

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



MONITOREO DE VIBRACIONES DEL ROTOR Y LONGITUD DE ENTREHIERRO PARA PROTECCIÓN DE UN GENERADOR HIDRO ELÉCTRICO

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

RICHARD DOMINGO CURI PACO CONTRERAS

**PROMOCIÓN
2006 - II**

**LIMA – PERÚ
2010**

**MONITOREO DE VIBRACIONES DEL ROTOR Y
LONGITUD DE ENTREHIERRO PARA PROTECCIÓN DE
UN GENERADOR HIDRO ELÉCTRICO**

El presente informe de suficiencia está dedicado a mis padres Domingo Curi Paco y Domitila Contreras (que en paz descanse), a mi esposa Elisa y mi hijo Adrian por el amor y la confianza que depositan en mí, a mis hermanos y hermanas por el incansable aliento que me dieron día a día, y a mí asesor por los sabios consejos.

SUMARIO

El presente informe de suficiencia trata del monitoreo de vibraciones del rotor y longitud de entrehierro para protección de un generador hidroeléctrico aplicado en la Central Hidroeléctrica Yuncán con el objetivo de optimizar la gestión de la operación y mantenimiento.

La C.H. Yuncán está administrada por la empresa ENERSUR por un contrato de usufructo con el Estado. La C.H. Yuncán cuenta con 03 Grupos de generación c/u con 48MVA de potencia instalada, la potencia efectiva de la central es 136.70 MW registrada en el mes de mayo del 2007.

La ejecución del proyecto de monitoreo de vibraciones y *air gap* fue realizado por General Electric – Bently Nevada, el cual instaló en las tres unidades de generación, sensores inductivos para la detección de variables de vibración y sensores capacitivos para detectar el espacio entre el rotor y el estator (*air gap*).

En los últimos años, el tipo de mantenimiento a cambiado y, uno de los más utilizados es el mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM), que en la C.H. Yuncán se ha implementado. Para el sistema generador-turbina, el análisis ha determinado que el mantenimiento basado en condición (mantenimiento predictivo) principalmente, el monitoreo de vibraciones, es necesario para detectar el punto potencial de falla, antes que se produzca la falla en sí, de esta manera se conserva mejor los activos de la empresa.

Como resultado de la implementación se ha logrado optimizar la operación disminuyendo el factor de indisponibilidad programada y generando ahorro a la empresa ENERSUR.

ÍNDICE

PRÓLOGO

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1	Descripción del problema	2
1.2	Objetivo	2
1.3	Alcances	2

CAPÍTULO II

FUNDAMENTO DE LA MEDICIÓN Y ANÁLISIS VIBRACIONAL

2.1	Fundamentos de vibración	3
2.1.1	Definición de vibración	3
2.1.2	Señal básica de vibración	3
2.1.3	Vibración de las máquinas	7
2.1.4	Rotación y precesión	8
2.1.5	Tipos de vibración	9
2.2	Fase	10
2.2.1	Definición de fase	10
2.2.2	Evento Keyphasor	11
2.2.3	Fase absoluta	11
2.2.4	Fase relativa	12
2.2.5	Aplicaciones de la medida de fase	12
2.3	Vector vibración	12
2.4	Gráfico base de tiempo	13
2.5	Gráfico de órbita	13
2.6	Gráfico promedio del centro del eje	15
2.7	Gráfico Polar y Bode	15
2.8	Gráfico espectro	16
2.9	Gráfico espectro completo	18
2.10	Gráfico de tendencia	20

2.11	Medida del entre hierro (<i>air gap</i>)	20
CAPÍTULO III		
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO DE VIBRACIÓN Y		
ENTREHIERRO (AIR-GAP) DE LA CENTRAL HICROELÉCTRICA YUNCAN		
3.1	Descripción de la Central Hidroeléctrica Yuncán	21
3.2	Descripción técnica	22
3.2.1	Fase del rotor (<i>Keyphasor</i> ®)	22
3.2.2	Vibración relativa de cojinetes	23
3.2.3	Espesor de la película de aceite y desgaste de las zapatas de empuje.	25
3.2.4	<i>Air gap</i> , condición del rotor y cálculo de la condición del estator.	27
3.2.5	Arquitectura del proyecto y localización de sensores	29
3.3	Sistema de monitorización Bently Nevada® serie 3500	30
3.3.1	Protección para maquinaria crítica	30
3.3.2	Fuente de Poder (3500/15)	30
3.3.3	3500 <i>Rack interface module</i> (RIM)	31
3.3.4	Módulo de reles (3500/33)	31
3.3.5	Monitor de posición (3500/45)	31
3.3.6	Monitor para aplicaciones en hydros (3500/46)	31
3.3.7	Pantalla de despliegues para visualización (3500/94)	31
3.3.8	Descripción funcional del sistema de monitoreo instalado	32
3.4	<i>Software System 1</i> ® Bently Nevada	34
3.4.1	Paquete de monitoreo de condición y diagnostico para hydro turbinas	35
3.4.2	Paquete de importación de datos	36
3.4.3	<i>Display</i> cliente (3060/12)	36
3.4.4	Servidor que soporta el <i>System 1</i>	36
CAPÍTULO IV		
ANÁLISIS DE CONDICIÓN DEL GENERADOR-TURBINA Y OPTIMIZACIÓN		
DE LA OPERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA YUNCAN		
4.1	Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM)	37
4.2	Presentación y análisis de resultados	40
4.2.1	Valores de vibración en línea	40
4.2.2	Gráfico de tendencias	41
4.2.3	Gráfico de órbita y base de tiempo	41

4.2.4	Gráfico de órbita 1X superpuesta	42
4.2.5	Gráfico de espectro	43
4.2.6	Gráfico de centro del eje	43
4.2.7	Gráfico polar	44
4.2.8	Gráfico de <i>air-gap</i>	44
4.2.9	Gráfico forma del rotor	45
4.3	Optimización de la operación	45
4.3.1	Factor de disponibilidad	45
4.3.2	Factor de confiabilidad	46
4.3.3	Factor de indisponibilidad programada	47

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

ANEXOS

ANEXO A: Recomendaciones de vibración de máquinas en centrales hidroeléctricas de generación	50
ANEXO B: Guía de tolerancias mecánicas para generadores hidroeléctricos	51

BIBLIOGRAFÍA

PROLOGO

El propósito de este informe es optimizar la operación y mantenimiento de la C.H. Yuncán mediante la instalación de un sistema de monitoreo continuo de vibraciones, el cual permitirá el ahorro y la generación de ganancias a la empresa ENERSUR.

El tipo de mantenimiento que estamos realizando es el mantenimiento basado a condición (mantenimiento predictivo), específicamente monitoreo de vibración. Este mantenimiento resultó del análisis del RCM (mantenimiento centrado en la confiabilidad).

El presente informe tiene cuatro capítulos, el primer capítulo describe las generalidades donde se indica la descripción del problema, objetivos y alcances. El segundo capítulo describe el fundamento teórico de análisis vibracional. El tercer capítulo describe el sistema de monitoreo de vibraciones y *air gap* de la C.H. Yuncán. El cuarto capítulo presenta el análisis de condición del generador-turbina y optimización de la operación. Finalmente, quiero agradecer personal de operación y mantenimiento de la C.H. Yuncán por su apoyo en la elaboración de este informe de suficiencia.

CAPÍTULO I GENERALIDADES

1.1 Descripción del problema

Al iniciar la operación comercial en el año 2005, la Central Hidroeléctrica Yuncán no tenía ningún sistema de monitoreo de vibraciones en línea, solamente realizaba mediciones puntuales de vibración con frecuencia quincenal. Esto representaba una información insuficiente para conocer el comportamiento real de las unidades generadoras, por lo que se podría exponiendo a posibles fatigas de los componentes principales de la máquina, a cambios de posición relativa entre el rotor y el estator, y a daño en los cojinetes principales.

1.2 Objetivo

El objetivo del proyecto es la protección y la monitorización de la condición de las unidades generadoras de la C.H. Yuncán, considerando los siguientes parámetros:

- Posición axial del cojinete de empuje.
- Vibración relativa XY en el cojinete superior e inferior del generador.
- Vibración relativa XY en el cojinete turbina.
- Indicación de la fase del rotor.
- Condición del entrehierro (*Air Gap*)

Así mismo, el proyecto permitirá establecer un mantenimiento predictivo o mantenimiento a condición de alta eficiencia, y de esta forma, mejorará las intervenciones y la duración de las mismas, reduciendo los costos de mantenimiento y optimizando la operación.

1.3 Alcances

El alcance del presente informe es el monitoreo de la condición y protección continua por vibración del sistema generador-turbina con el fin de elevar la confiabilidad de la C.H. Yuncán. Además de la técnica mencionada, existen otras técnicas como el de las descargas parciales, las cuales dan una idea de cómo se comporta el aislamiento de las bobinas estáticas del generador, el cual se deja al lector para futuras investigaciones.

CAPÍTULO II FUNDAMENTO DE LA MEDICIÓN Y ANÁLISIS VIBRACIONAL

2.1 Fundamentos de la vibración

2.1.1 Definición de vibración

La vibración es un movimiento oscilatorio de pequeña amplitud debido a las fuerzas dinámicas que actúan en la máquina como producto de su funcionamiento, el cual implica el movimiento periódico del rotor, carcasa y tuberías al mismo tiempo.

Todos los cuerpos presentan una señal de vibración, la cual se plasman en cada una de sus características. De acuerdo a esto, las máquinas presentan su propia señal de vibración y de ella se deduce el estado de cada uno de sus componentes.

2.1.2 Señal básica de vibración

El transductor de desplazamiento es un equipo usado para medir la vibración. Dicho transductor convierte el movimiento mecánico en una señal eléctrica.

a) Radio Frecuencia (RF)

La RF es una señal de alta frecuencia que es generada por el transductor. Dicha señal se genera sin contactar con el eje, midiendo la cantidad por medio de “corrientes parásitas”. Cuando el eje se acerca al transductor se generan más corrientes parásitas y cuando se aleja (dentro del rango efectivo), se genera menos corrientes parásitas. El transductor mide la energía perdida por las corrientes parásitas en términos de tensión, reduciendo la amplitud de la señal RF (véase Fig. 2.1).

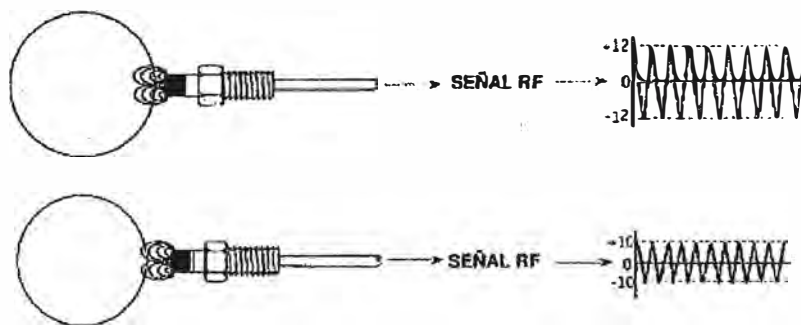


Fig. 2.1 Variación de la amplitud de tensión cuando el eje se aleja del transductor

Si el eje se está moviendo dentro del campo RF la amplitud de la señal aumenta o disminuye y, si el movimiento del eje es oscilatorio, la señal RF modula.



Fig. 2.2 Señal de vibración en movimiento oscilatorio del eje

El transductor tiene un circuito demodulador para recuperar la señal moduladora. Si el eje no está oscilando, la salida del transductor es una tensión DC constante, llamada vacío. Si el eje está oscilando, la salida del transductor es una tensión DC variable (AC) mostrado en la Fig. 2.3 como una onda sinusoidal.

Si el transductor está detectando vibración, la salida del transductor dará una componente DC (vacío) y una componente AC (vibración). Cuando el eje está vibrando, la componente DC representa la posición promedio del eje.

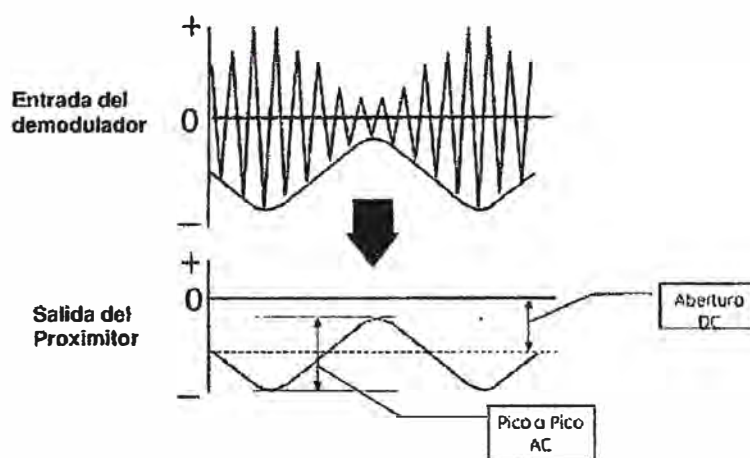


Fig. 2.3 Señal de salida transductor

b) Medida del transductor en el tiempo

En la Fig. 2.4 se muestra un objeto que está vibrando, acercándose y alejándose del transductor. Las diferentes imágenes muestran la evolución del sistema en el tiempo. El transductor convierte el desplazamiento en tensión. La tensión de salida del transductor es proporcional a la distancia del transductor al objeto. Este cambio de la señal tensión representa la posición relativa de la vibración del objeto en el tiempo. Se nota que la forma de onda en la Fig. 2.4 alcanza su máximo valor cuando el objeto está cerca del transductor y su valor mínimo cuando el objeto está lejos del transductor.

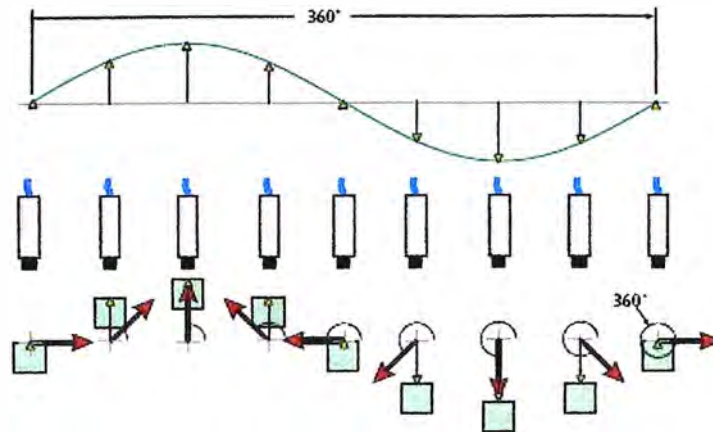


Fig. 2.4 Señal de salida del transductor en el tiempo

La señal tiene dos características: la frecuencia y la amplitud. La señal mencionada es simple (forma sinusoidal) porque contiene solo una frecuencia. Una señal típica de vibración contiene varias frecuencias con diferentes amplitudes.

c) Frecuencia

La frecuencia f es el número de repeticiones de vibración por unidad de tiempo, su unidad es en ciclos/segundos o Hertz (Hz) y es la inversa del periodo. El periodo (T) se define como la cantidad de tiempo (longitud de tiempo) que toma en completar un ciclo de vibración (véase Fig. 2.5).

$$f(\text{Hz}) = \frac{1}{T} \quad (2.1)$$

En aplicaciones de máquinas rotativas, a menudo interesa expresar la frecuencia en ciclos por minuto, o CPM, de modo que la frecuencia puede ser comparada directamente con la velocidad de rotación de la máquina, medido en revoluciones por minuto, o RPM. La frecuencia en CPM puede ser calculado usando la siguiente expresión:

$$f(\text{CPM}) = \left(f \frac{\text{ciclos}}{s}\right) \left(\frac{60s}{1\text{min}}\right) = \frac{60}{T} \quad (2.2)$$

Sabiendo que en un ciclo de vibración hay 2π radianes o 360° , la frecuencia también puede expresarse en radianes/segundos (rad/s):

$$\omega \left(\frac{\text{rad}}{s}\right) = \left(2\pi \frac{\text{rad}}{\text{ciclo}}\right) \left(f \frac{\text{ciclo}}{s}\right) = \frac{2\pi}{T} \quad (2.3)$$

La frecuencia omega (Ω) es llamada frecuencia circular. En la Fig. 2.4 se observa que el vector de color rojo gira a la frecuencia circular (Ω). La proyección de este vector en el eje del transductor (de color amarillo en la Fig. 2.4) representa el desplazamiento actual del objeto.

d) Amplitud

La amplitud es la magnitud de la vibración expresados en términos de nivel de señal (milivoltios ó miliamperios) o en unidades de ingeniería (micrómetros, milímetros/segundo, etc.).

La amplitud puede ser medida usando varios métodos. Uno de los métodos mide el cambio total de tensión entre la mínima y máxima señal, por eso es denominado pico-a-pico, abreviado pp. Este método es usado por los sensores de desplazamiento. En la Fig. 2.5, la tensión pico-a pico representa el cambio total de posición de 120 μm pp.

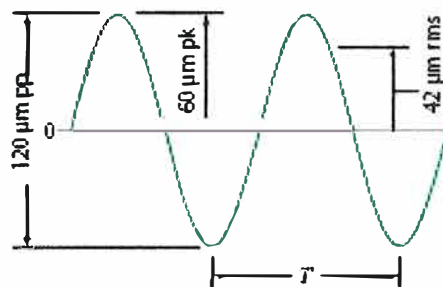


Fig. 2.5 Amplitud de la vibración

El método pico, abreviado pk, mide la mitad del cambio total de la señal. Este método de medición es usado para medir la velocidad y la aceleración de la vibración.

e) Desplazamiento, velocidad y aceleración

El desplazamiento describe la posición de un objeto. La velocidad describe cuán rápido cambia de posición el objeto con el tiempo. La aceleración describe el cambio de velocidad con el tiempo. En la Fig. 2.6 se muestra la oscilación de un péndulo con sus tres características: desplazamiento, velocidad y aceleración.

