



Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Estudios de Postgrado

Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento

**MANTENIMIENTO PREDICTIVO A TRAVÉS DE UN SISTEMA DE MONITOREO DE  
VIBRACIONES A TURBINAS TIPO FRANCIS (8MW) ACORDE A LA NORMA ISO 10816, EN  
LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SANTA TERESA**

**Ing. José Eduardo Alvarez Paniagua**

Asesorado por: Mtra. Inga. Sandra Ninett Ramírez Flores

Guatemala, abril de 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MANTENIMIENTO PREDICTIVO A TRAVÉS DE UN SISTEMA DE MONITOREO DE  
VIBRACIONES A TURBINAS TIPO FRANCIS (8MW) ACORDE A LA NORMA ISO 10816, EN  
LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SANTA TERESA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**ING. JOSÉ EDUARDO ALVAREZ PANIAGUA**

ASESORADO POR: Mtra. INGA. SANDRA NINETT RAMÍREZ FLORES

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**MAESTRO EN ARTES EN INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO**

GUATEMALA, ABRIL DE 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
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
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Mtro. Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADORA	Mtra. Inga. Sandra Ninett Ramírez Flores
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Edgar Darío Alvarez Cotí
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez
SECRETARIA	Mtra. 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:

**MANTENIMIENTO PREDICTIVO A TRAVÉS DE UN SISTEMA DE MONITOREO DE VIBRACIONES A TURBINAS TIPO FRANCIS (8MW) ACORDE A LA NORMA ISO 10816, EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SANTA TERESA**

Tema que me fuera aprobado por la Dirección de la Escuela de Postgrado de la Facultad de Ingeniería, con fecha 03 de noviembre de 2015.



**Ing. José Eduardo Álvarez Paniagua**

## **ACTO QUE DEDICO A:**

**Mis hijos**

André, Samantha y Sara, por ser luz y fuerza de mi vida. Que este logro sea para demostrarles que el sacrificio y dedicación rinden sus frutos.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

### **Planta Santa Teresa**

Por darme la oportunidad de realizar mi trabajo de graduación en sus instalaciones y establecer la conexión entre el conocimiento y la práctica.

### **Mis catedráticos**

Por la sabiduría que me transmitieron a lo largo de la carrera, dejarme claro que una persona nunca deja de aprender.

### **Compañeros de estudio y trabajo**

Por su apoyo y soporte durante toda la carrera. Sin ustedes este logro no sería posible.

En mi calidad como Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Estudios de Postgrado, al Trabajo de Graduación de la Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento titulado: **MANTENIMIENTO PREDICTIVO A TRAVÉS DE UN SISTEMA DE MONITOREO DE VIBRACIONES A TURBINAS TIPO FRANCIS (8MX) ACORDE A LA NORMA ISO 10816, EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SANTA TERESA** presentado por el Ingeniero Mecánico Eléctrico José Eduardo Álvarez Paniagua quien se identifica con Carné 200418327, procedo a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

*"Id y Enseñad a Todos"*

*9/04/19*  
**Maestro. Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco**  
Decano  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala



Guatemala, abril de 2019.

Cc archivo/L.Z.L.A.

Ref.APT-2019-006

En mi calidad de Director de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen y verificar la aprobación del Revisor y la aprobación del Área de Lingüística al Trabajo de Graduación titulado "MANTENIMIENTO PREDICTIVO A TRAVÉS DE UN SISTEMA DE MONITOREO DE VIBRACIONES A TURBINAS TIPO FRANCIS (8MX) ACORDE A LA NORMA ISO 10816, EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SANTA TERESA" presentado por el Ingeniero Mecánico Eléctrico José Eduardo Álvarez Paniagua quien se identifica con Carné 200413327, correspondiente al programa de Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

*"Id y Enseñad a Todos"*

  
Maestro, Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí  
Director

Escuela de Estudios de Postgrado  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala



Guatemala, abril de 2019.

Cc archivo/LZLA.




Ref.APT-2019-006

Como Coordinadora de la Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento doy el aval correspondiente para la aprobación del Trabajo de Graduación titulado **“MANTENIMIENTO PREDICTIVO A TRAVÉS DE UN SISTEMA DE MONITOREO DE VIBRACIONES A TURBINAS TIPO FRANCIS (8MX) ACORDE A LA NORMA ISO 10816, EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SANTA TERESA”** presentado por el Ingeniero Mecánico Eléctrico José Eduardo Álvarez Paniagua quien se identifica con Carné 200413327.

Atentamente,

*“Id y Enseñad a Todos”*

  
Maestra. Inga. Sandra Ninett Ramirez Flores  
Coordinador(a) de Maestría  
Escuela de Estudios de Postgrado  
Facultad de Ingeniería

Universidad de San Carlos de Guatemala



Guatemala, abril de 2019.

Cc archivo/L.Z.L.A.

Ref.APT-2019-006

En mi calidad como Asesora del Ingeniero Mecánico Eléctrico José Eduardo Álvarez Paniagua quien se identifica con carné No. 200413327 procedo a dar el aval correspondiente para la aprobación del Trabajo de Graduación titulado "MANTENIMIENTO PREDICTIVO A TRAVÉS DE UN SISTEMA DE MONITOREO DE VIBRACIONES A TURBINAS TIPO FRANCIS (8MX) ACORDE A LA NORMA ISO 10816, EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA SANTA TERESA" quien se encuentra en el programa de Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento en la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

Atentamente,

*"Id y Enseñad a Todos"*

  
Maestra. Inga. Sandra Ninett Ramírez Flores  
Asesor(a)

Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento

Guatemala, abril de 2019.

Cc: archivo/LZLA.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES .....	V
LISTA DE SÍMBOLOS .....	VII
GLOSARIO .....	IX
RESUMEN .....	XI
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XIII
OBJETIVOS.....	XV
RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO .....	XVII
INTRODUCCIÓN .....	XXI
1. MARCO TEÓRICO.....	1
1.1. Central Hidroeléctrica .....	1
1.2. Casa de máquinas.....	3
1.3. Mantenimiento predictivo.....	4
1.4. Vibración mecánica .....	5
1.5. Transductores.....	5
1.6. Monitoreo de las vibraciones .....	5
1.6.1. Vibraciones armónicas .....	6
1.6.2. Vibraciones periódicas.....	7
1.6.3. Vibraciones aleatorias .....	7
1.6.4. Frecuencias generadas y excitadas .....	8
1.6.5. Causas e identificación de fallas.....	8
1.7. Normativa ISO 10816 .....	9
1.7.1. Sección 5 en la norma ISO 10816 .....	9
1.7.2. Aplicación de la norma .....	10
1.8. Vibración en máquinas rotativas.....	12

1.9.	Vibraciones en una unidad generadora.....	12
1.10.	Turbina tipo Francis.....	13
1.10.1.	Operación.....	15
1.10.2.	Componentes.....	15
2.	DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN .....	19
2.1.	Planta hidroeléctrica Santa Teresa .....	19
2.2.	La central y el mercado eléctrico.....	20
2.3.	Datos técnicos de turbinas .....	21
2.4.	Historial de OYM de las turbinas Francis en Planta Santa Teresa .....	24
2.5.	Medición de vibraciones en la central .....	24
3.	PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	31
3.1.	Costos de mantenimiento anual.....	31
3.2.	Consecuencias por indisponibilidad del servicio .....	32
3.3.	Ofertas de sistemas en el mercado.....	32
3.4.	Costo de la instalación e implementación .....	33
3.5.	Análisis costo beneficio.....	34
4.	SISTEMA DE MONITOREO DE VIBRACIONES.....	37
4.1.	Adquisición del equipo .....	37
4.2.	Instalación del Monitoreo de vibraciones .....	38
4.2.1.	Especificaciones técnicas.....	38
4.2.2.	Instalación y puesta en marcha.....	39
4.3.	Capacitación .....	40
4.4.	Implementación y rutina de mantenimiento.....	40

CONCLUSIONES ..... 43  
RECOMENDACIONES ..... 45  
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... 47



## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Esquema de una central hidráulica .....	3
2.	Vibración armónica .....	6
3.	Vibración periódica .....	7
4.	Vibración periódica .....	8
5.	Máquina grupo 3.....	11
6.	Esquema general de una turbina Francis .....	14
7.	Instrumentación en unidad generadora .....	17
8.	Plano general 1. Central Santa Teresa.....	23
9.	Vibrómetro portátil marca Balmac .....	25
10.	Gráfica de desplazamiento chumacera puente superior y cojinete turbina.....	28
11.	Gráfica de velocidad, chumacera puente superior y cojinete turbina.....	30
12.	ROI compra de equipo de monitoreo de vibraciones.....	36

### TABLAS

I.	Límites de zona para máquinas de grupo 3. Norma 10816-5-2000 ....	11
II.	Resumen de datos característicos unidad 1. Planta Santa Teresa .....	22
III.	Límites de zona para máquinas de grupo 3. Criterios .....	26
IV.	Medición de desplazamiento en cojinete superior y cojinete turbina....	27
V.	Medición de velocidades cojinete superior y cojinete turbina.....	29
VI.	Gastos por mantenimiento preventivo por las dos turbinas.....	31

VII.	Costo suministro e implementación .....	33
VIII.	ROI por la adquisición del equipo .....	35
IX.	Formato propuesto para toma de lecturas .....	42



## LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
$\rho$	Ro. Densidad del agua 100kg/m <sup>3</sup>
$g$	Gravedad de la tierra 9.8 m/s <sup>2</sup>
$Q$	Caudal m <sup>3</sup> /s
$H$	Altura en m
$\eta_t$	Eficiencia turbina
$\eta_g$	Eficiencia generador



## GLOSARIO

<b>Amplitud pico – pico</b>	Es la diferencia desde el valor pico negativo al valor pico positivo.
<b>Amplitud pico</b>	Es la amplitud máxima de la señal desde el punto de equilibrio.
<b>Amplitud RMS</b>	Es la raíz cuadrada del promedio de los cuadrados de la señal. En el caso de una señal senoidal pura, el valor RMS es 0.707 veces el valor pico.
<b>Desplazamiento</b>	Es una cantidad vectorial que escribe el cambio de posición de un cuerpo o partícula con respecto a un sistema de referencia.
<b>Factor de planta</b>	Porcentaje de producción que le fue posible alcanzar a la planta por la disponibilidad del recurso hídrico.
<b>Frecuencia</b>	Es el recíproco del período fundamental (tiempo de repetición de un fenómeno periódico). Se expresa en Hertz Hz, lo cual corresponde con un ciclo por segundo.
<b>La aceleración</b>	Es un vector que especifica la derivada de la velocidad en el tiempo.

**Período (T)**

Es el tiempo que el sistema necesita para completar un ciclo, es decir, cuando el sistema alcanza la posición inicial viniendo de la misma dirección, como se muestra en la siguiente figura.

**Salto neto**

También llamada altura neta, es la diferencia de alturas totales entre la entrada y la salida de la turbina.

**Velocidad**

Es un vector que especifica la derivada del desplazamiento en el tiempo.

## RESUMEN

El estudio presenta el desarrollo de una investigación realizada en la central hidroeléctrica Santa Teresa ubicada en Alta Verapaz. El objetivo principal es demostrar que el mantenimiento predictivo, a través del monitoreo y análisis de vibraciones a las turbinas tipo Francis bajo el criterio de la norma ISO 10816, provee confiabilidad y reducción de costos.

