

SOBRE OS SINAIS DE VIBRAÇÃO NO MONITORAMENTO DE UNIDADES HIDROGERADORAS

Ednelson da Silva Costa, ednelsoncosta@yahoo.com.br¹

Anderson José Costa Sena, ajcsena@gmail.com²

Alexandre Luiz Amarante Mesquita, alexmesq@ufpa.br¹

¹Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Pará, Rua Augusto Corrêa, 01. Bairro: Guamá. CEP: 66075-110. Belém-PA.

²Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará, Rua Augusto Corrêa, 01. Bairro: Guamá. CEP: 66075-110. Belém-PA.

Resumo: Unidades hidrogeradoras de energia elétrica são, em geral, bem construídas e robustas, contudo, a possibilidade de ocorrência de defeitos é inevitável. Para o monitoramento e diagnóstico de defeitos em componentes críticos, exige-se o bom conhecimento de variáveis monitoradas. Neste sentido, este trabalho apresenta, inicialmente, um resumo sobre os principais componentes de um hidrogerador e, em seguida discute-se a necessidade de se medir múltiplas variáveis da unidade para fins de monitoramento e diagnóstico. Finalmente, apresenta-se uma discussão sobre a variável vibração. São comentados fundamentos teóricos e, em seguida, mostra-se de que forma os sinais de vibração podem ser processados para fornecer maiores detalhes a respeito do estado de um hidrogerador, ou seja, como esta variável pode fornecer informações a respeito de possíveis problemas mecânicos, elétricos e hidráulicos.

Palavras-chave: Vibrações; Hidrogeradores; Turbinas hidráulicas, Monitoramento.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil está entre os cinco maiores produtores de energia hidrelétrica no mundo, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Atualmente possui 158 usinas hidrelétricas, que produzem um total de 74.438.695 kW (maio/2007). Em construção encontram-se outras 9 usinas. Outras 26 usinas outorgadas entre 1998 e 2005 ainda não iniciaram sua construção. Na Fig. (1) pode-se verificar o panorama tanto global quanto brasileiro.

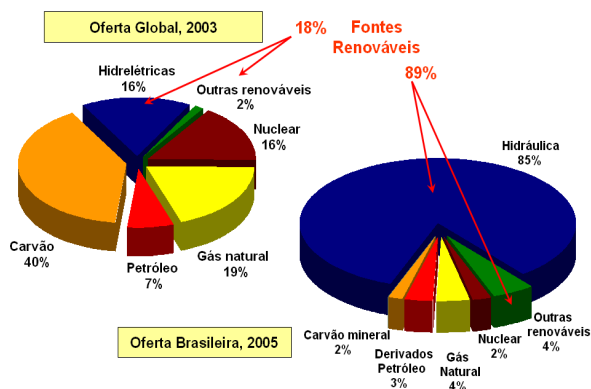


Figura 1. Oferta global e brasileira de energia (ANEEL, 2008).

Devido ao grande número de centrais hidrelétricas existentes no Brasil, e ao grande custo que representa uma parada não programada em uma unidade de geração de energia hidráulica, é pertinente, que se tenha bastante cuidado com a manutenibilidade dessas unidades. Para isso, investem-se bastante em métodos que infiram um diagnóstico preciso da atual condição da máquina, com isso, reduzindo significativamente os custos de manutenção, os números de paradas inesperadas e aumento da própria segurança dos envolvidos na operação e manutenção da máquina.

Partindo do princípio que as máquinas em funcionamento emitem numerosos sinais que indicam o seu "estado de funcionamento", o problema consiste em apartir destes sinais, estabelecer um diagnóstico correto e confiável. Estes sinais podem ser de diversas variáveis, como por exemplo, vibração, temperatura, pressão, etc.

Na manutenção preditiva, a condição de operação da máquina é avaliada contínua ou periodicamente. A época de revisão da máquina é determinada quando se prevê que níveis inaceitáveis de alguma variável sejam atingidos. Embora as unidades hidrogeradoras sejam, geralmente, bem construídas e robustas, a possibilidade de ocorrência de defeitos é inevitável. Desta forma, há a necessidade de desenvolvimento de sistemas de monitoramento e diagnósticos precisos, robustos, de resposta rápida, com baixo custo operacional. Neste intuito, o bom conhecimento das variáveis medidas, seus sensores e processamento, são requisitos fundamentais para o desenvolvimento e operação de um bom sistema de manutenção destas máquinas.

Neste sentido, este trabalho apresenta inicialmente um resumo do funcionamento e dos principais componentes de uma unidade hidrogeradora, em seguida, discute-se a necessidade de se medir múltiplas variáveis na unidade para fins de monitoramento e diagnóstico, e finalmente, apresenta-se uma discussão sobre a variável vibração, de que forma ela pode ser processada para fornecer maiores detalhes a respeito do estado de uma unidade hidrogeradora.

2. PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE HIDROGERADORES

A usina hidrelétrica é uma instalação que transforma a energia hidráulica em energia elétrica. Para isso acontecer, é necessário existir um desnível hidráulico natural ou criado por uma barragem, para captação e condução da água à turbina, situada sempre em nível tão baixo quanto possível em relação à captação.

A pressão da água sobre as pás do rotor de uma turbina produz um movimento giratório do eixo da turbina, transformando a energia hidráulica em energia mecânica, ou seja, em energia de rotação do eixo da turbina, o qual está acoplado ao eixo do gerador elétrico. A Fig. (2) mostra a montagem de um rotor de um gerador da usina hidrelétrica de Itaipu. O gerador elétrico é composto basicamente de um rotor, que é a parte girante e um estator, que é a parte fixa.



Figura 2. Montagem de rotor de um gerador hidrelétrico.

O rotor do gerador ao girar dentro do estator produz um campo eletromagnético dentro do gerador, produzindo, assim, a eletricidade. Um hidrogerador é a unidade formada pela turbina e o gerador elétrico. A Fig. (3) mostra uma representação dos componentes de uma unidade hidrogeradora com uma turbina Francis.

