotriz en el devanado secundario. La tensión en el devanado secundario dependerá directamente del número de espiras que tengan los devanados y de la tensión del devanado primario.

1.7.6. Líneas eléctricas

La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas.

Para ello, los niveles de energía eléctrica producidos deben ser transformados, elevándose su nivel de tensión. Esto se hace considerando que para un determinado nivel de potencia a transmitir, al elevar la tensión se reduce la corriente que circulará, reduciéndose las pérdidas por efecto Joule. Con este fin se remplazan subestaciones elevadoras en las cuales dicha transformación se efectúa empleando transformadores, o bien autotransformadores (ver figura 7). De esta manera, una red de transmisión emplea usualmente voltajes del orden de 220 kV y superiores, denominados de alta tensión, de 400 o de 500 kV.

Parte de la red de transporte de energía eléctrica son las llamadas líneas de transporte.

Una línea de transporte de energía eléctrica o línea de alta tensión es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias. Está constituida tanto por el elemento conductor, usualmente cables de acero, cobre o aluminio, como por sus elementos de soporte, las torres de alta tensión. Generalmente se dice que los conductores tienen vida propia debido a que están sujetos a tracciones causadas por la combinación de agentes como el viento, la temperatura del conductor, la temperatura del viento.

Existen una gran variedad de torres de transmisión como son conocidas, entre ellas las más importantes y más usadas son las torres de amarre, las cuales deben ser mucho más fuertes para soportar las grandes tracciones generadas por los elementos antes mencionados, usadas generalmente cuando es necesario dar un giro con un ángulo determinado para cruzar carreteras, evitar obstáculos, así también, cuando es necesario elevar la línea para subir un cerro o pasar por debajo o encima de una línea existente.

Existen también las llamadas torres de suspensión, las cuales no deben soportar peso alguno más que el del propio conductor. Este tipo de torres son usadas para llevar al conductor de un sitio a otro, tomando en cuenta que sea una línea recta, que no se encuentren cruces de líneas u obstáculos.

La capacidad de la línea de transmisión afecta al tamaño de estas estructuras principales. Por ejemplo, la estructura de la torre varía directamente según el voltaje requerido y la capacidad de la línea. Las torres pueden ser postes simples de madera para las líneas de transmisión, pequeñas hasta 46 kilovoltios kV. Se emplean estructuras de postes de madera en forma de H, para las líneas de 69 a 231 kV. Se utilizan estructuras de acero independientes, de circuito simple, para las líneas de 161 kV o más. Es posible tener líneas de transmisión de hasta 1 000 kV.

Al estar formadas por estructuras hechas de perfiles de acero, como medio de sustentación del conductor se emplean aisladores de disco o aisladores poliméricos y herrajes para soportarlos.

Figura 7. **Sistema de suministro eléctrico. Subestación Hidro Xacbal, Guatemala**



Fuente: elaboración propia.

1.7.7. Compuertas hidráulicas y válvulas hidráulicas

- Compuerta hidráulica

Una compuerta hidráulica es un dispositivo hidráulico y mecánico destinado a regular el pasaje de agua u otro fluido en una tubería, en un canal, presas, esclusas, obras de derivación u otra estructura hidráulica.

- Principales tipos de compuertas

Para canales, presas, esclusas y obras hidráulicas de envergadura los principales tipos de compuertas son:

- Compuerta tipo anillo.
- Compuerta tipo basculante, también denominada clapeta o chapaleta.
- Compuerta tipo cilindro.
- Compuerta tipo esclusa.
- Compuerta tipo lagarto.
- Compuerta tipo rodante.
- Compuerta tipo sector.
- Compuerta tipo segmento.
- Compuerta tipo Stoney.
- Compuerta tipo tambor.
- Compuerta tipo tejado.
- Compuerta tipo plana deslizante o con ruedas.
- Compuerta tipo vagón tipo de compuerta plana.
- Compuerta tipo visera.
- Compuerta tipo ataguía.
- Compuertas automáticas para control de nivel.
 - Compuertas para el control de nivel aguas arriba: compuerta AMIS.
 - Compuertas para el control de nivel aguas abajo: compuerta AVIS.

Para tuberías los principales tipos de compuertas, también llamadas válvulas, son:

- Válvula esférica
- Válvula de mariposa
- Válvula Aguja

- Válvula hidráulica

Una válvula hidráulica es un mecanismo que sirve para regular el flujo de fluidos.

Las válvulas que se utilizan en obras hidráulicas son un caso particular de válvulas industriales ya que presentan algunas características únicas y por tanto merecen ser tratadas de forma separada.

- Clasificación

La clasificación de las válvulas utilizadas en las obras hidráulicas pueden hacerse según el tipo de obra hidráulica:

- Presas y centrales hidroeléctricas:
 - ✓ Válvulas para descarga de fondo en presas, por ejemplo del tipo Howell-Bunger.
 - ✓ Válvulas disipadoras de energía.
 - ✓ Válvulas para regular el caudal en una toma.
 - ✓ Válvulas para regular la entrada de agua a la turbina.
 - ✓ Válvulas tipo aguja.
- Acueductos:
 - ✓ Válvula tipo mariposa.
 - ✓ Válvula tipo compuerta.
 - ✓ Válvula tipo esférico.

- ✓ Válvulas antirretorno.
- ✓ Válvula de pie.
- ✓ Válvula de disco autocentrado.

- Sistemas de riego:

- ✓ Válvulas para hidrantes.
- ✓ Válvulas antirretorno.
- ✓ Válvula de pie.

1.7.8. Rejas y Limpia rejas

Son las encargadas de impedir que pasen materiales que puedan estropear las turbinas.

1.7.9. Embalse

Se denomina embalse a la acumulación de agua producida por una obstrucción en el lecho de un río o arroyo que cierra parcial o totalmente su cauce.

Los embalses generados al construir una presa pueden tener la finalidad de:

Regular el caudal de un río o arroyo, almacenando el agua de los períodos húmedos para utilizarlos durante los períodos más secos para el riego, para el abastecimiento de agua potable, para la generación de energía eléctrica, para permitir la navegación o para diluir poluentes. Cuando un embalse tiene más de un fin, se le llama de usos múltiples:

- Contener los caudales extremos de las avenidas o crecidas. Laminación de avenidas;
- Crear una diferencia de nivel para generar energía eléctrica, mediante una central hidroeléctrica;
- Crear espacios para esparcimiento y deportes acuáticos.

- Características de los embalses

Las características físicas principales de un embalse son las curvas cotavolumen, la curva cotasuperficie inundada y el caudal regularizado.

Dependiendo de las características del valle, si este es amplio y abierto, las áreas inundables pueden ocupar zonas densamente pobladas, o áreas fértiles para la agricultura. En estos casos, antes de construir la presa debe evaluarse muy objetivamente las ventajas e inconvenientes, mediante un estudio de impacto ambiental, que no siempre se ha hecho en el pasado.

En otros casos, especialmente en zonas altas y abruptas, el embalse ocupa tierras deshabitadas, en cuyo caso los impactos ambientales son limitados o inexistentes.

El caudal regularizado es quizás la característica más importante de los embalses destinados, justamente para regularizar, a lo largo del día, del año o periodos plurianuales o quizás pasen siglos antes de que este sea deshabilitado por la mano humana, el caudal que puede ser retirado en forma continua para el uso para que se ha construido el embalse.

- Niveles característicos de los embalses de los caudales

El nivel del agua en un embalse es siempre mayor que el nivel original del río. Desde el punto de vista de la operación de los embalses, se definen una serie de niveles. Los principales son en orden creciente:

- Nivel mínimo *minimorum*: es el nivel mínimo que puede alcanzar el embalse; coincide con el nivel mínimo de la toma situada en la menor cota.
- Nivel mínimo operacional: es el nivel por debajo del cual las estructuras asociadas al embalse y la presa no operan u operan en forma inadecuada.
- Nivel medio. es el nivel que tiene el 50 % de permanencia en el lapso del ciclo de compensación del embalse, que puede ser de un día, para los pequeños embalses, hasta períodos plurianuales para los grandes embalses. El período más frecuente es de un año.
- Nivel máximo operacional: al llegarse a este nivel se comienza a verter agua con el objetivo de mantener el nivel pero sin causar daños aguas abajo.
- Nivel del vertedero. si la presa dispone de un solo vertedero libre, el nivel de la solera coincide con el nivel máximo operacional. Si el vertedero está equipado con compuertas, el nivel de la solera es inferior al máximo operacional.

- Nivel máximo normal: al llegarse a este nivel la operación cambia de objetivo y la prioridad es garantizar la seguridad de la presa. En esta fase pueden ocurrir daños aguas abajo; sin embargo, se intentará minimizar los mismos.
 - Nivel máximo maximorum: en este nivel ya la prioridad absoluta es la seguridad de la presa, dado que una ruptura sería catastrófica aguas abajo. Se mantiene el nivel a toda costa; el caudal descargado es igual al caudal que entra en el embalse.
- Volúmenes característicos de un embalse

Los volúmenes característicos de los embalses están asociados a los niveles; de esta forma se tiene:

- Volumen muerto, definido como el volumen almacenado hasta alcanzar el nivel mínimo minimorum.
- Volumen útil, el comprendido entre el nivel mínimo minimorum y el nivel máximo operacional.
- Volumen de laminación, es el volumen comprendido entre el nivel máximo operacional y el nivel máximo normal. Este volumen, como su nombre indica, se utiliza para reducir el caudal vertido en las avenidas, para limitar los daños aguas abajo.

- Caudales característicos de un embalse
 - Caudal firme: es el caudal máximo que se puede retirar del embalse en un período crítico. Si el embalse ha sido dimensionado para compensar los caudales a lo largo de un año hidrológico, generalmente se considera como período crítico al año hidrológico, en el cual se ha registrado el volumen aportado mínimo. Sin embargo, existen otras definiciones para el período crítico también aceptadas, como, ejemplo: el volumen anual de aporte hídrico superado en el 75 % de los años, que es una condición menos crítica que la anterior.
 - Caudal regularizado: es el caudal que se puede retirar del embalse durante todo el año hidrológico, asociado a una probabilidad.

- Efectos de un embalse: los embalses tienen un importante influjo en el retorno; algunos de sus efectos pueden ser considerados positivos y otros pueden ser considerados negativos.

- Generales: los embalses de grandes dimensiones agregan un peso muy importante al suelo de la zona, además de incrementar las infiltraciones. Estos dos factores juntos pueden provocar lo que se conoce como *seísmos inducidos*. Son frecuentes durante los primeros años después del llenado del embalse. Si bien estos seísmos inducidos son

molestos, muy rara vez alcanzan intensidades que puedan causar daños serios a la población.

- Aguas arriba: aguas arriba de un embalse, el nivel freático de los terrenos vecinos se puede modificar fuertemente, pudiendo traer consecuencias en la vegetación circunlacustre.
- Aguas abajo: los efectos de un embalse aguas abajo son de varios tipos; se pueden mencionar:
 - Aumento de la capacidad de erosionar el lecho del río.
 - Disminución de los caudales medios vertidos y, consecuente, facilidad para que actividades antrópicas ocupen parte del lecho mayor del río.
 - Disminución del aporte de sedimentos a las costas, incidiendo en la erosión de las playas y deltas.