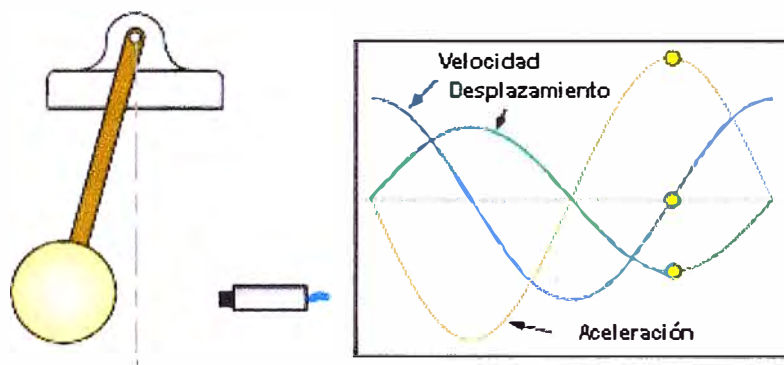


Fig. 2.6 Oscilación de un péndulo

Para una señal de una sola frecuencia, hay una expresión matemática que relaciona el desplazamiento, la velocidad y la aceleración.

$$x = A \sin(\omega t)$$

$$v = A \omega \sin(\omega t + 90) = \frac{d}{dt} x \quad (2.4)$$

$$a = A \omega^2 \sin(\omega t + 180) = -A \omega^2 \sin(\omega t) = \frac{d}{dt} v = \frac{d^2}{dt^2} x$$

Donde: x es el desplazamiento, v es la velocidad, a es la aceleración, A es la amplitud (máximo desplazamiento expresado en pp, pk) y ω es la frecuencia de vibración en rad/s. Los números 90° y 180° representa la fase relativa o tiempo entre las señales.

Dentro del generador, se puede montar un transductor de desplazamiento en la carcasa para medir el desplazamiento del eje con respecto a la carcasa. Pero, este transductor de desplazamiento montada en la carcasa no puede medir el desplazamiento de la misma carcasa. Por eso, se utilizan los transductores de la velocidad y la aceleración para medir las vibraciones de la carcasa de las máquinas. Estos transductores proporcionan sus propios marcos de referencia inercial interior y pueden ser montados directamente sobre la carcasa.

2.1.3 Vibración de las máquinas

Los rotores de las máquinas giran y, debido a las fuerzas de la máquina, también se mueven radialmente (en un plano perpendicular al eje de la máquina) y axialmente (en dirección paralela al eje del rotor).

Los transductores de desplazamiento están montados en la carcasa de la máquina a fin de observar el movimiento de su eje.

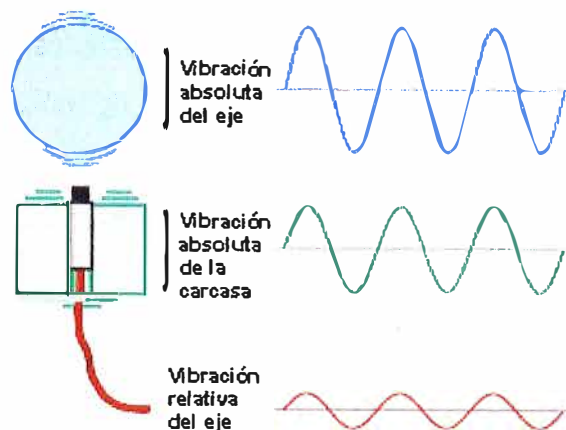


Fig. 2.7 Tipos de vibraciones en la máquina

Si la carcasa de la máquina estuviera absolutamente inmóvil, la señal de vibración se denomina vibración absoluta del eje. Pero, debido a que la carcasa también esta

vibrando, el transductor de desplazamiento también está en movimiento, y en este caso la medida de vibración del rotor se llama vibración relativa del eje.

En la Fig. 2.7 se muestra una comparación de los tipos de vibración medidos en una máquina: vibración absoluta de la carcasa (de color verde) y la vibración relativa del eje (de color rojo) que es medida con transductor de desplazamiento.

2.1.4 Rotación y precesión

La rotación es el movimiento angular del rotor sobre su centro geométrico o centro del eje. La rotación puede ocurrir teóricamente sin movimiento radial del rotor. Sin alguna fuerza externa, un rotor perfectamente balanceado girará en su centro geométrico (véase el lado izquierdo de la Fig. 2.8).

La precesión es el movimiento radial o vibración del centro geométrico del rotor en el plano XY, la cual es perpendicular al eje del rotor. La precesión es también conocida como órbita. La órbita es la visualización del movimiento radial del centro del eje y es mostrado de color verde en la Fig. 2.8. La precesión puede tomar un lugar incluso si el rotor está parado, siendo completamente independiente de la rotación (véase el lado derecho de la Fig. 2.8).

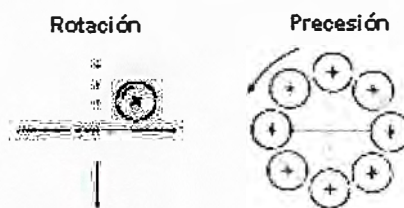


Fig. 2.8 Rotación y precesión del eje

Es posible que el rotor gire sin vibración, y también es posible que vibre sin rotación. Sin embargo, usualmente la rotación y la precesión ocurran al mismo tiempo.

La dirección de rotación y precesión puede ser expresado como X a Y, ó CounterClockWise (CCW), cuando el rotor se mueve en sentido angular matemático positivo (véase la Fig. 2.9). Si el movimiento es en dirección opuesta es expresado como Y a X, ó ClockWise (CW).

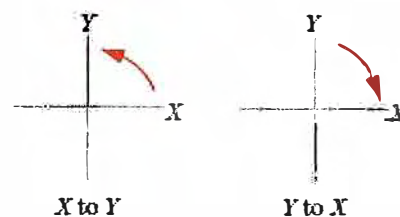


Fig. 2.9 Convención de rotación y precesión

Si la precesión va en la misma dirección que la rotación del eje se llama precesión hacia delante, si la precesión es en sentido contrario a la dirección de giro del eje se llama precesión inversa.

2.1.5 Tipos de vibración

a) Vibración libre

Cuando algún sistema mecánico subamortiguado es desplazado de su posición de equilibrio y es liberado, el sistema oscilará en una frecuencia, llamada frecuencia natural de amortiguamiento, y continuará vibrando hasta que el sistema deje de vibrar.

La energía es suministrada por la fuerza que causó la perturbación inicial del sistema y se puede considerar como forma de un impulso (véase el lado izquierdo de la Fig. 2.10).

b) Vibración forzada

La vibración forzada es causada por una fuerza periódica que actúa a través de la rigidez dinámica del sistema rotor. La vibración forzada difiere de la vibración libre en dos aspectos. Primero, la frecuencia de vibración depende solo de la frecuencia de la fuerza de entrada al sistema. La frecuencia forzada puede ser completamente independiente a la frecuencia natural del sistema.

La segunda diferencia entre la vibración forzada y vibración libre es el hecho que para una fuerza de entrada de amplitud constante, el sistema responde con una vibración de amplitud constante y no decae en el tiempo (véase el lado derecho de la Fig. 2.10).

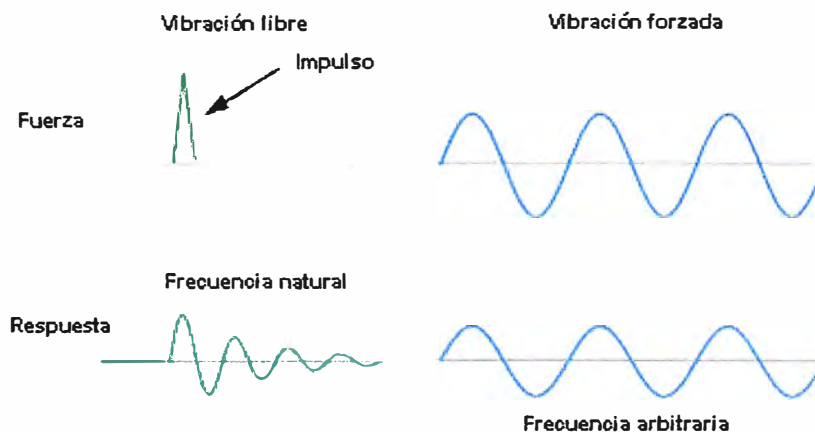


Fig. 2.10 Vibración libre y forzada

b) Resonancia

Cuando la frecuencia forzada está cerca de la frecuencia natural de un sistema mecánico, la amplitud de las respuestas de vibración puede llegar a ser altamente amplificada. Este fenómeno se denomina resonancia.

En la Fig. 2.11, se muestra la resonancia del rotor de un sistema ideal (en un gráfico de bode). El gráfico ubicado en la parte superior de la Fig. 2.11 muestra la fase en retraso versus la velocidad del rotor; mientras que el gráfico ubicado en la parte inferior de la Fig. 2.11 muestra la amplitud de la vibración versus la velocidad del rotor. Cuando la velocidad del rotor esta cerca de la frecuencia natural del sistema del rotor, la amplitud de la vibración aumenta. Como la velocidad del rotor pasa más allá de la frecuencia natural, la amplitud disminuye.

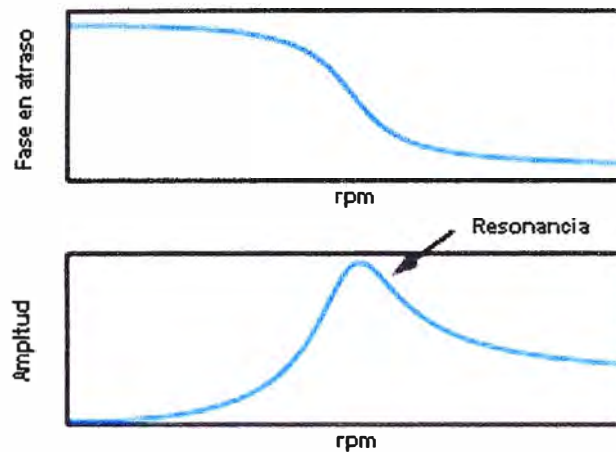


Fig. 2.11 Gráfico de Bode

2.2 Fase

2.2.1 Definición de fase

La fase es el otro nombre para medida de duración relativa de dos eventos diferentes. Por ejemplo, en la Fig. 2.1 se muestran dos señales de vibraciones similares. Estas dos señales alcanzan picos positivos en diferentes tiempos. Esta diferencia de tiempo es conocido como diferencia de fase (véase Fig. 2.12).

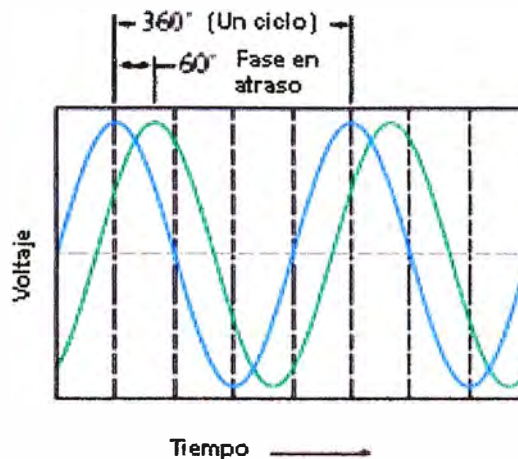


Fig. 2.12 Diferencia de fases entre señales

2.2.2 Evento Keyphasor

El evento Keyphasor es un patrón de cambios de tensión que ocurre una vez por cada revolución del rotor. En la Fig. 2.13 se muestra el transductor Keyphasor observándose una ranura o muesca y la señal de resultado. Cuando el borde de la entrada de la ranura pasa por el transductor, la distancia observada crecerá repentinamente, y la señal de voltaje del transductor abruptamente se volverá más negativo. Cuando el borde de salida de la ranura pasa por el sensor, la señal de voltaje del transductor retornará a su estado normal.

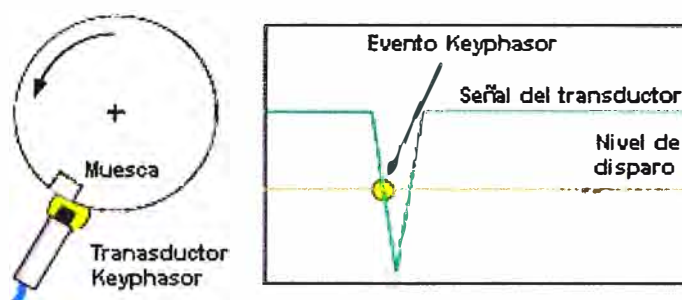


Fig. 2.13 Evento Keyphasor

2.2.3 Fase absoluta

La fase absoluta es el ángulo de fase medida desde el evento Keyphasor hasta el primer pico positivo de la forma de onda. En el lado derecho de la Fig. 2.14 se muestra que la fase absoluta mide 250° en atraso, y en el lado izquierdo la fase absoluta mide 220° en atraso.

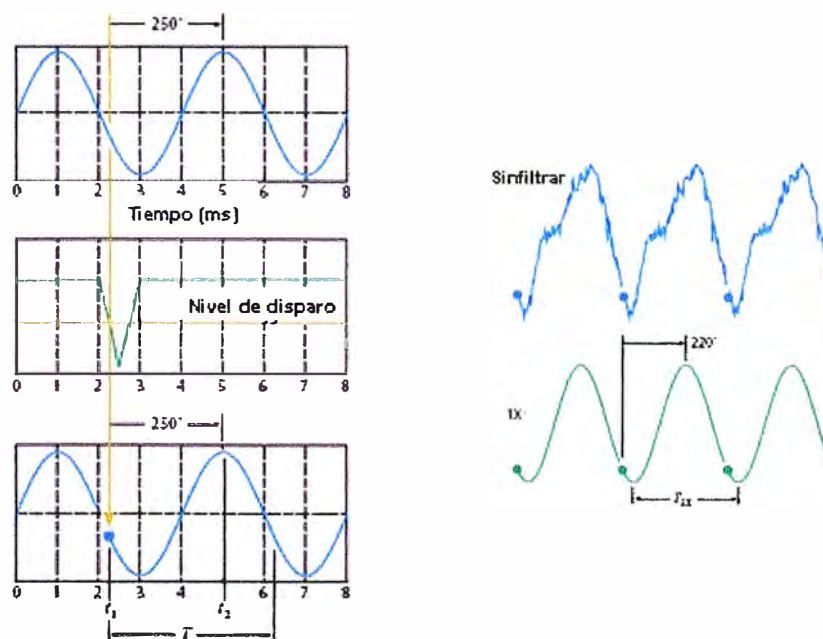


Fig. 2.14 Evento Keyphasor y fase absoluta

2.2.4 Fase relativa

La fase relativa es el retardo de tiempo entre eventos equivalentes (pico, cero, cruces, etc.) de dos señales diferentes. En la Fig. 2.15 se muestra el movimiento de un rotor con las señales de vibración de los transductores X e Y. La fase relativa es de X adelantado a Y por 90° ó Y está atrasado de X por 90° .

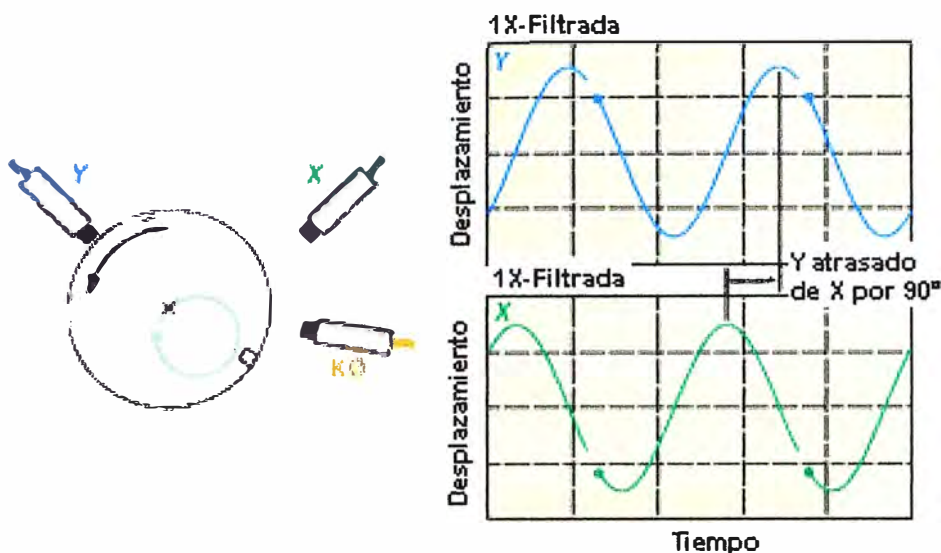


Fig. 2.15 Fase relativa y dirección de precesión

2.2.5 Aplicaciones de las medidas de fase

El ángulo de fase que se obtiene de las señales de vibración, puede tener muchas utilidades en el diagnóstico de la máquina. A continuación se muestran algunas de ellas:

- Balanceo o equilibrado del eje
- Detección de roturas del eje
- Detección de resonancias del eje o de la estructura
- Dirección de precesión

2.3 Vector vibración

La medida de la amplitud y la fase de la señal filtrada 1X describe el vector vibración, el cual es graficado en el plano UV (véase Fig. 2.16). La vibración es el concepto subyacente de las gráficas de Bode y Polar. La magnitud del vector vibración corresponde a la amplitud de la vibración en umpp.

La dirección del vector corresponde a la fase absoluta de la señal de vibración filtrada. El eje U del plano está alineado con el transductor Keyphasor y el eje V está a 90° del eje U en dirección opuesta a la rotación del eje. El ángulo del vector vibración es relativo al eje U es la fase absoluta en retraso.

