



PROJETO DE GRADUAÇÃO

**SISTEMAS DE MONITORAÇÃO DE TURBINAS
HIDROCINÉTICAS**

Por,

João Marcos Ribeiro de Santa Ana

Matheus Zegatti e Silva

Brasília, 01 de Dezembro de 2014

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Mecânica

PROJETO DE GRADUAÇÃO

SISTEMAS DE MONITORAÇÃO DE TURBINAS HIDROCINÉTICAS

POR,

João Marcos Ribeiro de Santa Ana

Matheus Zegatti e Silva

Relatório submetido como requisito para obtenção
do grau de Engenheiro Mecânico.

Banca Examinadora

Prof. Alberto C G. C. Diniz, UnB/ ENM (Orientador)

Prof. Aline Souza de Paula, UnB / ENM

Prof. Taygoara Felamingo de Oliveira, UnB / ENM

Brasília, 01 de Dezembro de 2014

Neste trabalho é proposto um sistema de monitoração para o conjunto gerador da Turbina Hidrocinética HTUC-01, que vem sendo desenvolvida pela equipe do Projeto Tucunaré, uma parceria entre a Universidade de Brasília - UnB, a Eletronorte e outras universidades. O sistema de monitoração visa permitir avaliações de performance do conjunto gerador em funcionamento, fazendo parte de um programa de manutenção preditiva, também conhecida como manutenção baseada na condição (MBC). Considerando que a literatura sobre sistemas de monitoração de turbinas hidrocinéticas é bastante limitada, fez-se um estudo dos sistemas usados em turbinas eólicas e hidráulicas na tentativa de adaptá-los às turbinas hidrocinéticas, visto a grande semelhança entre os princípios de funcionamento e os componentes. Foram definidas as grandezas que devem ser medidas e suas respectivas posições de medição, ao mesmo tempo que foi especificada a instrumentação de trabalho e suas exigências. Nesse projeto também houve uma preocupação em utilizar um orçamento reduzido e ter baixas exigências de manutenção.

ABSTRACT

In this work is proposed a monitoring system for the generator set of the hydrokinetic turbine HTUC-01 that has been developed by the Project Tucunaré team, a partnership between the University of Brasilia - UnB, Eletronorte and other universities. The monitoring system seeks to allow assessments of performance of the generator set on load, playing a role in a predictive maintenance program, also known as condition-based maintenance (CBM). Since the literature about monitoring systems of hydrokinetic turbines is limited, systems applied in wind and hydraulic turbines were studied and an attempt was made to adapt it for the hydrokinetic turbines, for the similarity between the operating principles and components of both are huge. The quantities that need to be measured were defined, along with the positions in the system it had to be done, what equipment will be used to do that and the specifications of the equipment used. This project was also concerned about being a low-budget project and having low maintenance requirements.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1	OBJETIVO E METODOLOGIA.....	4
2.	CONTEXTO GERAL DE MANUTENÇÃO	6
3.	MANUTENÇÃO BASEADA NA CONDIÇÃO (MBC)	9
3.1	MBC OFFLINE	11
3.1.1	INSPEÇÃO VISUAL	11
3.1.2	ANÁLISE DE ÓLEO.....	12
3.2	MBC ONLINE.....	13
3.2.1	ANÁLISE DA ASSINATURA VIBRACIONAL	15
3.2.2	MONITORAMENTO DE TEMPERATURA	34
4.	SISTEMA DE MONITORAMENTO DA CONDIÇÃO.....	35
4.1	SISTEMAS SCADA.....	36
5.	MONITORAMENTO DE TURBINAS.....	40
5.1	TURBINAS HIDRÁULICAS TIPO BULBO	42
5.1.1	CONFIGURAÇÃO DA TURBINA HIDRÁULICA TIPO BULBO	42
5.1.2	SISTEMA DE MONITORAMENTO DE UMA TURBINA HIDRÁULICA TIPO BULBO	45
5.2	TURBINAS EÓLICAS	47
5.2.1	CONFIGURAÇÃO DE UMA TURBINA EÓLICA	47
5.2.2	ANÁLISE DA CONFIABILIDADE EM TURBINAS EÓLICAS	49
5.2.3	SISTEMA DE MONITORAMENTO DE UMA TURBINA EÓLICA.....	55
6.	TURBINA HIDROCINÉTICA.....	68
6.1	CONFIGURAÇÃO DA TURBINA HIDROCINÉTICA	68