1.7.10. Casa de máquinas o casa de turbinas

En la casa de máquinas de una central hidroeléctrica, se montan los grupos eléctricos para la producción de la energía eléctrica, así como la maquinaria auxiliar necesaria para su funcionamiento. Sin embargo, podemos intentar una primera clasificación de las centrales según la disposición general de la casa de máquinas en:

- Centrales al exterior
- Centrales subterráneas.

1.8. Funcionamiento

El tipo de funcionamiento de una central hidroeléctrica puede variar a lo largo de su vida útil. Las centrales pueden operar en régimen de:

- Generación de energía de base.
- Generación de energía en períodos de punta. Esta a su vez se pueden dividir en:
 - Centrales tradicionales.
 - Centrales reversibles o de bombeo.

La demanda de energía eléctrica de una ciudad, región, o país, tiene una variación a lo largo del día. Esta variación es función de muchos factores, entre los que se destacan:

- Tipos de industrias existentes en la zona, y turnos que estas realizan en su producción;
- Tipo de cocina doméstica que se utiliza más frecuentemente;
- Tipo de calentador de agua que se permite utilizar;
- La estación del año;
- La hora del día en que se considera la demanda.

La generación de energía eléctrica debe seguir la curva de demanda, así, a medida que aumenta la potencia demandada deberá incrementarse el caudal turbinado, o iniciar la generación con unidades adicionales, en la misma central, e incluso iniciando la generación en centrales reservadas para estos períodos.

1.9. Impactos ambientales potenciales

Los potenciales impactos ambientales de los proyectos hidroeléctricos son siempre significativos. Sin embargo existen muchos factores que influyen en la necesidad de aplicar medidas de prevención en todo.

- Principalmente: la construcción y operación de la represa y el embalse constituyen la fuente principal de impactos del proyecto hidroeléctrico. Los proyectos de las represas de gran alcance pueden causar cambios ambientales irreversibles, en un área geográfica muy extensa; por eso, tienen el potencial de causar impactos importantes. Ha aumentado la crítica de estos proyectos durante la última década. Los críticos más severos sostienen que los costos sociales, ambientales y económicos de estas represas pesan más que sus beneficios y que, por lo tanto, no se justifica la construcción de las represas grandes. Otros mencionan que, en algunos casos, los costos ambientales y sociales pueden ser evitados o reducidos a un nivel aceptable, si se evalúan, cuidadosamente, los problemas potenciales y se implantan medidas correctivas que son costosas.

Algunas presas presentan fallos o errores de construcción como es el caso de la Presa Sabaneta, ubicada en La Provincia San Juan, República Dominicana. Esta presa ha presentado grandes inconvenientes en las temporadas ciclónicas pasadas, producto de su poca capacidad de desagüe y también a que sus dos vertederos comienzan a operar después que el embalse está lleno.

El área de influencia de una represa se extiende desde los límites superiores del embalse hasta los esteros y las zonas costeras y costa afuera, e incluyen el embalse, la represa y la cuenca del río, aguas debajo de la represa.

Hay impactos ambientales directos asociados con la construcción de la represa, ejemplo, el polvo, la erosión, problemas con el material prestado y de los desechos, pero los impactos más importantes son el resultado del embalse del agua, la inundación de la tierra para formar el embalse, y la alteración del caudal de agua, aguas abajo. Estos efectos ejercen impactos directos en los suelos, la vegetación, la fauna y las tierras silvestres, la pesca, el clima y la población humana del área.

Los efectos indirectos de la represa incluyen los que se asocian con la construcción, el mantenimiento y el funcionamiento de la represa, ejemplo, los caminos de acceso, los campamentos de construcción, las líneas de transmisión de energía y el desarrollo de las actividades agrícolas, industriales o municipales que posibilita la represa. Además de los efectos directos e indirectos de la construcción de la represa sobre el medio ambiente, se deberán considerar los efectos del medio ambiente sobre la represa. Los principales factores ambientales que afectan el funcionamiento y la vida de la represa son aquellos que se relacionan con el uso de la tierra, el agua y los otros recursos en las áreas de captación aguas arriba del reservorio por ejemplo: la agricultura, la colonización, el desbroce del bosque que pueden causar una mayor acumulación de limos, y cambios en la cantidad y calidad del agua del reservorio y del río. Se tratan estos aspectos en los estudios de ingeniería.

1.9.1. Manejo de la cuenca hidrográfica

Es un fenómeno común, ver el aumento en la presión sobre las áreas altas encima de la represa, como resultado del reasentamiento de la gente de las áreas inundadas y la afluencia incontrolada de los recién llegados al área. Se degrada el medio ambiente del sitio, la calidad del agua se deteriora, y las tasas

de sedimentación del reservorio aumentan, a raíz del desbroce del bosque para agricultura, la presión sobre los pastos, el uso de químicos agrícolas, y la tala de los árboles para madera o leña. Asimismo, el uso del terreno de la cuenca alta afecta la calidad y cantidad del agua que ingresa al río. Por eso, es esencial que los proyectos de las represas sean planificados y manejados considerando el contexto global de la cuenca del río y los planes regionales de desarrollo, incluyendo, tanto las áreas superiores de captación, aguas arriba de la represa y la planicie de inundación, como las áreas de la cuenca hidrográfica, aguas abajo.

1.9.2. Otros impactos ambientales

Los proyectos hidroeléctricos, necesariamente, implican la construcción de líneas de transmisión para transportar la energía a los centros de consumo.

2. ANÁLISIS DE FALLAS DE LA UNIDAD GENERADORA

2.1. Análisis de vibraciones mecánicas antes de mantenimiento

La esencia del estudio de vibraciones es realizar el análisis de las mismas. El análisis de datos consta de dos etapas: adquisición e interpretación de los datos obtenidos al medir la vibración de la máquina. El fin a alcanzar, es determinar las condiciones mecánicas del equipo y detectar posibles fallos específicos, mecánicos o funcionales. La adquisición de datos es el primer paso para hacer un análisis de vibraciones. Los datos a tomar son: desplazamiento, velocidad o aceleración, dependerán de la velocidad de la máquina, de acuerdo con su relación equivalente de frecuencia $\text{rpm}=\text{cpm}$. Así para bajas rpm, bajos cpm, se tomarán datos de desplazamientos. Para velocidades que estén dentro del orden de 600 y 60 000 rpm, se medirán velocidades. Y para los que sean de orden superior, los datos a tomar serán aceleraciones.

Generalidades del análisis de vibraciones

- Se realizó medición de vibraciones mecánicas en unidad 2.
- En cada cojinete se realizaron medidas en dos planos: radial y axial.
- Para cada plano de medida se asignaron tareas en las tres magnitudes en que se miden las vibraciones mecánicas, siendo estas: velocidad, desplazamiento y aceleración (ver figura 8).

- Análisis realizado

Registro de la condición vibratoria de la máquina en régimen permanente con potencias de:

Unidad #2: al vacío, 22 MW, 35MW.

- Datos del análisis

Fecha de análisis: 21 y 22 de Abril del 2013

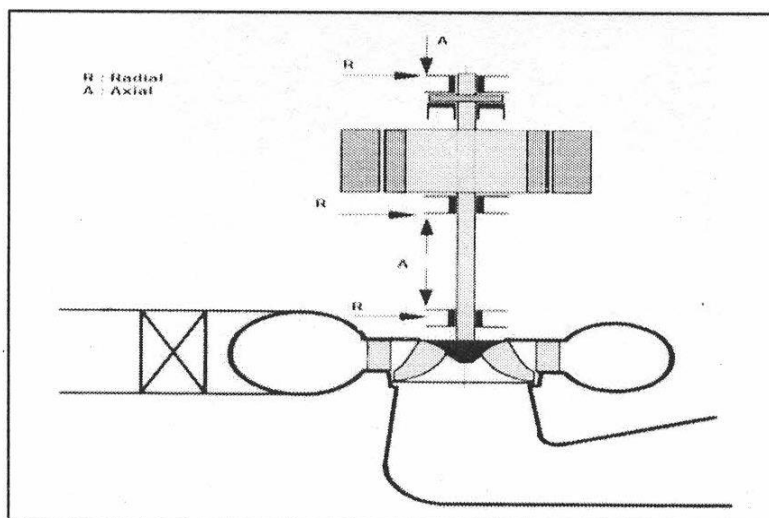
Equipo: VibXpert II

Fabricante: PRÜFTECHNIK

Software: Omnitrend

- Información gráfica de los puntos de toma de datos

Figura 8. **Puntos de toma de datos**



Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por empresa.

Donde:

R: Radial

A: Axial

- Resultado de las mediciones antes del mantenimiento

La condición vibratoria de las unidades se compara con lo establecido por la norma ISO 10816-5 (ver anexo I) en tabla I se muestran los valores de referencia según la Norma ISO 10816-5, cuyos valores se toman para la realización del análisis de vibraciones, en tabla II, se muestran los resultados obtenidos después del análisis de vibraciones, dicho análisis muestra para la unidad generadora número 2, una condición NORMAL.

Tabla I. **Valores de referencia según Norma ISO 10816-5**

VALORES DE REFERENCIA SEGÚN NORMA ISO 10816-5	
Valor de Alarma	Valor de Peligro
2,8 mm/s	4,5 mm/s

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por empresa.

Tabla II. **Resumen de los resultados obtenidos luego del análisis de vibraciones**

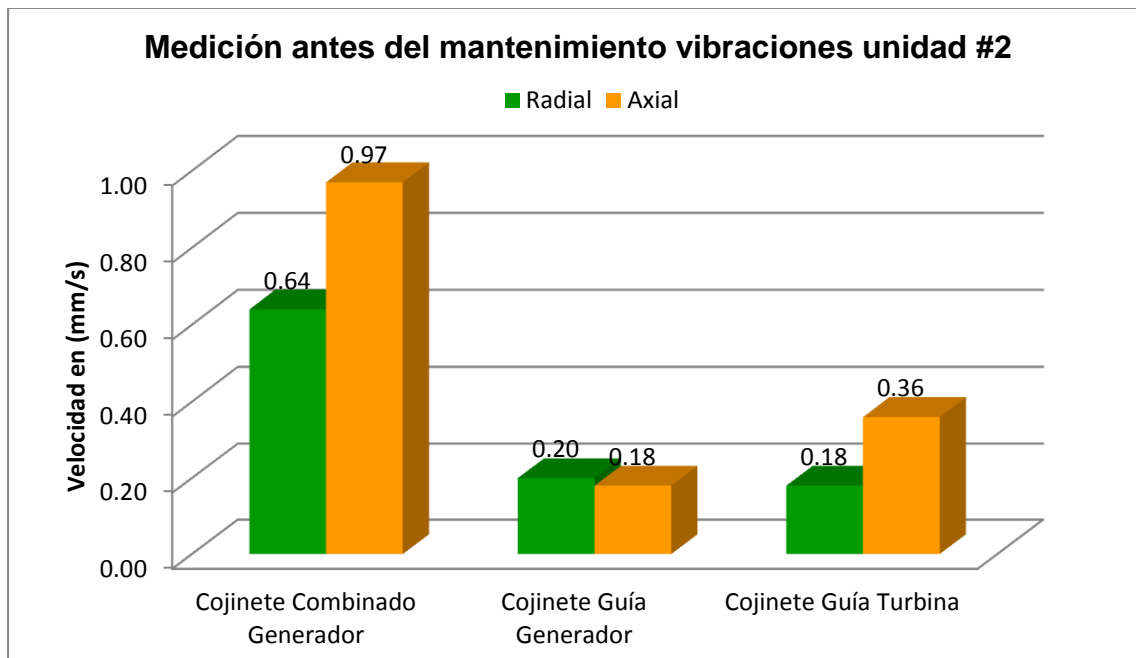
Equipo	Conjunto	Condición	Observaciones
Cojinete Generador U2	Unidad 2	Normal	Monitorear y llevar tendencias sobre las frecuencias de paso.
Cojinete Turbina U 2			

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por empresa.