La investigación se formuló en dos enfoques, cuantitativa y cualitativa. Para la primera parte se hizo una evaluación de las tendencias de las vibraciones en las turbinas de la central antes y después de los mantenimientos. En la segunda parte, se tomó en cuenta el impacto de realizar las actividades de mantenimiento de forma periódica anual.

Dentro de los equipos principales se tienen dos turbinas tipo Francis con potencia nominal de 8.0 MW de eje vertical, a los que se realiza mantenimiento preventivo programado anualmente. Sin embargo, existen distintos factores pueden incidir en los equipos durante la operación y provocar daños mecánicos. Estos podrían no ser reparados en un corto plazo, lo cual conlleva a indisponibilidades en la operación.

Uno de los factores que afecta a las máquinas rotativas, como lo son las turbinas hidráulicas, es la vibración. Según la norma ISO 2041 (1990), la cual establece esta terminología define vibración como: “Toda variación en el tiempo, de una magnitud que describe el movimiento o la posición de un sistema mecánico, cuando esta magnitud es alternativamente mayor o menor que cierto valor promedio o de referencia” (pág. 13).

Se realizó una investigación de campo respecto a los equipos instalados y los requeridos para hacer el monitoreo. Adicional, se tomaron lecturas horarias de los parámetros de la vibración las cuales proporcionaron información para conocer el estado actual de las turbinas. Demostrar que, para precisar el momento oportuno para realizar un mantenimiento, no es suficiente la toma de lecturas de forma manual y programada.

En el primer capítulo, se presenta el marco teórico sobre las generalidades de la generación en una hidroeléctrica, los componentes y se hace énfasis en las turbinas tipo Francis en cuanto sus componentes, operación y la incidencia que tiene la vibración en ellas. Se muestra la criticidad de los parámetros de la vibración según la Normativa ISO 10816 y expone la utilidad de la implementación de un sistema de monitoreo, como mantenimiento predictivo.

En el segundo capítulo, se presentan los valores tomados en campo en las turbinas Francis de la central hidroeléctrica. Se muestra los valores altos de vibración que se tuvieron, luego de un mantenimiento preventivo. Las gráficas comparativas respecto a los valores que se tuvieron, luego de las correcciones en los ajustes del montaje de la turbina y sus componentes.

En el tercer capítulo, se exponen el análisis costo beneficio de la implementación del sistema. En ellos se toman en cuenta los costos del mantenimiento, pérdida de negocio, los costos del suministro del equipo de monitoreo a utilizar y los ahorros que se pueden conseguir.

Para el cuarto capítulo se tiene el plan, logística y consideraciones para la implementación, así como los formatos, frecuencia de la toma de datos y análisis de la información.

## **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El Administrador del Mercado Mayorista establece, conjuntamente con las empresas generadoras, en su Plan de Largo Plazo, las fechas en las cuales las hidroeléctricas del país tendrán sus mantenimientos mayores, es decir, mantenimientos que comprenden un período mayor de 72 horas.

La Central Hidroeléctrica Santa Teresa realiza cada año un mantenimiento mayor, en el mes noviembre, en donde se realizan actividades de mantenimiento preventivo o correctivo si se requiere. Sin embargo, en cuanto el mantenimiento a la turbina se refiere, no se tiene una base en la cual se defina si se deba o no extraer los rodets para reparación, tal como aplicar algún tipo de soldadura o alguna certeza si se necesita un cambio del mismo. El trabajo que requiere la extracción de las partes que conforman la turbina, alarga notablemente el tiempo necesario de finalización de un mantenimiento. Esto es crítico ya que, para no tener pérdida de negocio, es imprescindible reducir los tiempos.

La vibración en la turbina es uno de los problemas que más afecta las condiciones de operación de una central hidroeléctrica. Esta anomalía crea desajustes en los ejes y en consecuencia en los cojinetes o chumaceras. La medición y el análisis de las tendencias podrían indicar el estado interno de los equipos.

Actualmente se utiliza un vibrómetro marca BALMAC modelo 205 para realizar medición de velocidad y desplazamiento en las carcasas del generador

y turbina, pero la medición no se realiza de forma constante, esto tiene la consecuencia de dejar una brecha muy grande en el monitoreo bajo condición.

Dado lo anterior, se plantea la siguiente interrogante central:

- ¿Cómo el mantenimiento predictivo a través del monitoreo de vibraciones a las turbinas Tipo Francis y bajo el criterio de la normativa ISO 10816 provee confiabilidad y reducción de costos a la central hidroeléctrica Santa Teresa?

Adicionalmente se derivan las siguientes preguntas auxiliares:

- ¿Realizar una evaluación de las condiciones de la operación y mantenimiento de las turbinas, dará visibilidad de la necesidad de adoptar un sistema de monitoreo de vibraciones?
- ¿Cuáles son los criterios de la norma ISO 10816 que dan confiabilidad en la operación de las turbinas?
- ¿Qué consideraciones deben tenerse para la instalación de los equipos tanto de la instrumentación, comunicación y protección?
- ¿Cuáles es el costo beneficio y retorno de inversión de la instalación de un sistema de monitoreo?



# OBJETIVOS

## General

Demostrar que el mantenimiento predictivo, a través del monitoreo y análisis de vibraciones a las turbinas tipo Francis, bajo el criterio de la norma ISO 10816, provee confiabilidad y reducción de costos a la central hidroeléctrica Santa Teresa.

## Específicos

1. Realizar una evaluación de las condiciones de operación y mantenimiento de las turbinas tipo Francis, para dar la visibilidad de emplear un sistema de monitoreo de vibraciones.
2. Establecer acorde a las normas ISO 10816, los límites de funcionamiento de la turbina, así como el criterio de la selección del rango de operación de la instrumentación.
3. Definir la instrumentación, comunicación y protección requerida para el funcionamiento adecuado del monitoreo de las vibraciones en las turbinas.
4. Realizar el análisis económico y técnico a largo plazo de la implementación del sistema de monitoreo, así como el retorno de inversión.



## **RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO**

La presente investigación fue no experimental, descriptiva y documental.

### **Tipo de la investigación**

El tipo de la investigación es cuantitativo y cualitativo.

### **Alcances de investigación**

Se describió la situación actual de la gestión del mantenimiento en la central hidroeléctrica, se propuso la implementación del mantenimiento predictivo para optimizar los tiempos entre paradas programadas. La implementación abarca la justificación del equipo, análisis financiero, requerimientos técnicos y la rutina de mantenimiento.

### **Técnicas e instrumentos de investigación**

Entre las técnicas de recolección de datos e información que se utilizaron están los siguientes: observación, comparación, comprobación, análisis de contenido cualitativo, apuntes y flujogramas de proceso.

### **Fases de la investigación**

La primera fase consistió en recabar información de las mediciones de las vibraciones en la turbina. Las mediciones de referencia fueron lo más cercanas a la puesta en marcha de la planta. Para ellas se utilizó el vibrómetro

Modelo 205 de marca Balmac. Las variables a graficar fueron: desplazamiento y velocidad horizontal-vertical, al graficarlas se evidenció las variaciones que han existido con el paso del tiempo.

En la segunda fase, se tomaron los resultados de la primera fase. Conforme a la normativa ISO 10816, se realizaron gráficas de control para determinar la criticidad de las vibraciones en la turbina y posibles causas de las mismas.

Con referencia a los datos de periodicidad de los mantenimientos mayores que se efectuaron en años anteriores, se logró determinar sobre mantenimiento a la turbina. Se demostró la importancia de un sistema de monitoreo de vibraciones para el ahorro de costos.

La tercera fase se enfocó en ubicar y establecer la instrumentación necesaria a instalarse para el monitoreo de las vibraciones. Las variables a establecer fueron las revoluciones por minuto de la turbina y tolerancias en la vibración, las cuales se tomaron con base a la normativa ISO 10816.

En la cuarta etapa, se hizo una comparativa de los beneficios y ahorros que se tendrían a largo plazo al implementar el sistema de monitoreo. Se presentaron una propuesta formal técnica y una expectativa de costos del suministro, tiene como referencia los productos de los fabricantes en el mercado. Los métodos utilizados fueron: *Return of Investment (ROI)* y relación Costo Beneficio.

## **Técnicas de análisis de información**

Con los datos recabados, se procedió a presentarlos en forma gráfica y descriptiva.

## **Herramientas gráficas a utilizar**

El tipo de gráfico que se utilizó fue el de barras, con el cual puede realizarse comparativas entre valores anteriores y actuales, se colocaron límites en las gráficas para identificar las zonas de operación, para la exposición del análisis económico se utilizaron gráficas de barras que representan el flujo económico y evidencian el retorno de inversión.



## INTRODUCCIÓN

El presente trabajo se realizó con el fin de optimizar el recurso económico y humano en el mantenimiento preventivo a las turbinas, en la central hidroeléctrica Santa Teresa. Para ello, se realizó una investigación donde se determinaron los costos actuales del mantenimiento preventivo.

Se recopilaron datos de las vibraciones antes y después de un mantenimiento preventivo, donde se evidencia que luego de la intervención, se observaron incrementos en la vibración. Es decir, que el mantenimiento además de que no era necesario, el mismo propició realizar una nueva intervención para la corrección de las vibraciones.

Ante esto se propuso la implementación de un sistema de monitoreo de vibraciones con el cual se espera obtener información de las variables de desplazamiento y velocidad de las partes. Con estos datos obtener las tendencias, a fin de indicar cuándo es oportuno el mantenimiento.

Al inicio de este trabajo se plasmaron los aspectos generales de una central hidroeléctrica, su constitución, equipos y funcionamiento. Posteriormente, se pusieron a la vista los datos recabados de las variables de vibración y la importancia de adoptar un sistema de monitoreo de estas variables. Por último, se realizó el análisis del costo beneficio de la adquisición del equipo.

Uno de los aspectos más importantes de este trabajo es la propuesta de implementación, la cual incluye las líneas generales las recomendaciones de la ruta para la implementación del mantenimiento predictivo.



# 1. MARCO TEÓRICO

## 1.1. Central Hidroeléctrica

La energía hidráulica se ha utilizado desde hace muchos años. Blas & Viedma robles (2016) indican que las masas de agua producidas por desniveles existentes en los cauces por donde estas discurren fueron utilizadas desde la antigüedad para producir energía mecánica, por medio de ruedas de paletas y de cajones. Aunque eran artefactos rudimentarios, tenían aplicaciones tales como elevar el agua de riego o mover molinos de grano.

Una central hidroeléctrica es una instalación, la cual su objetivo primordial es el aprovechamiento de la energía cinética y potencial de un caudal de agua (Juarez, 1992). Esta energía también llamada energía hidráulica es convertida en energía mecánica por medio de turbinas hidráulica. Finalmente es convertida en energía eléctrica por generadores eléctricos acoplados a las turbinas, lo cuales giran a una velocidad  $n$ , también llamada velocidad de sincronismo.