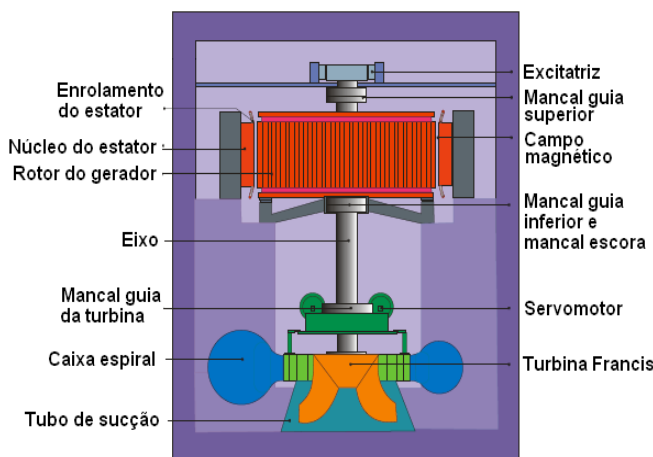


Figura 3. Representação dos componentes de um hidrogerador.

A energia elétrica, gerada pelo hidrogerador, é enviada ao consumidor pela rede de distribuição, após passar por subestações (ver esquema da Fig. (4)).

Os principais tipos de turbinas hidráulicas são: Pelton, Kaplan, Francis e Bulbo. Cada turbina é adaptada para funcionar em usinas com determinada faixa de altura de queda e vazão.

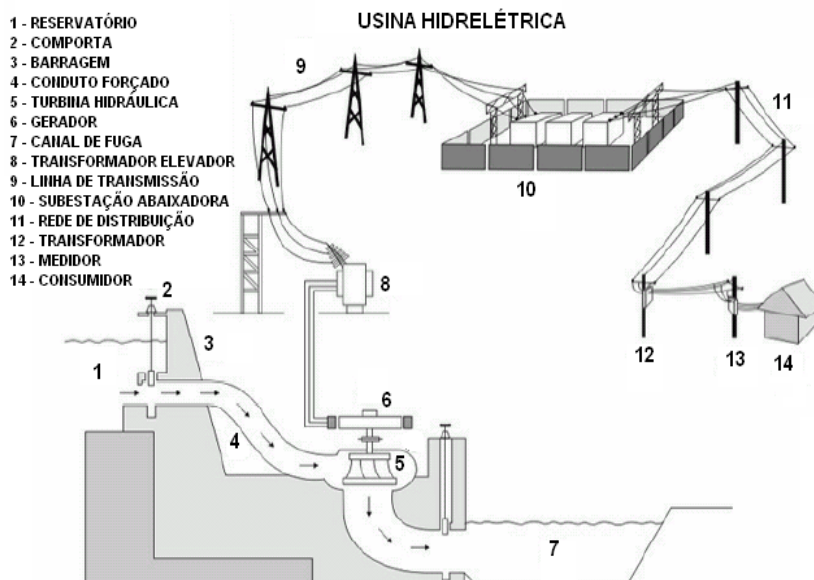


Figura 4. Esquema geral de uma central hidroelétrica (Pellegrini e Scola, 2005).

As turbinas Pelton (TP) (Fig. (5a)) são máquinas tangenciais, de jato livre e velocidade específica lenta. São utilizadas normalmente em centrais de alta queda e baixa vazão, e apresentam um valor não muito alto de rpm. As pás do rotor têm a forma de conchas com uma espécie de gume no meio. Este gume divide a água inicialmente para os lados, em partes iguais, eliminando os esforços axiais (Pellegrini e Scola, 2005).

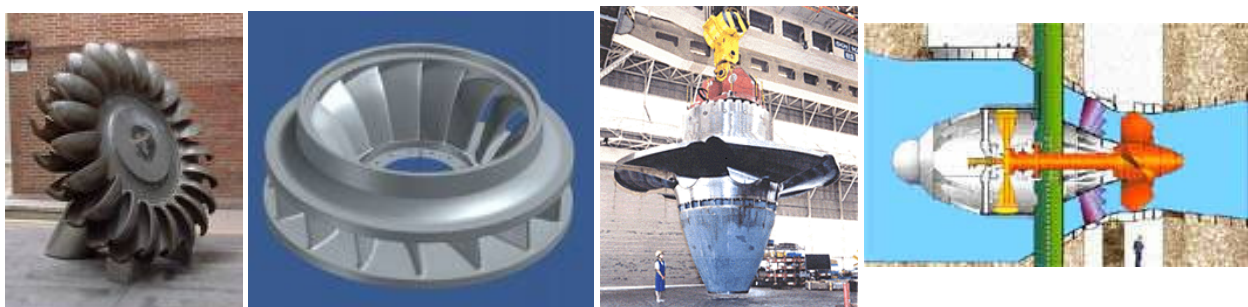


Figura 5. (a) Turbina Pelton; (b) Turbina Francis; (c) Turbina Kaplan. (d) Turbina Bulbo.

As turbinas Francis (TF) (Fig. (5b)) são máquinas radiais ou diagonais, de jato forçado e de velocidade específica variando de lenta a extra-rápida. São utilizadas nas barragens de média queda, apresentam um rendimento máximo elevado, maiores velocidades e menores dimensões comparando com as Pelton. Nas TF é usual o emprego de uma caixa em forma de caracol, localizada em torno do sistema diretor, chamada *caixa espiral*, responsável por conduzir a água da saída da tubulação de adução até o sistema diretor.

As barragens de pequena queda estão equipadas com turbinas do tipo Kaplan (Fig. (5c)). Estas turbinas são máquinas axiais, de jato forçado e velocidade específica alta, variando entre rápida e extra-rápida. Nas TK, à medida que aumenta a rotação específica, diminui o número de pás da hélice. Fabricam-se TK com rotores de 3 a 8 pás e com até 10 m de diâmetro. Também possuem caixa-espiral. A turbina tipo Bulbo (Fig. (5d)), também axiais de eixo horizontal, é usada nas usinas fio d'água por ser indicada para baixas quedas e altas vazões, não exigindo grandes reservatórios. Nestas turbinas, todo o hidrogerador (turbina e gerador) são "afogados", isto é, situam-se abaixo do nível da água.