- Valores globales de velocidad, grupo turbina-generador

En figura 9 se muestra la gráfica de valores globales antes del mantenimiento en la amplitud de velocidad, medida en milímetros por segundos mm/s; en los cojinetes del conjunto Turbina-Generador.

Figura 9. **Gráfica de valores globales antes del mantenimiento**



Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por empresa.

En la gráfica se observa el comportamiento general del grupo turbinagenerador, donde se pueden apreciar los valores más altos en el cojinete combinado.

2.2. Daños observados en la unidad generadora durante el mantenimiento

Se da inicio a las actividades de mantenimiento mayor de la unidad turbo generadora de la casa de máquinas.

Para dar inicio al mantenimiento se verifican las siguientes premisas:

- Pare completo del sistema
- Ataguía de desfogue en su sitio.
- Descarga de cámara espiral
- Descarga de toda agua en los conos de desfogue por medio de las bombas de achique.
- Desconexión del sistema de excitación de la unidad y de su transformador.
- Desconexión de celdas de salida de la unidad.
- Desenergizar el interruptor 52 U2
- Apertura de seccionador 89U2-2 y seccionador 89U2-1 a esta última se dejó en modo apagado y se colocó un candado en su gabinete, las llaves se entregaron al operador de turno.
- Válvula mariposa asegurada con los enclavamientos eléctricos y mecánicos.
- Se verificó que bypass de llenado de la válvula mariposa esté en posición de cerrado y además la válvula manual esté también cerrada, de ser posible poner seguros mecánicos.
- Se verificó que las puestas a tierra de la unidad a intervenir estén activadas.
- Se colocaron puestas a tierra manuales adicionales en los paneles del generador y sistema de excitación.
- Desconexión del interruptor GCV del transformador del sistema de excitación.

- Desconexión del sistema contra incendio de CO₂ del Generador.

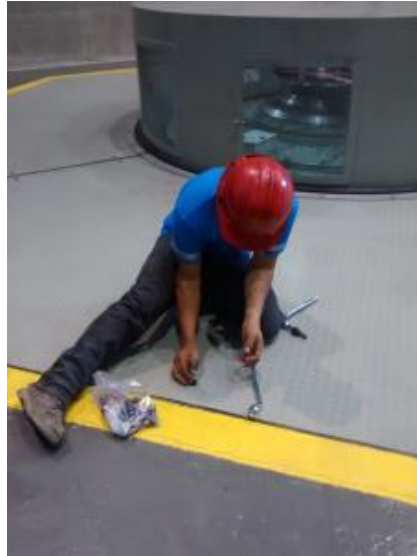
Verificadas las actividades anteriores y cumplidas todas, se procede a asignar el personal a laborar en los diferentes frentes de trabajo a saber: Cojinete Combinado, Generador, Cojinete Guía, Turbina, Pintura, Metalmecánica general, Intercambiadores de calor, Inspección, Limpieza y ajustes de álabes.

Una vez asignados los diferentes frentes de trabajo y proceder a la intervención de la unidad generadora, se encontraron los siguientes daños en los diferentes sistemas y subsistemas:

2.2.1. Sistema de Estator del Generador

Se da inicio con el desmontaje e izaje de las tapas superiores y cobertor de escobillas del Estator, en figuras 10, 11 y 12 se muestra el desmontaje e izajes de las tapas superiores y cobertor de escobillas del estator.

Figura 10. **Desmontaje de tornillería de tapas superiores del Estator**



Fuente: elaboración propia.

Figura 11. **Desmontaje de tapas superiores del Estator**



Fuente: elaboración propia.

Figura 12. **Izaje de protector de escobillas del Estator**



Fuente: elaboración propia.

2.2.1.1. Anillo colector

El anillo colector consiste en una corona circular conductiva montada en un eje y aislada a él. Las conexiones eléctricas desde la parte rotativa del sistema, como el rotor de un generador, son hechas hasta el anillo. Las conexiones fijas o escobillas están en contacto con el anillo, transfiriendo la energía eléctrica del exterior, a la parte rotativa del sistema (ver figura 13).

Figura 13. **Anillo colector**



Fuente: elaboración propia.

- **Escobillas:**

En electricidad, es necesario, frecuentemente, establecer una conexión eléctrica entre una parte fija y una rotatoria en un dispositivo. Este es el caso de los motores o generadores, donde se debe establecer una conexión de la parte fija de la máquina con las bobinas del rotor.

Para realizar esta conexión, se fijan dos anillos en el eje de giro, generalmente de cobre, aislados de la electricidad del eje y conectados a los terminales de la bobina rotatoria. Enfrente de los anillos se disponen unos bloques de carbón, que mediante unos resortes hacen presión sobre ellos para establecer el contacto eléctrico necesario. Estos bloques de carbón se

denominan escobillas (ver figura 14) y los anillos rotatorios reciben el nombre de colector (ver figura 15).

Figura 14. **Escobillas**



Fuente: elaboración propia.

Para el subsistema del anillo colector se realizan las siguientes actividades de mantenimiento:

- Desmontaje del sistema de anillos colectores completo (ver figura 16).
- Revisión de escobillas por ruidos anormales.
- Revisión de aisladores del colector.
- Revisión en escobillas de puesta a tierra (ver figura 17 y figura 18).
- Limpieza en ventanas visores del sistema colector.
- Limpieza de anillos colectores (ver figura 19).

- Montaje del sistema de anillos colectores completo, cambio de carbones dañados por desgaste.

Figura 15. **Desmontaje de anillos colectores y limpieza de ventanas visores del sistema colector**



Fuente: elaboración propia.

Figura 16. **Desmontaje de anillos colectores**



Fuente: elaboración propia.

Figura 17. **Revisión de escobillas**



Fuente: elaboración propia.

Figura 18. **Escobilla dañada por desgaste**



Fuente: elaboración propia.

Figura 19. **Limpieza final de anillos colectores**



Fuente: elaboración propia.

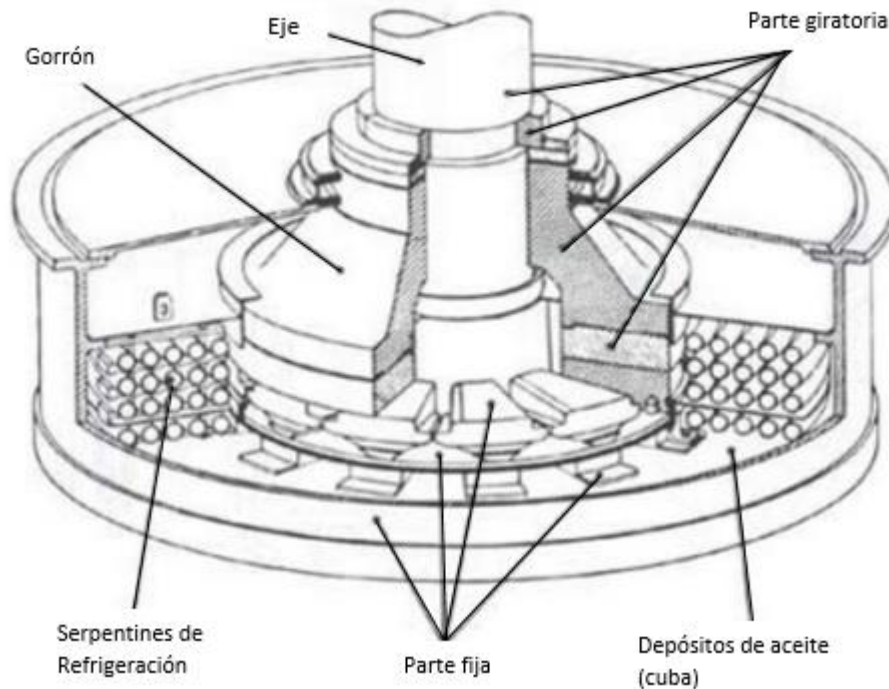
2.2.1.2. Cojinete combinado del generador

El cojinete combinado o de empuje está compuesto por segmentos que abrazan el eje (ver figura 20), siendo estos radiales que mantienen centrado el eje de la máquina y axiales que absorben cargas axiales de los ejes giratorios en las carcasas estacionarias o montajes en los que están girando. Las cargas axiales son las que se transmiten linealmente a lo largo del eje.

La parte giratoria del cojinete está solidaria con el eje del grupo y descansa sobre la parte fija que se encuentra enclavada en las estructuras rígidas inmóviles próximas al eje. La parte giratoria consta de una pieza de material especial en forma anular, cuya superficie de contacto con la parte fija está perfectamente pulida, denominada espejo.

La parte fija está constituida especialmente por un número determinado de zapatas o segmentos conocidos como *patine*.

Figura 20. **Cojinete combinado**



Fuente: RODRÍGUEZ, Hipólito, Ingeniero. Apuntes de turbomáquinas/2014-2. Turbina Francis. <http://slideplayer.es/slide/3226096/>. Consulta: septiembre 2014.

Para el subsistema del cojinete combinado se realizan las siguientes actividades de mantenimiento:

- Desmontaje de instrumentación en cuba del cojinete del generador (ver figuras 21, 23 a la 25).
- Apertura, vaciado de aceite y limpieza de cuba del cojinete combinado del generador (ver figura 22).
- Desmontaje de cojinete combinado del generador y revisión del estado.
- Rasqueteado de cojinetes axiales y radiales para la disminución de ralladuras encontradas en babbitt (ver figuras 26 a la 31).

- Run out, practicado por el fabricante de la unidad.
- Cierre y montaje de instrumentación en cuba del cojinete combinado del generador (ver figuras 32 a la 39).

Figura 21. **Desmontaje de instrumentación en cuba del cojinete del generador**



Fuente: elaboración propia.

Figura 22. **Apertura, vaciado de aceite y limpieza de cuba del cojinete combinado**



Fuente: elaboración propia.

Figura 23. **Desmontaje, revisión y limpieza interna y externa de tubería de aceite**



Fuente: elaboración propia.