La potencia producida por una central hidroeléctrica viene expresada por la siguiente ecuación:

$$P = \rho g Q H \eta_t \eta_g \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

$\rho$  = densidad del fluido  $kg/m^3$

$g$  = gravedad en  $m/s^2$

$Q$  = caudal  $m^3/s$

$H$  = altura neta  $m$

$\eta_t$  = eficiencia de la turbina

$\eta_g$  = eficiencia del generador

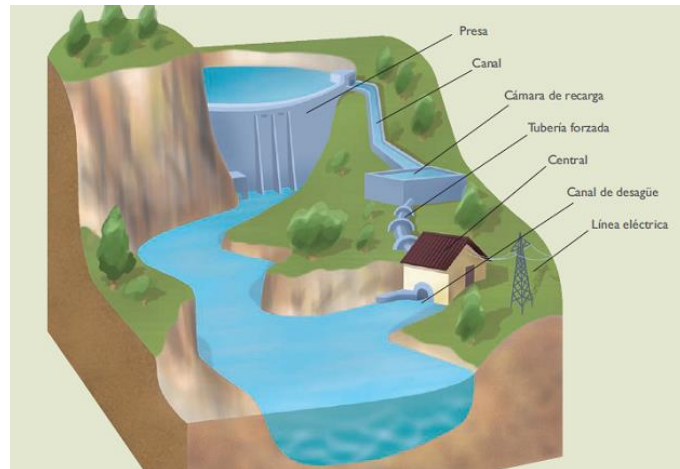
Según el tipo de central hidroeléctrica, el afluente de agua se deriva hacia una presa donde se embalsa para ser regulado, según sea necesario. El agua es conducida por medio de un túnel o canal hacia una cámara de carga, la cual alimenta una tubería de presión que conduce el agua hacia una casa de máquinas. En esta diferencia de alturas es donde se tiene el aprovechamiento de la energía potencial y cinética. Dependiendo de la altura y caudal se deberá utilizar ya sea turbinas de reacción o acción.

Una central hidroeléctrica tiene las características de ser una obra en la cual se necesita una inversión inicial muy alta, alrededor de 2.5 millones de dólares por MW. Sin embargo, su tasa de retorno es atractiva por su bajo mantenimiento y recurso hidráulico renovable.

Uno de los beneficios ambientales de las centrales hidroeléctricas es que el agua se devuelve a su cauce luego de ser turbinada, es por ello llamada una fuente de energía renovable. Si bien es cierto la construcción de una hidroeléctrica, según su capacidad, conlleva una extensa y costosa obra civil, presenta una buena alternativa para preservar el medio ambiente.

A continuación, se presenta un esquema simplificado de las partes de una Central Hidroeléctrica

Figura 1. **Esquema de una central hidráulica**



Fuente: Libro de energías renovables y eficiencia energética, 2008, pp. 100.

## 1.2. Casa de máquinas

La casa de máquinas es el lugar donde se encuentran alojados los equipos mecánicos y eléctricos del funcionamiento de la central. La tubería de presión está conectada hacia una válvula tipo mariposa o esférica que da el paso hacia la turbina, ya sea de acción o reacción que gira por el impulso del agua. La turbina se encuentra acoplada por medio de un eje hacia un generador donde se convierte finalmente la energía mecánica a eléctrica.

Para controlar la velocidad de la turbina y voltaje se utilizan reguladores electrónicos, con esto se controla que las unidades trabajen en el régimen establecido.

En Guatemala, las centrales mayores a 5MW deben conectarse a una subestación para elevar el voltaje por medio de un transformador de potencia a

niveles de voltaje de transmisión de 69, 138 o 230 KV, para luego nuevamente bajar el voltaje a niveles de distribución para consumo de hogares e industria.

### **1.3. Mantenimiento predictivo**

El mantenimiento predictivo es “Toda actividad de mantenimiento destinada a mantener un activo en un estado de funcionamiento pleno sin necesidad de detener el proceso productivo” (Marin, 2007).

Dicho mantenimiento se realiza con mediciones periódicas de variables definidas se determina el estado o condición de un equipo, identificando causas de defectos y con base a tendencias pronosticar las fallas. Tener esta información e interpretándola adecuadamente es posible determinar el momento más oportuno para la intervención del equipo y corrección de problema, tiene como objetivo impactar lo menos posible la producción con paros innecesarios.

Royo, Rabanaque, y Torres (2015) afirma que: “El programa de mantenimiento predictivo sigue una secuencia lógica desde que se detecta un problema, se estudia, se encuentra su causa, y finalmente se decide la posibilidad de corregirlo en el momento oportuno con la máxima eficiencia. Esto puede definirse en los siguientes pasos: detección, análisis y corrección.”

White (2010), amplía el concepto del mantenimiento predictivo indicando que las técnicas del mantenimiento predictivo se basan en percibir los síntomas de la maquinaria a través de pruebas no destructiva, tal como análisis de aceite, análisis de desgaste de partículas, medición de temperaturas y el monitoreo de las vibraciones.

A estas técnicas también se les conoce como mantenimiento predictivo por condición.

#### **1.4. Vibración mecánica**

A través de los años se ha determinado si un equipo está operando de forma normal de una manera empírica, verificando ruidos, calentamientos o comportamientos de los equipos fuera de lo establecido. La vibración ha sido un indicador del estado de un equipo, en la actualidad es un factor determinante para conocer fallas tanto en estado prematuro como desarrolladas.

Según (ISO, 2015), la vibración es: “Toda variación en el tiempo, de una magnitud que describe el movimiento o la posición de un sistema mecánico, cuando esta magnitud es alternativamente mayor o menor que cierto valor promedio de referencia”.

#### **1.5. Transductores**

Para White (2010), el transductor de vibraciones es un aparato que produce una señal eléctrica que es una réplica o análogo del movimiento vibratorio al cual está sujeto. Así pues, si se requiere medir desplazamiento se utiliza un sensor de proximidad; para medir velocidad un velocímetro y para la aceleración un acelerómetro.

#### **1.6. Monitoreo de las vibraciones**

A diferencia de un módulo de análisis de las vibraciones que conlleva la obtención y procesamiento de datos, espectros de frecuencias y determinación de la causa de una falla.

Un monitoreo de vibraciones es un sistema de vigilancia que tiene como alcance supervisar diferentes parámetros, tales como: desplazamiento, velocidad y aceleración. Para ello, puede brindar la visualización instantánea de la variable requerida, alarmar y dar orden de parada a las unidades generadores cuando estos datos alcancen valores inadmisibles, previamente determinados.

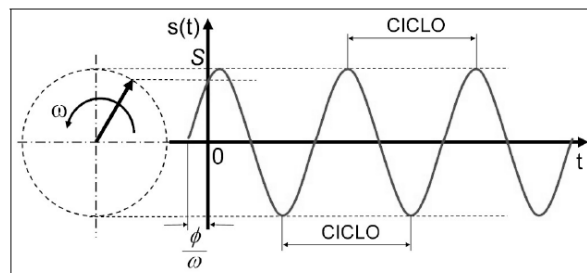
Si bien es cierto, los parámetros que suministra un monitoreo de vibraciones no son determinantes para diagnosticar la causa exacta de la falla, es posible obtener tendencias de las variables y determinar el grado de severidad de las mismas y las consecuencias inmediatas en el equipo. Las vibraciones pueden ser de tipo armónico, periódico y aleatorio.

### 1.6.1. Vibraciones armónicas

La más simple de todas, presenta un comportamiento senoidal, tal como se aprecia en la figura 2, tiene asociada un período, amplitud y frecuencia.

$$y = Y \text{sen}(\omega t + \varphi) = Y \text{sen}(2\pi f t + \varphi) \quad \text{Ec. 2}$$

Figura 2. Vibración armónica



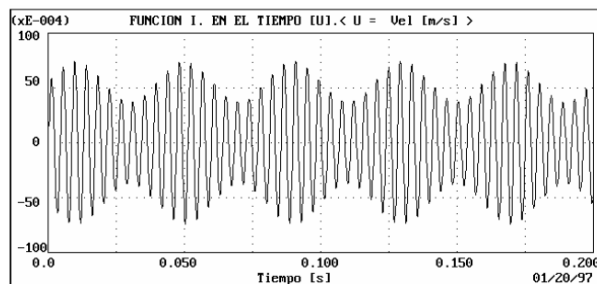
Fuente: Marin 2007, página 18.

### 1.6.2. Vibraciones periódicas

Este comportamiento periódico que se presenta luego de un intervalo de tiempo se muestra en la figura 3. Matemáticamente se puede representar de la siguiente manera:

$$f(t + T) = f(t)$$

Figura 3. Vibración periódica



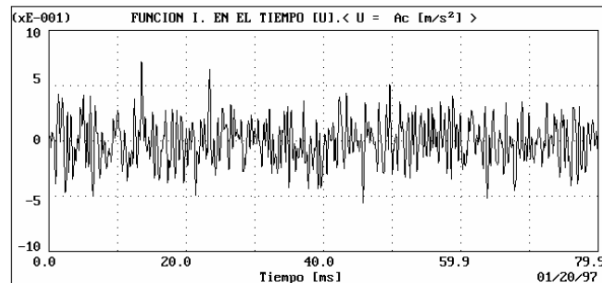
Fuente: Marin 2007, página 18.

### 1.6.3. Vibraciones aleatorias

Cuando no se cumple lo anterior, se dice que la vibración es aperiódica o aleatoria. En la práctica frecuentemente, las vibraciones aperiódicas están constituidas por una componente periódica y una componente aleatoria. De manera que los problemas que ocasionan las vibraciones aleatorias pueden resolverse mediante el análisis de la componente periódica, eliminando de alguna manera, la componente aleatoria y en lugar de esto podrían utilizarse recursos estadísticos. (Rico Martínez, 2017)

En la figura 4, podrá observarse la aleatoriedad de la vibración.

Figura 4. **Vibración periódica**



Fuente: Marin 2007, página 19.

#### **1.6.4. Frecuencias generadas y excitadas**

Las frecuencias generadas son las que la máquina genera en su operación normal. Las frecuencias excitadas son las frecuencias de resonancias de elementos que están asociados a las máquinas, pero que no son rotatorios.

#### **1.6.5. Causas e identificación de fallas**

Aunque el alcance de este proyecto de investigación no es el análisis de las vibraciones, es importante dar a conocer las tres causas de las vibraciones más recurrentes y así de una forma prematura asociarla a alguna de las fallas.

Martínez T. (2001) expone que la medición de desplazamiento de una máquina está relacionada con un esfuerzo de flexión, generalmente se presenta en máquinas que giran a bajas frecuencias, alrededor de los 1200 CPM. Se utiliza para medir el desplazamiento relativo entre eje y cojinete o carcasa y eje. Una medida utilizada es el mils pico-pico o micras pico-pico. La velocidad se relaciona con la fatiga de los materiales en componentes de la máquina, entre



los 60 CPM a los 60,000 CPM. La turbina Francis en estudio gira a 720 rev/min, es decir, que muestra la turbina se encuentra entre este intervalo.

La aceleración se caracteriza por presentarse en frecuencias de más de 60,000 CPM y está asociada a fuerzas entre componentes de la máquina. La aceleración no se considerará, ya que la máquina no opera en esas frecuencias.

## **1.7. Normativa ISO 10816**

Las normas internacionales ISO – International Standards Organization por sus siglas en inglés, son muy generales, pero son un referente internacional. La norma ISO 10816, en su versión del año 2000. Mechanical Vibration-Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts- o en su traducción al español: “Evaluación de la vibración por medición en partes no rotativas”, consta de 6 secciones.