3. MANUTENÇÃO DE HIDROGERADORES

A metodologia da Manutenção Baseada na Condição (CBM) é eliminar as rotinas de manutenção e permitir a parada para o serviço de reparo no equipamento apenas quando o sistema de monitoramento indicar que tal serviço é necessário. Uma parada não programada de uma unidade geradora de uma central se traduz em um grande prejuízo financeiro. Desta forma, estas unidades devem possuir um programa de manutenção preditiva bastante eficiente, e por esta razão, há uma busca incessante por novas técnicas de monitoramento e diagnóstico de defeitos nestas máquinas. O princípio básico do monitoramento e diagnóstico é o acompanhamento de variáveis físicas medidas no equipamento e então através de análises ditadas por normas e experiência determinar o estado da máquina.

Os sintomas gerados pelo desenvolvimento de um determinado defeito nunca se manifestam através da alteração de um único parâmetro físico (variável) monitorado, por exemplo, um desbalanceamento mecânico pode gerar aumento na temperatura do mancal e um aumento da vibração que é medida neste mancal. Por outro lado, um determinado parâmetro monitorado nunca sofre influência do desenvolvimento de um único tipo de defeito, por exemplo, a vibração monitorada pode detectar diferentes tipos de defeitos: desbalanceamento, desalinhamento, instabilidades, cavitação, etc.

Muitas vezes, também, o desenvolvimento de um defeito é responsável pelo desenvolvimento de outro. Portanto, diante dessas evidências é sempre desejável monitorar múltiplos parâmetros físicos (múltiplas variáveis). Existem no mercado vários softwares específicos de monitoramento, comerciais, desenvolvidos por empresas especializadas, tais como a Bently Nevada, Vibrosystem, etc. Além de outros sistemas desenvolvidos pela própria empresa proprietária da unidade hidrogeradora. Nestes sistemas, os parâmetros físicos geralmente monitorados são: vibração (acel., veloc.); deslocamento (radial/axial); pulsação de pressão; pressão estática; nível; vazão; entreferro; temperatura; fluxo magnético, grandezas elétricas; grandezas físico-químicas dos lubrificantes, etc. Um ou outro parâmetro pode ou não ser monitorado conforme características próprias da máquina. Quanto maior o número de parâmetros monitorados, maior o número de sintomas identificados, maior o número de tipos de defeitos identificáveis, e maior precisão no diagnóstico.

A Fig. (6) ilustra um exemplo de parâmetros físicos monitorados e a localização dos sensores que monitoram estes parâmetros em uma unidade hidrogeradora (Rennó Neto, 2006). Nesta Fig. 5 os números referem-se às seguintes variáveis: 1. Entre-Ferro; 2. Vibração relativa do Mancal (folgas – sensor de proximidade); 3. Vibração absoluta do mancal (acelerômetro); 4. Temperatura; 5. Vibração da cabeça das bobinas; 6. Fluxo magnético; 7. Deslocamento; 8. Velocidade; 9. Referência; 10. Vazão; 11. Pressão.

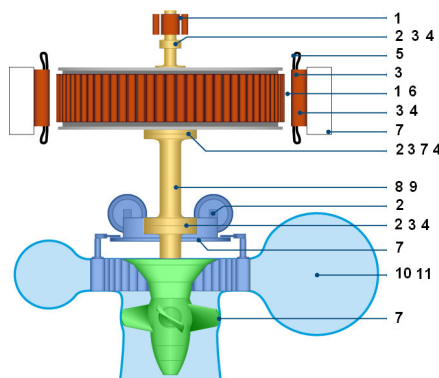


Figura 6. Exemplo de parâmetros físicos monitorados em uma unidade hidrogeradora (Rennó Neto, 2005)

Como pode se perceber, de acordo com o exposto acima, o monitoramento da vibração é fundamental para um eficiente sistema de monitoramento e diagnóstico. Desta forma, a seguir, são apresentados os conceitos básicos sobre vibração, como a vibração pode indicar um defeito na máquina, como este parâmetro é medido e as principais fontes de vibração em uma unidade hidroelétrica.

4. VIBRAÇÃO: CONCEITOS BÁSICOS, IDENTIFICAÇÃO DE DEFEITOS E SENSORES USADOS

4.1. Conceitos Básicos

Um corpo vibra quando descreve um movimento oscilatório em relação a um sistema de referência. Ou seja, vibração pode ser definida como um movimento de oscilação de um corpo em torno de sua posição de equilíbrio. A frequência de um movimento vibratório é o número de oscilações completas por intervalo de tempo. A frequência é usualmente utilizada em unidades Hz (ou ciclo/segundo). Na análise de vibrações em máquinas é importante definir o modelo representativo da dinâmica de máquinas. Diferentes técnicas de modelagem podem ser adotadas. Para efeito de análise será considerado o modelo que descreve o comportamento do sistema em termos dos elementos físicos, massa, mola e amortecimento, semelhante ao sistema massa-mola.

O número de graus de liberdade (GDL) indica o número de coordenadas para descrever o movimento de um dado sistema. As coordenadas podem ser de movimento linear (translação) e angular (rotação). Os modelos podem ser simples de um grau de liberdade, ou seja, se movimentam em apenas uma direção, e complexos quando descritos por vários graus de liberdade, ou seja, têm a possibilidade de se movimentarem em várias direções.