Figura 24. **Desmontaje, revisión y limpieza de tubería de alta presión y válvulas antiretorno (checks)**



Fuente: elaboración propia.

Figura 25. **Desmontaje, revisión y limpieza de tubería de paso de aceite (flautas)**



Fuente: elaboración propia.

Figura 26. **Desmontaje de cojinetes (pads) axiales**



Fuente: elaboración propia.

Figura 27. **Desmontaje de cojinetes (pads) radiales**



Fuente: elaboración propia.

Figura 28. **Revisión del estado de cojinetes (pads) axiales del cojinete combinado**



Fuente: elaboración propia.

Figura 29. **Rasqueteado de cojinetes radiales (pads) para la disminución de ralladuras en babbitt**



Fuente: elaboración propia.

Figura 30. **Rasqueteado y limpieza de cojinetes axiales para la disminución de ralladuras en babbitt**



Fuente: elaboración propia.

Figura 31. **Limpieza de fichas de soporte de cojinetes axiales**



Fuente: elaboración propia.

Figura 32. **Instalación de instrumentación en cuba de cojinete combinado, instalación tubería de alta presión**



Fuente: elaboración propia.

Figura 33. **Instalación de válvula antiretorno**



Fuente: elaboración propia.

Figura 34. **Instalación de fichas de soporte de cojinetes axiales del cojinete combinado**



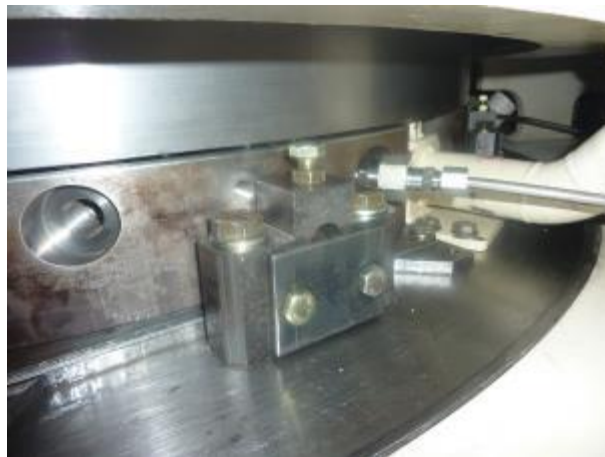
Fuente: elaboración propia.

Figura 35. **Instalación de cojinetes axiales**



Fuente: elaboración propia.

Figura 36. **Instalación de soportes de cojinetes axiales**



Fuente: elaboración propia.

Figura 37. **Instalación de cojinetes radiales**



Fuente: elaboración propia.

Figura 38. **Instalación de tubería de aceite en cuba de cojinete combinado**



Fuente: elaboración propia.

Figura 39. **Finalización montaje de instrumentación en cuba de cojinete combinado.**



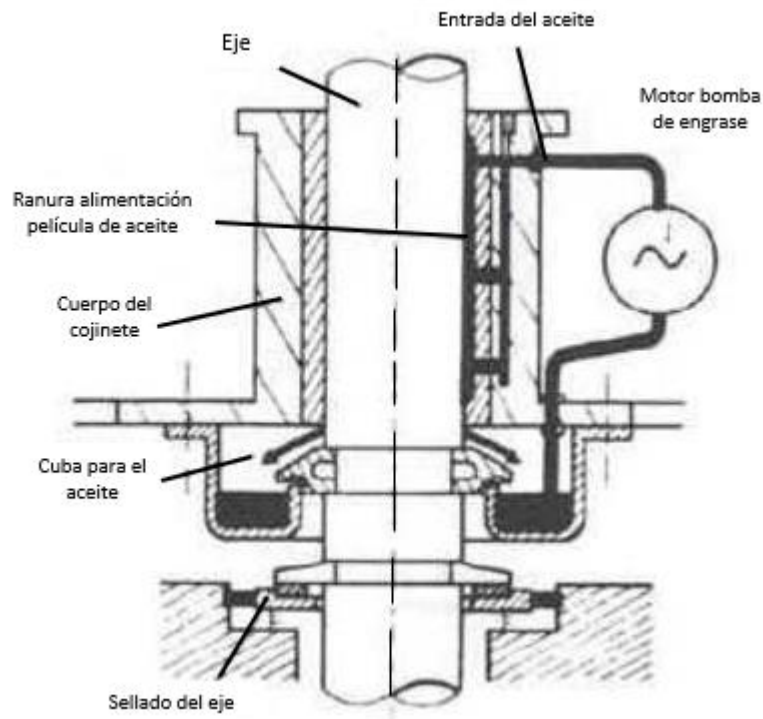
Fuente: elaboración propia.

2.2.1.3. Cojinete guía del generador

Constituye un anillo normalmente dividido radialmente en dos mitades, o de una serie de segmentos, que se asientan perfectamente sobre el eje (ver figura 40).

Las superficies en contacto están recubiertas de material antifricción.

Figura 40. **Cojinete Guía**



Fuente: Turbina Francis. <https://faeitch2012.wordpress.com/2012/02/29/turbinas-francis/>.
Consulta: septiembre 2014.

Para el subsistema del cojinete guía se realizan las siguientes actividades de mantenimiento:

- Desmontaje de instrumentación en cojinete guía inferior del generador (ver figura 41).
- Apertura, vaciado de aceite y limpieza de cuba del cojinete guía inferior del generador (ver figuras 42, 43 y 44).
- Desmontaje y revisión de estado de cojinetes radiales (ver figura 45).
- Limpieza y rasquetado de cojinetes radiales para la disminución de ralladuras en babbitt (ver figuras 46 y 47).

- Cierre y montaje de instrumentación en cuba de cojinete guía inferior del generador (ver figuras 48, 49 y 50).
- Nivelación de cuba de aceite del cojinete guía inferior del generador.

Figura 41. **Desmontaje de instrumentación en cojinete guía inferior**



Fuente: elaboración propia.

Figura 42. **Apertura, vaciado de aceite en cuba de cojinete guía inferior**



Fuente: elaboración propia.

Figura 43. **Limpieza de aceite en cuba de cojinete guía inferior**



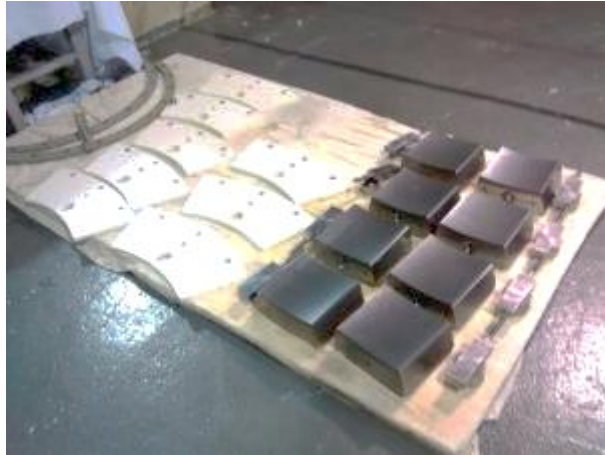
Fuente: elaboración propia.

Figura 44. **Limpieza de cuba en cojinete guía del generador**



Fuente: elaboración propia.

Figura 45. **Desmontaje de cojinetes radiales**



Fuente: elaboración propia.

Figura 46. **Revisión de estado y rasquetado de cojinetes radiales para la disminución de ralladuras en babbitt**



Fuente: elaboración propia.

Figura 47. **Limpeza y lubricación de cojinetes radiales**



Fuente: elaboración propia.

Figura 48. **Cierre de cuba inferior en cojinete guía**



Fuente: elaboración propia.

Figura 49. **Montaje de cojinetes radiales del cojinete guía**



Fuente: elaboración propia.

Figura 50. **Instalación y lubricación de cojinetes radiales del cojinete guía**



Fuente: elaboración propia.

2.2.2. Sistema de Generador

Un generador eléctrico es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrica entre dos de sus puntos llamados polos, terminales o bornes, transformando la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de una armadura denominada también estator. Si se produce mecánicamente un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se generará una fuerza electromotriz F.E.M. Este sistema está basado en la Ley de Faraday.

2.2.2.1. Estator

El estator es la parte fija de la máquina, y uno de los dos elementos fundamentales para la transmisión de potencia, en el caso de motores eléctricos o corriente eléctrica (en el caso de los generadores eléctricos, siendo su contraparte móvil el rotor).

Para el subsistema del estator se realizan las siguientes actividades de mantenimiento:

- Se realizó limpieza de carcasas (ver figuras 51 y 52).
- Se realizó limpieza de cabezas de bobinas superiores (ver figuras 53, 54, 55, y 56).
- Se realizó limpieza de cabezas de bobinas inferiores.
- Se revisó radiadores, se dio limpieza interna y se cambiaron empaques (ver figuras 57, 58, 59 y 60).
- Se realizaron pruebas hidrostáticas en radiadores y caudal en agua de enfriamiento.
- Se verificó la emanación de olores no comunes.

- Se realizó revisión y detección de cuerpos extraños, decoloración térmica, desplazamiento y distorsión de piezas.
- Se verificó la condición de los deflectores de aire, se pintaron.
- Se revisaron y probaron las resistencias de calentamiento durante paradas del generador.
- Se revisó el enlaminado, bridas sueltas, corrosión y otros; no se encontraron anomalías.
- Se realizó revisión de ruidos y vibraciones anormales.

Figura 51. **Desmontaje de visores de cabezas de bobina**



Fuente: elaboración propia.

Figura 52. **Limpieza y pintura de visores de cabezas de bobina**



Fuente: elaboración propia.

Figura 53. **Revisión de cabezas de bobina**



Fuente: elaboración propia.

Figura 54. **Estado de cabezas de bobina previo a dar mantenimiento**



Fuente: elaboración propia.

Figura 55. **Cabezas de bobina con presencia de suciedad**



Fuente: elaboración propia.

Figura 56. **Cabeza de bobina después de dar limpieza y mantenimiento**



Fuente: elaboración propia.

Figura 57. **Radiador del sistema de enfriamiento antes de mantenimiento**



Fuente: elaboración propia.

Figura 58. **Mantenimiento y limpieza de radiadores del sistema de enfriamiento**



Fuente: elaboración propia.

Figura 59. **Elaboración de empaques para tapas de radiadores del sistema de enfriamiento**



Fuente: elaboración propia.

Figura 60. **Radiador del sistema de enfriamiento después de mantenimiento**



Fuente: elaboración propia.

2.2.2.2. Rotor

El rotor es el componente que gira en la máquina eléctrica. Junto con su contraparte fija, el estator, forma el conjunto fundamental para la transmisión de potencia en motores y máquinas eléctricas en general.

El rotor está formado por un eje que soporta un juego de bobinas arrolladas sobre un núcleo magnético que gira dentro de un campo magnético creado por un imán o por el paso de otro juego de bobinas, arrolladas sobre unas piezas polares, que permanecen estáticas y que constituyen lo que se denomina estator.