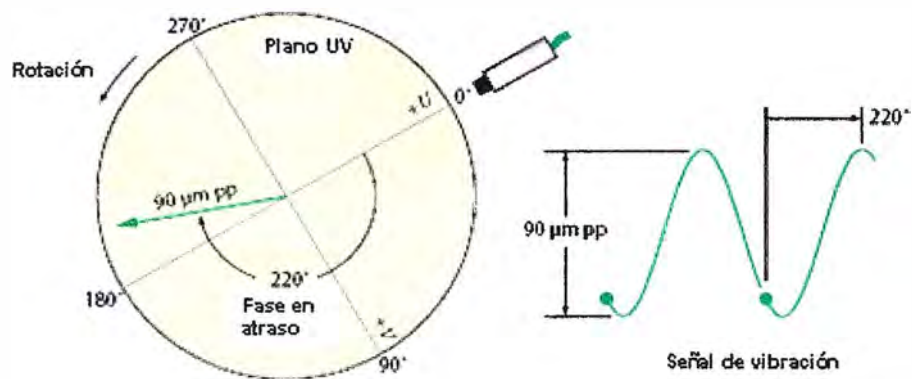


Fig. 2.16 El vector vibración

2.4 Gráfico base de tiempo

La estructura del gráfico base de tiempo es un plano cartesiano de la magnitud de la vibración versus el tiempo (véase Fig. 2.17). El eje horizontal representa el tiempo y el eje vertical el valor instantáneo de la vibración.

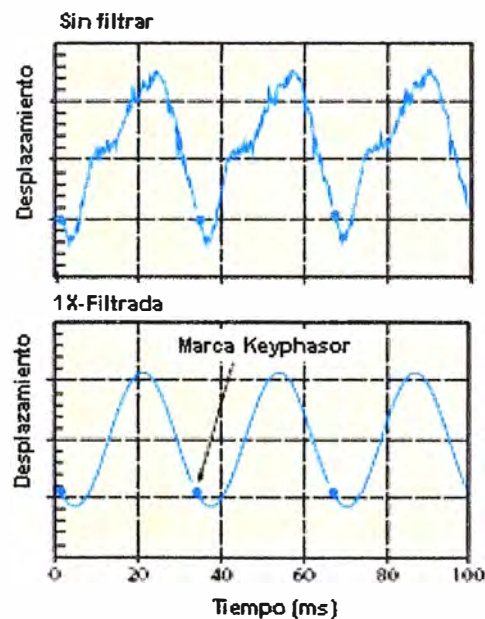


Fig. 2.17 Gráfica base de tiempo sin filtrar y filtrada

2.5 Gráfico de órbita

El gráfico de órbita combina los datos de la forma de onda de dos bases de tiempo, donde los transductores están montados perpendicularmente y en un mismo plano. Dicha configuración crea un gráfico del movimiento dinámico del centro del eje en dos dimensiones denominado gráfico de órbita (véase Fig. 2.18).

Un cambio de forma de la órbita del eje puede darnos idea de lo que está actuando sobre él, por ejemplo, una precarga cambiante, es decir, desalineación.

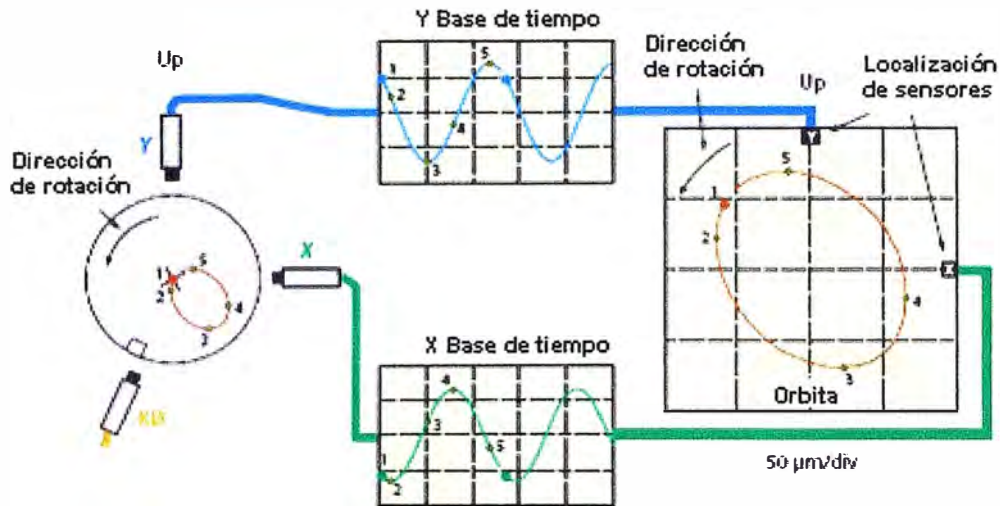


Fig. 2.18 Creación de gráfico de órbita

Si las fuerzas de contención (la rigidez dinámica) en la máquina son iguales y todas en direcciones radiales, la única fuerza que actuaría sobre el eje sería el desbalance (desequilibrio) y la órbita será circular. Otras fuerzas o contenciones desiguales hacen vibrar al eje de otras formas como por ejemplo, elípticas.

Del gráfico de órbita se puede obtener las siguientes informaciones:

- Amplitud de vibración X e Y
- Fase absoluta X e Y
- Fase relativa
- Dirección de precesión

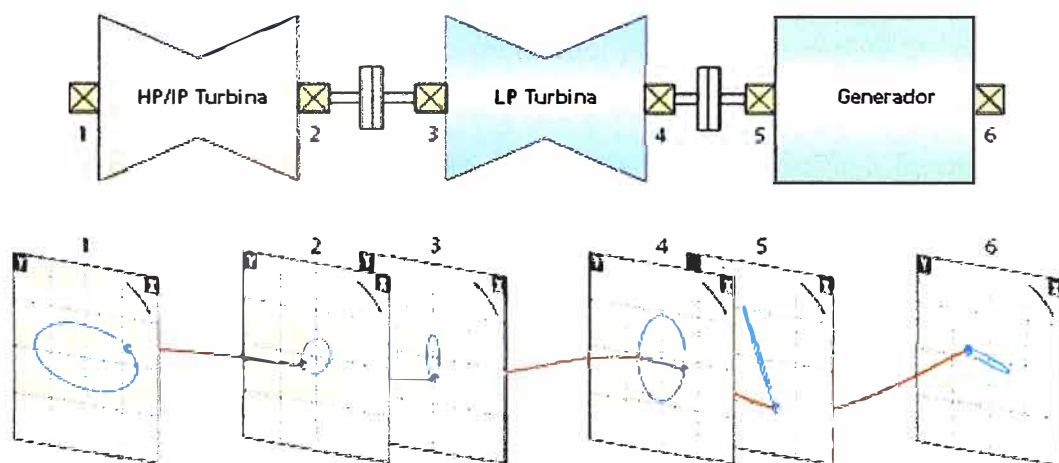


Fig. 2.19 Múltiples órbitas superpuestas

Otra aplicación del gráfico de órbita es que permite ver la forma de deflexión aparente del eje. Para ello se tiene que capturar en el mismo instante una serie de órbitas filtradas 1X y unir las marcas del Keyphasor (véase Fig. 2.19).

2.6 Gráfico promedio del centro del eje

El gráfico de órbita y la base de tiempo presentan gráficos dinámicos (cambios rápidos) de la posición del eje, pero no muestran los cambios promedio de la posición del eje que es una característica importante de la respuesta del sistema. Estos cambios son causados por cambios en la carga radial o cambios en la característica de la rigidez del sistema rotor, que habitualmente ocurre durante el arranque y paradas (véase Fig. 2.20).

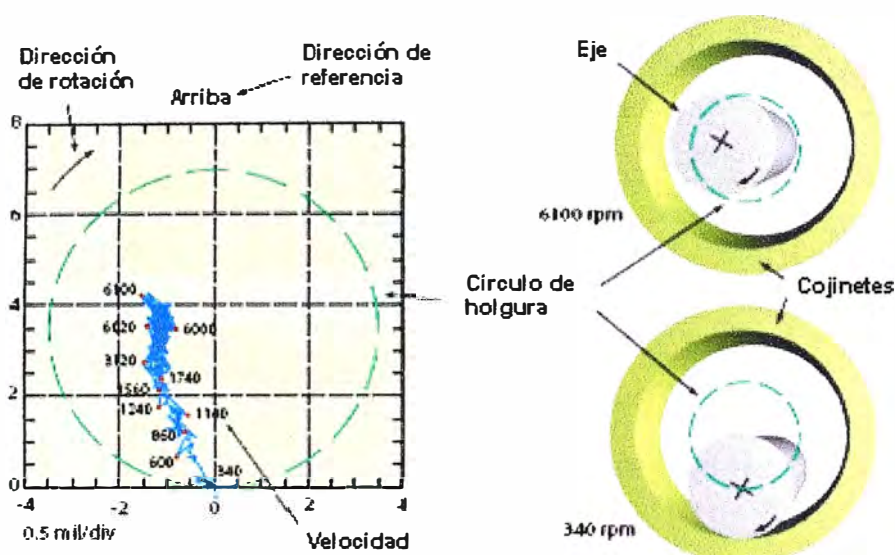


Fig. 2.20 Gráfico promedio centro del eje

El diámetro del espacio libre o disponible es igual al diámetro del cojinete menos el diámetro del eje. Esto se muestra en la Fig. 2.20 de color verde, y la de color azul es la trayectoria trazada por el eje en el arranque o parada de la máquina.

El monitoreo del desplazamiento promedio, es decir la componente continua (DC) de los transductores XY a lo largo del tiempo, puede proporcionar información útil de los cambios de la posición del centro del eje, los cuales pueden deberse a fuerzas que actúan sobre la máquina o cambios en el estado del eje.

2.7 Gráfico Polar y Bode

Los gráficos Polar y Bode son utilizados en los periodos de arranque y de parada de la máquina. Durante este proceso transitorio, los vectores vibración (1X, 2X, 3X, etc.) son conseguidas en pequeños incrementos de velocidad entre la velocidad de arranque y la velocidad de funcionamiento de la máquina.

El gráfico polar representa el vector vibración (amplitud y fase en retraso) a la frecuencia nX (por lo general, 1X ó 2X) como función de la velocidad de rotación del eje en un sistema de coordenadas polares.

El gráfico Bode representa el vector vibración (amplitud y fase en retraso) a la frecuencia nX (por lo general, $1X$ ó $2X$) como función de la velocidad de rotación del eje en un sistema de coordenadas cartesianas. Se utilizan dos juegos de ejes de coordenadas: en uno de ellos se representa el vector de amplitud de vibración versus la velocidad de rotación del eje; y en el otro, el desfase del vector vibración versus la velocidad de rotación del eje (véase Fig. 2.21).

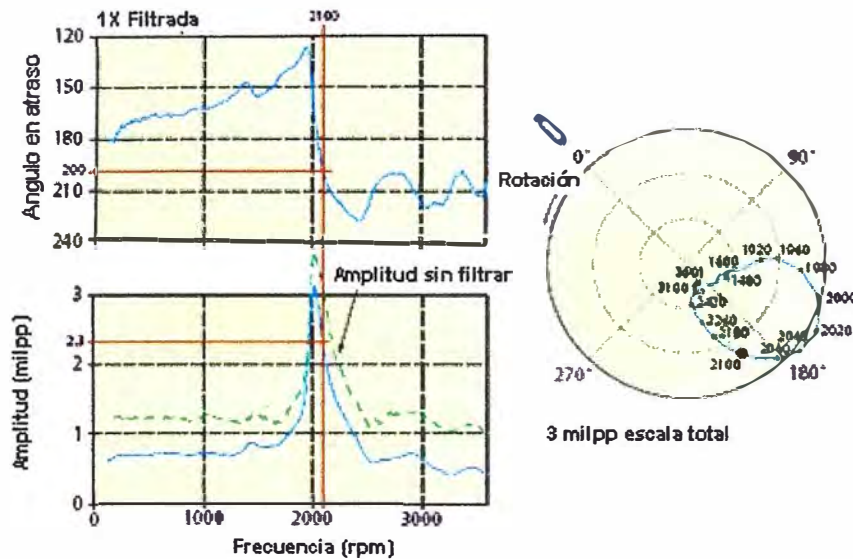


Fig. 2.21 Gráfico de Bode y polar de un mismo dato

La amplitud de la vibración sin filtrar se muestra en el gráfico de Bode (de color verde), la cual permite una fácil comparación entre los datos filtrados y sin filtrar (la fase no puede medirse en vibración sin filtrar).

Del gráfico polar y Bode se puede obtener las siguientes informaciones:

- Velocidad de giro lento
- Amplitud y fase de resonancia
- Identificación de precarga

2.8 Gráfico espectro

El espectro es un gráfico de la amplitud versus las frecuencias de las ondas sinusoidales de tal manera que cuando sus componentes (armónicas sinusoidales) se suman y recrean la forma de onda original de la señal base de tiempo.

La armónica se define como cualquier frecuencia múltiplo entero de la fundamental. El primer armónico es la fundamental, el segundo armónico tiene dos veces la frecuencia fundamental, el tercer armónico tiene tres veces la frecuencia fundamental, etc. Para el cálculo se utiliza la transformada rápida de Fourier (FFT).

En la Fig. 2.22 se representa a la señal de vibración en gráfico base de tiempo (de color rojo) y unas series de ondas sinusoidales (de color azul) que se suman para producir la señal de base de tiempo. Usando la transformada rápida de Fourier se puede obtener el gráfico de espectro.

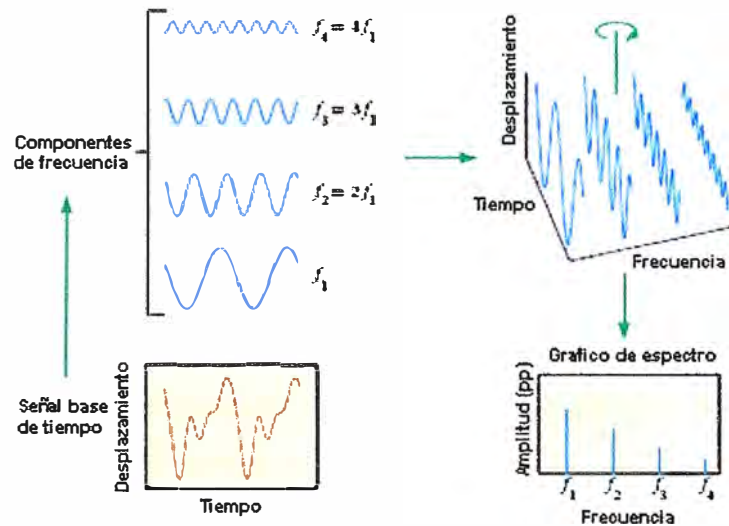


Fig. 2.22 Señal de vibración en el dominio de tiempo y frecuencia

La transformada rápida de Fourier (FFT) asume que los datos son periódicos, considerando que la forma de onda empieza y termina en cero. Si la forma de onda no es periódica, no terminará ni empezará en cero, por lo tanto al realizar la FFT se produciría un error de muestreo llamada fuga, la cual ampliaría las líneas de frecuencia, reduciría las amplitudes y aumentaría el ruido de fondo.

Este problema se reduce con la función ventana Hanning la cual evita la fuga de señales de vibración forzando a la señal de la forma de onda que empiece y termine en cero. Además esta función utiliza la parte central, es decir, cerca de un tercio del total de datos tomados.

En la Fig. 2.23 muestra el espectro de una señal base de tiempo sin y con ventana Hanning.

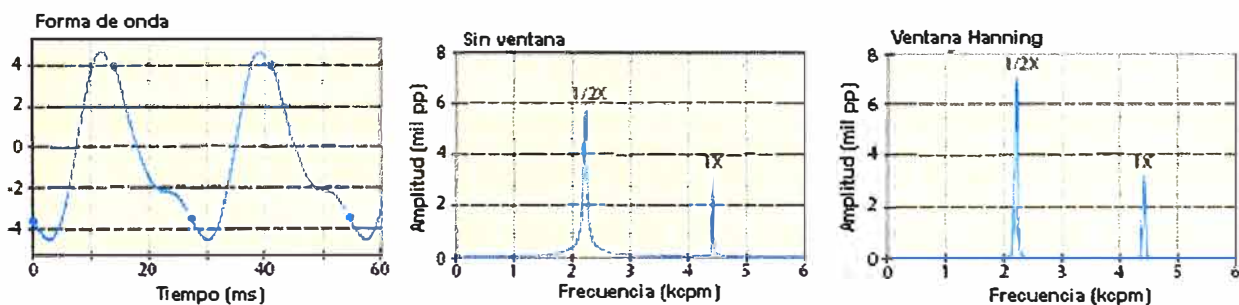


Fig. 2.23 Espectro de una señal de vibración

2.9 Gráfico espectro completo

El espectro completo es el espectro de una órbita y la mitad de espectro es un espectro de una señal de base tiempo. El espectro completo es calculado mediante la FFT en cada forma de onda del transductor. Los resultados son sometidos a otra transformación que convierten los datos en dos nuevos espectros que representan las frecuencias de precesión, un espectro de precesión X a Y y un de precesión Y a X. El siguiente paso es utilizar la información de la dirección de rotación para determinar cuál de los espectros representa la precesión hacia delante y cual representa frecuencia de precesión inversa. Cuando este proceso se completa, los dos espectros se combinan en un solo gráfico, el gráfico espectro completo (véase Fig. 2.24). Esencialmente, el espectro completo es el espectro de la órbita, el cual contiene alguna información que no se muestra en las formas de ondas individuales. Tener presente que no se puede generar el espectro completo con la combinación de dos mitades de espectros.