Uma das classificações das vibrações refere-se há ou não uma força excitadora agindo no sistema vibratório durante seu movimento, ou seja, pode-se ter vibração livre ou vibração forçada. No primeiro caso, a massa do sistema é deslocada de sua posição de equilíbrio e então liberada. Caso não haja amortecimento no sistema, este oscilará indefinidamente, e se for um sistema de 1 grau de liberdade, este oscilará na sua frequência natural. Se houver um leve amortecimento, então o sistema oscilará na frequência natural amortecida (se o sistema for de 1GDL) e irá parar depois de certo tempo. No caso vibração forçada sempre haverá a presença de uma força externa (excitadora) agindo no

sistema durante o movimento. Se a força excitadora for expressa por uma função harmônica, então a vibração (resposta) do sistema será também harmônica e com mesma frequência da força harmônica externa. Se a frequência da força externa for igual a frequência natural do sistema (ou igual a uma das frequências naturais se o sistema possuir vários GDL), então surgirá o fenômeno da ressonância, que faz com que o sistema fique submetido a grandes amplitudes de vibração. Se a força excitadora não for harmônica, mas periódica, então matematicamente esta função pode ser expressa como uma série de funções harmônicas (é o que representa a Série de Fourier). Neste caso (sendo o sistema linear) então a vibração (resposta) do sistema será também periódica contendo as mesmas frequências da função excitadora periódica.

O movimento vibratório pode ser visualizado no domínio do tempo ou no domínio da frequência. A Fig. (7) mostra a correspondência entre esses dois domínios de uma a vibração constituída de três componentes harmônicas. A Fig. (7a) mostra a forma de onda da vibração e a Fig. (7b) mostra o espectro de frequências, ou seja, mostra um gráfico contendo as amplitudes e frequências de cada componente harmônico do sinal de vibração. A Fig. (7c) mostra em um gráfico 3D as duas informações anteriores.

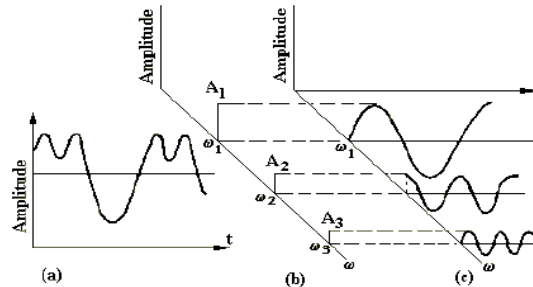


Figura 7. (a) Vibração no domínio do tempo (b) Espectro de frequências (c) Componentes do sinal de vibração.

4.2. Identificação de Defeitos

A análise da vibração medida de uma máquina vibração pode ser usada para fornecer informações úteis a respeito do estado de uma máquina; e permite a descoberta de possíveis problemas antes que as conseqüências tornem-se severas. Esta medição e análise podem ser feitas tanto no domínio do tempo quanto no domínio da frequência.

O monitoramento da vibração no domínio do tempo consiste em medir periodicamente o nível de amplitude do histórico temporal do deslocamento, velocidade ou da aceleração da vibração. Este nível de amplitude é denominado de nível global, e é geralmente a média rms (raiz média quadrática) do sinal ou o valor de pico ou o valor pico-a-pico do sinal, conforme ilustra Fig. (8a).

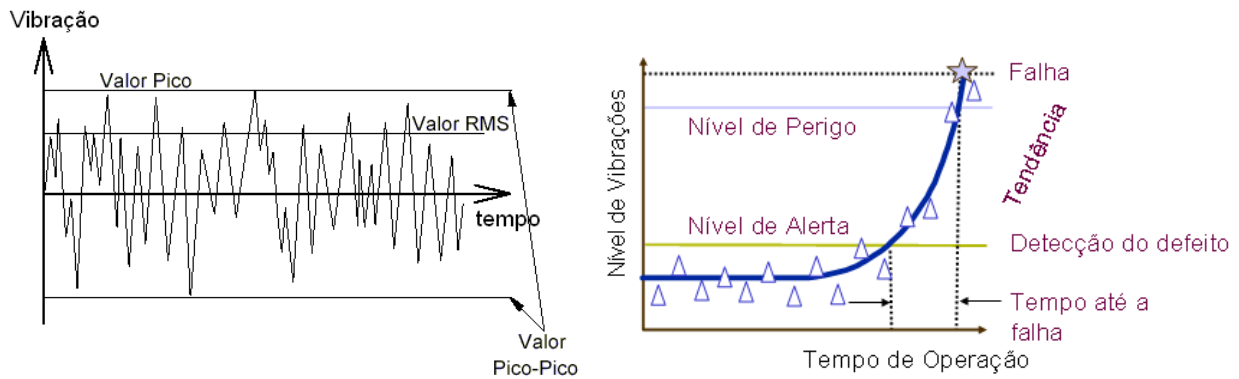


Figura 8. (a) Vibração no domínio do tempo mostrando diferentes formas de quantificar o nível global; (b) Gráfico da Tendência da Vibração..

As medições periódicas do nível global podem ser colocadas em um gráfico para visualização do crescimento ou não deste nível. Este é o gráfico de Tendência da Vibração, ilustrado na Fig. (8b). Neste gráfico pode-se verificar a evolução do nível de vibração ao longo do tempo de operação da máquina, Quando este nível alcançar um determinado valor - valor de alarme - então deve haver a parada da máquina para a manutenção. Este valor de alarme é ditado por normas técnicas. As principais normas usadas no Brasil são a NBR 10082 e a ISO 2372.

O monitoramento da vibração no domínio do tempo indica que pode haver ou não um defeito no equipamento, mas não localiza o defeito. A localização do defeito, ou melhor, a identificação do tipo e do local onde está o defeito é alcançada através do monitoramento no domínio da frequência, ou seja, através da análise espectral do sinal. Análise espectral significa analisar os níveis de vibração de cada componente harmônica contida no sinal (os espectros de frequência).

Para o entendimento de como a análise espectral pode localizar um defeito, deve-se atentar que todo defeito gera uma força dinâmica de excitação com uma frequência característica; e já são conhecidas as frequências características

de diferentes tipos de defeitos. Na Tab. (1) são apresentados alguns tipos de defeitos e as suas respectivas frequências características. Nesta tabela o termo $1\times$ RPM significa a velocidade de rotação da máquina, $2\times$ RPM significa duas vezes a velocidade de rotação e assim por diante.

Tabela 1. Alguns tipos de defeitos em máquinas e as suas frequências características.