Para el subsistema del rotor se realizan las siguientes actividades de mantenimiento:

- Revisión y detección de cuerpos extraños, decoloración térmica, desplazamiento y distorsión de piezas, estas se encontraron de forma satisfactoria.
- Revisión de devanados, libres de rebabas, daños por impacto o señales de desplazamiento, estos se encontraron de forma satisfactoria.
- Limpieza general con líquidos dieléctricos.
- Revisión de ruidos y vibraciones anormales; no se encontró alguna anomalía.

2.2.2.3. Sistema de frenado

Para el subsistema del sistema de frenado, se realizan las siguientes actividades de mantenimiento:

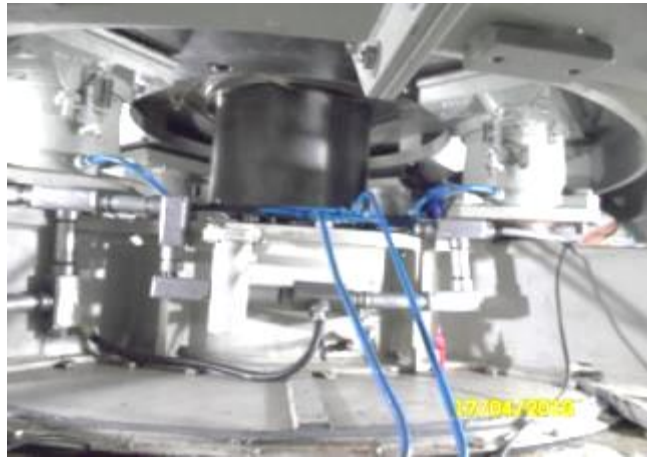
- Revisión en pista de frenado, señales de distorsión o ralladuras de superficie, espesor de zapatas.
- Pulido de pista de frenado.
- Revisión de zapatas de frenado (ver figuras 61 y 63).
- Mantenimiento a gatos hidráulicos del sistema de frenado (ver figura 62).
- Verificación de funcionamiento, por medio de aplicación y desaplicación de frenos; no se presentaron anomalías.
- Limpieza general del panel de control y mando.

Figura 61. **Revisión de zapatas de frenado**



Fuente: elaboración propia.

Figura 62. **Mantenimiento de gatos hidráulicos del sistema de frenado.**



Fuente: elaboración propia.

Figura 63. **Limpieza de cilindro hidráulico y pulido de pista de frenado**



Fuente: elaboración propia.

2.2.3. Regulador hidráulico de turbina

Del Sistema de Turbina, para el subsistema de Regulador Hidráulico, se realizan las siguientes actividades de mantenimiento:

- Revisión y limpieza de paletas directrices, en los mismos se encontraron socavaciones (ver figuras: 64, 65 y 66).
- Revisión y limpieza de cámara espiral, la misma se pintó con alquitrán de hulla (ver figura 68).
- Revisión y limpieza de seguros de atascamiento con cuerpos extraños (ver figura 64).
- Revisión de holguras de álabes directrices, las mismas fueron medidas con galgas de precisión (ver figura: 72).
- Revisión en sincronización y apertura de álabes directrices.

- Revisión de fugas en los cilindros.
- Revisión de flujos de agua en lubricación de sellos.
- Toma de muestras para medición de profundidad en desgaste de álabes directrices (ver figuras 70, 71 y 72).

Figura 64. **Alabes directrices con cuerpos extraños**



Fuente: elaboración propia.

Figura 65. **Limpieza de álabes directrices**



Fuente: elaboración propia.

Figura 66. **Socavación en álabes directrices**



Fuente: elaboración propia.

Figura 67. **Revisión en seguros de atascamiento**



Fuente: elaboración propia.

Figura 68. **Limpieza y aplicación de hulla de alquitrán en cámara espiral**



Fuente: elaboración propia.

Figura 69. **Preparación de mezcla epóxica de secado rápido para toma de muestra**



Fuente: elaboración propia.

Figura 70. **Toma de muestra, sección superior de álabe directriz**



Fuente: elaboración propia.

Figura 71. **Muestra tomada en álabe directriz sección superior**



Fuente: elaboración propia.

Figura 72. **Revisión de holguras de álabes directrices, medición tomada con galgas de precisión**



Fuente: elaboración propia.

2.2.4. Cojinete guía de turbina

Para el sistema de cojinete guía de turbina, se realizaron las siguientes actividades de mantenimiento.

- Se realizó inspección del rodete por medio de líquidos penetrantes, ensayo no destructivo (ver figuras 73, 74 y 75).
- Se realizaron verificaciones de holguras de laberintos de rodete (ver figura 76).
- Se desmontó la instrumentación en cuba del cojinete guía de la turbina (ver figuras 77 y 78).
- Se procedió a la apertura, vaciado de aceite y limpieza en cuba del cojinete guía de turbina (ver figuras 79 y 80).
- Se desmontó cojinete guía de turbina, la misma se encontraba con daños por abrasión, la cual fue reemplazado por uno nuevo (ver figuras 81, 82, 83 y 87).

- Se cambió sello de servicio de la turbina (ver figura 88).
- Se cambió sello de mantenimiento de la turbina (ver figura 84, 85 y 86).
- Se amplió circunferencia en la tapa del cojinete de turbina, para la disminución de fugas de aceite (ver figura 90).
- Finalizado el mantenimiento, se procedió al montaje del cojinete guía de la turbina, montaje de instrumentación en cuba del cojinete guía de la turbina, llenado de aceite nuevo y filtrado (ver figuras 91, 92 y 93).
- Se pintó interior de la válvula de desfogue (codo de aspiración) con hulla de alquitrán (ver figura 94).

Figura 73. **Ensayo no destructivo con líquidos penetrantes**



Fuente: elaboración propia.

Figura 74. **Ensayo no destructivo, aplicación de revelador**



Fuente: elaboración propia.

Figura 75. **Muestra de daños en rodete después de aplicar revelador**



Fuente: elaboración propia.

Figura 76. **Medición de espesores de álabes del rodete con micrómetro de exteriores**



Fuente: elaboración propia.

Figura 77. **Cojinete guía de turbina**



Fuente: elaboración propia.

Figura 78. **Desmontaje de instrumentación de cojinete guía de turbina**



Fuente: elaboración propia.

Figura 79. **Apertura de cuba y vaciado de aceite en cojinete guía de turbina**



Fuente: elaboración propia.

Figura 80. **Limpieza en cuba de cojinete guía de turbina**



Fuente: elaboración propia.

Figura 81. **Desmontaje de cojinete guía de turbina**



Fuente: elaboración propia.

Figura 82. Ralladuras y daños por abrasión en cojinete guía de turbina



Fuente: elaboración propia.

Figura 83. **Desmontaje y limpieza de tapa de cojinete guía de turbina**



Fuente: elaboración propia.

Figura 84. **Desmontaje de sello mecánico del cojinete guía**



Fuente: elaboración propia.

Figura 85. **Desmontaje y limpieza de tapa del sello mecánico**



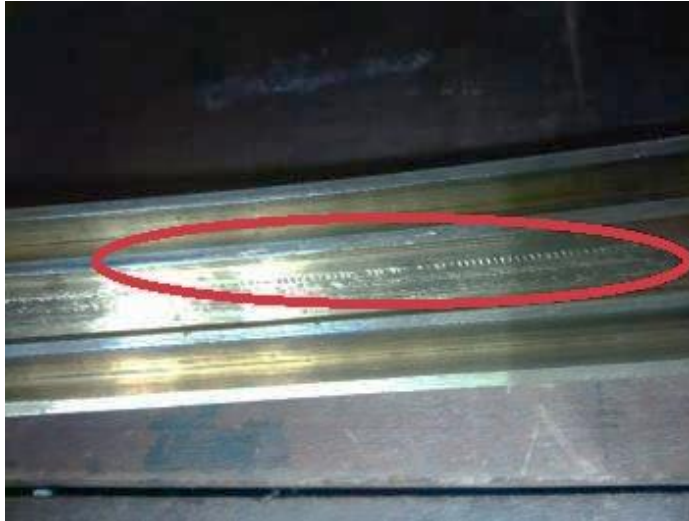
Fuente: elaboración propia.

Figura 86. **Limpieza de sello mecánico de repuesto**



Fuente: elaboración propia.

Figura 87. **Ralladuras en sello de servicio, anillo de bronce**



Fuente: elaboración propia.

Figura 88. **Limpeza de cojinete guía de turbina de repuesto**



Fuente: elaboración propia.

Figura 89. **Limpieza final en cuba de cojinete guía de turbina**



Fuente: elaboración propia.

Figura 90. **Ampliación del radio en tapa de cojinete guía de turbina, para la disminución de fugas de aceite**



Fuente: elaboración propia.

Figura 91. **Montaje de tapa de cojinete guía de turbina, después de limpiezas y ampliación de radio**



Fuente: elaboración propia.

Figura 92. **Montaje del repuesto del cojinete guía de turbina, después de limpiezas**



Fuente: elaboración propia.

Figura 93. **Montaje de tapas superiores del cojinete guía de turbina después de limpieza**



Fuente: elaboración propia.

Figura 94. **Pintura en interior del cono de aspiración con hulla de alquitrán**



Fuente: elaboración propia.

2.2.5. Válvula mariposa

La válvula de mariposa es un dispositivo para interrumpir o regular el flujo de agua en el conducto, aumentando o reduciendo la sección de paso mediante una placa, denominada mariposa, que gira sobre un eje. Al disminuir el área de paso, aumenta la pérdida de carga local en la válvula, reduciendo el flujo.

Para la válvula mariposa se realizaron las siguientes actividades de mantenimiento

- Cierre de bypass de llenado
- Cierre de la válvula manual (ver figura 95)
- Aseguramiento con enclavamientos eléctricos y mecánicos (ver figura 96)
- Limpieza externa
- Eliminación de elementos con presencia de óxido y corrosión
- Pintura de válvula

Figura 95. Cierre de válvula manual



Fuente: elaboración propia.

Figura 96. **Aseguramiento de enclavamientos mecánicos**



Fuente: elaboración propia.

2.2.6. Limpieza, pulido y pintura de equipos generales

Para los equipos en general de casa de máquinas se realizaron las siguientes actividades de mantenimiento:

- Limpieza y pintura de tubería del sistema de agua de refrigeración de las unidades generadoras.
- Limpieza y pintura de tubería del sistema de agua contra incendios de casa de máquinas y subestación eléctrica.

- Limpieza de intercambiadores de calor del sistema de agua de refrigeración.
- Limpieza y pintura de válvula mariposa y válvula de desfogue.
- Mantenimiento a compuertas ataguía en cuanto a cambio de empaques y aplicación de pintura de hulla de alquitrán.
- Limpieza general del interior y exterior de casa de máquinas.
- Limpieza interior del sistema de lubricación de las unidades generadoras.
- Limpieza y pintura de tapas y cobertor de escobillas de unidad generadora.
- Limpieza y pintura de tubería del sistema de enfriamiento.
- Limpieza y pintura de tubería del sistema de agua contra incendios.
- Limpieza de intercambiadores de calor del sistema de enfriamiento.
- Limpieza y pintura de válvula de desfogue.
- Limpieza y pintura de válvula mariposa.
- Limpieza de tornillería.
- Cambio de empaques de tubería de intercambiador de agua y aceite del sistema de lubricación del generador.