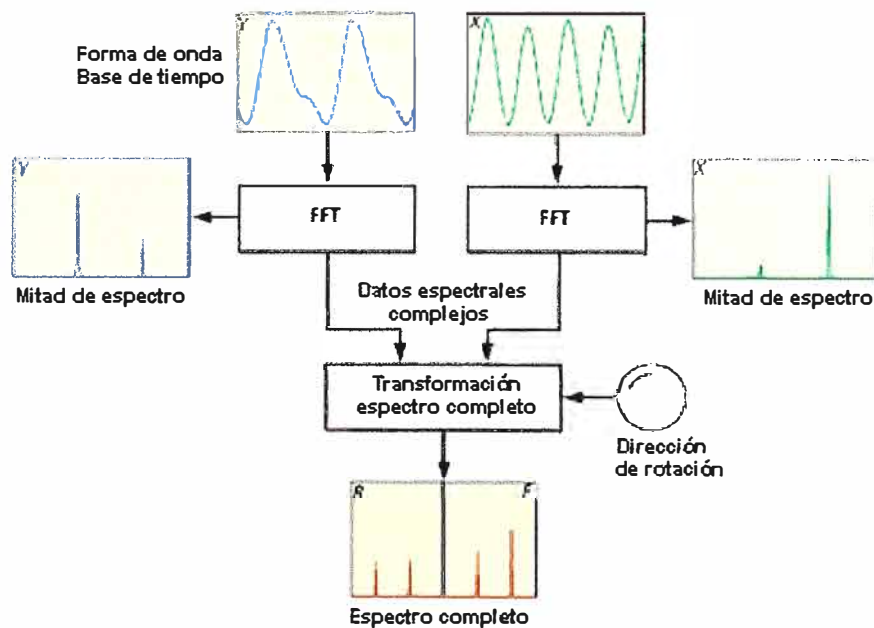


Fig. 2.24 Cálculo del gráfico espectro completo

En la Fig. 2.25 se muestra dos órbitas 1X con diferentes direcciones de precesión y de rotación indicados por la flecha. A la derecha de cada órbita está su espectro completo. Dado que cada órbita es circular hay solo una línea, la cual es la amplitud pico-a-pico de la órbita. Independientemente de la dirección de rotación, cuando la dirección de precesión es hacia delante (en la dirección de rotación) la línea está en el eje positivo, y cuando la dirección de precesión es inversa (oposición a la dirección de rotación) está en el eje negativo.

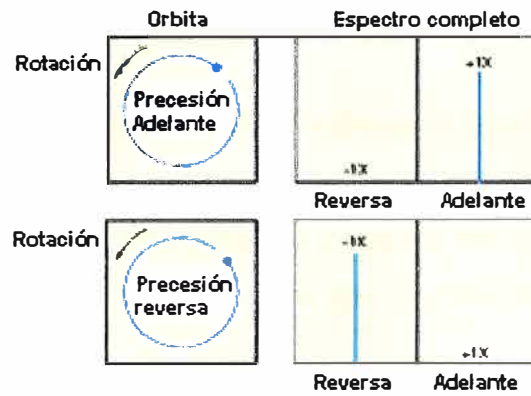


Fig. 2.25 Gráficos de órbitas 1X con sus respectivos gráficos espectro completo

Para el gráfico de órbita 1X elíptica en la Fig. 2.26, la dirección de precesión que es de X a Y se encuentra en la misma de la dirección de rotación, por lo tanto, este gráfico de órbita es otro ejemplo de precesión hacia delante. En el gráfico espectro completo se muestra un 1X componente de precesión hacia delante y una pequeña 1X componente de precesión reversa. Los vectores a y b son definidos por la mitad del valor precesión adelante y del valor de precesión reversa de las líneas del espectro completo, y rotan en dirección opuesta. La suma de los vectores a y b genera la trayectoria de la órbita.



Fig. 2.26 Construcción de una órbita elíptica con los vectores hacia adelante y reversa

2. 10 Gráfico de tendencia

El gráfico de tendencia es un gráfico rectangular donde la amplitud de vibración se representa versus el tiempo. Los gráficos de tendencias alertan a los operadores de algún dato que esté mal para que se programe una parada y así evitar serios daños. Este es un ejemplo de cómo un simple dato proporciona una información muy valiosa para salvar la planta de una falla costosa.

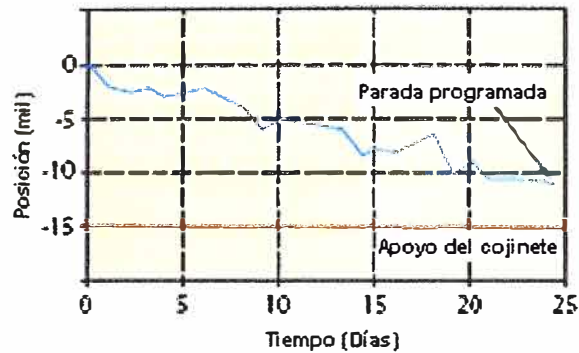


Fig. 2.27 Gráfico de tendencia

2. 11 Medida del entrehierro (*air-gap*)

La medida entrehierro o *air-gap* es la distancia entre el rotor y estator, la cual es fundamental para evitar serios daños del generador hidroeléctrico. La no concetricidad del rotor y el estator puede causar varios problemas al generador, por eso la medida del entrehierro es uno de los parámetros más importantes del monitoreo (véase la Fig. 2.28).

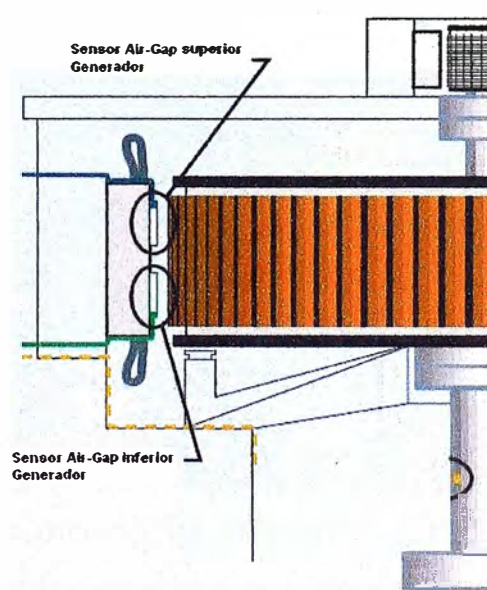


Fig. 2.28 Medida del entrehierro (*air-gap*)

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO DE VIBRACIÓN Y ENTREHIERRO (AIR-GAP) DE LA CENTRAL HICROELÉCTRICA YUNCAN

3.1 Descripción de la Central Hidroeléctrica Yuncán

La Central Hidroeléctrica Yuncán se encuentra localizada en la Provincia y Departamento de Pasco, a una altitud de 1860 msnm. Las fuentes hídricas provienen de los ríos Huachón y Paucartambo. Esta central entró en operación el año 2005 y es del tipo regulación horaria, por la existencia de la Presa Huallamayo que tiene un volumen de 1600000 m³ y una capacidad de regulación de 400000 m³, además posee una caída neta de 513 m y un caudal máximo de 30 m³/segundo. La central cuenta con 03 grupos de generación c/u con 48MVA de potencia instalada, siendo la potencia efectiva de la central de 136.70 MW registrada en el mes de mayo del 2007.



Fig. 3.1 Diagrama de funcionamiento C. H. Yuncán

La energía generada por la central es direccionada hacia la subestación Santa Isabel desde donde es transmitida hacia la subestación Carhuamayo Nueva mediante las líneas L-2265 y L-2266 con un nivel de tensión de 220 KV, de esta forma, la Central Yuncán se conecta al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

3.2 Descripción técnica

El monitoreo de condición y protección continua por vibración de la C. H. Yuncán consiste en la medición de los siguientes parámetros: Keyphasor®, vibración del rotor, posición axial, *air gap* entre estator y rotor del generador. En la Tabla N° 3.1 se describe el resumen de la instrumentación adquirida.

Tabla N°3.1 Resumen de instrumentación adquirida

Componente	Punto a Monitorear	Tipo de Transductor
Fase del Rotor	Keyphasor®.	Transductores de proximidad
Cojinete axial	Espesor de la película de aceite de las zapatas de empuje.	Transductores de proximidad
Estator y bobinado del generador	Air GAP, condición del rotor y cálculo de la condición del estator.	Transductores SMAG 4000
Cojinetes guías del generador y la turbina	Vibración de cojinetes.	Transductores de proximidad en orientaciones horizontales y verticales

3.2.1 Fase del rotor (Keyphasor®)

El Keyphasor® es una aplicación en el cual el transductor produce una señal en forma de pulso de voltaje en cada giro del rotor. Dicha señal es usada principalmente para medir la velocidad de giro del rotor en RPMs, pero lo más importante es que suministra la referencia que permite medir el ángulo de retraso de la fase de la vibración del eje. El transductor Keyphasor® a implementar es un sensor de proximidad. En la Tabla N° 3.2 se muestra los datos de transductor Keyphasor®.

Tabla N° 3.2 Datos del transductor Keyphasor®

Sistema	Monitor / Módulo	Transductor
3500	3500/25	3300XL, sensor de proximidad

- a) **Beneficios.** Provee de una señal de referencia basada en la posición del rotor.
- b) **Descripción del sistema.** Tiene dos canales capaces de acondicionar la señal para la aplicación de Keyphasor®, incluso hasta dos velocidades en un tren o dos trenes en un mismo rack.

c) **Aplicaciones.** El Keyphasor® es altamente recomendado para usarlo en el monitoreo de generadores hidroeléctricos, ya que permite el filtraje de señales de vibración en sus componentes a 1X, nX y NOT 1X, para efectos de diagnóstico de mal funcionamiento mecánico y de proceso de modo dinámico y continuo.

d) **Instalación.** El Keyphasor® es montado típicamente en el cojinete guía superior y alineado con el sensor de medición de vibración en la posición vertical (Y) del cojinete guía superior. Un evento (muesca o proyección) es manufacturada en el rotor. Con el propósito de poder ejecutar el balanceo y el diagnóstico, el evento en el rotor debe alinearse con alguna referencia conocida, tal como el polo N° 1 en el generador.

e) **Filtraje:** No aplica

f) **Alarma/Disparo:** No aplica

En el caso de la Central Yuncán, el transductor Keyphasor está instalado a 120° del eje de referencia en el cojinete guía turbina (véase la Fig. 3.2).

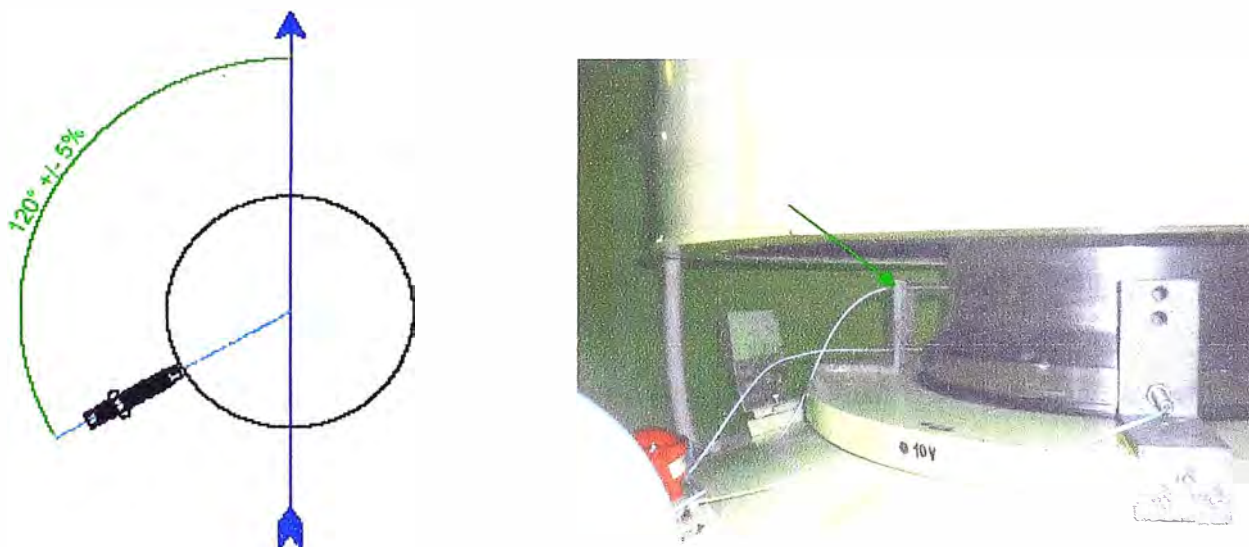


Fig. 3.2 Ubicación del sensor Keyphasor

3.2.2 Vibración relativa de los cojinetes

Las turbinas hidroeléctricas están sometidas a condiciones de operación y fuerzas únicas. Además, típicamente operan a bajas velocidades (60 - 600 RPMs) y generalmente incorporan arreglos de ejes en posición vertical. Por esta razón, muestran características exclusivas en la variable vibración y requieren, por tanto, de un monitoreo y filtraje especializado de los parámetros relevantes de la máquina. En la Tabla N° 3.3 se muestra los datos del transductor de vibración.

Tabla N° 3.3 Datos del transductor de vibración

Sistema	Monitor / Módulo	Transductor
3500	3500/46M	3300XL, sensor de proximidad

Algunos de los comportamientos típicos de las turbinas hidroeléctricas son causados por trabajar en la zona de carga, por fallas del estator y otras fuentes de desbalance (1X). El 3500/46M tiene indicación y alarmas, para la vibración relativa de cojinetes y otras condiciones de vibración, con la sensibilidad necesaria para monitorear efectivamente este tipo de máquinas. Inherentes a estas turbinas de bajas velocidades, están los tiempos largos de respuesta y los altos niveles de vibración; por consiguiente, el diseño del 3500/46M va más allá de las capacidades de otros monitores diseñados para medición de vibración radial.

- a) **Beneficios.** La vibración en los cojinetes puede ser indicación de problemas asociados a sobrecargas, fallas en la película de lubricación de los cojinetes, desalineación, fallas del estator y otras fuentes de desbalance (1X).
- b) **Descripción del sistema.** Tiene cuatro canales para monitoreo continuo de vibración.
- c) **Aplicaciones.** No tiene restricciones conocidas.
- d) **Instalación.** Los cojinetes deben ser removidos para ser perforados, taladrados o modificados y así aceptar el montaje de los sensores, el tendido de los cables y los accesorios de instalación necesarios.
- e) **Filtraje.** Los filtros Pasa-Banda (BP) no deben ser usados en esta aplicación.
- f) **Alarmas/Disparo.** Los puntos de ajuste de aviso por alta vibración y el disparo por muy alta vibración deben determinarse siguiendo las recomendaciones del fabricante del generador. En ausencia de las recomendaciones por parte del fabricante, deben seguirse las recomendaciones de un ingeniero MDS (*Machinery Diagnostic Specialist*) con experiencia en el área de unidades hidroeléctricas.

En el caso de la Central Yuncán la distribución de los sensores es como sigue:

- En el cojinete guía superior, el sensor Y está instalado a 105° del eje de referencia y el sensor X está a 165° del eje de referencia. No se logró instalar en la misma dirección de los demás sensores debido a que no existía espacio para el montaje de los sensores (véase la Fig. 3.3).

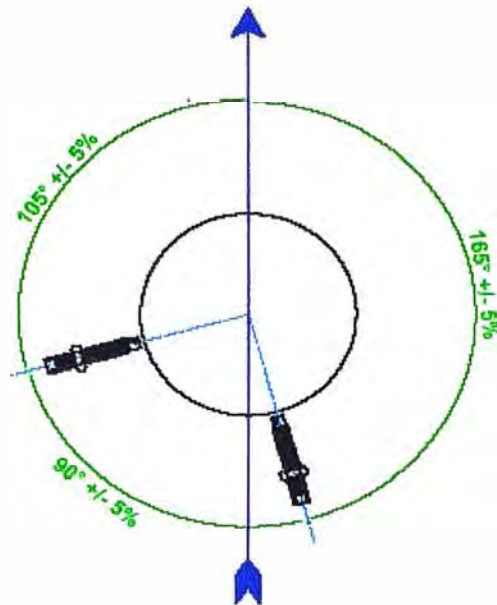


Fig. 3.3 Ubicación de los sensores de vibración del cojinete guía superior

- En el cojinete guía inferior, el sensor Y está instalado a 120° del eje de referencia y el sensor X está a 150° del eje de referencia (véase la Fig. 3.4).

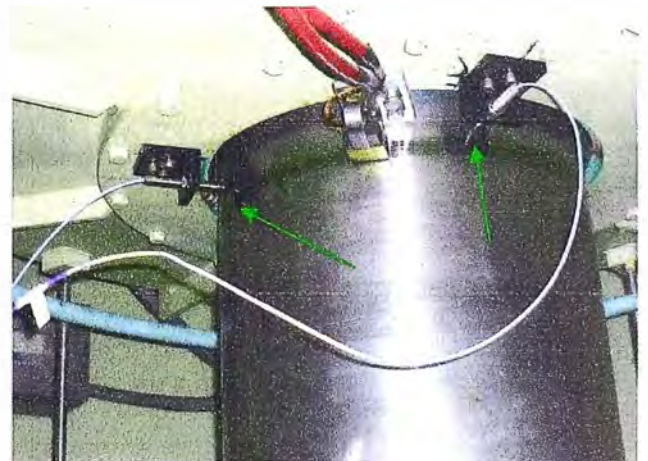
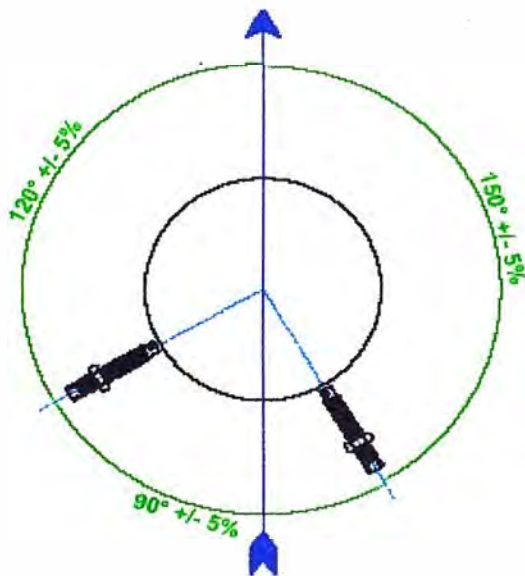


Fig. 3.4 Ubicación de los sensores de vibración del cojinete guía inferior

- En el cojinete guía turbina, el sensor Y está instalado a 120° del eje de referencia y el sensor X está a 150° del eje de referencia (véase la Fig. 3.5).

3.2.3 Espesor de la película de aceite y desgaste de las zapatas de empuje

A diferencia de los generadores horizontales de alta velocidad, los generadores hidroelectricos tienen grandes holguras en la dirección axial, y durante un rechazo a plena carga, algunos rotores se mueven hasta una pulgada (2.54 cm) en la dirección axial. Además, las zapatas axiales tienen que soportar el peso estático de la máquina y cualquier carga generada por el flujo del agua a través de la turbina.