6.1.1	ROTOR	70
6.1.2	SELO MECÂNICO	71
6.1.3	MANCAL E ROLAMENTOS.....	72
6.1.4	EIXO DE ENTRADA DA CAIXA MULTIPLICADORA.....	72
6.1.5	CAIXA MULTIPLICADORA	73
6.1.6	ACOPLAMENTO	73
6.1.7	FREIO	74
6.1.8	GERADOR	75
6.1.9	NACELE.....	75
6.2	SISTEMA DE MONITORAMENTO PROPOSTO PARA A TURBINA HIDROCINÉTICA	76
6.2.1	ROTOR	77
6.2.2	MANCAL	77
6.2.3	CAIXA MULTIPLICADORA	79
6.2.4	GERADOR	83
6.2.5	NACELE.....	84
6.2.6	AQUISIÇÃO DE DADOS.....	87
6.2.7	LISTA DE EQUIPAMENTOS.....	89
7.	COMENTÁRIOS E CONCLUSÃO.....	92
8.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	94

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Matriz de Oferta de Energia Elétrica (Ministério de Minas e Energia, 2010).....	1
Figura 1.2 - Potencial hidrelétrico brasileiro por região (Ministério de Minas e Energia, 2010)	2
Figura 1.3 - Protótipo de Turbina Hidrocinética desenvolvido pela UnB (Tiago, 2003)	3
Figura 1.4 - Projeto de parque de turbinas hidrocinéticas a ser implementado em Anglesey - País de Gales (Marine Current Turbines, 2014).	3
Figura 1.5 - Turbina Hidrocinética instalada em Strangford Lough - Irlanda do Norte (Marine Current Turbines, 2014).....	4
Figura 2.1 - Tipos de Manutenção (Adaptado de Simei).....	6
Figura 3.1 - Os três passos da MBC (Mecabô, 2007).	9
Figura 3.2 - MBC Offline (curva sólida) e MBC Online (curva pontilhada) (Traduzido de Wiggelinkhuizen, 2008).....	14
Figura 3.3 - Instrumental básico de medição de vibrações (Adyles, 2004).	16
Figura 3.4 - Curva de resposta característica do acelerômetro (Sequeira, 2005).....	16
Figura 3.5 - Corte de um acelerômetro piezoelétrico (Almeida, 2008)	18
Figura 3.6 - Diagrama representativo de blocos do amplificador (Adyles, 2004).	18
Figura 3.7 - Diagrama típico do monitoramento periódico de um ponto de inspeção de uma máquina (Adyles, 2004).....	21
Figura 3.8 - Esquema recomendado para montagem dos transdutores de deslocamento segundo a norma ISO 7919-1 (Adyles, 2004).....	23
Figura 3.9 - Valores Recomendados para máximo deslocamento relativo do eixo em função da velocidade de rotação (ISO 7919, 2009).....	24
Figura 3.10 - Métodos de análise pelo nível global de vibração.....	25
Figura 3.11 - Variação do Espectro de Vibração de um Redutor de Engrenagens em diversas situações (Adyles, 2004).....	27
Figura 3.12 - Domínio do tempo, frequência e quefrença (UCL, 2007).....	29