Causa	Amplitude	Frequência	Considerações
Desbalanceamento	Proporcional ao desbalanceamento	$1\times$ RPM	Causa mais comum de vibrações
Desalinhamento	Maior na direção axial (50% acima da radial)	$1\times$ RPM Normal $2, 3\times$ RPM algumas vezes	Melhor identificada pela grande amplitude axial
Engrenagens com defeito ou ruído	Baixa - Medir velocidade e aceleração	Muito alta - número de dentes X RPM	Recomenda-se a análise de frequências de ordem alta
Elementos mecânicos soltos	Errática algumas vezes	$2\times$ RPM	Acompanhado de desbalanceamento e/ou desalinhamento
Correias em mau estado	Errática ou pulsante	1, 2, 3, $4\times$ RPM da correia	Usar a lâmpada estroboscópica para congelar a correia
Elétrica	Desaparece quando a potência é desligada	$1\times$ RPM e/ou 1 e $2\times$ a frequência síncrona	A vibração desaparece quando a máquina é desligada da rede

Em um espectro de frequências, surgem as respostas da máquina a cada de força de excitação a qual a mesma é submetida, e estas respostas ocorrem nas frequências das forças de excitação, ou seja, nas frequências características de defeitos. Portanto, em um espectro de frequências, devem-se verificar quais são as frequências onde ocorrem os maiores valores de amplitude de vibração e em seguida correlacionar estas frequências com as frequências características de defeitos já conhecidas (tabeladas). Na seção 5 são apresentados alguns tipos de defeitos que ocorrem em hidrogenadores e suas frequências características. A Fig. (9) ilustra um espectro de frequências relacionando cada pico de frequência com um componente da máquina.

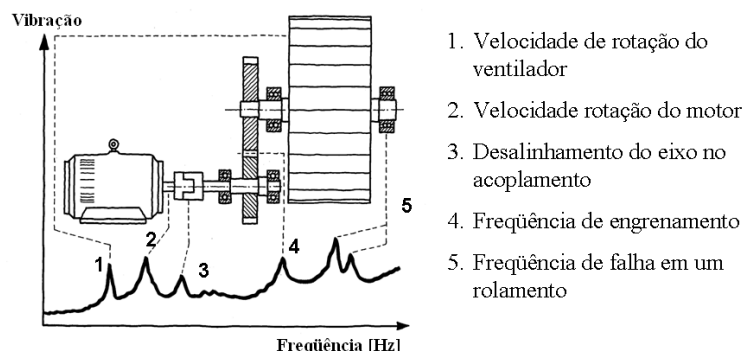


Figura 9. Exemplo de um espectro de frequências de uma máquina.

4.3. Sensores Usados na Medição da Vibração

Os sensores de vibração mais utilizados são o acelerômetro e o sensor de proximidade indutivo. O acelerômetro piezoelétrico (Fig. (10a)) é considerado o transdutor padrão para medidas de vibração em máquinas, devido às suas vantagens de ampla faixa de frequência de utilização, fácil fixação e baixo peso. A faixa de frequência útil do acelerômetro é bastante larga, estendendo-se de poucos Hz até várias dezenas de kHz.

A resposta a alta frequência é limitada pela ressonância da massa sísmica acoplada com a rigidez da mola e do próprio cristal. Esta ressonância produz um pico em torno de 30 kHz para acelerômetros comumente usados. A regra prática é que a faixa máxima utilizável do acelerômetro é em torno de $1/3$ de sua frequência natural.

Geralmente o acelerômetro é posicionado nos mancais das máquinas e a forma de fixação do acelerômetro influi na sua faixa útil. A melhor forma de fixação do acelerômetro é através de parafuso prisioneiro, qualquer outra forma de fixação reduz esta faixa útil. Atualmente, a maioria dos acelerômetros construídos nos dias atuais é do tipo voltagem, ou seja, já há um circuito interno integrado a eles que dispensa o uso de amplificadores de carga. São também conhecidos como acelerômetros ICP.

Os sensores de proximidade (Fig. (10b)) são transdutores sem contato usados para medir o deslocamento de uma estrutura vibrante (rotativa ou não). A operação destes sensores baseia-se em princípios eletromagnéticos.

Basicamente, um sinal de alta frequência, em torno de 1,5 MHz, é gerado no Oscilador-Demodulador (denominado em inglês por *probe driver* ou *proximitor*) e enviado à ponta do sensor gerando um campo magnético na mesma. Com a

aproximação de uma superfície metálica (do eixo, por exemplo) há a geração de correntes parasitas (*eddy currents*) na superfície metálica dissipando energia no campo magnético, enfraquecendo o sinal do oscilador-demodulador. Este sinal possui componentes AC e DC. A componente AC representa o movimento da superfície metálica em relação à ponta do sensor (isto é, uma vibração livre), ao passo que a componente DC representa a distância média entre a superfície metálica e o sensor. Ambas as componentes fornecem informações importantes, a componente AC é realmente a de interesse para a medição de vibração. Neste caso, o sinal DC pode ser eliminado com a inclusão de um filtro passa-alta na cadeia de medição.

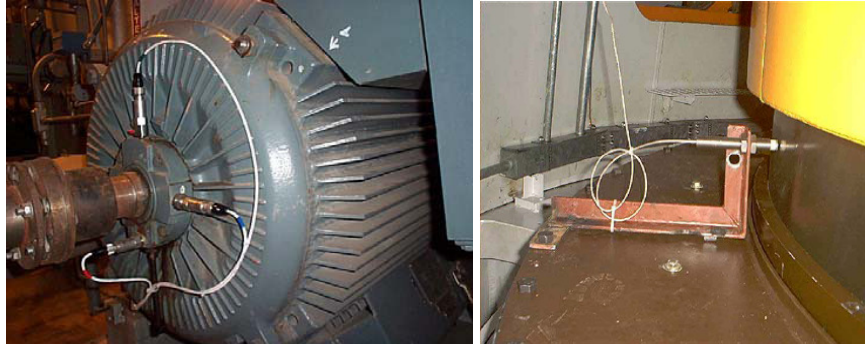


Figura 10. (a) Acelerômetros; (b) Sensor de proximidade.