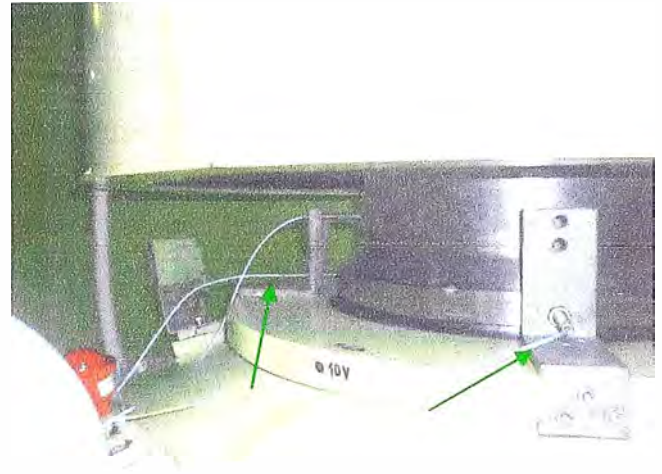
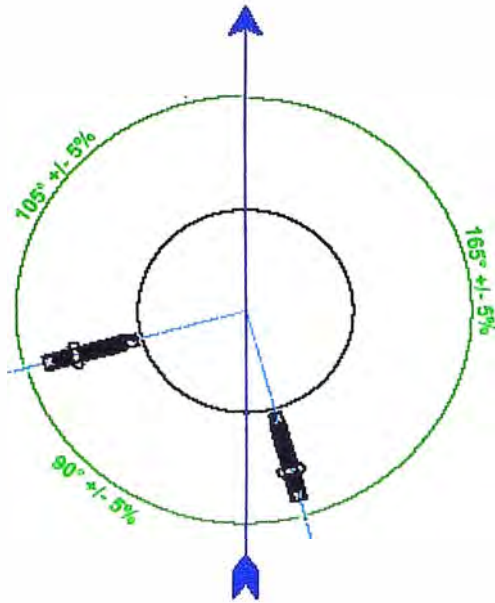


Fig. 3.5 Ubicación de los sensores de vibración del cojinete guía turbina

En el caso de la ausencia o reducción del espesor de la película de lubricación puede suceder muy rápidamente un daño del *babbitt* de las zapatas axiales. Este evento puede traer daños en el rotor y en el cojinete, si es que llegan a hacer contacto directo metal con metal. En la Tabla N° 3.4 se muestra los datos del transductor de vibración.

Tabla N° 3.4 Datos del transductor de vibración

Sistema	Monitor / Módulo	Transductor
3500	3500/45M	3300XL, sensor de proximidad

- a) **Beneficios.** La medición de espesor de la película de lubricación en las zapatas axiales puede ser indicativo de problemas relativos a lubricación del cojinete incluyendo sobrecargas, fatiga del cojinete o insuficiente lubricación.
- b) **Descripción del Sistema.** Tiene cuatro canales para el monitoreo continuo de posición.
- c) **Aplicaciones.** No tiene restricciones conocidas.
- d) **Instalación.** Los cojinetes deben ser removidos para ser perforados, taladrados o modificados y así aceptar el montaje de los sensores, el tendido de los cables y los accesorios de instalación necesarios. En muchos casos, es suficiente instrumentar con dos zapatas, separadas por aproximadamente 90°. En máquinas de mayor tamaño (mayores de 100 MW) puede ser aconsejable instrumentar tres zapatas separadas por aproximadamente 120°.

- e) **Filtraje.** No Aplica.
- f) **Alarmas/Disparo.** Los puntos de ajuste de aviso por desplazamiento axial y el disparo por muy alto desplazamiento axial deben determinarse siguiendo las recomendaciones del fabricante del generador. En ausencia de recomendaciones por parte del fabricante, deben seguirse las recomendaciones de un ingeniero MDS (*Machinery Diagnostic Specialist*) con experiencia en el área de unidades hidroeléctricas.



Fig. 3.6 Sensor de vibración axial

3.2.4 *Air gap*, condición del rotor y cálculo de la condición del estator.

Este sistema mide la distancia entre las partes estacionarias y las rotativas en el generador. Esta medición es importante porque el rotor de una unidad Hydro es flexible y la integridad concéntrica de estas partes es crítica para la operación adecuada del equipo. En la Tabla N° 3.4 se muestra los datos del transductor *Air-gap*.

Tabla N° 3.5 Datos del transductor *Air-gap*

Sistema	Monitor / Módulo	Transductor
3500	3500/46M	SMAG 4000

Un transductor SMAG en cada polo mide la distancia del rotor en cada ciclo y permite obtener una indicación de la condición del rotor. Usando múltiples SMAG ubicados alrededor del estator permiten hacer una interpolación entre ellos y con la medición obtenida se posibilita el cálculo de la condición del estator.

- a) **Beneficios.** La medición del entrehierro en el generador puede indicar problemas relacionados con una desigual o insuficiente distancia entre el movimiento del borde del rotor y el núcleo del estator.



Fig. 3.7 Sensor de *air-gap* SMAG

- b) Descripción del Sistema.** Tiene cuatro canales para el monitoreo continuo de la posición.
- c) Aplicaciones.** Al usar el transductor *air gap*, se debe considerar que el espesor del dispositivo (de 1/8" de espesor) modifica el entrehierro real existente entre rotor y estator.
- d) Instalación.** El ensamblaje del sensor plano se hace dentro del estator utilizando resina epóxica para fijarlo. El cable del sensor es enrutado a través del estator hasta donde está localizado el acondicionador de señal, en la parte externa de la carcasa del estator. La instalación puede realizarse en cualquier parte desde un mínimo de 4 hasta 16 sensores espaciados en intervalos uniformes y en el mismo plano. El número de sensores depende del diámetro del rotor, basado en las siguientes consideraciones (véase Tabla N° 3.5).

Tabla N° 3.6 Número de sensores sugeridos por longitud de diámetro

Diámetro ϕ (mts)	N° de Sensores
$\phi < 7.5$	4
$7.5 < \phi < 12$	8
$12 < \phi < 16$	12
$\phi > 16$	16

- e) Filtraje.** N/A.
- f) Alarmas/Disparo.** Los puntos de ajuste de aviso y disparo deben determinarse siguiendo las recomendaciones del fabricante del generador. En ausencia de recomendaciones por parte del fabricante, deben seguirse las recomendaciones de un ingeniero MDS (*Machinery Diagnostic Specialist*) con experiencia en el área de unidades hidroeléctricas.

En el caso de la Central Yuncán, los sensores de *air-gap* están instalados como se muestra en la Fig. 3.8.

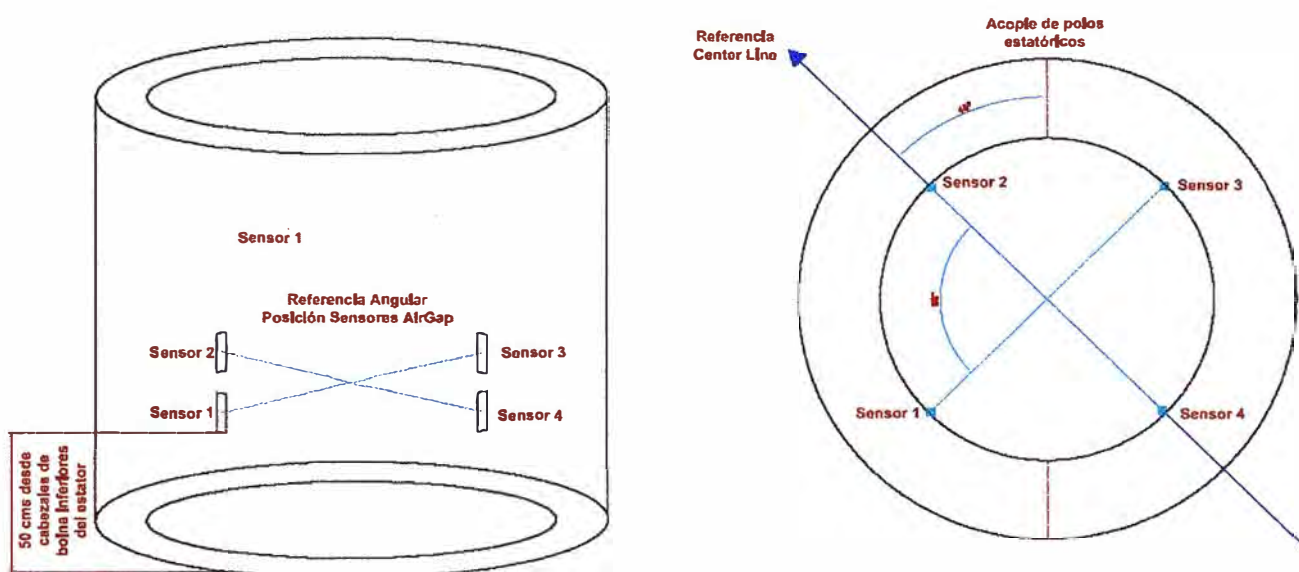


Fig. 3.8. Ubicación de sensores air-gap

3.2.5 Arquitectura del proyecto y localización de sensores

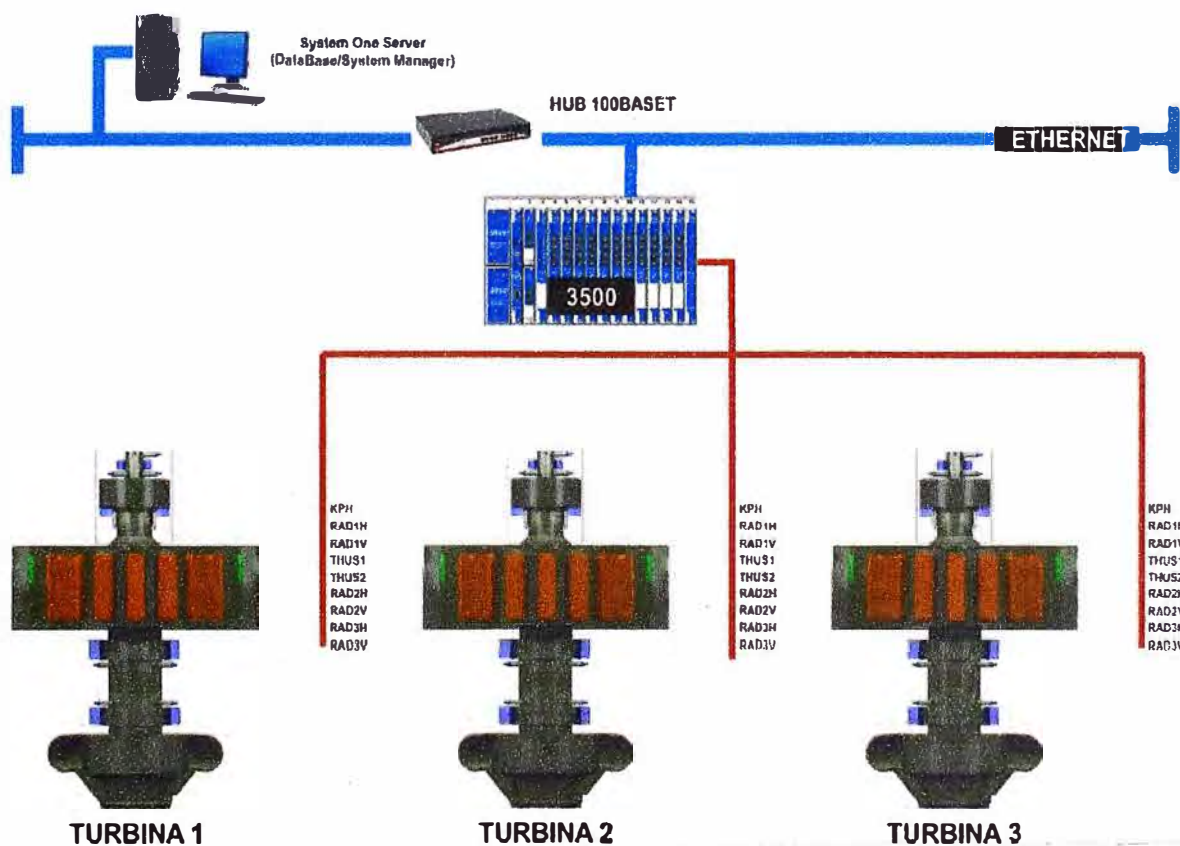


Fig. 3.9 Arquitectura del proyecto instalado en la Central Yuncán

La arquitectura del proyecto (véase la Fig. 3.9) muestra que todos los sensores llegan al rack 3500, luego mediante comunicación vía ethernet llegan hasta la PC System1 donde se visualiza los parámetros medidos. En la Fig. 3.10 se muestra la ubicación de cada sensor en una unidad.

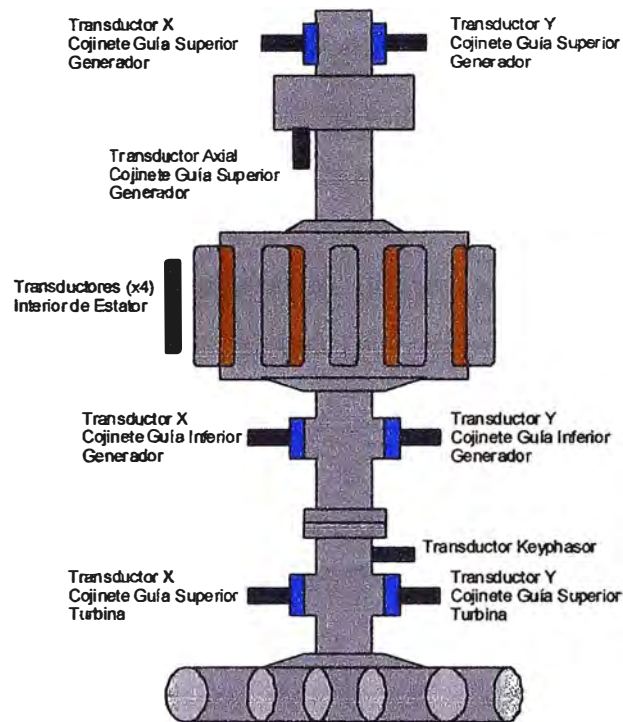


Fig. 3.10 Localización de los sensores en las unidades

3.3 Sistema de monitorización Bently Nevada® Serie 3500

3.3.1 Protección para maquinaria crítica

El sistema provee todos los requerimientos de monitoreo y protección para las vibraciones relativas del eje, carcasa, variables de proceso y temperaturas.

El sistema de monitoreo consiste de un rack o chasis con fuentes de alimentación redundantes, un módulo de interfase, un módulo de comunicación, varios módulos para monitores, varios módulos de relés y un software para configuración. Todos estos componentes del sistema son capaces de funcionar en un ambiente a temperaturas entre 0°C a 65 °C. A continuación una breve descripción de cada módulo.

3.3.2 Fuente de poder (3500/15)

La regulación de la alimentación dentro del sistema se realiza en cada monitor y no en la fuente de alimentación, por lo que en un evento de falla por regulación, solo fallará y se afectará el monitor correspondiente. Como el rack posee fuentes de alimentación redundantes, en el momento que una fuente falle, el sistema seguiría operando sin

interrupción y la tarjeta defectuosa puede ser removida y reemplazada por una nueva sin que se vea afectada ninguna funcionalidad del sistema de monitoreo y protección.

3.3.3 3500 Rack interface module (RIM)

Es la interface principal del sistema 3500. Soporta un protocolo propietario de Bently Nevada que permite la comunicación con cada módulo en el rack, de modo independiente, y es la vía para revisar, modificar y configurar parámetros y opciones de cada canal. Se ubica en el slot 1 del rack (justo al lado de las fuentes de alimentación).

3.3.4 Módulo de relés (3500/33)

El módulo de relés de dieciséis (16) canales ocupa un slot completo dentro del rack 3500. Puede ser instalado en cualquier puesto que esté a la derecha del módulo de interface 3500/22 y posee 16 salidas configurables por software de manera individual con la combinación lógica de actuación deseada.

3.3.5 Monitor de posición (3500/45)

Es un módulo de cuatro (4) canales configurables que está diseñado para realizar una gran variedad de mediciones de posición entre las cuales esta:

- Posición axial
- Expansión diferencial
- Expansión diferencial sencilla en rampa estándar
- Expansión diferencial sencilla en rampa no estándar
- Expansión diferencial dual en rampa
- Expansión diferencial complementaria
- Expansión de carcasa
- Posición de válvulas

El monitor acepta entradas desde Proximitor®, LVDTs AC y DC, transductores rotativos de medición de posición (RPTs) y potenciómetros rotativos.

3.3.6 Monitor para aplicaciones en hydros (3500/46)

Es un módulo de cuatro (4) canales configurables que tiene como característica especial su respuesta a bajas frecuencias y el modo en que procesa el acondicionamiento de la señal, el cual lo convierte en un equipo especial para realizar mediciones en conjuntos turbina/generador hidroeléctricos. También tiene capacidad de manejar las señales de transductores tipo *air gap*.

3.3.7 Pantalla de despliegues para visualización (3500/94)

La pantalla de 15" tipo touchscreen VGA a colores permite desplegar barras de indicación, alarmas, listas de eventos e información de estatus sin necesidad de un software adicional ó una programación especial. Es la solución Bently Nevada recomendada para la mayoría de las aplicaciones que imponen la necesidad de un despliegue dedicado y, además, es fácil de manejar para los operadores. Está diseñado específicamente para cumplir con el requerimiento del API 670 al 100%.