### **1.7.1. Sección 5 en la norma ISO 10816**

El presente trabajo de investigación se basa en la sección No. 5. “Machine sets in hydraulic Power generating and pumping plants”, la cual hace referencia a las máquinas hidráulicas en una central hidroeléctrica.

En esta sección se definen criterios específicos para máquinas hidráulicas con potencia nominal más allá de 1 MW y velocidades entre 120 y 1800 rpm. La norma define cuatro grupos, según sea el diseño del conjunto turbina-generador. El tipo de turbina que se estudia pertenece al grupo 3, máquinas verticales con cojinetes que están apoyados contra la fundación de concreto, usualmente con velocidades de operación entre 60 r/min y 1800 r/min. La

norma define grados de severidad haciendo referencia a valores relativos de desplazamiento y velocidad. Lo anterior es de gran valor para el monitoreo, ya que se tiene un marco de referencia para determinar los límites de operación y protección de las máquinas.

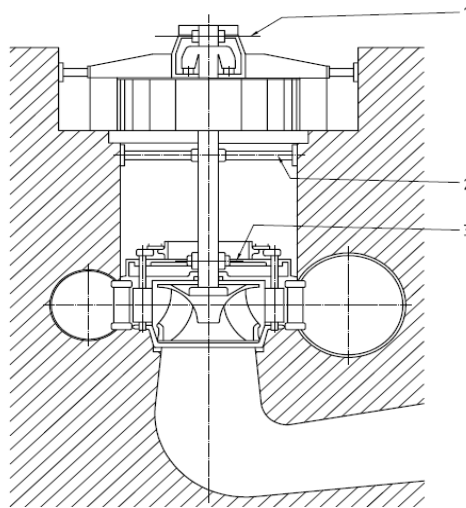
### **1.7.2. Aplicación de la norma**

La norma 10816-5 da los lineamientos de las variables a medir, posicionamiento de la instrumentación, así como la clasificación de las zonas de operación, según las mediciones obtenidas en la máquina. La clasificación de las zonas es la siguiente:

- Zona A: Máquinas recién puesta en operación. Operación normal.
- Zona B: Zona aceptable de operación sin ninguna restricción de tiempo.
- Zona C: La operación de las máquinas en esta zona no es satisfactoria y se busca la intervención lo más pronto posible.
- Zona D: Los valores de operación en esta zona causarán daño a la máquina.

En la figura 5, se presenta una turbina típica perteneciente al grupo 3. Los números indican el lugar donde debe realizarse la medición.

Figura 5. **Máquina grupo 3**



Fuente: Norma ISO 10816-5-2000, página 15.

En la tabla I puede verse los límites permisibles, de los valores de la vibración para las máquinas pertenecientes al grupo 3, en verde los valores son permisibles, en amarillo los valores son permisibles, pero debe monitorearse y por últimos en rojo los valores que ya provocan un daño en la turbina.

Tabla I. **Límites de zona para máquinas de grupo 3. Norma 10816-5-2000**

En todos los cojinetes		
Zona límite	Desplazamiento Pico a Pico $\mu\text{m}$	velocidad R.m.s. mm/s
A/B	30	1.6
B/C	50	2.5
C/D	80	4

Fuente: elaboración propia.

En el anexo B de la norma se indica las causas mecánicas que pueden provocar la vibración en máquinas hidráulicas, las cuales pueden ser por alineación incorrecta del eje, anisotropía del cojinete y conjuntos sueltos en partes giratorias o estacionarias, las frecuencias que se esperan en estos casos son: la frecuencia de rotación y sus armónicos.

En el anexo B.4 de la norma se hace referencia a las causas hidráulicas tales como: flujo a través de los conductos, operación fuera del rango de eficiencia de la turbina, cavitación, descargas hidráulicas de manera incorrecta en la parte interna, vórtices hidráulicos, entre otros. Dado que las máquinas hidráulicas tienen una operación dinámica (arranque, paro, carga mínima, máxima) la norma recomienda evaluar por separado los distintos escenarios.

### **1.8. Vibración en máquinas rotativas**

Generalmente, la vibración en una máquina rotativa es un indicio de un problema mecánico tal como: desbalance de elementos rotativos, desalineación en acoplamientos, rodamientos deteriorados. Así mismo pueden darse por problemas eléctricos.

La vibración es caracterizada por tener asociada una frecuencia, velocidad, aceleración, desplazamiento o energía de impulso. Dependiendo del grado que se tenga de las variables antes mencionadas, puede terminarse la causa de la falla.

### **1.9. Vibraciones en una unidad generadora**

Para tener una mejor idea de las vibraciones en una unidad generadora, es necesario conocer más a fondo sus componentes. La unidad generadora, o

grupo generador como también es conocido, posee dos grandes conjuntos: El generador eléctrico y la turbina, los cuales están acoplados a través de un eje. Este documento se centra básicamente en los componentes de la turbina.

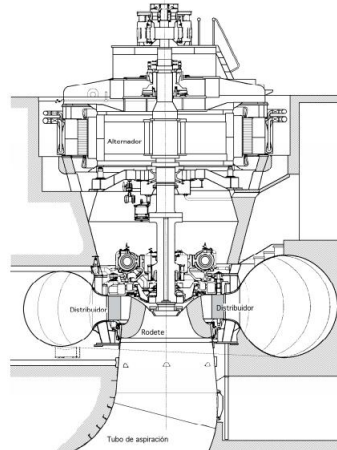
Las turbinas se clasifican en dos grandes grupos: acción y de reacción. La característica principal de las turbinas de acción es que utilizan exclusivamente la energía cinética del agua, en tanto las de reacción utilizan la energía potencial.

Las turbinas Pelton son de acción, así pues, las turbinas Francis, Hélice, Kaplan y sus modelos derivados pertenecen a las de tipo reacción.

#### **1.10. Turbina tipo Francis**

Como indica Mataix (1986), la turbina Francis fue inventada por James B. Francis. Pertenece al grupo de turbinas de tipo reacción y son utilizadas en saltos netos entre 2 y 500 metros. Estas turbinas operan en potencias que van hasta los 750MW. En la figura 6, se muestra un esquema general de una turbina tipo Francis.

Figura 6. **Esquema general de una turbina Francis**



Fuente: Fernández Díez, Turbinas Hidráulicas, Año 2000.

Un Sistema Nacional Interconectado opera con una frecuencia eléctrica definida, en América Latina es 60Hz, para que lo anterior se cumpla, la turbina deberá girar a la velocidad que se determina con la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{60f}{p} \quad \text{Ec. 3}$$

Donde  $f$  es la frecuencia de la red eléctrica y  $p$  el par de polos del generador.

La relación entre potencia, revoluciones por minuto y salto neto convergen en la siguiente ecuación:

$$n_s = n * P_a^{1/2} H^{-5/4} \quad \text{Ec. 4}$$

Donde  $P_a$  = Potencia en CV;  $H$  = Salto neto y  $n_s$  = rev/min a la que gira la turbina.

Si la potencia viene dada en KW, entonces  $n_s = 0.8577 * n_s (CV)$

Las turbinas Francis, según su número específico de revoluciones,  $n_s$  se pueden clasificar de la siguiente manera:

$50 < n_s \leq 150$ : Francis lentas;  $150 < n_s \leq 250$ ; Francis Normal;  $150 < n_s \leq 500$ : Francis rápida. (Gutiérrez García & Nave Mastache, 2014)

### **1.10.1. Operación**

Las turbinas Francis poseen un alto rendimiento en máximas cargas, pero no así en cargas intermedias, las cuales pueden provocar vibración a causa de la cavitación. Para ello es importante contar con las curvas del rendimiento del fabricante que indican la eficiencia de la máquina operando a distintos saltos o a distintas cargas. Si bien, estas curvas son una referencia, son útiles para revisión de parámetros luego de que se realicen grandes intervenciones como un cambio de rodete.

### **1.10.2. Componentes**

La turbina Francis se compone principalmente de: cámara espiral, predistribuidor, distribuidor, rodete, álabes directrices eje y cojinetes o chumaceras. Mataix (1986), expone las siguientes partes de la turbina.

Cámara espiral: tiene como función distribuir uniformemente el flujo en la entrada del rodete. Constituye el ducto alimentador del agua al rodete, es de

sección circular y diámetro decreciente. El flujo pasa inmediatamente al predistribuidor que posee paletas fijas que minimizan las pérdidas hidráulicas.

Distribuidor: es un mecanismo que regula el paso del flujo, por medio de álabes móviles. La apertura de estos álabes móviles puede ajustarse, a través de un anillo localizado en la parte superior y accionado por un servomotor regularmente.

Rodete: en esta parte donde el flujo transmite la energía cinética y potencial al elemento mecánico, que, a su vez, lo transmitirá a través del eje hacia el generador eléctrico.

Cojinete turbina: constituye un anillo normalmente dividido radialmente en dos mitades o de una serie de segmentos que se asientan perfectamente sobre el eje.

Cojinete guía o inferior: es utilizado para ajustar el eje de la turbina al rotor del generador, se le llama inferior ya que se encuentra en la parte baja del generador.

Cojinete superior: es un cojinete radial en segmentos. Se encuentra en la parte superior del generador.

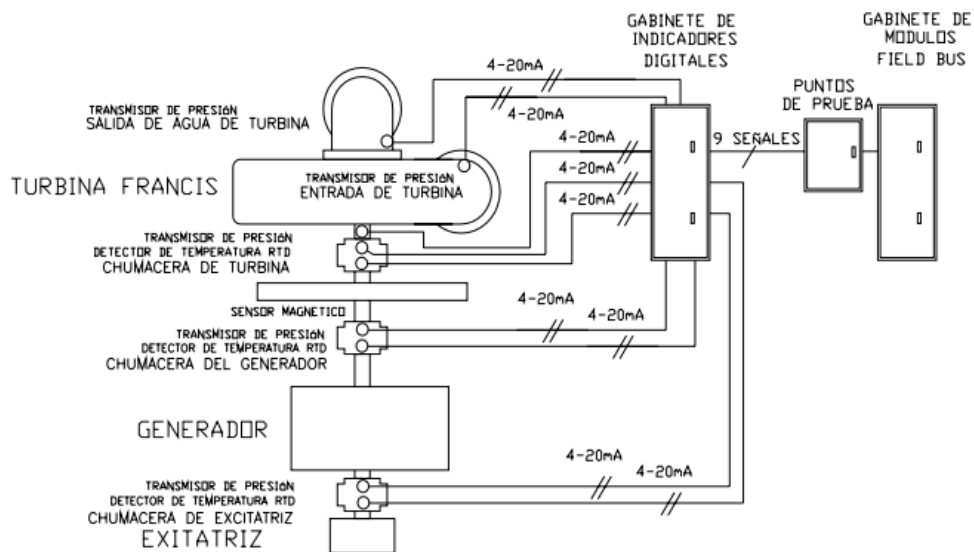
Cojinete axial: es utilizado para soporte de la suspensión del eje, se le puede distinguir.

La instrumentación es muy importante de tomar en cuenta, dentro de los cojinetes se tienen sensores de velocidad, temperatura, nivel, transmisores de



presión, entre otros. A continuación, Cotí (2006) en su tesis expone la siguiente figura, donde indica, de manera general, la instrumentación que tiene una unidad generadora.

Figura 7. Instrumentación en unidad generadora



Fuente: Cornejo 2006, página 82.