3. ACCIONES CORRECTIVAS

3.1. Run out

En este capítulo, se describe el método de *run out* el cual consiste en la preparación de las pistas, con acabado superficial especificado, para garantizar la calidad de la lectura de los sensores de vibración.

3.1.1. Calentamiento del bloque de empuje

El diámetro interno del bloque de empuje en ambas superficies de asiento, es menor con diferencia mínima que al diámetro exterior del eje. Por lo tanto, el bloque de empuje debe ser calentado antes del montaje en el eje de modo que su diámetro interior alcance un valor 0,3 milímetros más alto que el medido a temperatura ambiente.

Para evitar daños en la superficie de apoyo, coloque el bloque de empuje con esa superficie sobre tres soportes de acero o similares a una altura de aproximadamente 500 milímetros. Insertar las zapatas de material cooper o antitérmico ± 5 milímetros de espesor en los puntos de contacto. Coloque los calentadores de tal manera que el diámetro interno del bloque de empuje así como la superficie del soporte sean calentados uniformemente (ver figuras 97 y 98).

Figura 97. **Calentamiento del bloque de empuje**

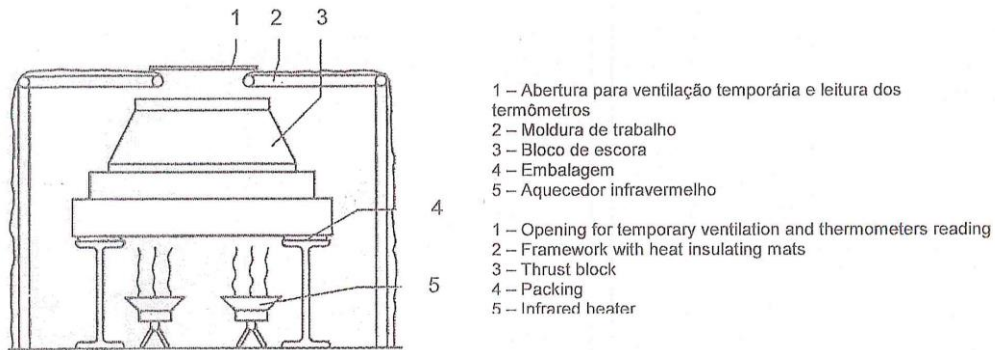


Fig. 2 – Aquecendo o bloco escora antes da montagem
Fig. 2 – Heating the thrust block for shrinking on

Fuente: SIEMENS. Instructivo de montaje. p. 7.

NOTA: Una antorcha de gas LPG también puede utilizarse para calentar, aplicar llama en la superficie exterior, pero tomar cuidados para mantener la llama en movimientos oscilantes.

Figura 98. **Calentamiento de bloque de empuje**



Fuente: elaboración propia.

Bajo ninguna circunstancia los calentadores deben ser colocados directamente debajo del diámetro interno del bloque de empuje.

Para el control de la temperatura, fije uno o dos termómetros de mercurio en el bloque de empuje o en un termómetro de contacto manual para poder observar fácilmente el proceso de batido.

Construir una estructura de madera o tubular alrededor del bloque de empuje colocado y cubrir lo suficiente con mantas antitérmicas o con esteras

(ver figura 99). Proporcionar una abertura en el lado superior de la estructura para la ventilación temporal y la lectura del termómetro.

Figura 99. Protección del bloque de empuje



Fuente: elaboración propia.

NOTA: Durante el proceso de calentamiento, el bloque de empuje no debe sufrir refrigeración unilateral (viento).

NOTA: Tomar todos los cuidados posibles para evitar el fuego y preparar en la disposición inmediata extinguidores adecuados. No dirigir el extintor directamente en el bloque de empuje, en caso de incendio.

En caso de alta humedad del aire, aplique una capa ligera de vaselina libre de ácido sobre el bloque de empuje antes de calentar, considerando que se forma una fuerte condensación al iniciar el calentamiento, lo que puede causar la formación de óxido en las superficies pulidas.

La temperatura requerida para la contracción es de aproximadamente 70K por encima de la temperatura ambiente. Dependiendo de la potencia del calentador, la temperatura requerida se alcanzará después de 8 a 10 horas. El proceso de calentamiento debe ser observado permanentemente durante ese período.

NOTA: Elaborar una hoja de trabajo y registrar todo el proceso de secuencia de calentamiento.

La distribución uniforme del calor es absolutamente necesaria. Comprobar constantemente la temperatura en la circunferencia con un termómetro portátil.

Durante el proceso de calentamiento deben tomarse todas las precauciones posibles para asegurar un ajuste inmediato del bloque de empuje, evitando así un posible enfriamiento del componente. El anillo de fijación debe calentarse junto con el bloque de empuje para facilitar el montaje.

Cuando se ha alcanzado la temperatura de contracción, mida el diámetro interior del bloque de empuje con el micrómetro interior (ver figura 100).

Figura 100. **Medición del anillo de empuje**



Fuente: elaboración propia.

NOTA: no dejar que los puntos micrométricos entren en contacto con la superficie caliente durante un período prolongado.

Una expansión de 0,3 milímetros es suficiente, si las actividades a ejecutar de inmediato se realizan rápidamente. Prepare, la posición inmediata de las herramientas, componentes a montar anillos de empuje y de fijación, así como los elementos de fijación requeridos.

3.1.2. Desmontaje del bloque de empuje

Utilice un dispositivo de extracción para el desmontaje del bloque de empuje, así como para eliminar eventuales excesos radiales durante la comprobación.

Observe la secuencia de trabajo descrita de la siguiente manera: Drenar el tanque de aceite del cojinete de empuje. Elevar el rotor aproximadamente 5 milímetros con los gatos de la rotura y de elevación, y compruebe si los segmentos del cojinete están libres. Retire los tornillos del anillo de fijación y retírelos con los tornillos de extracción.

Para la extracción del anillo de empuje dividido, la presión debe ser aliviada.

Presionar el bloque de empuje con un gato hidráulico aproximadamente 1 milímetro hacia el cojinete de empuje. Caliente el bloque de empuje si es necesario. Retire el anillo de empuje partido de la ranura del eje sin utilizar la fuerza (ver figura 101).

Figura 101. Extracción de anillo de empuje



Fuente: elaboración propia.

3.1.3. Run Out

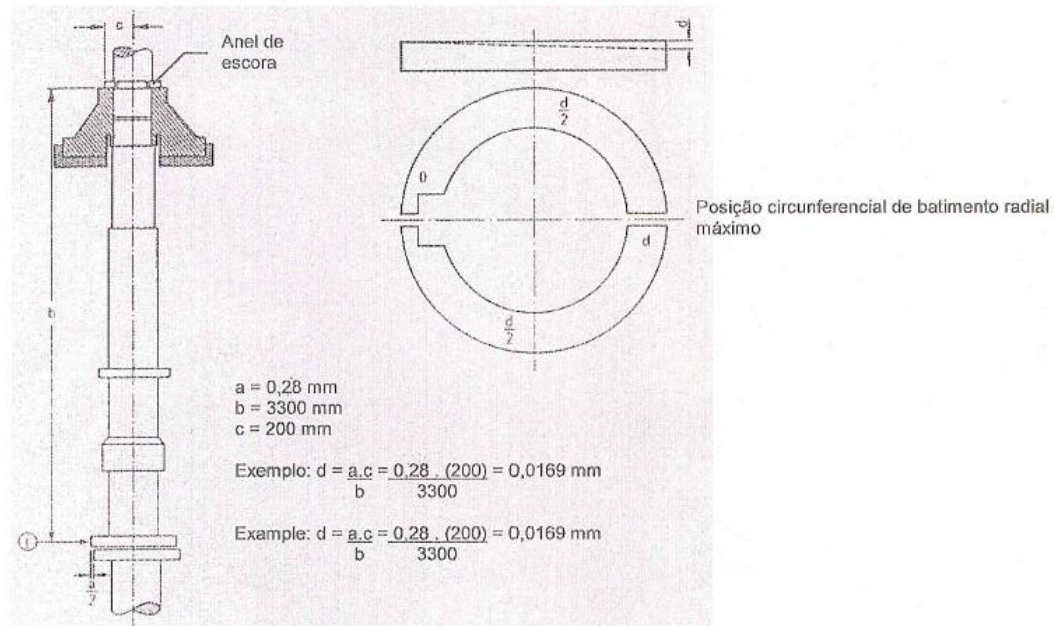
Debido a las tolerancias usuales para la fabricación de bloques de eje y empuje, la carrera radial puede exceder los valores permitidos durante la comprobación de la ejecución.

Esta salida se origina por el hecho de que la superficie de apoyo del bloque de empuje no es perpendicular al eje. Esta perpendicularidad se puede corregir alterando el asiento del bloque de empuje en el eje.

Al retirar el material del anillo de empuje dividido, en el punto de la salida radial más grande, la tendencia es que el bloque de empuje se ajuste en el eje y elimine la salida.

Determinando el grosor del anillo de empuje en forma de cuña y calculando el valor d (ver figura 102) de acuerdo con la siguiente ecuación:

Figura 102. Método de cálculo del metal a ser removido



Fuente: SIEMENS. Instructivo de montaje. p. 16.

$$D = a \cdot c / b$$

Donde;

a= mayor carrera radial

b= distancia entre el anillo de empuje y el punto de medición radial

c= la mitad del diámetro del anillo de empuje

D= extracción de material requerido

NOTA: para evitar daños en el anillo de empuje, en el bloque de empuje o en el eje, el anillo de empuje no debe retirarse de la ranura con fuerza, por ejemplo con cuñas o un martillo. Lo mismo es válido para reinserción del anillo de empuje.

Después de la extracción del anillo de empuje, compruebe si hay rebabas o irregularidades en las superficies de contacto del bloque de empuje y de la ranura del eje, así como en las caras de las mitades adecuadas del anillo. Si es necesario, quítelas con piedra de recorte, piedra de aceite. Si no se detecta irregularidad, el desgaste radial debe eliminarse mediante el espesor del anillo de empuje de acabado. En primer lugar, marque el punto circunferencial de la carrera radial máxima en el anillo de empuje (ver figura 103). A partir de este punto, el grosor del anillo de empuje debe rasparse cuneiforme, eliminando el valor calculado previamente, valor d . Es muy importante mantener el plano de superficie reformulado.