Fig. 3.11 Pantalla 15' de despliegue para del rack 3500

3.3.8 Descripción funcional del sistema de monitoreo instalado

Se ha implementado un (01) 3500 rack con la siguiente configuración:

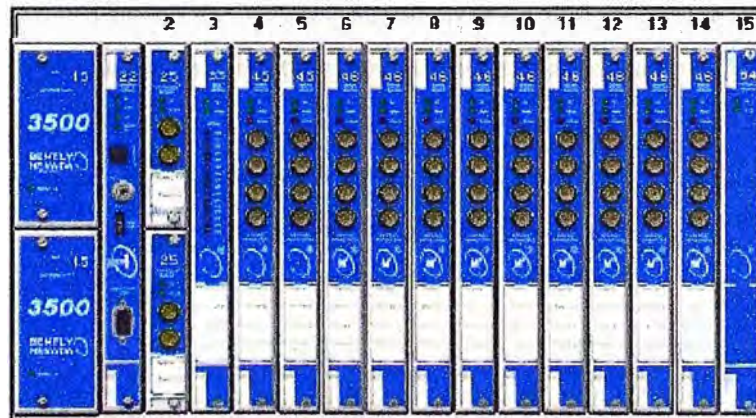


Fig. 3.12 Rack 3500

- a) **Posición 0.** Corresponde a las dos fuentes de alimentación para 220 VAC (configuración redundante para amentar la confiabilidad en el sistema).
- b) **Posición 1.** Corresponde a la interface 3500TDI (*Transient Data Interface*). El módulo que sirve para configuración del *rack* de instrumentos y convierte a su vez el sistema en una interface de adquisición continua de datos dinámicos para alimentar el *System 1*® software Bently Nevada.

- c) **Posición 2.** Corresponde al módulo de cuatro canales 3500/25 para suministrar la señal del Keyphasor® de las Unidades 1, 2 y 3.
- d) **Posición 3:** Corresponde al módulo 3500/33, el cual suministra dieciséis salidas digitales (reles) para las variables monitoreadas de las Unidades 1, 2 y 3.
- e) **Posición 4.** Corresponde al módulo 3500/45: Los cuatro canales se habilitarán para cubrir la medición de posición axial de los rotores de las Unidades 1 y 2 desde los dos transductores de proximidad, instalados con diferencia de 90° entre ellos por máquina.
- f) **Posición 5.** Corresponde al módulo 3500/45 donde solo se habilitarán dos canales para cubrir la medición de posición axial del rotor de la Unidad 3 desde los dos transductores de proximidad, instalados con diferencia de 90° entre ellos en la máquina.
- g) **Posiciones 6 – 7.** Corresponde a los dos módulos 3500/46. De los ocho canales disponibles, se habilitarán seis que cubrirán la medición de vibración relativa de baja frecuencia obtenida desde los transductores de proximidad que miden vibración radial en configuración XY en los tres cojinetes radiales guías de la Unidad 1.
- h) **Posición 8.** Corresponde al módulo 3500/46 donde se habilitarán los cuatro canales para cubrir la medición de *air gap* del generador de la Unidad 1 desde los transductores SMAG, instalados con diferencia de 90° entre ellos.
- i) **Posiciones 9 – 10.** Corresponde a los dos módulos 3500/46. De los ocho canales disponibles, se habilitarán seis que cubrirán la medición de vibración relativa de baja frecuencia obtenida desde los transductores de proximidad que miden vibración radial en configuración XY en los tres cojinetes radiales guías de la Unidad 2.
- j) **Posición 11.** Corresponde al módulo 3500/46 donde se habilitaran los cuatro canales para cubrir la medición de *air gap* del generador de la Unidad 2 desde los transductores SMAG, instalados con diferencia de 90° entre ellos.
- k) **Posiciones 12 – 13.** Corresponde a los dos módulos 3500/46. De los ocho canales disponibles, se habilitarán seis que cubrirán la medición de vibración relativa de baja frecuencia obtenida desde los transductores de proximidad que miden vibración radial en configuración XY en los tres cojinetes radiales guías de la Unidad 3.

- l) **Posición 14.** Corresponde al módulo 3500/46 donde se habilitarán los cuatro canales para cubrir la medición de *air gap* del generador de la Unidad 3 desde los transductores SMAG, instalados con diferencia de 90° entre ellos.
- m) **Posición 15.** Corresponde al módulo 3500/94 que incluye pantalla 15" VGA a colores tecnología *touchscreen*, haciendo el sistema compatible con los requerimientos de los estándares API.

Todas las posiciones están contenidas en un 3500 rack estándar EISA de 19" y no tiene espacio disponible para futuras expansiones.

3.4 **Software System 1® Bently Nevada**

El Software System 1™ es una plataforma patentada para la monitorización de condición, diagnóstico de eventos y optimización de equipos y procesos. La arquitectura basada en cliente/servidor es tanto flexible como escalable permitiéndoles enfocarse en las necesidades más críticas para luego continuar creciendo con la adición de nuevos paquetes de aplicación, computadoras de adquisición de datos (DAQ), licencias de despliegues (displays), más puntos de datos y extensiones del sistema.

La plataforma System 1® permite a los operadores, ingenieros de equipos, ingenieros de proceso, técnicos de instrumentación y cualquier otro personal de planta identificar rápidamente eventos importantes, evaluar la situación y responder adecuadamente con la finalidad de optimizar el impacto del negocio. Esta lleva al incremento de la disponibilidad, confiabilidad y reducción de los costos de mantenimiento.



Fig. 3.13 Software System1

Esta plataforma se aplica a un “*Enterprise*”, el cual es una combinación de computadores de adquisición de datos y de despliegues para la colección y el muestreo de

los datos como una unidad. Un “*Enterprise*” puede consistir en un área de una planta física o presupuestaria o áreas con responsabilidades operacionales diferentes. Usted puede incluso pensar en un “*Enterprise*” como un espacio para el manejo de activos donde los datos y las propiedades de los activos de planta se colectan, manejan y analizan. Un “*Enterprise*” puede incluir plantas, edificios, maquinaria e instrumentación en activos. Además, un “*Enterprise*” puede residir en una o varias redes de planta. El software de adquisición de datos posee capacidad de coleccionar datos en tiempo real de alta resolución para utilizarse en tendencias, alarmas, reportes de excepción, notificación a usuarios y en soporte de decisión (*decision support*).

Adicionalmente, los paquetes de reglas de soporte de decisión (*decision support rulepaks*) específicos pueden exportarse fácilmente a aplicaciones que proveen detección de eventos y análisis de datos sofisticado al momento.

La plataforma System 1® se soporta sobre tecnología *Microsoft Server* para la funcionalidad de adquisición de datos y *decision support*. Adicionalmente, se soporta en un diseño especial de base de datos *Microsoft™ SQL* para el rápido almacenamiento de datos, captura de eventos, historia y la información de las propiedades de configuración de los equipos.

Otras características resaltantes de esta plataforma incluye:

- Licencias y particionamiento de la plataforma centrado en el usuario.
- Facilidades para la configuración de puntos basado en Microsoft Excel.
- Herramientas para el manejo de la “salud” del sistema, mejorando el soporte y el diagnóstico para los profesionales de IT.

3.4.1 Paquete de monitoreo de condición y diagnóstico para hydro turbinas

Este paquete avanzado está diseñado especialmente para aplicaciones de conjuntos de turbina-generador de tipo Hydro. Específicamente está diseñado para trabajar en conjunto con el hardware de monitoreo de condición Bently Nevada, colectando datos de tipo estático y dinámico que incluye: vibración, *air gap*, posición, velocidad, temperatura, etc. Para esta aplicación, el System 1® incluye un despliegue de gráficos de tipo polar para visualizar la forma de la relación dinámica entre el rotor y el estator del generador. System 1® cumple con la capacidad de aceptar, hacer interface con hardware y software de tercera parte como, por ejemplo, sistemas de análisis de descarga parcial. El sistema puede conectarse digitalmente a cualquier puerto de red para permitir a System 1® importar datos al servidor.

3.4.2 Paquete de importación de datos

Los datos estáticos y dinámicos (transitorio y en estado estable) pueden ser importados dentro del System 1®, desde una variedad de fuentes que incluyen los sistemas de monitorización Bently Nevada®, los procesadores de comunicación (3500TDI, 3300TDe, TDXnet's, etc.) hasta los sistemas de colección de datos Bently Nevada® como Trendmaster y Snae fupshot. Otras fuentes de datos que utilizan protocolos tales como OPC, DDE, NetDDE, Modbus® y OLE son compatibles con System 1®. La cantidad y tipo de punto que se requieran importar pueden ser seleccionadas dependiendo de la aplicación.

3.4.3 Display cliente (3060/12)

Es la aplicación de despliegue siendo considerada la principal interface con el servidor de System 1. Tiene la capacidad de definir si se desea tener acceso a través de un control completo con *Diagnostic Display* o a través de *Web Based Display*. Las pantallas reciben y despliegan con datos en tiempo real desde los servidores de adquisición de datos asociados al *enterprise* y pueden verse los datos desde 10 diferentes *enterprises* simultáneamente. Cuando se visualizan los datos históricos, los *displays* retiran los datos directamente desde la base de datos históricos bypassando los servidores de adquisición de datos (DAQ).

3.4.4 Servidor que soporta el System 1

El servidor System 1es de marca Hewlett-Packard modelo HP ProLiant ML370T G5 dual core Intel® Xeon™ 1,86 GHz computador con montaje tipo Tower (HP P/N 417444-001) que tiene:

- Procesador dual.
- Sistema de 2 GB de memoria.
- Disco Duro de 72.8 Gbyte Ultra SCSI o mejor (por lo menos de 15 KRPM).
- DVD/CD Writer interno con software o *Backup tape*.
- SO MS Windows 2005 Server en CD ROM.
- Tarjeta *Ethernet* de dos puertos (10/100/1000 o mejor).
- Compaq 110 VAC Tower UPS T1500.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE CONDICIÓN DEL GENERADOR-TURBINA Y OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA YUNCAN

4.1 Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM)

En la actualidad, las organizaciones tratan de implementar nuevas técnicas de optimización dentro del proceso de gestión del mantenimiento. Dentro de estas nuevas técnicas, la metodología denominada Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) constituye una de las principales y más efectivas herramientas para mejorar los planes de mantenimiento en las organizaciones. El éxito del RCM a nivel mundial se debe principalmente a que esta filosofía permite establecer los requerimientos necesarios de mantenimiento de los distintos equipos en su contexto operacional, tomando en cuenta básicamente el posible impacto que pueden provocar los fallos de estos equipos el ambiente, la seguridad humana y las operaciones, aspectos que en el presente, son considerados de vital importancia dentro de cualquier proceso productivo.

En este sentido en mantenimiento basado en condición (mantenimiento predictivo) juega un importante papel en el logro de objetivos de confiabilidad de los activos productivos que persiguen tras la implementación del RCM.

Durante muchos años se ha sostenido el paradigma de que “cuanto más viejo es un equipo es más probable que ocurra una falla”. Esta creencia se deshizo con la introducción del RCM, ya que hoy sabemos que:

- a) En la mayor parte de los casos, la aparición de una falla es totalmente aleatoria con respecto al tiempo de funcionamiento del activo.
- b) El modelo más repetido (68% de los casos) de evolución hacia la falla es el que está representado en la Fig. 4.1
- c) Las fallas no se repiten nunca con un intervalo fijo de tiempo RCM.

En la Fig. 4.1 vemos que, después una gran reparación o en las primeras horas de funcionamiento de una nueva máquina existe un período de rodaje. Una vez que transcurre el período de rodaje, la pendiente de evolución hacia la falla será prácticamente nula pero la falla en sí misma se podrá presentar en cualquier

momento. Por tanto, la falla puede presentarse de forma totalmente aleatoria y con una pendiente de evolución mayor o menor en función del tipo de modo de falla (véase Fig. 4.2).

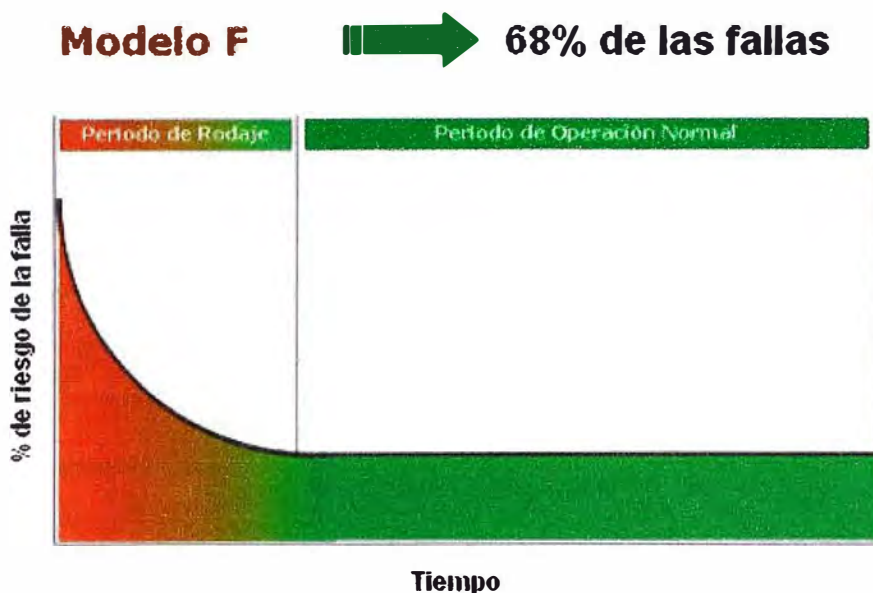


Fig. 4.1 Modelo más repetido de evolución hacia la falla

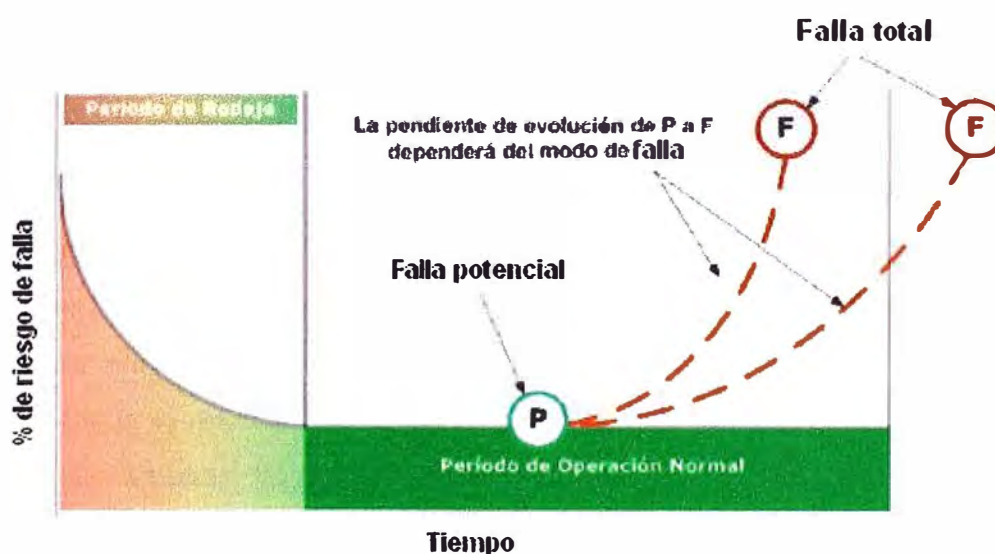


Fig. 4.2 Pendiente de evolución según el modo de falla

Este modelo de evolución hacia la falla pone en evidencia que al realizar el mantenimiento preventivo o en horas de funcionamiento podría generar dos problemas:

- Aumento de los costos del mantenimiento porque realizaríamos demasiado mantenimiento.
- Desmontajes y nuevos montajes innecesarios, aumentando la probabilidad de falla al someterla a un nuevo período de rodaje.

Todo ello se deduce que las reparaciones se deberían llevar a cabo sólo cuando realmente sean necesarias.

La parte positiva de lo explicado es que a pesar que la aparición de una falla es totalmente aleatoria, siempre dará algún síntoma de inicio del mismo. Al instante temporal en que ese síntoma aparece es el que llamamos “falla potencial” o punto “P” de la conocida curva P-F (véase la Fig. 4.3)

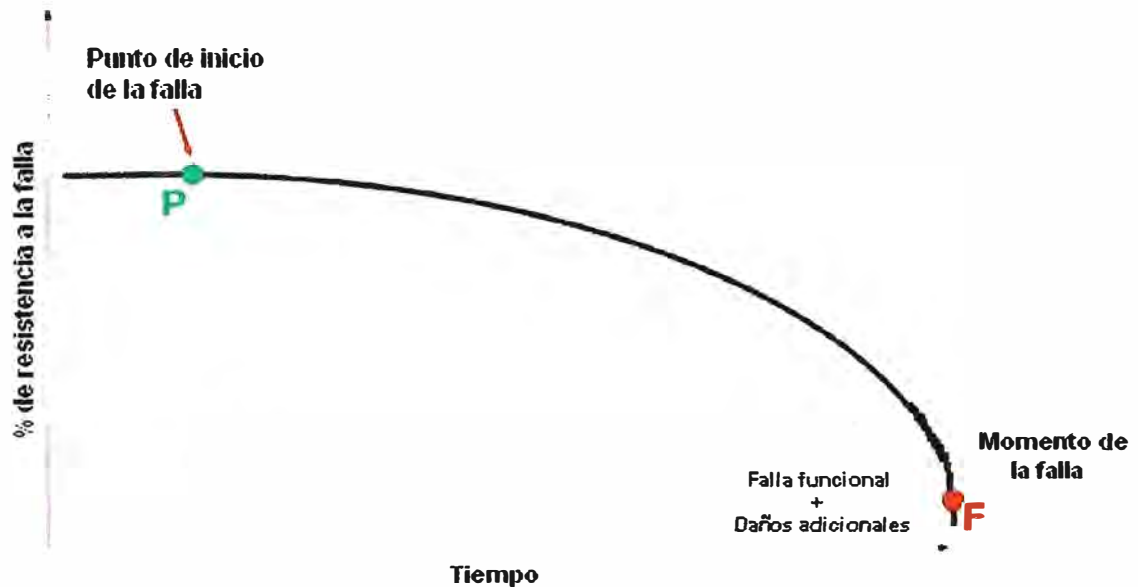


Fig. 4.3 Curva P-F de evolución hacia la falla

Nuestro interés debe ser detectar la aparición de una falla potencial lo más prematuramente posible. Esta es la tarea básica del mantenimiento basado en condición o mantenimiento predictivo. Ya que cuando antes detectemos la presencia de una falla, más tiempo tendremos para planificar y programar la intervención de mantenimiento, la cual no se hará más a intervalos fijos sino en función de la necesidad.