Figura 4.1 - Componentes presentes no Sistema de Monitoração da Condição (Traduzido de Inductive Automation)	35
Figura 4.2 – CLP da marca Allen-Bradley, modelo Micrologix 1000 (Traduzido de Singh, 2012).....	37
Figura 5.1 - Comportamento da curva de falha de equipamentos e maquinas eólica ao longo de sua vida (Traduzido de U.S. Army document).....	41
Figura 5.2 - Configuração da turbina Bulbo (Real et al., 2013).....	43
Figura 5.3 - Diagrama do sistema de monitoração da turbina bulbo (Tétreault e Gomes, 2011)	46
Figura 5.4 - Componentes de uma turbina eólica (Centro Brasileiro De Energia Eólica - CBEE / UFPE, 2000).	47
Figura 5.5 - Taxa de falha em componentes da turbina eólica (Traduzido de Tavner et al., 2009).....	52
Figura 5.6 - Taxa de falha e período de inatividade em componentes de turbinas eólicas (Traduzido de Tavner et al., 2009).	52
Figura 5.7 - Taxa média de falha em modelos da empresa LKW: Período de 1993 – 2004 (Traduzido de Tavner et al., 2009).	53
Figura 5.8 -Diagrama da bancada de testes e configuração de monitoração utilizada pela NREL (Traduzido de Sheng et al., 2011).	56
Figura 5.9 - Disposição de acelerômetros para MBC do conjunto eletromecânico de uma turbina eólica (Traduzido de Sheng et al., 2011).	56
Figura 5.10 - Ilustração de uma típica monitoração contínua, em tempo real, do óleo lubrificante (Traduzido de Sheng et al., 2011).	58
Figura 5.11 - Falhas nas engrenagens (a esquerda) e na na pista interna de rolamentos (a direita) (Sheng et al., 2011).	58
Figura 5.12 - Fratura no dente da engrenagem (a esquerda) e contaminação do óleo lubrificante (a direita) (Sheng et al., 2011).	59
Figura 5.13 - Resultado referente a caixa multiplicadora saudável (S.Sheng et al., 2011).	60
Figura 5.14 - Resultado referente a caixa multiplicadora danificada (Sheng et al., 2011).	60
Figura 5.15 - Leituras do sensor de monitoramento da condição de óleo. (Sheng et al., 2011).	62
Figura 5.16 - Leituras do sensor de monitoramento da condição do óleo (Sheng et al., 2011).	63

Figura 5.17 - Análises de amostras de óleo (Traduzido de Sheng et al., 2011).....	63
Figura 5.18 - Detecção de trinca por meio de três sensores piezoelétricos (Risoe, 2002).....	64
Figura 5.19 - Arranjo básico de um extensômetro elétrico de resistência (Escola de Engenharia de Lorena, 2008).....	66
Figura 5.20 - Estrutura de um extensômetro óptico de rede Bragg / Perfil de índice de refração / Resposta espectral (Traduzido de Wikipedia: Fibre Bragg grating, 2014).....	67
Figura 6.1 - Representação dos componentes da Turbina Hidrocinética (Projeto Tucunaré, 2014).....	68
Figura 6.2 - Vista explodida dos componentes da Turbina Hidrocinética.....	69
Figura 6.3 - Rotor da Turbina da unidade geradora HTUC 01 (Projeto Tucunaré, 2014).....	70
Figura 6.4 - Selo bipartido Flex-A-Seal (Segundo Relatório Parcial do Projeto Tucunaré - Brasil et al., 2013).....	71
Figura 6.5 - Posicionamento do Mancal no conjunto eletromecânico (Fonseca e Araújo, 2013).....	72
Figura 6.6 - Exemplo de Modelo RPS - TGM Transmissões (Fonseca e Araújo, 2013).....	73
Figura 6.7 - Freio hidráulico (Caderno de Especificações da Unidade de Geração Hidrocinética HTUC 01 - Diniz et al., 2014).....	74
Figura 6.8 - Gerador (Fonseca e Araújo, 2013).....	75
Figura 6.9 - Proposta conceitual para a nacele da turbina hidrocinética (Fonseca e Araújo, 2013).....	76
Figura 6.10 - Montagem dos sensores (ISO 7919-5, 2005).....	77
Figura 6.11 - Acelerômetro VIB 6.195 e Sensor de Temperatura VIB 6.610 (Pruftechnik, 2014) e Sensor de Proximidade PCS-302 (Manual VibroSystem, 2014).....	78
Figura 6.12 - Disposição do conjunto de acelerômetros utilizados para realizar a MBC da caixa multiplicadora (Adaptado de Diniz et al., 2014).....	81
Figura 6.13 - Contador de partículas de óleo VIB 6.411 SET - WEARSCANNER (Pruftechnik, 2014).....	81
Figura 6.14 - Sensores VIB 6.610, a esquerda, e VIB 6.620 SET, a direita (Pruftechnik, 2014).....	82
Figura 6.15 - Transmissor de temperatura TTA-200-A (Sensym, 2014).....	85