## **2. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN**

En los siguientes apartados se darán las características de la central hidroeléctrica, donde se realizó la investigación. Se presentan los datos técnicos de las turbinas, así como la aplicación de las ecuaciones que se mostraron en el capítulo 1. Por otro lado, se presentan las mediciones de desplazamiento y velocidad realizadas en las turbinas y la interpretación de estas.

### **2.1. Planta hidroeléctrica Santa Teresa**

La planta hidroeléctrica en estudio inició operaciones en octubre de 2011, la potencia de placa es de 17 MW, la potencia efectiva entregada al Sistema Nacional Interconectado es de 16.846 MW (AMM, 2018). La central se encuentra en la cuenca del río Polochic, ubicada entre los municipios de Tamahú y Tukurú, pertenecientes al departamento de Alta Verapaz, Guatemala. Esta central hidroeléctrica posee dos unidades generadoras de 8.0 MW cada una, tiene una presa de 34 metros, la cual es la más grande de Guatemala, posee un embalse de regulación diaria, el agua se conduce a un canal abierto de 2.5 km de longitud con una sección de 3.00 m de ancho por 2.99 de alto m, el cual llega a una cámara de carga, que alimenta dos tuberías forzadas, con una caída bruta de 124.63 metros. Cada tubería de presión está conectada a una válvula mariposa, que, a su vez, se conecta a una turbina tipo Francis de eje vertical (CNEE, 2018)

Cada turbina tiene un caudal de diseño de 7.7, la cual se acopla al generador eléctrico por medio de un eje. El generador gira a 720 rev/min y

posee 6 pares de polos, cada generador tiene como salidas un voltaje 6.3 kV, el cual se conecta a un transformador elevador de 6.3/69 KV, ubicado en una subestación dentro del perímetro de la hidroeléctrica. Se asume una eficiencia máxima de 0.92, para la turbina y 0.98 para el generador. Así pues, utilizando la ecuación No. 1, se tiene que:

$$P = \rho g Q H \eta_t \eta_g$$
$$P = 1000 * 9.8 * 7.7 * 124.653 * 0.92 * 0.98$$
$$P = 8.26 \text{ MW}$$

El caudal que es turbinado se conduce hacia un desfogue que es devuelto al río para que continúe su paso por la cuenca.

## **2.2. La central y el mercado eléctrico**

La matriz energética ha ido cambiando drásticamente en los últimos 5 años, debido a las energías renovables emergentes. Las operaciones de nuevas centrales hidroeléctricas sumado a la caída del precio de petróleo han impactado de forma positiva en los costos de la electricidad, bajando precios y con ello beneficiando a los consumidores.

La central hidroeléctrica en estudio fue diseñada para ser una central de piqueo, es decir, que genera regularmente en las horas de más demanda de energía eléctrica en el país, estas horas se sitúan entre las 18 a 22 horas. Sin la central deberá tener la disposición de generar lo que le sea solicitado, una vez tenga el recurso hídrico disponible. El Administrador del Mercado Mayorista, AMM, es el encargado de velar por la operación y correcta administración de la electricidad, para ello cada central hidroeléctrica debe apegarse a los reglamentos de coordinación comercial. La Comisión de Energía Eléctrica,

CNEE tiene como función velar por el cumplimiento de estos reglamentos, sancionado con multas la infracción de estos.

Para una central generadora de energía eléctrica es de suma importancia garantizar la continuidad del servicio. En términos generales debe evitarse la indisponibilidad de las unidades generadoras. Sin embargo, desde el punto de vista del negocio, la operación ininterrumpida y eficiente de las unidades es requerida para maximizar los ingresos.

La central Hidroeléctrica Santa Teresa posee un alto índice de disponibilidad, por encima del 99 %. El factor de planta anual fue de 0.4198 en el 2016. El dato anterior indica que la planta opera a un 41.98% de su capacidad, debido a que el recurso hídrico no siempre está disponible a razón de estar sujeto al factor exógeno como lo es el clima. Ante esta situación se hace más crítico la optimización de la operación y mantenimiento de la central.

Una de las estrategias para este aprovechamiento es emplear técnicas de mantenimiento preventivo y predictivo. El objetivo de esto es aplazar mantenimientos mayores programados, que podrían ser innecesarios y así enfocar esfuerzos en tareas que generen valor.

### **2.3. Datos técnicos de turbinas**

Los datos técnicos de la unidad generadora se muestran en la tabla II. Es importante señalar que los datos técnicos son iguales para las dos unidades generadoras.

Tabla II. **Resumen de datos característicos unidad 1. Planta Santa Teresa**

ESTÁNDAR DEL GENERADOR	DE	GB7894	ESTÁNDAR DE TURBINA	DE	GB/T15468
TIPO GENERADOR	DE	3F8000-10/2400	TIPO DE TURBINA		HLD166-LJ-98
POTENCIA APARENTE		9412 KVA	POTENCIA SALIDA	DE	8000 kW
VOLTAJE SALIDA	DE	6300 V	CABEZA DISEÑO	DE	120
CORRIENTE SALIDA	DE	863 A	VELOCIDAD		720 r/min
VOLTAJE EXCITACIÓN	DE	104 V	SOBREVELOCIDAD		1450 r/min
CORRIENTE EXCITACIÓN	DE	442 A	FRECUENCIA		60 Hz
FACTOR POTENCIA	DE	0.85	FECHA FABRICACIÓN	DE	30-10-2008

Fuente: elaboración propia.

Analizar una de las dos turbinas de la Central Santa Teresa, las cuales se tomarán iguales en diseño y sustituyendo los valores respectivos en la ecuación 4 se tiene que:

$$8,200 \text{ KW} = 10,996.2 \text{ CV}$$

$$n_s = 720 * 10996.2^{1/2} 134^{-5/4}$$

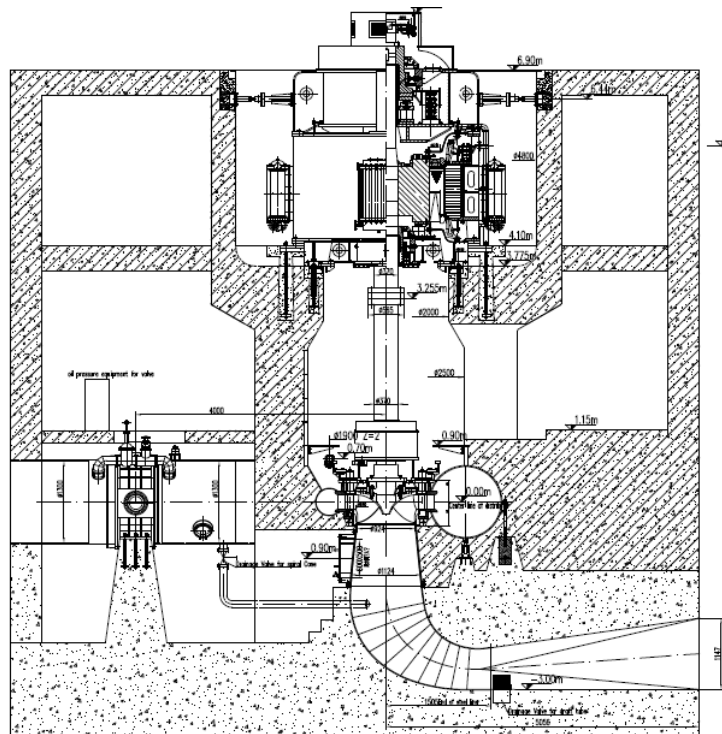
$$n_s = 165.6 \text{ r.p.m.}$$

Con base en el resultado turbinas de la planta Santa Teresa pueden catalogarse como una turbina Francis normal.

En la figura 8, se muestra un esquema general de una de las unidades generadoras en la central Santa Teresa. Se puede observar el cojinete radial de la turbina compuesto de 6 segmentos, el cojinete radial en la parte inferior que guía el eje hacia el generador, así como el cojinete axial y radial compuesto de 8 segmentos que sobresale en la parte superior del generador

Como se observa en la Tabla II, las turbinas giran a 720 r.p.m. o como se le llama en la jerga en la materia de vibraciones, 720 ciclos por minuto CPM; por consiguiente, basado en lo indicado en el inciso 2.3.5 las mediciones que corresponde realizar a una máquina que gira a esta velocidad deberán ser desplazamiento y velocidad.

Figura 8. Plano general 1. Central Santa Teresa



Fuente: Plano de diseño, Dong Fang 2010.

## **2.4. Historial de OYM de las turbinas Francis en Planta Santa Teresa**

La Central Hidroeléctrica Santa Teresa inició operaciones en septiembre del año 2011, los mantenimientos intermedios y mayores usualmente se realizan en los meses de estiaje, regularmente de marzo a mayo o en el mes de noviembre. Sin embargo, si se requiere revisar el rodete es posible programar un desarme superficial. Esta revisión puede darse si observa una recurrencia de fallas en bieletas o simplemente por rutina, debido a los largos períodos durante un día de verano mientras se llena el embalse

Se ha detectado que en algunas ocasiones no ha sido necesario un desarme, pues no se encontraron daños significativos a causa de la cavitación. Así mismo se ha incurrido desajustes, luego de un mantenimiento a la turbina, dando como resultado incremento en las vibraciones tal como se demostrará a continuación.

## **2.5. Medición de vibraciones en la central**

La Central Santa Teresa habitualmente en épocas de estiaje entra en operación a plena carga entre 18:00 a 22:00 horas y en época lluviosa cuando se llena el embalse o se tenga el caudal. Actualmente, la medición de vibraciones se realiza con un vibrómetro portátil marca Balmac modelo 200M, cuando las unidades se encuentran a plena carga, es decir, en su punto máximo de producción.

Las mediciones se realizan en la estructura de la turbina precisamente en cojinete turbina, también llamado axial y el cojinete de empuje en su LOA, también llamado superior. El guía o inferior no se mide con el equipo portátil, debido a que no se tiene acceso al mismo.



Las mediciones se realizan tanto de manera horizontal como vertical en cada una de las partes. Es destacable que, en turbinas con eje vertical, la medición axial es la misma que la medición vertical.

Figura 9. **Vibrómetro portátil marca Balmac**



Fuente: elaboración propia.

En noviembre del año 2015, según el último reporte de mantenimiento de la central, del mes de noviembre, se realizó un mantenimiento rutinario mayor en la turbina de la Unidad Generadora No. 2. Se observó que luego de este mantenimiento la vibración de la unidad era mayor, es entonces que se hace una medición del desplazamiento y velocidad, comprobándose que los valores estaban más altos en comparación con los anteriores al mantenimiento. En la primera quincena de diciembre del mismo año, se realizó un desarme y se hicieron los ajustes de las piezas utilizando con relojes comparadores, a fin de reducir la vibración.

Luego de los ajustes los parámetros de desplazamiento y velocidad redujeron su valor a valores aceptables, más no tan bajos como se encontraban al inicio.

Las mediciones de desplazamiento en la Unidad No. 2, se muestran a continuación en la tabla III. La primera columna muestra los valores tomados antes de la intervención de la Unidad No. 2. La segunda columna muestra los valores luego de la intervención. Se puede observar que los valores de la chumacera superior CS3-H duplican en más del 50% su valor. Luego de las correcciones del montaje se observa una reducción de las vibraciones, pero no al nivel que se tenían inicialmente. En rojo se muestran los valores que se encuentran en la zona B/C, en la cual los valores adquieren una condición de monitoreo.