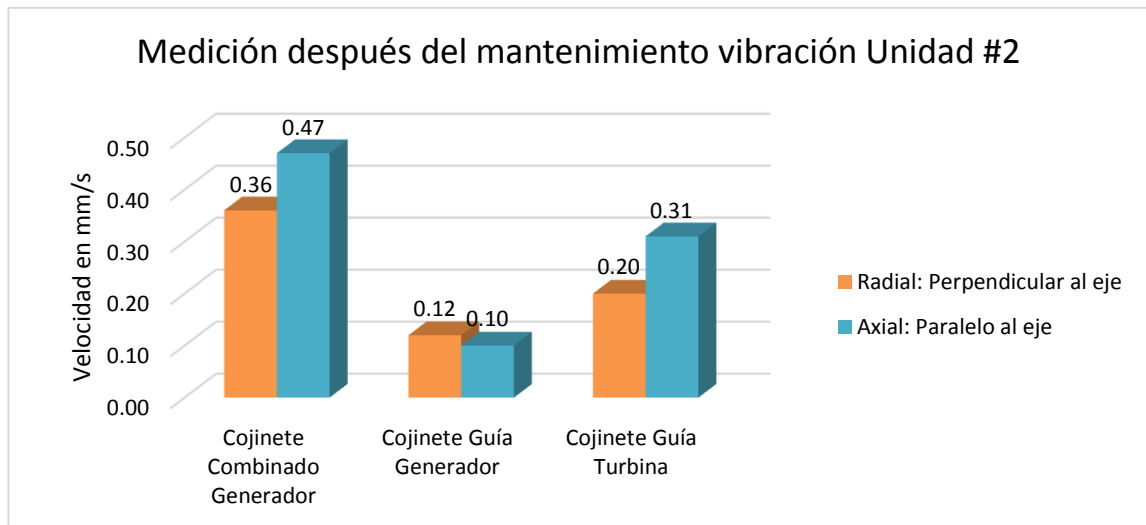
Compruebe la planitud de la superficie, utilizando, eventualmente, la superficie de contacto del bloque de empuje como superficie de referencia. Después de terminar, debe comprobarse el grosor del anillo de empuje, así como su forma de cuña con un micrómetro exterior.

Finalmente, termine las superficies con piedra de aceite o con un paño de esmeril fino.

3.2. Análisis de vibraciones mecánicas después de mantenimiento

A continuación se muestra la gráfica de valores después del mantenimiento en la amplitud de velocidad, medida en milímetros por segundos mm/s; en los cojinetes del conjunto TurbinaGenerador (ver figura 103).

Figura 103. **Gráfica de valores globales después del mantenimiento**

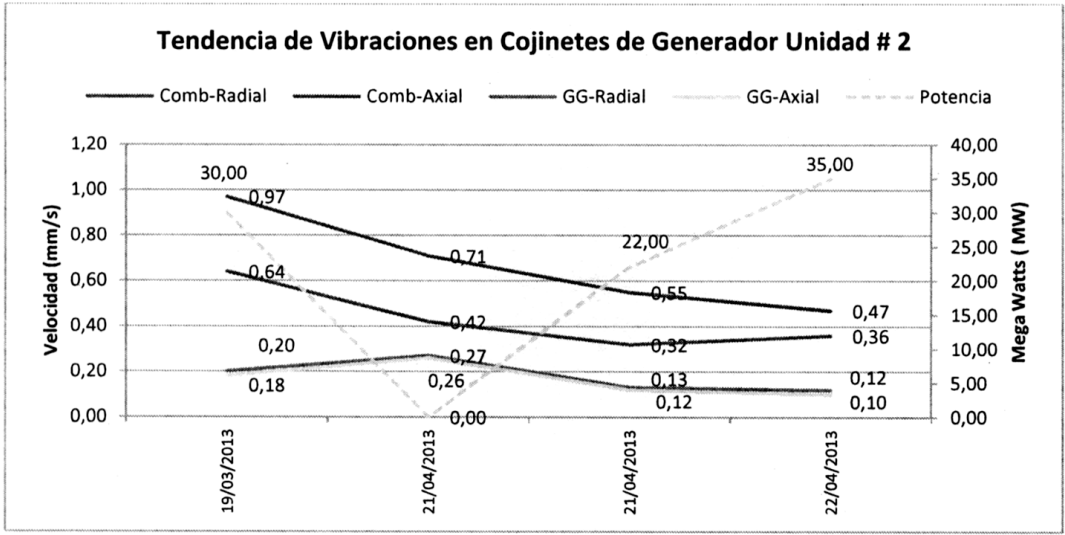


Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por empresa.

En la gráfica se observa el comportamiento general del grupo turbinagenerador, donde se pueden apreciar los valores más altos en el cojinete combinado. Estos valores se encuentran relacionados con la frecuencia fundamental 1X y con aportes del cuarto armónico de la frecuencia de paso de los segmentos del cojinete guía 8X.

En los cojinetes de la unidad se notan frecuencias de vibración relacionadas a frecuencias de paso de algunos elementos como: segmentos de cojinete guía 8x y sus armónicos, aletas de ventilación 25x, álabes del rodete 15x, polos del generador 16x. A estas frecuencias se le recomienda iniciar una tendencia para conocer el comportamiento y valorar la condición a través del tiempo (ver figuras 104 y 105).

Figura 104. **Gráfica de tendencia de valores globales en la amplitud de velocidad, medida en milímetros por segundo mm/s; en los cojinetes del generador**

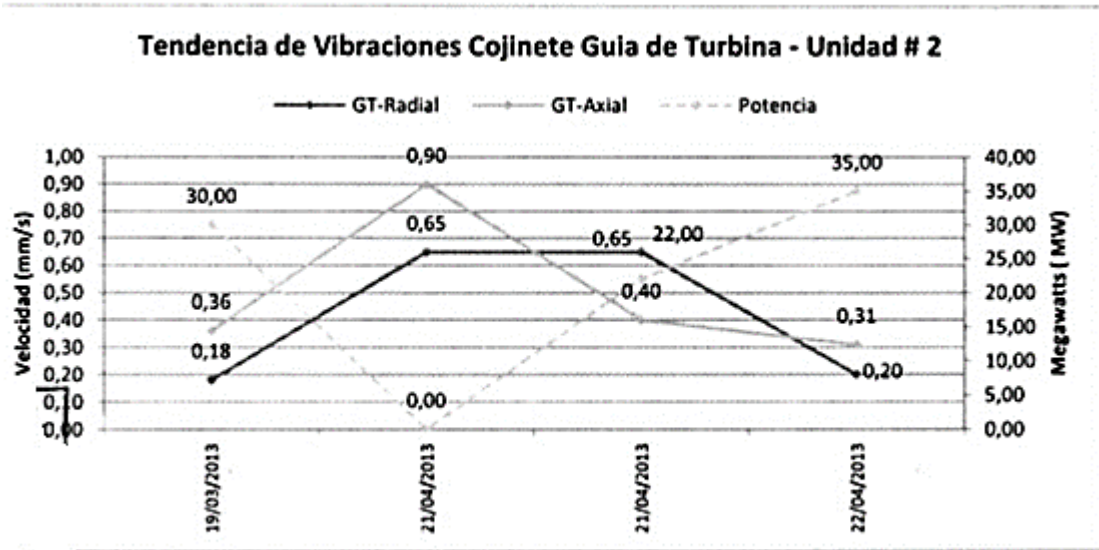


Comb= Cojinete Combinado de Generador

GG=Cojinete Guía de Generador

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por empresa.

Figura 105. **Gráfica de tendencia de valores globales en la amplitud de velocidad, medida en milímetros sobre segundos mm/s; en el cojinete guía de turbina GT**



GT=Cojinete Guía de Turbina

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por empresa.

- Tendencia de valores globales Unidad 2. Grupo Turbina-Generador

Tabla III. **Historial sobre mediciones de vibraciones mecánicas en la amplitud de velocidad**

CENTRAL HIDROELÉCTRICA UNIDAD DOS							
AMPLITUD: VELOCIDAD (VALOR GLOBAL) HISTORIAL DE MEDICIONES							
Alarma y Peligro según norma ISO 10816-5							
Elemento	Cojinete Combinado Generador		Cojinete Guía Generador		Cojinete Guía Turbina		
Valor	mm/s	mm/s	mm/s	mm/s	mm/s	mm/s	MW
Alarma	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	
Peligro	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	
Fecha	Comb-Radial	Comb-Axial	GG-Radial	GG-Axial	GT-Radial	GT-Axial	Potencia
19/03/2013	0.64	0.97	0.20	0.18	0.18	0.36	30.00
21/04/2013	0.42	0.71	0.27	0.26	0.65	0.90	0.00
21/04/2013	0.32	0.55	0.13	0.12	0.25	0.40	22.00
22/04/2013	0.36	0.47	0.12	0.10	0.20	0.31	35.00

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por empresa.

En la tabla III se muestra el historial las mediciones de vibraciones mecánicas en la amplitud de velocidad, donde se evidencia la mejoría respecto a la medición antes del mantenimiento, realizada el 19/03/2013 a Potencia de 30 MW. La segunda medición corresponde a la toma de datos posterior al rodaje de la máquina al vacío, Potencia 0. Posteriormente se realizaron dos mediciones a diferente carga de la máquina.

Es notable la disminución en los valores globales respecto a la referencia antes del mantenimiento, respondiendo al aumento de carga con la estabilización de la máquina.

El estado de la máquina es normal. Se recomienda seguir monitoreando con vibraciones mecánicas.

CONCLUSIONES

1. Se identificaron daños mecánicos en la unidad generadora 2 durante el mantenimiento, asimismo se realizaron mediciones de vibraciones mecánicas en unidad generadora; en cada cojinete se realizaron medidas antes del mantenimiento, en dos planos: Radial y Axial, donde la condición vibratoria de las unidades fue comparada con lo establecido por la norma ISO 10816-5, mostrándose para la unidad generadora en estudio una condición normal.
2. Se realizó mantenimiento mayor en unidad generadora a través de limpieza general, a la vez se hicieron mediciones en cada elemento de máquina y correcciones en elementos dañados.
3. Se realizó alineación del conjunto del generador y la turbina de la unidad generadora a través de *run out* y análisis de fallas después del mantenimiento siendo este a través de las mediciones y análisis de vibraciones de la unidad, evaluando el comportamiento, y previendo sobre eventuales anomalías en las condiciones normales de operación.
4. Se puso en funcionamiento la unidad generadora, y se realizó el análisis de vibraciones después del mantenimiento, cuyo resultado se encontró en condiciones normales, mostrando una notable disminución en los valores globales respecto a la referencia antes del mantenimiento.

RECOMENDACIONES

1. Se sugiere realizar monitoreo con vibraciones mecánicas para la unidad 2 y realizar una tendencia para conocer el comportamiento y valorar la condición a través del tiempo.
2. Posterior al mantenimiento, es preciso monitorear la condición de los equipos mediante análisis de vibraciones con un equipo que permita llevar tendencias sobre las causas de vibración con una frecuencia no mayor a los 3 meses. Al crear un historial aceptable de al menos dos años, esta frecuencia se puede disminuir y de esta manera mejorar la vida útil de la máquina.
3. Se estabilizó la máquina, y se obtuvo una notable disminución en los valores globales respecto a la referencia antes del mantenimiento, por lo que se sugiere continuar monitoreando mensualmente con vibraciones mecánicas con un colector de datos, los valores globales de cada uno de los puntos mencionados en este documento, siguiendo los lineamientos de la toma de datos correcta.
4. Se sugiere realizar un programa de mantenimiento predictivo con monitoreo de vibraciones que contenga los respectivos niveles de vibración, considerados como seguros; la elección de puntos a monitorear regularmente: intervalo de inspecciones y bitácora de los valores registrados.