Es aquí donde el mantenimiento predictivo juega un papel preponderante, puesto que su objetivo fundamental es detectar la aparición de las fallas lo antes posible para evitar su desarrollo hasta la falla total. Para este fin, se dispone hoy de una serie de técnicas como el análisis de vibración, la termografía, el análisis de aceites, la captación de ultrasonidos y el análisis de corriente en motores que permiten la citada detección temprana del síntoma de fallo. En función del modo de falla que se esté desarrollando, será necesario utilizar una u otra técnica o bien una combinación de ellas para asegurar la detección (véase Fig. 4.3). Cuanto más tiempo nos anticipemos a la falla, más tiempo dispondremos para la necesaria tarea de planificar y programar la acción correctora antes de que se llegue a la falla total. Llegados a este punto, podemos comentar lo siguiente:

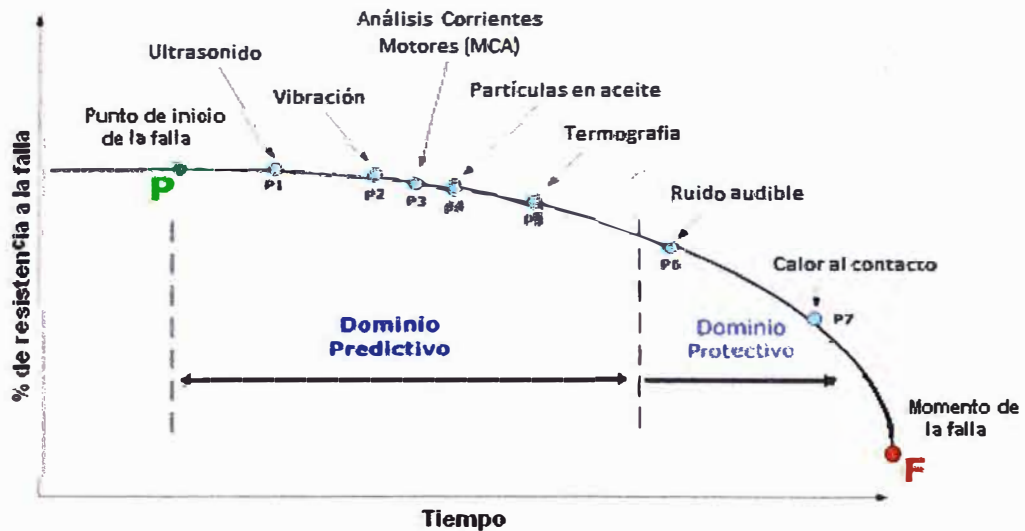


Fig. 4.4 Técnicas a utilizar en el dominio del predictivo según modo de falla

- El mantenimiento preventivo no es el método más eficaz para detectar el 68% de los modos de falla, que según el modelo de evolución estudiado se pueden presentar de forma totalmente aleatoria.
- Por el contrario, el mantenimiento basado en la condición o el mantenimiento predictivo (específicamente, el monitoreo de vibración) permitirá identificar el inicio de la falla desde el instante en que aparecen los primeros síntomas.

4.2 Presentación y análisis y resultados

4.2.1 Valores de vibración en línea



Fig. 4.5 Valores de vibración y *air-gap* en línea

En la Fig. 4.5 se muestra los valores de vibración y *air gap* en tiempo real. Se observa que los parámetros se encuentran en los valores permitidos.

4.2.2 Gráfico de tendencias

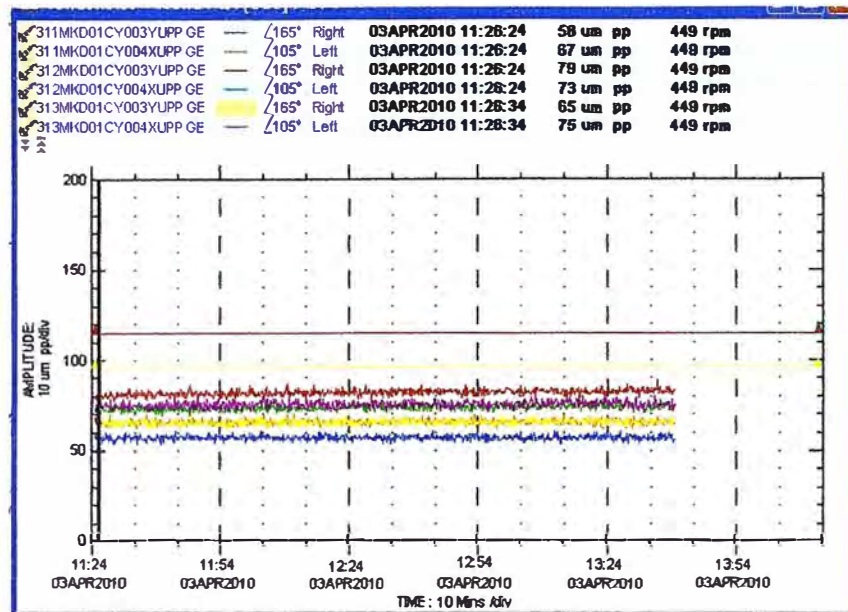


Fig. 4.6 Gráfico de tendencia

En la Fig. 4.6 se muestra la tendencia del cojinete guía superior del generador, el mayor valor es de 79umpp, en una P=45MW (ajuste: alarma: 96umpp, TRIP=110umpp). Se observa que los valores se mantienen debajo del valor de alarma y del rango de tolerancia según la norma ISO 7019-5 (véase anexo A).

4.2.3 Gráfico de órbita y base de tiempo

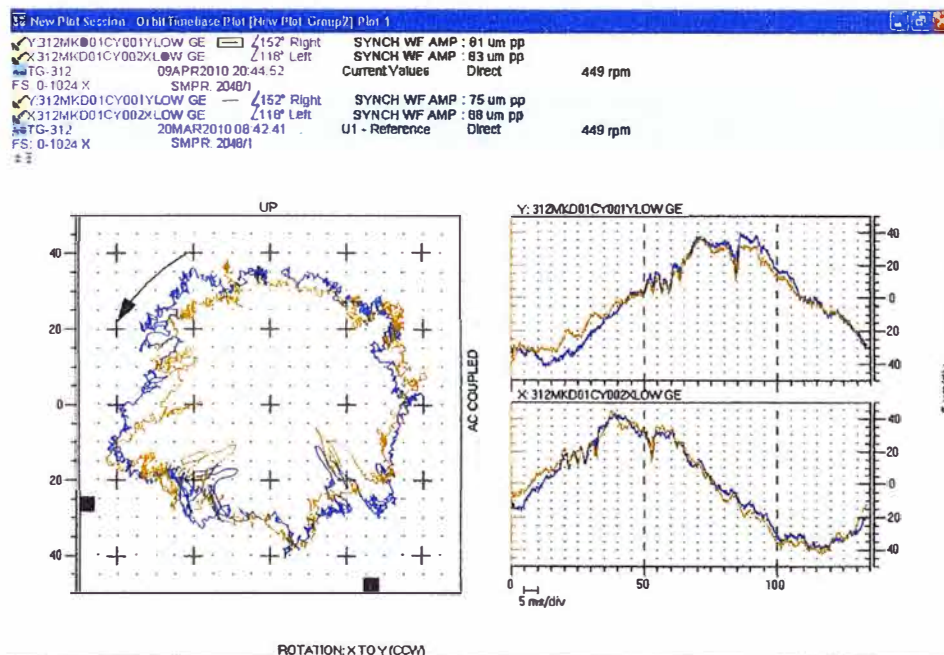


Fig. 4.7 Gráfico de órbita y base de tiempo

En la Fig. 4.7 se muestra el gráfico de órbita y el gráfico base de tiempo del cojinete guía inferior (de color anaranjado del día 20/03/10 y de color azul del día 09/04/10). Se puede observar que no hay cambios significativos, por consiguiente, se deduce que no hay desalineación.

4.2.4 Gráfico de órbita 1X superpuesta

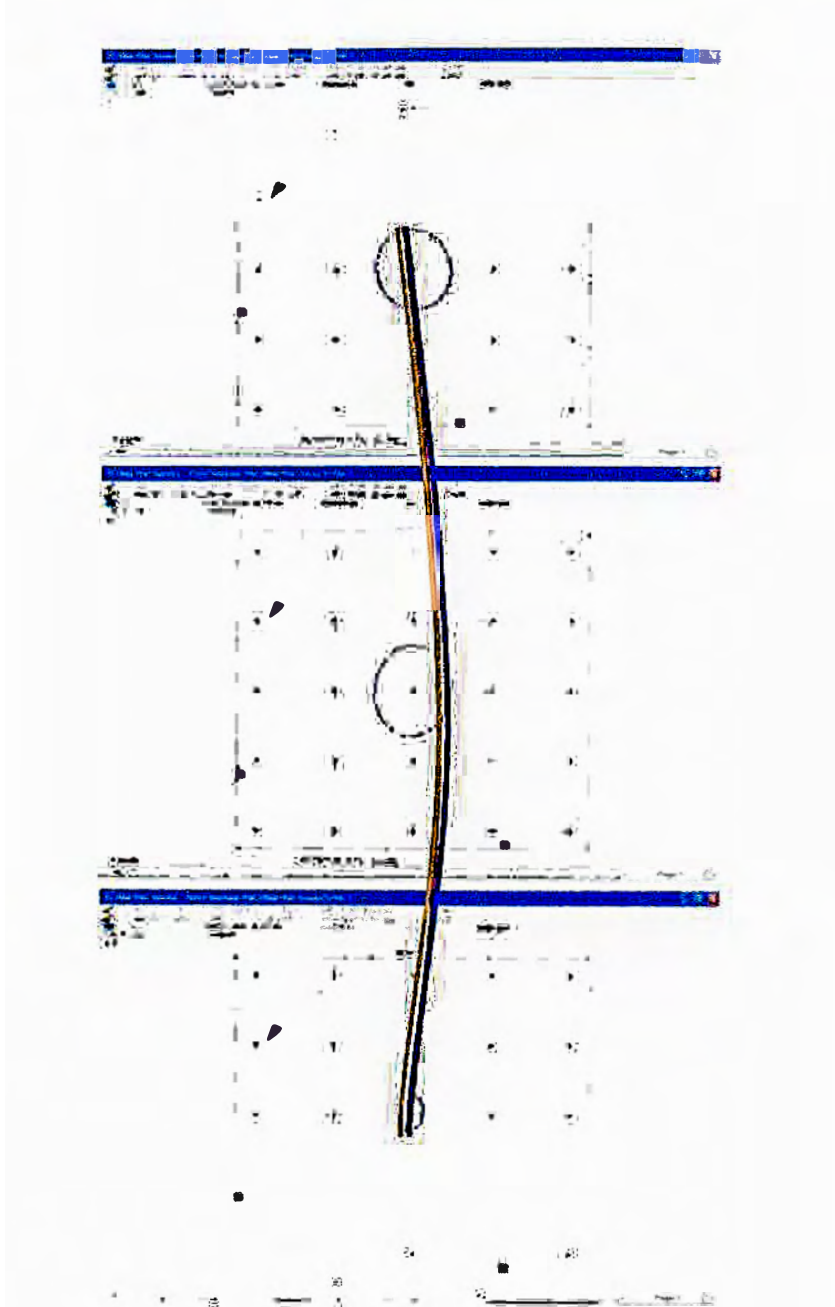


Fig. 4.8 Gráfico de órbita 1X superpuesta

En la Fig. 4.8 se muestra los gráficos de órbita 1X superpuesta de los tres cojinetes (cojinete guía superior, cojinete guía inferior y cojinete guía turbina) y la deflexión aparente del eje (de color anaranjado del día 20/03/10 y de color azul del día 09/04/10). No se observa variación en la deflexión aparente del eje.

4.2.5 Gráfico de espectro

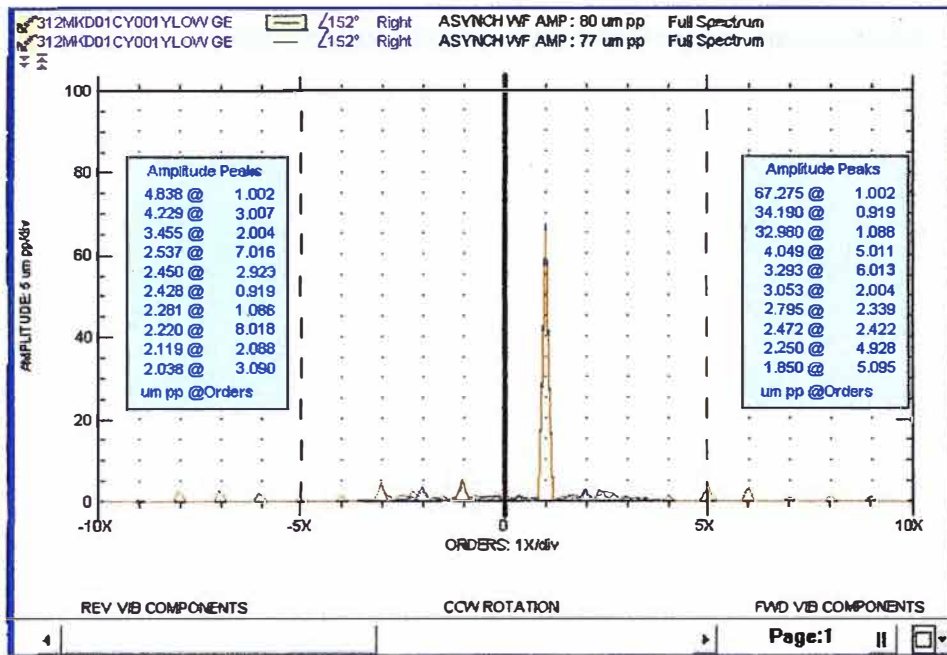


Fig. 4.9 Gráfico de orbita y base de tiempo

En la Fig. 4.9 se muestra el gráfico de espectros del cojinete guía inferior (de color anaranjado del día 20/03/10 y de color azul del día 09/04/10). Se puede observar que no hay cambios significativos.

4.2.6 Gráfico de centro del eje

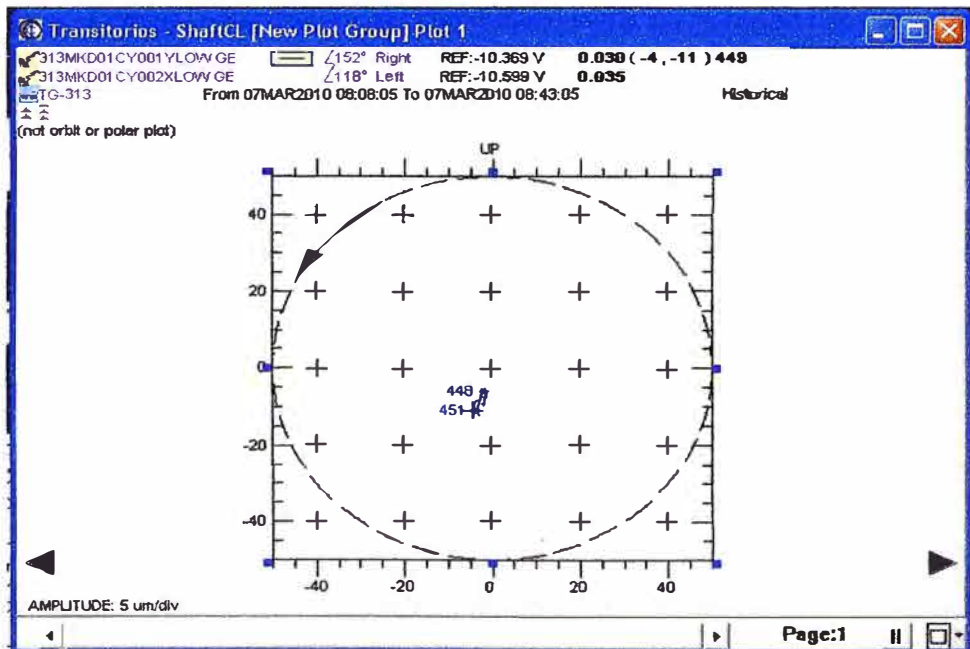
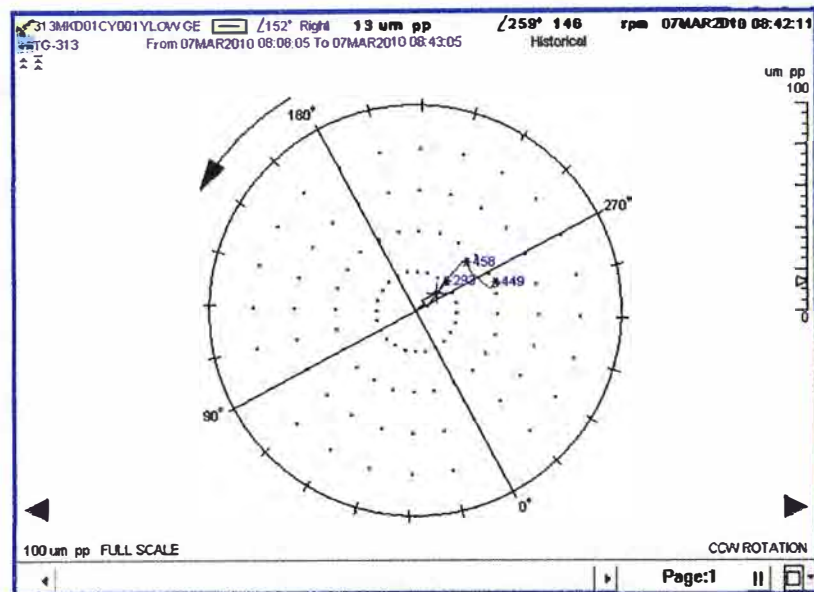


Fig. 4.10 Gráfico centro del eje

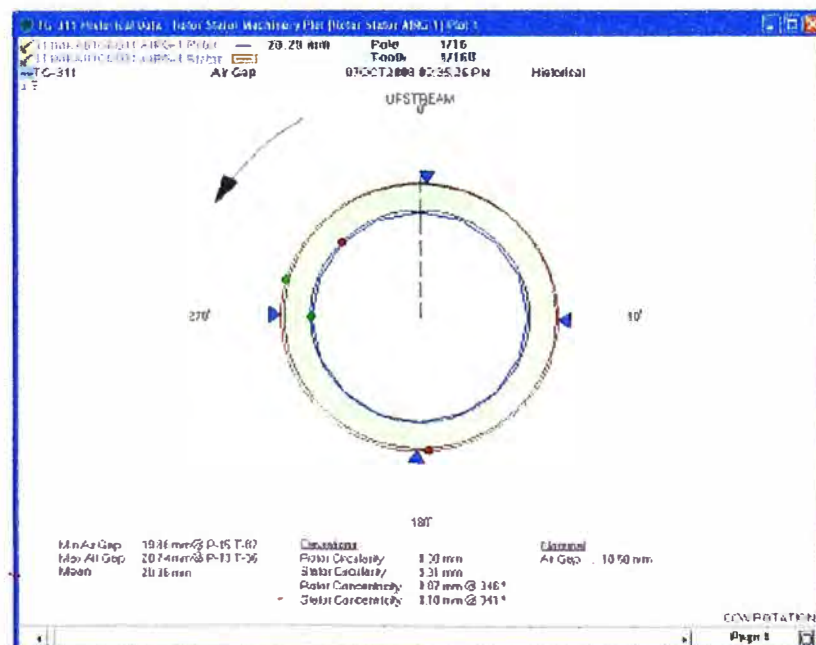
En la Fig. 4.10 se muestra el gráfico promedio centro del eje en el arranque de la unidad 1. El movimiento del eje se encuentra dentro del rango de tolerancia.