Tabla III. **Límites de zona para máquinas de grupo 3. Criterios**

En todos los cojinetes			Criterio
Zona límite	Desplazamiento Pico a Pico $\mu\text{m}$	velocidad R.m.s. mm/s	
A/B	30	1.6	Buen Estado
B/C	50	2.5	Alarma-Monitoreo
C/D	80	4	Riesgo de Falla Catastrófica

Fuente: elaboración propia.

Tabla IV. **Medición de desplazamiento en cojinete superior y cojinete turbina**

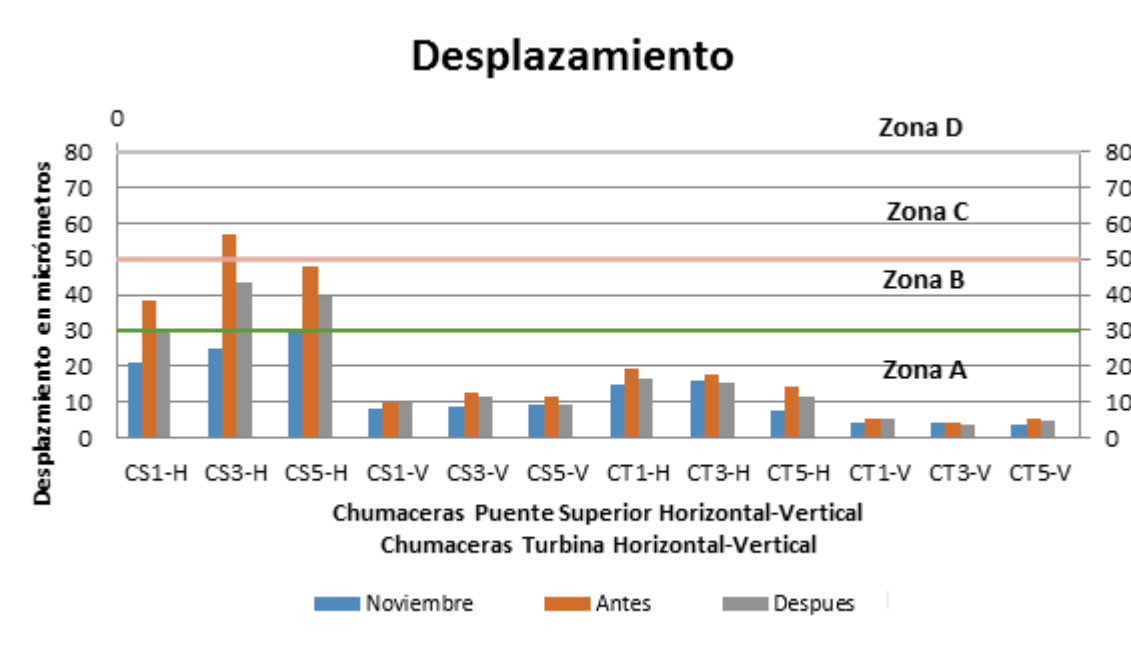
Chumacera	Medición de Desplazamiento en Micrómetros $\mu\text{m}$		
	Noviembre Antes del Mantenimiento	Antes de la intervención para la corrección	Después de la intervención para la corrección
CS1-H	21.082	38.1	29.21
CS3-H	24.892	56.642	43.18
CS5-H	30.48	48.006	39.37
CS1-V	8.128	9.652	9.652
CS3-V	8.89	12.446	11.43
CS5-V	9.144	11.684	9.398
CT1-H	14.732	19.05	16.764
CT3-H	15.748	17.526	15.24
CT5-H	7.62	14.478	11.43
CT1-V	4.318	5.334	5.334
CT3-V	4.064	4.318	3.81
CT5-V	3.556	5.08	4.572

Fuente: elaboración propia.

Para dar una mejor visibilidad, se grafican los valores en las mediciones tomando en cuenta los límites que establece la norma 10816-5, los cuales se resumieron en la tabla I de este documento.

A la turbina en estudio, también se le realizaron mediciones de velocidad relativa. Sin embargo, no se tenía medición de la velocidad en posición horizontal en la chumacera superior antes del mantenimiento. Posterior al mantenimiento, se inicia con estas mediciones y se evidencia que la chumacera superior CS3-H alcanza los 2.514 mm/s, este valor se encuentra en la zona de la B/C muy cercana a la zona C/D.

Figura 10. **Gráfica de desplazamiento chumacera puente superior y cojinete turbina**



Fuente: elaboración propia.

Luego de la intervención para corregir estos valores. Se observa un descenso en esta velocidad a 1.616 mm/s, un valor aceptable, encontrándose este en la zona A/B.

A continuación, se presentan las mediciones de la velocidad relativa de las turbinas. En la primera columna se coloca el número de chumacera; en la segunda, tercera y cuarta columna, se colocan los valores de la velocidad relativa de estas, según corresponde. Es de destacar que antes de las correcciones realizadas no se tomaban los datos de las chumaceras superior 1, 3 y 5.

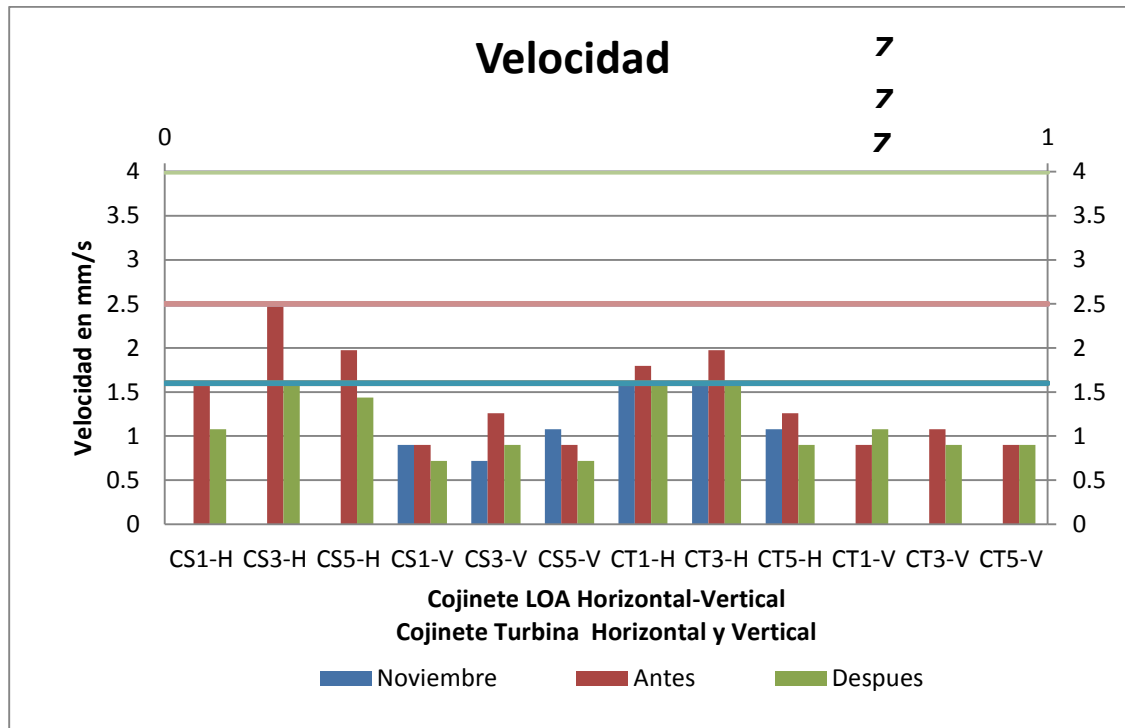
Tabla V. **Medición de velocidades cojinete superior y cojinete turbina**

Medición de Velocidad en mm/s			
Chumacera	Noviembre antes del mantenimiento	Antes de la intervención para la corrección	Después de la Intervención para la corrección
CS1-H		1.616	1.078
CS3-H		2.514	1.616
CS5-H		1.976	1.437
CS1-V	0.898	0.898	0.718
CS3-V	0.718	1.257	0.898
CS5-V	1.078	0.898	0.718
CT1-H	1.616	1.796	1.616
CT3-H	1.616	1.976	1.616
CT5-H	1.078	1.257	0.898
CT1-V		0.898	1.078
CT3-V		1.078	0.898
CT5-V		0.898	0.898

Fuente: elaboración propia.

A continuación, se presenta gráficamente las velocidades relativas, tal como se indicó anteriormente, se observa la reducción de la velocidad luego de corregir el montaje realizado en noviembre.

Figura 11. **Gráfica de velocidad, chumacera puente superior y cojinete turbina**



Fuente: elaboración propia.

Estos resultados hacen más evidente la necesidad de monitorear la vibración y así disminuir las intervenciones innecesarias.

### 3. PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

A continuación se presenta el análisis financiero para la adquisición del equipo de monitoreo. Para ellos se tomaran datos del sistema SAP referentes a los costos de mantenimiento y los costos asociados a la implementación del mantenimiento predictivo, a través del sistema de monitoreo.

#### 3.1. Costos de mantenimiento anual

Entre los gastos de mantenimiento anual programado se han tomado en cuenta los gastos por nómina del personal, consumible, accesorios, entre otros. El precio promedio del MWH se ha considerado de \$60/MW y el tiempo promedio requerido, según el departamento de mantenimiento para realizar los trabajos a cada turbina es de 36 horas; sumiendo que no se realiza cambio de rodete.

El resumen de los costos por mantenimiento preventivo se resume de la siguiente manera:

Tabla VI. **Gastos por mantenimiento preventivo por las dos turbinas**

<b>Descripción</b>	<b>Costo</b>
Consumibles y repuestos Mantto preventivo	Q 30,000
Gastos por nómina	Q 15,000
Pérdida del negocio por el mantenimiento preventivo, asumiendo que se dejaron de generar 8.2 MW en 18 horas de las 36 que dura el mantenimiento para cada turbina.	Q 130,000
<b>Costos Totales</b>	<b>Q 175,000</b>

Fuente: elaboración propia.

Como puede observarse, el costo de realizar un mantenimiento preventivo anual es sumamente alto.

### **3.2. Consecuencias por indisponibilidad del servicio**

Actualmente se tiene un contrato donde se garantiza la generación las 4 horas pico del día con 16MWH por hora. Si se llega a interrumpir la generación, para honrar el contrato suscrito, debe comprarse energía con otros agentes generadores o en el mercado SPOT, lo cual genera pérdidas monetarias.

Si se tiene suspensión de la entrega de energía eléctrica por factores de falla, el coeficiente de disponibilidad se ve afectado y por tanto, disminuye la oferta firme eficiente, la cual mide la capacidad real de la planta y por tanto la capacidad de ofrecer la máxima potencia y energía disponible en los contratos comerciales.

### **3.3. Ofertas de sistemas en el mercado**

Se realizó una investigación de mercado y se pudo constatar que varios fabricantes ofrecen el suministro de monitoreo y análisis de vibraciones. Dado que el alcance de este trabajo final es el suministro y puesta en servicio de monitoreo, se han descartado de las ofertas, los módulos y equipos extras que impliquen un análisis de los datos.