5. FONTES DE VIBRAÇÃO EM HIDROGERADORES

Em hidrogeradores, a vibração resultante pode ser causada por defeitos provenientes de diversas fontes. Essas fontes podem ser classificadas em fontes mecânicas, hidráulicas e elétricas. A seguir, cada tipo de fonte com os seus respectivos defeitos são discutidos.

5.1. Fontes Mecânicas

As principais forças de excitação de origem mecânica que ocorrem em hidrogerador são as provenientes do desbalanceamento, desalinhamento e instabilidade do filme de óleo dos mancais hidrodinâmicos.

O desbalanceamento é a distribuição assimétrica de massa em torno do eixo de rotação. Este tipo de defeito é a principal causa de vibrações em máquinas e equipamentos rotativos. A presença do desbalanceamento como o único problema na máquina, resulta um espectro com uma componente bem definida na frequência de rotação da máquina, conforme ilustra a Fig. (11a) e esta característica é bem mais pronunciada no espectro resultante de uma medição feita radialmente ao eixo do rotor.

Durante a operação, o desbalanceamento pode ser provocado por inclusão de defeitos durante reparos e manutenção, como por exemplo, serviços de centragem e nivelamento do conjunto girante, ajustagem dos mancais, troca dos pólos do gerador, deformação do estator e rotor e deposição do material de solda para correção das erosões de cavitação em pás da turbina hidráulica (Pinho *et al*, 2004).

O desalinhamento é a condição em que os eixos da máquina motriz e da máquina motora não estão localizados na mesma linha de centro. Também é uma das principais causas de vibrações em máquinas (Nakhaeinejad e Ganeriwala, 2009). A Fig.(11b) apresenta um espectro de frequências de uma máquina desbalanceada: a primeira harmônica sempre surge, a segunda, comumente, e a terceira, surge às vezes. As amplitudes dos picos são mais pronunciadas quando o espectro é resultante de uma medição na direção axial do eixo do rotor.

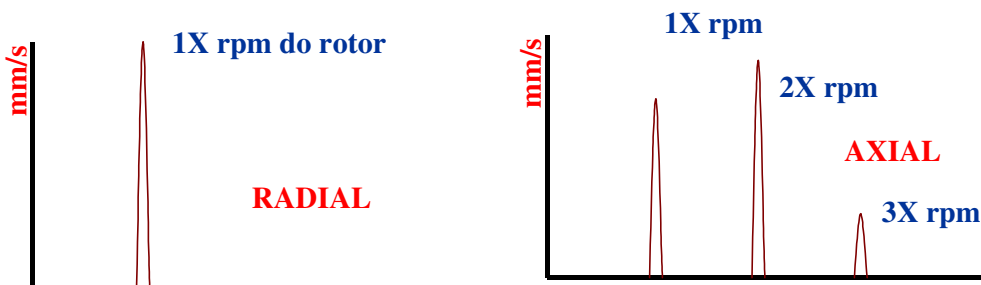


Figura 11. (a) Espectro de frequência de uma máquina com desbalanceamento rotativo; (b) Espectro de frequência de uma máquina com desalinhamento.

O problema da instabilidade em filme de óleo ocorre em mancais hidrodinâmicos. A interação entre o eixo rotativo e o filme de óleo causa um comportamento dinâmico instável fazendo surgir uma vibração auto-excitada denominada

de *oil whirl*. Este fenômeno foi descoberto por Newkirk e Taylor (1924) e ainda é motivo de extenso estudo por partes de pesquisadores (Muszinska, 1988; Bently, 2002). Esta vibração ocorre em uma frequência em torno da metade da velocidade de rotação da máquina. Se a velocidade de rotação estiver aumentando, no momento em que a frequência do *oil whirl* coincidir com a primeira frequência natural do sistema, esta instabilidade se tornará mais severa e denominada de *oil whip*. Isto ocorrerá quando a frequência de rotação for próxima de duas vezes a primeira frequência natural do sistema. A frequência de *oil whip* torna-se constante, mesmo se a velocidade de rotação continuar aumentando. A Fig. (12) mostra um Diagrama em Cascata, onde estes surgem as frequências destas instabilidades. Um Diagrama em Cascata é um gráfico em três dimensões que mostra a variação do espectro em função da velocidade de rotação da máquina.

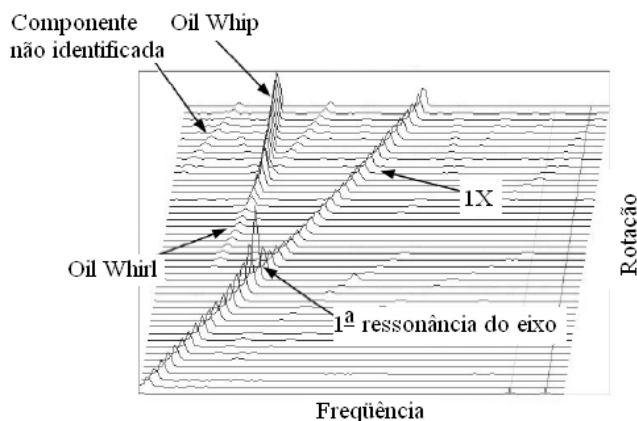


Figura 12. Diagrama em Cascata mostrando as instabilidades Oil Whirl e Oil Whip (SpectraQuest, 2006).

5.2. Fontes Hidráulicas

As fontes hidráulicas de vibrações são aquelas decorrentes de perturbações que surgem no escoamento do fluido através da turbina. Dentre estas fontes, tem-se a perturbação do fluxo devido a presença do pré-distribuidor; fluxo não uniforme à montante do rotor devido a velocidades não uniformes no espaço entre as aletas do distribuidor e devido aos vórtices formados nestas aletas; desalinhamento do rotor de turbina radial-axial na direção vertical em relação as aletas do pré-distribuidor; separação do fluxo na pás do rotor; formação de vórtices no interior de tubos de sucção curvos; pulsações de pressão ocorrendo na tubulação de adução da turbina e operação da turbina sob condições de cavitação (Pinho *et al*, 2004).