BIBLIOGRAFÍA

1. FREY M. and BÄTTING R. *Special design considerations for a replacement Francis Turbine*. Vol. 2. Num 2. International Journal on Hydropower and Dams. Mar. 1995.
2. KRUGER, Herbert C.A.-*Guía de Balanceo*. <www.schenck-rotec.com.ve>. [Consulta: octubre 2014].
3. GARCIA I, Rafael y PÉREZ R, Norberto. *Análisis de la falla y mal funcionamiento de una turbina hidráulica de 15MW*. <<http://www.iie.org.mx/boletin022007/act.pdf>>. [Consulta: agosto 2014].
4. CGN NOTICIAS
<<https://cgnnoticiasdeguatemala.wordpress.com/2010/09/09/nueva-hidroelectrica-en-guatemala-hidro-xacbal/>>. [Consulta: septiembre 2014].
5. O&M Eléctrica Matamoros. Departamento de Operación y Mantenimiento. División predictivo y servicios especiales. *Informe de análisis de vibraciones mecánicas*. Mar. 2013 y Abr. 2013.
6. SIEMENS. *Instructivo de montaje*. Febrero 2000. 7 -16 p.
7. SIEMENS. *Manual de comisionamiento de turbina generador y servicios auxiliares VoithSiemes*.

8. Norma ISO 10816-5 -*Evaluation Of Machine Vibration by Measurements on non-rotating parts - Machine sets in hydraulic power generating and pumping plants.* 2000.
9. Norma ISO 1940-Mechanical vibration -- *Balance quality requirements for rotors in a constant (rigid) state -- Part 1: Specification and verification of balance tolerances.* 2003.

ANEXO

Anexo 1. Norma ISO 10816

VIBRACIÓN MECÁNICA. - EVALUACIÓN DE LA VIBRACIÓN EN UNA MÁQUINA MEDIANTE MEDIDAS EN PARTES NO ROTATIVAS.

Establece las condiciones y procedimientos generales para la medición y evaluación de la vibración, utilizando mediciones realizadas sobre partes no rotativas de las máquinas. El criterio general de evaluación se basa tanto en la monitorización operacional como en pruebas de validación que han sido establecidas fundamentalmente con objeto de garantizar un funcionamiento fiable de la máquina a largo plazo. Esta norma reemplaza a las ISO 2372 e ISO 3945, que han sido objeto de revisión técnica. Este estándar consta de cinco partes:

- **Parte 1:** Indicaciones generales.
- **Parte 2:** Turbinas de vapor y generadores que superen los 50 MW con velocidades típicas de trabajo de 1 500, 1 800, 3 000 y 3 600 RPM.
- **Parte 3:** Maquinaria industrial con potencia nominal por encima de 15 kW y velocidades entre 120 y 15 000 RPM.
- **Parte 4:** Conjuntos movidos por turbinas de gas excluyendo las empleadas en aeronáutica.
- **Parte 5:** Conjuntos de máquinas en plantas de hidrogenación y bombeo (únicamente disponible en inglés).

Continuación anexo 1.

Este nuevo estándar evalúa la severidad de la vibración de maquinaria rotativa a través de mediciones efectuadas en planta en partes no giratorias de las mismas. Engloba y amplía los estándares citados anteriormente.

Los criterios de vibración de este estándar se aplican a un conjunto de máquinas con potencia superior a 15 kW y velocidad entre 120 RPM y 15 000 RPM. Los criterios son sólo aplicables para vibraciones producidas por la propia máquina y no para vibraciones que son transmitidas a la máquina desde fuentes externas. El valor eficaz (RMS) de la velocidad de la vibración se utiliza para determinar la condición de la máquina. Este valor se puede determinar con casi todos los instrumentos convencionales para la medición de vibración.

Se debe prestar especial atención para asegurar que los sensores estén montados correctamente y que tales montajes no degraden la precisión de la medición. Los puntos de medida típicamente son tres, dos puntos ortogonales en la dirección radial en cada caja de descanso y un punto en la medición axial.

Las mediciones deben realizarse cuando el rotor y los descansos principales han alcanzado sus temperaturas estacionarias de trabajo y con la máquina funcionando bajo condiciones nominales o específicas (por ejemplo de velocidad, voltaje, flujo, presión y carga).

En máquinas con velocidad o carga variable, las mediciones deben realizarse bajo todas las condiciones a las que se espera que la máquina trabaje durante períodos prolongados de tiempo. Los valores máximos medidos, bajo estas condiciones, serán considerados representativos de la vibración. Si la vibración es superior a lo que el criterio permite y se sospecha de excesiva vibración de fondo, las mediciones se deben realizar con la máquina detenida para

Continuación anexo 1.

determinar el grado de influencia de la vibración externa. Si con la máquina detenida excede el 25% de la vibración medida con la máquina operando, son necesarias acciones correctivas para reducir el efecto de la vibración de fondo. En algunos casos el efecto de la vibración de fondo se puede anular por análisis espectral o eliminando las fuentes externas que provocan las vibraciones de fondo.

La severidad de la vibración se clasifica conforme a los siguientes parámetros:

- Tipo de máquina.
- Potencia o altura de eje.
- Flexibilidad del soporte.

Clasificación de acuerdo al tipo de máquina, potencia o altura de eje

Las significativas diferencias en el diseño, tipos de descanso y estructuras soporte de la máquina, requieren una división en grupos. Las máquinas de estos grupos pueden tener eje horizontal, vertical o inclinado y además pueden estar montados en soportes rígidos o flexibles.

- **Grupo 1:** Máquinas rotatorias grandes con potencia superior 300 kW. Máquinas eléctricas con altura de eje $H \geq 315$ mm.
- **Grupo 2:** Máquinas rotatorias medianas con potencia entre 15 y 300 kW. Máquinas eléctricas con altura de eje $160 \leq H \leq 315$ mm.
- **Grupo 3:** Bombas con impulsor de múltiples álabes y con motor separado (flujo centrífugo, axial o mixto) con potencia superior a 15 kW.
- **Grupo 4:** Bombas con impulsor de múltiples álabes y con motor integrado (flujo centrífugo, axial o mixto) con potencia superior a 15 kW.

Continuación anexo 1.

NOTA: La altura del eje H de una máquina está definida como la distancia medida entre la línea de centro del eje y el plano basal de la máquina misma. La altura del eje H de una máquina sin patas o de una máquina con pies levantados o cualquier máquina vertical, se debe tomar como la altura de eje H de una máquina horizontal en el mismo marco básico. Cuando el soporte es desconocido, la mitad del diámetro de máquina puede ser utilizada.

Clasificación según la flexibilidad del soporte

Si la primera frecuencia natural del sistema máquina-soporte en la dirección de la medición es mayor que su frecuencia principal de excitación (en la mayoría de los casos es la frecuencia de rotación) en al menos un 25%, entonces el sistema soporte puede ser considerado rígido en esa dirección. Todos los otros sistemas soportes pueden ser considerados flexibles. En algunos casos el sistema máquina-soporte puede ser considerado rígido en una dirección de medición y flexible en la otra dirección. Por ejemplo, la primera frecuencia natural en la dirección vertical puede estar sobre la frecuencia principal de excitación mientras que la frecuencia natural horizontal puede ser considerablemente menor. Tales sistemas serían rígidos en el plano vertical y flexibles en el plano horizontal. En estos casos, la vibración debe ser evaluada de acuerdo a la clasificación del soporte que corresponda en la dirección de la medición.

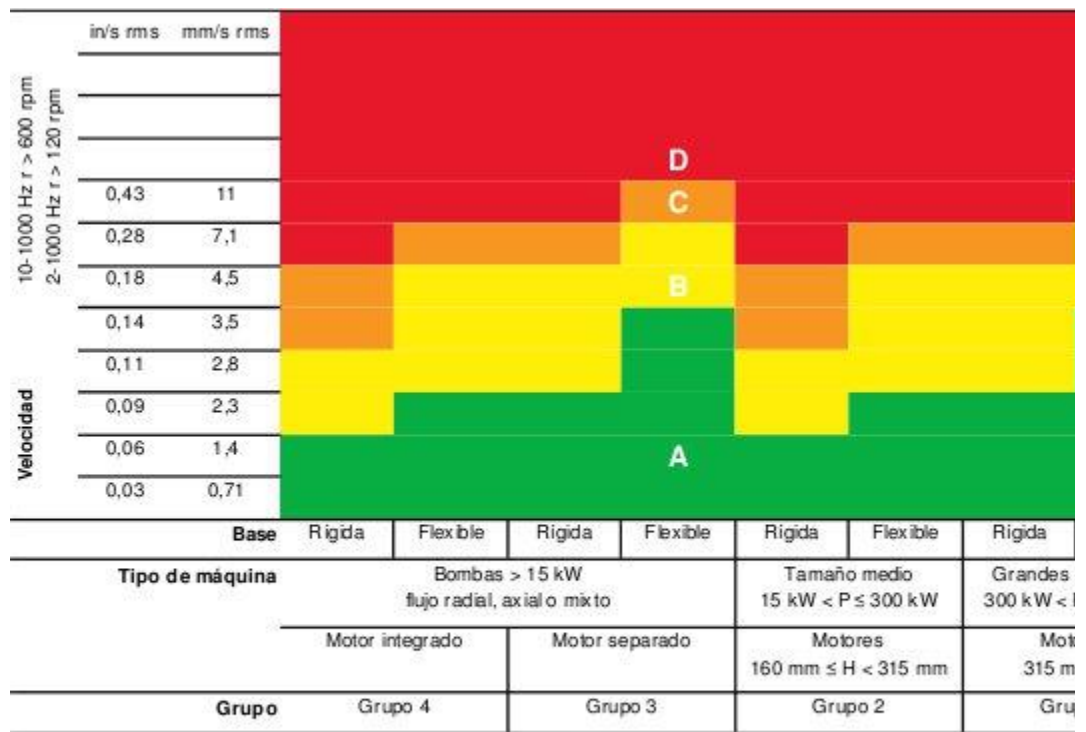
Evaluación

- **Zona A:** Valores de vibración de máquinas recién puestas en funcionamiento o reacondicionadas.
- **Zona B:** Máquinas que pueden funcionar indefinidamente sin restricciones.

Continuación anexo 1.

- **Zona C:** La condición de la máquina no es adecuada para una operación continua, sino solamente para un período de tiempo limitado. Se deberían llevar a cabo medidas correctivas en la siguiente parada programada.
- **Zona D:** Los valores de vibración son peligrosos, la máquina puede sufrir daños.

Tabla: Severidad de la vibración según la norma ISO 10816-3.



- A** Máquina nueva o reacondicionada
- B** La máquina puede operar indefinidamente
- C** La máquina no puede operar un tiempo pr
- D** La vibración está provocando daños

Fuente: ISO 10816-3:2009