Las cotizaciones que se han obtenido han sido de tres empresas diferentes, las cuales tiene los precios de \$20,000, \$22,000 y \$25,000 se han encontrado en torno de los \$20,000 y \$25,000, para tener una holgura en el presupuesto, se toma como referencia el escenario menos asequible y se asume una tasa de cambio (Banco de Guatemala, 2018) de Q7.377 x \$1.00,



con lo cual se obtiene un valor por el sistema de  $7.377 \times 25000 = Q184, 425.00$ . Para utilizar números redondos, se tomará un valor de Q185, 000.

### 3.4. Costo de la instalación e implementación

Es importante resaltar que actualmente para la realización de proyectos en la empresa, se utiliza la metodología 981, la cual está basada en la metodología que da el Project Management Professional, PMP, por sus siglas en inglés. Es por ello que es importante realizar una correcta y objetiva justificación de la adquisición del suministro.

“El proceso de búsqueda de oportunidades de inversión se ve facilitado cuando es posible identificar las fortalezas específicas de la empresa ventajas diferenciadoras del producto, de los recursos y de las disponibilidades de insumos; cobertura diferenciada del mercado” (Sapag Cham, 2004, pág. 16)

Así el costo promedio por hora de dos técnicos instrumentistas y un ingeniero de instrumentación es aproximadamente Q200. Con base a esto se hacen las siguientes estimaciones:

Tabla VII. **Costo suministro e implementación**

<b>Descripción</b>	<b>Costo</b>
Costo del equipo	Q 185,000.00
Instalación de cableado	Q 3,500.00
Instalación equipos	Q 2,000.00
Configuración equipos	Q 1,000.00
Análisis de la información	Q 1,000.00
<b>TOTAL</b>	<b>Q 192,500.00</b>

Fuente: elaboración propia.

Una alternativa es contratar el servicio de instalación y puesta en marcha, con el mismo proveedor que suministra el equipo, siendo este supervisado por el departamento de instrumentación.

### **3.5. Análisis costo beneficio**

En el método que es utilizado ROI, se asume que, si se compra el equipo, en los próximos 3 años siguientes, se le debe realizar mantenimiento menor; para este mantenimiento del equipo se proyectó Q5, 000.00 al año. Para determinar los gastos que se seguirían teniendo en cuanto el mantenimiento de las turbinas se plantea tres escenarios para cada uno de los cuatro años siguientes:

- Ninguna de las dos turbinas necesita mantenimiento – Escenario optimista
- Una de las turbinas necesita mantenimiento - Escenario probable
- Las dos turbinas necesitan mantenimiento – Escenario pesimista

Para efectos de cálculo, se tomará un escenario probable en donde se observa que desde el primer año se considera una ganancia de Q 87,000.00, esta cantidad representa el gasto que ya no se tendría por tener una unidad en mantenimiento preventivo por año. El dato anterior representa el 50 % de los costos que indican en la sección 3.1.

En la siguiente tabla, se resumen los costos y ganancias que se tendrán luego de implementarse el sistema de monitoreo. Se observa que se tiene un flujo positivo a partir del segundo año. Al término de los cuatro años, se constata que se obtiene de la inversión del equipo un 64.56 % de ganancias.

Tabla VIII. ROI por la adquisición del equipo

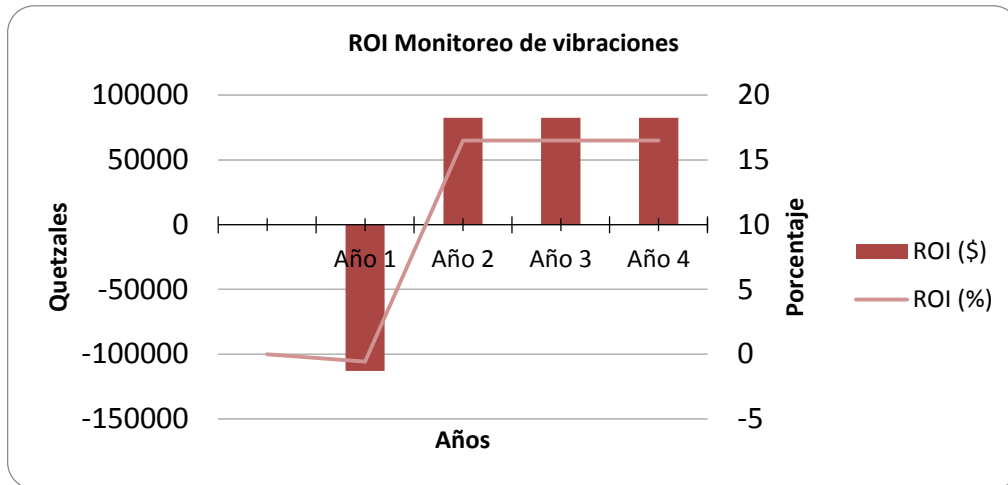
Cálculo de Retorno de Inversión (ROI) - 4 años Instalación Monitoreo					
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	TOTAL
<b>Costo</b>	Q200,000.00	Q5,000.00	Q5,000.00	Q5,000.00	Q215,000.00
<b>Ganancia</b>	Q87,000.00	Q87,500.00	Q87,500.00	Q87,500.00	Q349,500.00
<b>ROI (\$)</b>	-Q113,000.00	Q82,500.00	Q82,500.00	Q82,500.00	Q134,500.00
<b>ROI (%)</b>	-56.50%	1650.00%	1650.00%	1650.00%	62.56%

Fuente: elaboración propia.

Los resultados obtenidos han mostrado la rentabilidad que se obtiene al adquirir un sistema de monitoreo. En la figura 12, se observan los resultados de la tabla VIII de forma gráfica: El primer año se tiene la inversión de 200,000. Si a esto se le aplica los ahorros que se obtienen por la reducción de mantenimiento, se observa flujo negativo de un poco más de Q 100,000.00. En el segundo año, los ahorros se manifiestan con flujos positivos.

Es así como se evidencia que desde el segundo año de operación del equipo se obtienen ganancias al reducirse el mantenimiento. Teniendo al final del año número cuatro una rentabilidad del 62.56 %.

Figura 12. ROI compra de equipo de monitoreo de vibraciones



Fuente: elaboración propia.

## **4. SISTEMA DE MONITOREO DE VIBRACIONES**

Anteriormente se han indicado de los beneficios de un mantenimiento predictivo por condición, tal como lo es reducción de costos por paradas innecesarias en la producción y la detección de fallas de forma prematura.

Asimismo, (White, 2010) indica que una de las mayores ventajas del mantenimiento predictivo es la mayor confiabilidad que se adquiere en una planta. Establecer tendencia en el inicio de las fallas que se empiezan a desarrollar, dará pauta a planificar trabajos de corrección, si se amerita, en los paros ya programados.

El presente capítulo tiene como finalidad mostrar una línea base para la implementación del monitoreo de las vibraciones. Iniciando desde la adquisición del suministro hasta la operación normal del mismo.

### **4.1. Adquisición del equipo**

La adquisición del equipo puede realizarse a través del departamento de compras. Es importante dejar definido el alcance del suministro, el cual a efectos de cotización podrá solicitarse como “Sistema de monitoreo de vibraciones (alarma y disparo) para los cojinetes de dos unidades generadoras de 720 rpm, medición de velocidad y desplazamiento en tres planos, 2 ejes por plano, con visualización de los parámetros, a través de un HMI”.

## **4.2. Instalación del Monitoreo de vibraciones**

La instalación del monitoreo de vibraciones se divide en las siguientes actividades:

- Adquisición y recepción del suministro
- Diseño de cableado de energía
- Diseño de cableado de control y señal
- Instalación de sensores
- Instalación del controlador
- Instalación del cableado y HMI
- Conexión a controlador
- Sets de alarma y disparo
- Puesta en marcha
- Verificación de la medición

### **4.2.1. Especificaciones técnicas**

Los sensores deben ser sin contacto y deben ser proveídos para monitorear dinámicamente el movimiento del eje con relación a los cojinetes, deberán de ser de tipo capacitivo y no deberán interferir con la operación de las unidades generadoras. La longitud aproximada entre la unidad No. 2, que es la que está más alejada de sala de mandos es de 70 metros.

Las visualizaciones de las variables se han considerado sean a través de una HMI, la cuales deberán ser ubicadas en la sala de mandos de la casa de máquinas. El equipo debe permitir realizar la adquisición de datos para la realización de gráfica de tendencia diaria con la capacidad de exportar los datos hacia una PC.

Hay que tomar en cuenta que el éxito de la medición está críticamente relacionado con la definición de puntos de medición, los cuales pueden darse por un especialista en vibraciones. Este requisito previo a la instalación no debe tomarse a la ligera, ya que incide en la confiabilidad de la medición.

#### **4.2.2. Instalación y puesta en marcha**

La ejecución de la instalación corresponde al personal del departamento de instrumentación y control, quienes cuentan con las competencias técnicas necesarias para llevar la instalación del equipo. Se necesitan dos técnicos electricistas, el coordinador de instrumentación, quien deberá ser un ingeniero instrumentista y el jefe operador de turno, quien hará las corroboraciones del funcionamiento del equipo.

El análisis de la información corresponde al área de operaciones, en donde se llevan históricos de tendencias y conforme a ellas analizar si el equipo cumple las expectativas en su medición. Este procedimiento se realiza para la evaluar el desempeño del equipo durante la puesta en marcha y posterior a esta.

Para la verificación de la correcta medición de las variables es conveniente realizar una comparativa entre los resultados del equipo de portátil y de ser posible un analizador portátil de vibraciones. Actualmente, el departamento de mantenimiento utiliza un analizador portátil de marca SKF CMXA 80 serie GX, el cual es un buen referente de la fidelidad de las mediciones.

### **4.3. Capacitación**

Luego de la finalización del proyecto es importante formar a los usuarios finales sobre el equipo instalado. La capacitación del personal debe estar basada bajo un temario, el cual contiene lo siguiente:

- Terminología de vibraciones
- Dispositivos instalados
- Diagramas de conexión del sistema de medición
- Módulos instalados
- Sets de alarmas y disparos
- Tabla de Severidad según norma ISO 10816-5
- HMI gráficas de tendencia y reportes
- Factores a analizar en gráficas de tendencias

Esta capacitación puede llevarse a cabo en 24 horas efectivas con material audiovisual.

### **4.4. Implementación y rutina de mantenimiento**

Se deberán extender el cableado de comunicación y alimentación desde la sala de mando al sótano dos, aproximadamente existen 100 metros. Los módulos deberán instalarse en el primer nivel donde sobresalen las tapas de los generadores.

El operador de turno deberá observar en el IHM a cada dos horas el comportamiento de la vibración relativa en los cojinetes y los gráficos de tendencia, así mismo cada 24 se hará una descarga de los datos de las vibraciones horarias y las gráficas de tendencia. Si los valores que se observen



durante el monitoreo se ven incrementados de la zona A a la zona B, realizará un aviso al departamento de mantenimiento con criticidad. Si los valores se incrementan de la zona B a la zona C el operador de turno deberá realizar un aviso en SAP al departamento de mantenimiento, a fin de que intervenga la unidad lo antes posible. Si los valores sobrepasaran la zona C y si las protecciones no han actuado, el operador deberá dar parada a la unidad y solicitar al departamento de mantenimiento que intervenga la unidad generadora de manera inmediata. Este último escenario no es el esperado, ya que la falla por vibración tiene un comportamiento progresivo, por lo que se detectaría la necesidad de intervención desde mucho antes.