A cavitação é um fenômeno que consiste basicamente na evaporação do líquido em pontos onde a pressão estática do líquido diminui até ser igual ou menor que a pressão de saturação do líquido na temperatura em questão. Nestes pontos de baixa pressão começará aparecer pequenas bolhas de vapor as quais aumentarão com a diminuição da pressão. Quando as bolhas se deslocam para lugares de alta pressão há o colapso, onde as bolhas explodem energeticamente. O efeito erosivo da cavitação depende da magnitude do nível de cavitação e das propriedades de resistência à fadiga do material (Escaler *et al*, 2006). O sinal de vibração de uma turbina com cavitação é um sinal tipicamente aleatório. A Fig. (13a) mostra o histórico temporal do sinal de vibração durante a evolução da cavitação. Na esquerda da Fig. (13a), a cavitação está iniciando e à direita, a cavitação foi desenvolvida extensivamente (Koivula, 2000). Desta forma, o espectro de frequências de uma medição (em uma turbina com cavitação) apresentará uma banda estreita de frequência de vibração aleatória localizada na faixa de altas frequências. A Fig. (13b) ilustra este espectro. Neste espectro, o pico 1X corresponde à frequência de rotação da máquina e o pico BPF (*Blade Passage Frequency*) corresponde a frequência de passagem das pás, que igual a rotação vezes o número de pás do rotor da turbina.

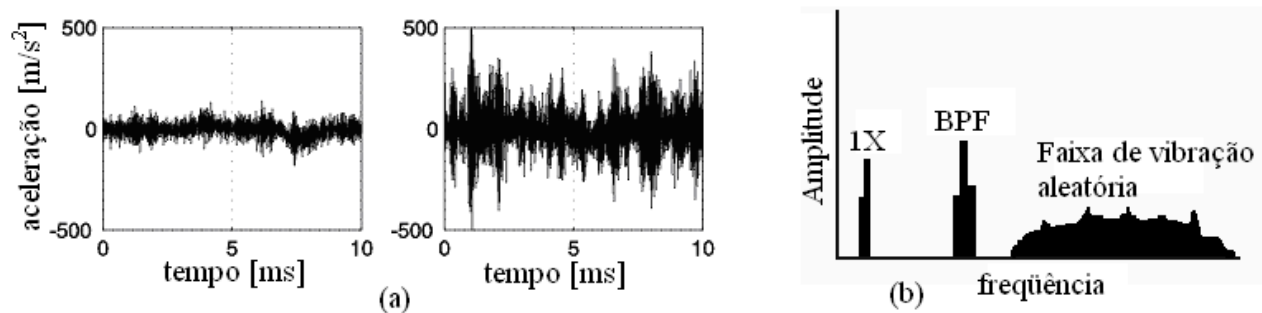


Figura 13. (a) Gráficos da vibração no domínio do tempo para a propagação da cavitação (Koivula, 2000); (b) Espectro de frequências contendo cavitação.

5.3. Fontes elétricas de vibrações em hidrogerador

As vibrações causadas por falhas de origem elétrica são normalmente o resultado de forças magnéticas desequilibradas que agem sobre o estator e o rotor. Um gerador elétrico de uma unidade hidráulica operando sob condições normais apresenta forças de origem eletromagnética atuando no conjunto rotor – estator, em virtude do fluxo magnético presente (Brito, 2002)

Ocorre também a presença de forças de origem elétrica causadas pela não uniformidade do entreferro entre o estator e o rotor, pelo curto-circuito dos pólos do rotor e pelo curto-circuito das bobinas do estator. A não uniformidade do entreferro pode ser resultante da não circularidade do estator, da não circularidade do rotor ou de ambos. E costumam ser a causa das vibrações em unidades hidrogeradoras em virtude dos esforços aplicados na estrutura pela presença do fluxo magnético não uniforme.

Essas não uniformidades (defeitos) podem ser verificadas através de medições pontuais da distância entre os pólos do rotor e as bobinas do estator (entreferro). Essas medições podem ser feitas de forma manual ou automática, utilizando-se para isso de um sistema de medição de entreferro e sensores. A Fig. (14) ilustra casos de centralização de rotor e estator.

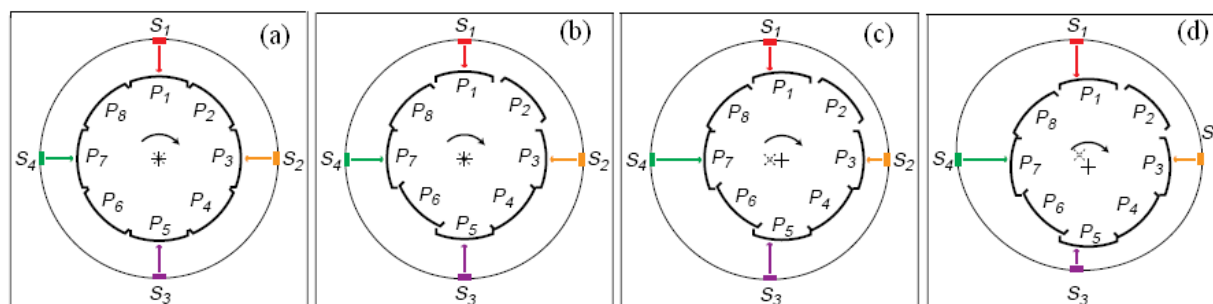


Figura 14. Avaliação do entreferro: (a) rotor e estator perfeitos; (b) rotor irregular em estator perfeito (centralizado); (c) rotor irregular em estator perfeito (não centralizado); (d) rotor irregular em estator irregular (Metzeker, 1999).

Estas forças, de origem elétrica, surgem durante a operação da unidade hidrogeradora quando a mesma se encontra excitada eletricamente, e atuam sobre os diferentes elementos da unidade, em conjunto ou não com outras forças de natureza mecânica ou hidráulica, fazendo surgir uma perturbação em forma de vibração que irá se propagar ao longo da estrutura da unidade hidrogeradora (Pinho, *et al*, 2004)

A frequência de vibração relacionada com as falhas do rotor se manifesta em uma vez a frequência de rotação do rotor e quase sempre com bandas laterais de duas vezes a frequência de escorregamento do rotor. Por outro lado, a frequência de vibração relacionada com as falhas do estator se manifesta em duas vezes a frequência da rede.