4.2.7 Gráfico polar



En la Fig. 4.11 se muestra el gráfico polar en el arranque de la unidad 1. La amplitud de vibración 1X se encuentra dentro del rango de tolerancia.

4.2.8 Gráfico de *air-gap*



En la Fig. 4.12 se muestra los valores de *air gap*, la redondez y la concentricidad. Los puntos de color rojo representan el mínimo radio y los puntos de color verde el de máximo radio. Los valores se encuentran dentro del rango de tolerancia según el anexo B.

4.2.9 Gráfico forma del rotor

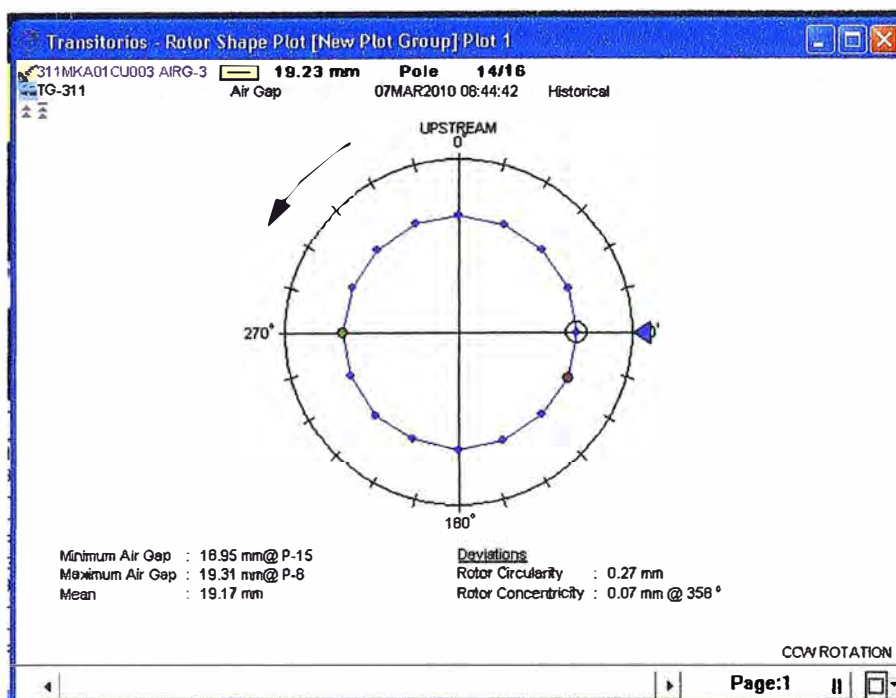


Fig. 4.13 Gráfico forma del rotor

En la Fig. 4.13 se muestra la forma del rotor, el punto de color rojo representa el mínimo radio y el punto de color verde el de máximo radio. El rotor conserva su redondez.

4.3 Optimización de la operación

El factor de disponibilidad, el factor de confiabilidad y el factor de indisponibilidad programada son indicadores que ENERSUR ha definido con el objetivo de monitorear la operatividad eficiente de sus centrales de generación.

4.3.1 Factor de disponibilidad

Mide el desempeño de la gestión de la empresa de generación por disponibilidad de la unidad en condiciones de unidad en servicio y como reserva fría.

$$\text{Factor_de_disponibilidad} : \frac{HD}{HP} \times 100\% \quad (4.1)$$

Donde:

HD : Horas de disponibilidad (en servicio y como reserva fría)

HP : Horas del periodo de análisis

Se puede observar el aumento del factor de disponibilidad en los últimos años. Esto se debió a la implementación del proyecto e implementación del RCM. La disponibilidad de los grupos alcanzó en el mes de marzo el 99.58% debido a la falla presentada en la línea 2265 de SN Power. El acumulado se encuentra por encima del nivel de aceptación.

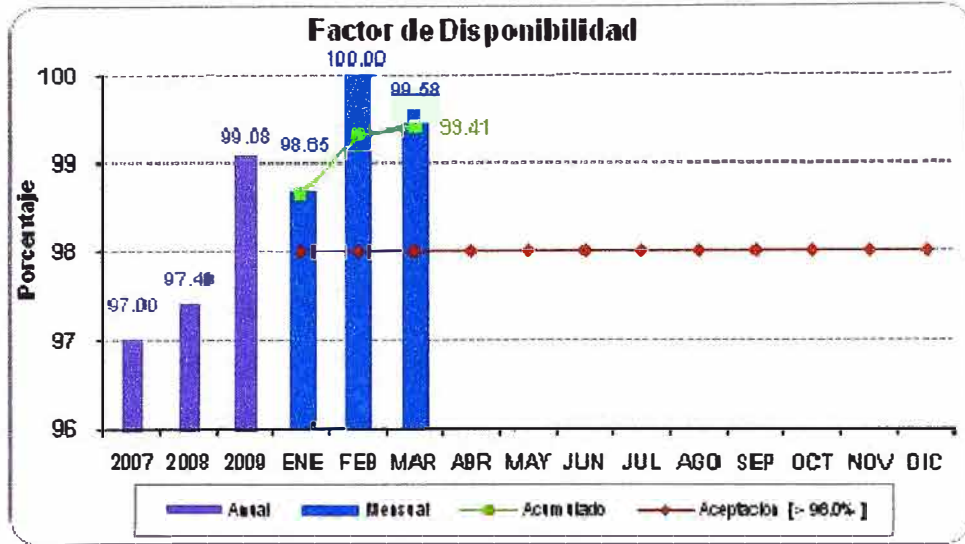


Fig. 4.14 Factor de disponibilidad

4.3.2 Factor de confiabilidad

El factor de confiabilidad determina que tan confiable es la central, el cual disminuye con el número de disparos. Esto provoca salidas no programadas de las unidades, con la consecuente pérdida de generación e impacto en el Sistema Interconectado Nacional.

$$Factor_de_confiabilidad : \frac{HP - HIF}{HP} \times 100\% \tag{4.2}$$

Donde:

HP : Horas del periodo de análisis

HIF : Horas de indisponibilidad fortuita (horas que la unidad de generación no se encuentra disponible, como resultado de condiciones de emergencias, requiriendo que esta unidad sea retirada de servicio de manera inmediata o automática)

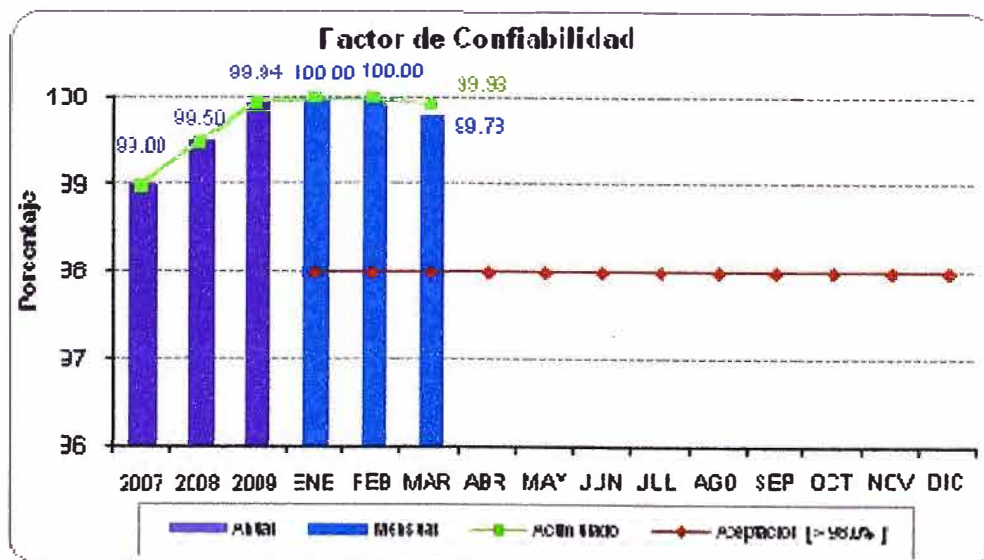


Fig. 4.15 Factor de confiabilidad

El factor de confiabilidad de la central Yuncán aumentó de 99.5% a 100% debido a los proyectos e implementación del RCM. Este es un factor importante que ha disminuido los disparos (TRIP) de las unidades. El acumulado se encuentra por encima del nivel de aceptación.

4.3.3 Factor de indisponibilidad programada

Establece una medida de la indisponibilidad que se aplica cuando, una unidad de generación no esté operando o no se encuentra disponible para operar debido a los mantenimientos programados.

$$\text{Factor_de_indisponibilidad_programada} : \frac{HIP}{HP} \times 100\% \quad (4.3)$$

Donde:

HIP : Horas de indisponibilidad programada

HP : Horas del periodo de análisis

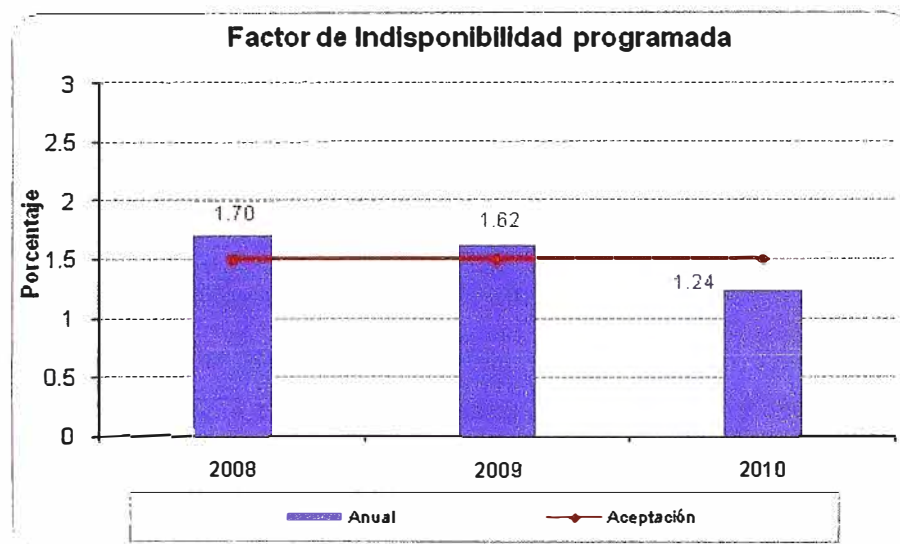


Fig. 4.16 Factor de indisponibilidad programada

La cantidad de horas de disponibilidad programada (mantenimiento programado de central) se ha disminuido de 1.62% a 1.24% debido a que el mantenimiento antes se realizaba de acuerdo a las horas de operación, y ahora se ejecuta de acuerdo al estado o condición de la máquina.

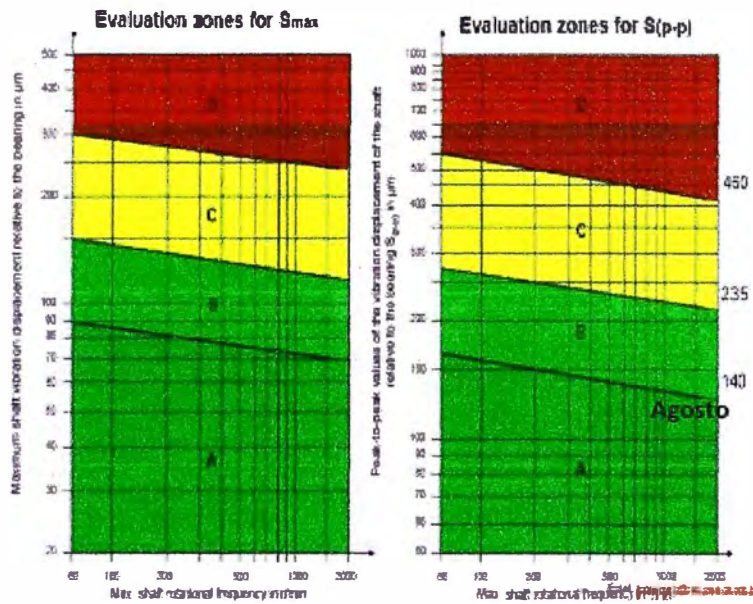
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1 La protección por vibraciones es necesario en los generadores hidroeléctricos, debido que el costo de reparación de una falla en el conjunto generador-turbina es aproximadamente de USD 2' 500 000.00 (dependiendo de la falla). Comparándolo con el costo de implementación del proyecto de USD 280 000.00, se puede observar que es factible su implementación para proteger las unidades generadoras y aumentar la confiabilidad de la C.H. Yuncán. En ese sentido, ENERSUR ganará prestigio para conseguir futuros clientes.
- 2 Con la implementación del proyecto se obtuvo alta disponibilidad de la C.H. Yuncán, mayor a 98.0%, la cual es mucho más alto que el estándar de 96.5% para plantas de tamaño similar. Además, como el factor de disponibilidad mide el desempeño de la gestión de la empresa en mantenimiento y operación, valida nuestro trabajo en el cuidado de los activos.
- 3 Al realizar la metodología del RCM se logró mejorar el mantenimiento. Antes se realizaba de acuerdo a las horas de operación, ahora se ejecuta de acuerdo al estado o condición de la máquina. Así mismo, las horas hombre del personal de mantenimiento ha disminuido porque se ha alargado las frecuencias de intervención, además se ha realizado capacitación de análisis y diagnóstico de vibraciones en el generador, aumentando la competencia profesional del personal técnico de operación y mantenimiento.
- 4 Se ha logrado disminuir la cantidad de horas anuales de parada de la C.H. Yuncán (indisponibilidad programada). Con la implementación de los diferentes proyectos, se disminuyó las paradas por mantenimiento de 149 a 109 horas, lo que representa una reducción en la indisponibilidad programada de 1.62% a 1.24%, significando un ahorro anual aproximado en USD 272 000.00

ANEXOS

ANEXO A: Recomendaciones de vibración de máquinas en centrales hidroeléctricas de generación
(Norma ISO 7919-5:2005)

DIN ISO 7919-5 Machine sets in hydraulic power generation



Para una Turbina que gira a 450 rpm:
 Zona A: 140 μm p-p
 Zona B: 235 μm p-p
 Zona C: 460 μm p-p

ANEXO B: Guía de tolerancias mecánicas para generadores hidroeléctricos
(Canadian Electrical Association's)

TOLERANCIAS MECANICAS				
Parámetro	Definición	Desviación¹		
		Montaje	Aceptable	Critico
Entrehierro	Máxima diferencia entre el entrehierro medido en cualquier punto sobre un mismo plano y el entrehierro teórico (nominal).	13%	20%	30%
Redondez del estator	Diferencia entre los radios internos máximo y mínimo medidos desde el eje de rotación del rotor	7%	12%	20%
Concentricidad estator	Diferencia entre el eje de rotación del rotor y el mejor centro medido en el mismo plano y calculado teniendo como referencia el polo del rotor	5%	7.5%	10%
Redondez del rotor	Diferencia entre los radios exteriores máximo y mínimo medidos en el mismo plano	6%	8%	10%
Concentricidad rotor	Diferencia entre el eje de rotación del rotor y el mejor centro calculado de los radios externos de cada polo en el mismo plano	1.2%	2.5%	4%
VIBRACION				
Eje	Unidades hidráulicas (0-300rpm)	4.0 ²	6.5	12.0
	Unidades hidráulicas (300-1200rpm)	2.0	3.0	6.0
Núcleo estator	Medido entre el núcleo y la carcasa	1.0	1.4	2.0
Carcasa	Medido entre la carcasa y la plancha de anclaje	1.0	2.5	5.0
Notas:				
1 - Desviaciones expresadas en porcentaje del entrehierro (teórico)				
2 - Vibraciones pico a pico expresadas en mils.				
3 - Ref.: Guía técnica División de estudios y Normalización, VP ingeniería HQ, Guía de tolerancias de montaje y sistema de alineamiento de eje, CEA				

BIBLIOGRAFÍA

- [1] General Electric Energy, “Informe de sistema de monitoreo y protección continua de las tres unidades de generación de la central Yuncan”, Perú 2008.
- [2] General Electric Energy, “Análisis de condición y diagnóstico de máquinas”
- [3] General Electric Energy, “ Mr Bentley Book”
- [4] Norma ISO 7919-5:2005 Mechanical vibration -- Evaluation of machine vibration by measurements on rotating shafts -- Part 5: Machine sets in hydraulic power generating and pumping plants
- [5] ASME, “Mantenimiento centrado en la confiabilidad nivel avanzado”, Perú 2010