Como se dijo anteriormente, cada 24 horas se realizará una descarga de datos, es por ello que para automatizar la gestión del mantenimiento y a manera de tener redundancia, los datos descargados se ingresarán a SAP, en donde se tendrán previamente parametrizados los límites de cada zona de las vibraciones para cada cojinete.

Si SAP detectara, parámetros fuera de rango y corroborara que no existe aviso creado durante el último período de monitoreo, crearía un aviso categorizando la criticidad de la vibración al departamento de mantenimiento, asociando el mismo a una orden de trabajo.

A continuación, se presenta los formatos para llevar las lecturas de las variables de desplazamiento y velocidad de cada una de las unidades de generación. Estos cuadros se sugieren sean tomados como modelos para las plantillas en SAP.

Tabla IX. **Formato propuesto para toma de lecturas**

<b>LECTURA DE VIBRACIONES</b>											
		Fecha _____		Hora _____		Técnico _____		Unidad 1 _____		Potencia _____	
		Unidad 1 _____		Potencia _____		Unidad 2 _____		Potencia _____			
<b>CHUMACERA COJINETE SUPERIOR</b>											
<b>MEDICIÓN HORIZONTAL</b>											
Medición	Chumacera	00:00	02:00	04:00	06:00	08:00	10:00	12:00	14:00	16:00	18:00
DISP	CS1										
VEL	CS1										
DISP	CS3										
VEL	CS3										
DISP	CS5										
VEL	CS5										
<b>MEDICIÓN VERTICAL</b>											
Medición	Chumacera	00:00	02:00	04:00	06:00	08:00	10:00	12:00	14:00	16:00	18:00
DISP	CS1										
VEL	CS1										
DISP	CS3										
VEL	CS3										
DISP	CS5										
VEL	CS5										
Observaciones											

Fuente: elaboración propia.

## CONCLUSIONES

1. Las lecturas horarias de los parámetros de velocidad y aceleración realizada proveyeron información del estado de las turbinas, antes y después del mantenimiento anual. Se concluye que la integración de un sistema de monitoreo continuo de las vibraciones daría confiabilidad del estado de las turbinas y propiciaría la reducción de costos de mantenimiento al precisar el momento oportuno para una intervención.
2. La central hidroeléctrica opera a diferentes cargas en el transcurso del día, lo cual expone a las turbinas a esfuerzos mecánicos. Por tanto, es concluyente el valor que agrega conocer el estado continuo de las variables de vibración, por medio de un sistema de monitoreo.
3. Acorde a la norma 10816 sección V, los límites permisibles en lo que puede operar la turbina, es entre la zona A y C, siendo la zona óptima cuando se tiene un desplazamiento de menos de 30  $\mu\text{m}$  y una velocidad por debajo de 1.6 mm/s.
4. Se determina que la instrumentación a instalar debe tener la capacidad para alarmar cuando la turbina opere en la zona B-C y deberá actuar, desconectando unidad generadora del sistema, cuando los valores de vibraciones se encuentren en la zona C-D
5. Luego de realizar el análisis económico, se demuestra que la instalación del equipo, al término de cuatro años representa una ganancia del más

del 60 % de lo inicialmente invertido. Se estima que la instalación tendría una vida útil de no menos de 10 años.

## RECOMENDACIONES

1. Considerar adicionar a la instalación del sistema de monitoreo un módulo analizador de vibraciones, el cual incluya en su configuración visualizaciones de gráficas, a fin de tener más detalle de las vibraciones de las unidades generadoras.
2. Llevar una estadística diaria de la toma de las vibraciones versus la carga horaria, con el objeto de obtener una base de datos robusta que sea de referencia para futuras consultas.
3. Establecer los parámetros de la vibración permisibles en SAP acorde a las zonas de operación permisibles, según las normas ISO 10816 para que, al realizar la carga de datos, se generen automáticamente las órdenes de trabajo y así agilizar la pronta intervención.
4. La visualización de las alertas se debe mostrar en el SCADA actual o en un IHM independiente, donde se dejen incluso establecidos los sonidos para las alarmas. La desconexión de las unidades se recomienda llevarla a cabo conectando la señal hacia el relé general con código
5. Se sugiere llevar un control de la reducción de costos en los mantenimientos, con el fin de observar la rentabilidad del proyecto a través del tiempo. Se deberá tomar el incremento de ingresos percibidos por la producción de energía en los días que se reduzca el mantenimiento.



## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. *Administración Mercado Mayorista* . (2015). Obtenido de [http://www.amm.org.gt/portal/?page\\_id=23](http://www.amm.org.gt/portal/?page_id=23)
2. AMM, G. d. (2015). *Programación Largo Plazo S.N.I. Definitivo Mayo 2014-Abril 2015*. Guatemala: AMM.
3. Blas , Z., & Viedma Robles, A. (2016). *Máquinas Hldráulicas, teoría y problemas*. Cartagena.
4. Cabrera Gómez, J., & Egusquiza Estévez, E. (2005). Identificación de síntoma espectrales asociados a problemas en grupos electro energéticos. *Ingeniería Mecánica*, 63.
5. *Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. (2015). Obtenido de [http://www.cnee.gob.gt/wp/?page\\_id=231](http://www.cnee.gob.gt/wp/?page_id=231)
6. Cornejo Cotí. (2006). propuesta para el mejoramiento de la instrumentación de la planta hidroeléctrica Santa Maria, mediante red ethernet y buses de campo
7. DGPLAES. (2014). *Dirección General de Planeación y Desarrollo en Salud*. Obtenido de <http://www.dgplades.salud.gob.mx/Contenidos/Documentos/HerramientasEstrategicas/AnalisisCostoBeneficio.pdf>

8. Egusquiza, E., Nascimento, L. P., Valero, C., & Jou, E. (1994). El diagnóstico de daños en Grupos Hidroeléctricos mediante el Análisis de Vibraciones. *Ingeniería del Agua*, 1(3), 69.
9. Española, R. A. (2017). *Diccionario de la Real Academia Española*. Obtenido de <http://lema.rae.es/drae/?val=espectro>
10. Estupiñan, E., & Savedra, P. (2001). *Análisis de vibraciones aplicado a las máquinas rotatorias de baja velocidades*.
11. F. Boueri, B. (2014). Identifying a Guide Bearing Rub Using Vibration Analysis. *Hidro Review*, 4.
12. García, R., & Pérez, N. (2007). Análisis de la falla y mal funcionamiento de una turbina hidráulica de 15MW. *Boletín IIE abril-junio*, 39-45.
13. Gutiérrez García, H., & Nave Mastache, A. (2014). *Selección y dimensionamiento de turbinas hidráulicas para centrales hidroeléctricas*. México: Universidad Autónoma de México.
14. Hernández, E., & Atxa uribe, B. (s.f.). *Diagnóstico de Maquinarias Rotatorias Aplicando Técnicas Clásicas y Avanzadas de Análisis de Vibraciones*.
15. Instituto Tecnológico de Canarias, S. (2008). *Energías renovables y Eficiencia Energética*. Tenerife.



16. ISO. (2015). *Vibration an Shock Vocabulary*. Obtenido de [www.iso.org/iso](http://www.iso.org/iso):  
[http://www.iso.org/iso/catalogue\\_detail.htm?csnumber=11953](http://www.iso.org/iso/catalogue_detail.htm?csnumber=11953)
17. ISO, N. (s.f.). *SO 10816. "Vibración mecánica. – Evaluación de la vibración en una máquina mediante medidas en partes no rotativas"*.
18. Juarez, J. D. (1992). *Centrales Hidroeléctricas*. México.
19. Marín, E. P. (2007). *Elementos de Medición y Análisis de Vibraciones en Máquinas Rotatorias*. La Habana, Cuba: Centro de Estudios en Ingeniería.
20. Mataix, C. (1986). *Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas*. Madrid: Ediciones del Castillo, S.A.
21. Mosquera, G., de la Victoria, M., & Armas, R. (2001). *Las vibraciones Mecánicas y su aplicación al mantenimiento predictivo*. Carácas : Centro de Altos Estudios Gerenciales ISID.
22. Pintor Borobia, J. (2006). *Elementos de Màquinas y vibraciones*. Recuperado el 06 de 10 de 2015, de IMAC: Ingeniería Mecánica Aplicada y Computacional:  
<http://www.imem.unavarra.es/EMyV/pdfdoc/vib/>
23. *Proceedings of the Canadian Engineering Education Association*. (05 de 2004). Obtenido de <http://library.queensu.ca/ojs/index.php/PCEEA/article/view/3999>

24. Rico Martínez, J. M. (2017). Universidad de Guanajuato. *Fundamentos de Vibraciones Mecánicas. Definiciones y Terminología*. Guanajuato, México. Obtenido de Fundamentos de Vibraciones Mecánicas. Definiciones y terminología.: <http://www.ingenierias.ugto.mx/profesores/chema/documentos/Vibraciones%20Mec%C3%A1nicas/FundamentosdeVibraciones.pdf>
25. Robichaud, J. (2015). *Bretesh Engeenering*. Obtenido de <http://www.bretech.com/reference/Reference%20Standards%20for%20Vibration%20Monitoring%20and%20Analysis.pdf>
26. Royo, J., Rabanaque, G., & Torres, F. (18 de 03 de 2015). *Guemisa.com*. Obtenido de <http://www.guemisa.com/articul/pdf/vibraciones.pdf>
27. Sapag Cham, N. (2004). *Evaluación De Proyectos De Inversión de una Empresa*. Pearson Education S.A.
28. SINAIS. (2015). Obtenido de INGENIERIA DE MANTENIMIENTO: <http://www.sinais.es/Recursos/Curso-vibraciones/normativa/rathbone.html>
29. SKF.com. (2015). Obtenido de <http://www.skf.com/cl/products/condition-monitoring/portables-data-collectors-and-analyzers/vibration-analyzers/index.html>
30. STANDARD, I. (2000). ISO 10816-5:2000(E). *Mechanical vibration — Evaluation of Machine Vibration by measurements on non rotating parts Part 5 Machine sets in hydraulic power generating*. ISO.

31. Suescún Monsalve, I. (2015). *Universidad de Antioquía*. Obtenido de <http://jaibana.udea.edu.co/grupos/centrales/files/capitulo%204.pdf>
32. Taylor, J. (1998). *Understanding the Time Domain Signal is Required for Diagnostics and Improvements in Equipment Maintainability and Reliability*.
33. Technical Associates Of Charlotte, P. (1997). Capitulo 6. En *Use of vibration signature analysis to diagnose machine problems* (págs. 6-1 a 6-187). Technical Associates Of Charlotte, P.C.
34. Unge. (2015). Obtenido de <http://www.unge.gq/ftp/biblioteca%20digital/Energias%20renovables/Francis.pdf>
35. White, G. (2010). *Introducción al análisis de Vibraciones*. Azima.
36. Zuluaga, J. (2015). *Escuela de Ingeniería de Antioquía*. Obtenido de *Mecánica de Fluidos y Recursos Hidráulicos*: [http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulos/maquinashidraulicas/turbina\\_francis/turbina\\_francis.html](http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulos/maquinashidraulicas/turbina_francis/turbina_francis.html)