Quando uma corrente circula através das bobinas do gerador é estabelecida uma força magnetomotriz sobre o rotor e uma força de indução magnética no entreferro. Uma assimetria do entreferro entre o rotor e estator, por exemplo, quando o rotor está elíptico devido a deslocamento radial de pólos individuais, leva a uma força radial unidirecional direcionada para cima do ponto onde o entreferro é menor.

Se algumas das bobinas de campo do rotor estão curto circuitadas, ou parcialmente ligadas por uma resistência externa, a distribuição da indução magnética no entreferro torna-se desigual e existe uma força resultante unidirecional que, atuando sobre o rotor e o estator, leva a vibrações na frequência que pode ser um múltiplo da velocidade de rotação do eixo da unidade geradora.

Os defeitos no estator geralmente se refletem como aquecimentos localizados causados por curto-circuito no ferro. Isto pode ser ocasionado por falhas no isolamento, causados por contaminações, abrasão ou oscilação de tensão. No curto-circuito de espiras, geralmente algumas espiras de um jogo de bobinas encontram-se queimadas. Este defeito pode ser causado por: falha na camada de verniz do fio de cobre, instalação não adequada das bobinas na ranhura ou problemas inseridos na etapa de montagem do estator ou rotor.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Brasil possui a maior parte de sua energia elétrica sendo gerada por centrais hidrelétricas; e uma parada não programada de uma unidade geradora de uma central se traduz em um grande prejuízo financeiro à concessionária. Portanto, é de suma importância que as unidades hidrogeradoras possuam planos de manutenção eficientes. Neste sentido, este trabalho apresentou um resumo sobre a importância do monitoramento de múltiplas variáveis, emitidas pelas máquinas durante o seu funcionamento, e em especial sobre a variável vibração. Fez-se um resumo dos conceitos básicos de vibração e como esta variável pode ser usada para fornecer um diagnóstico do estado de uma unidade hidrogeradora. Nesta discussão apresentou-se uma classificação das causas da vibração em hidrogeradores: causas mecânicas, hidráulicas e elétricas. Este artigo foi resultado da primeira parte da pesquisa intitulada “Desenvolvimento de Sistema de Diagnóstico e Base de Conhecimento para Auxílio à Manutenção Preditiva de Hidro-Generadores” fomentada pelas Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (Eletronorte).

7. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (Eletronorte) pelo suporte financeiro.

8. REFERÊNCIAS

- ANEEL, 2008, Agência Nacional de Energia Elétrica, Disponível em: <<http://www.anel.gov.br>>
- Bently, D., 2002, "Fundamentals of Rotating Machinery Diagnostics", Ed. Bently Pressurized Bearing Company, Canada, 726 p.
- Brito, J.N., 2002, "Desenvolvimento de um sistema inteligente híbrido para diagnóstico de falhas em motores de indução trifásicos". Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, Brasil.
- Escaler *et al.*, 2006, "Detection of cavitation in hydraulic turbines". Mechanical Systems and Signal Processing. Vol. 20. pp. 983-1007.
- Koivula, T., 2000, "On cavitation in fluid power". 1st FPNI-PhD Symp. Hamburg 2000, pp. 371-382.
- Metzeker *et al.*, 1999, "UHE Igarapava – Como o monitoramento do entreferro evitou danos de grande monta no gerador", Disponível em: <<http://www.vibrosystem.com/pdf/IGARESTD.PDF>>.
- Muszynska, A., 1988, "Stability of Whirl and Whip in Rotor Bearing System", Journal of Sound and Vibration, n.127, v. 1, pp.49-64.
- Nakhaeinejad, M., Ganeriwala, S., 2009, "Observations on Dynamic Responses of Misalignments", Note Tech, SpectraQuest Inc., Disponível em: <<http://www.spectraquest.com>>.
- Newkirk, B. L., and Taylor, H. D., 1924, "Shaft Whipping", General Electric Review, Vol. 27, n. 3, pp. 169-178.
- Pellegrini, C. e Scola, L., 2005, "Geração de Potência", Departamento de Ciências Térmicas e dos Fluidos. Universidade Federal de São João Del Rei.
- Pinho *et al.*, 2004, "Experiência da Cesp em monitoramento de vibração". II Encontro Nacional de Monitoramento de Máquinas Rotativas". Belém, Brasil.
- Rennó Neto, F., 2006, "Sistemas On-Line de Monitoramento", 1o Simpósio de Gestão e Monitoramento de Aproveitamentos Hidroenergéticos - I SIGMA, Belo Horizonte-MG.

9. DIREITOS AUTORAIS

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo do material impresso incluído no seu trabalho.

ON VIBRATION SIGNALS IN THE MONITORING OF HYDRO POWER UNITS

Ednelson da Silva Costa, ednelsoncosta@yahoo.com.br¹

Anderson José Costa Sena, ajcsena@gmail.com²

Alexandre Luiz Amarante Mesquita, alexmesq@ufpa.br¹

¹Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Pará, Rua Augusto Corrêa, 01. Bairro: Guamá. CEP: 66075-110. Belém-PA.

²Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará, Rua Augusto Corrêa, 01. Bairro: Guamá. CEP: 66075-110. Belém-PA.

Abstract: *Hydrogenerator units are generally well constructed and robust, however, the possibility of defects is inevitable. For monitoring and diagnosis of defects in critical components, it is necessary a good theoretical knowledge of the monitored variables. Thus, this work initially presents a summary of the main components of a hydrogenerator and then discusses the need to measure multiple variables of the unit for monitoring and diagnosis. Finally, it is presented a discussion of the vibration variable. Comments are made on the basic theory of vibration, then, it is shown how the vibration signals can be processed to provide further details about the state of a hydrogenerator, i.e., how this variable can provide information about possible mechanical, electrical and hydraulic problems.*

Keywords: *Vibration; Hydrogenerators; Hydraulic Turbine, Monitoring.*