Figura 6.16 - Transmissor de nível tipo radar sem contato PILOTREK WES/WGS - 140/14N DN 40 (NIVETEC, 2014).....	85
Figura 6.17 - Medidor de vazão SL 3000 Argonaut-SL (Sontek, 2014).....	86
Figura 6.18 - Vibronet SignalMaster (Pruftechnik, 2014)	87
Figura 6.19 - Módulos e sua conexão com o multiplexador (Pruftechnik, 2014).....	88
Figura 6.20 - Vibronet SignalMaster, multiplexadores e sensores (Pruftechnik, 2014)	88
Figura 6.21 - Diagrama geral do sistema de monitoração da turbina hidrocínética.....	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Tipos de manutenção e suas características (Marçal e Susin, 2005)	8
Tabela 3.1 - Faixas de severidade de vibração (NBR 10082).....	21
Tabela 3.2 - Classificação e Avaliação de Máquinas por Níveis de severidade de vibração (NBR 10082).	22
Tabela 3.3 - Fontes de vibração normais de uma máquina (Adaptado de Adyles, 2004).....	30
Tabela 3.4 - Fontes de vibração devidas a defeitos mais comuns (Adaptado de Adyles, 2004).....	31
Tabela 4.1 - Correlações potenciais identificadas por sistema SCADA (Yang et al., 2012)	39
Tabela 5.1 - Taxa média de falha e inatividade anual em parques eólicos (Adaptado e traduzido de Tavner et al., 2009).	50
Tabela 5.2 - Componentes que apresentaram uma maior taxa de falha e um maior período de inatividade por falha (Adaptado e traduzido de Tavner et al., 2009).....	51
Tabela 5.3 - Prioridade de monitoração para componentes da Turbina Eólica. (Adaptada e traduzida de Wisznia, 2013).	54
Tabela 5.4 - Indicação do posicionamento dos sensores. (Traduzido de Sheng et al., 2011).	57
Tabela 5.5 - Resultado de falhas identificadas na monitoração realizada por meio da análise vibracional (Sheng et al., 2011)	61
Tabela 6.1 - Características preliminares do rotor da turbina (Projeto Tucunaré, 2014).....	70
Tabela 6.2 - Características do selo HJ477G EX da EagleBurgmann (Fonseca e Araújo, 2013).....	71
Tabela 6.3 - Especificações do mancal bipartido (Fonseca e Araújo, 2013)	72
Tabela 6.4 - Especificações do acoplamento (Fonseca e Araújo, 2013).....	73
Tabela 6.5 - Especificações do freio hidráulico (Fonseca e Araújo, 2013).	74
Tabela 6.6 - Especificações do gerador (Fonseca e Araújo, 2013).....	75
Tabela 6.7 - Frequência de rotação associada a possíveis falhas da caixa multiplicadora da turbina hidrocínética.....	79

Tabela 6.8 - Acelerômetros utilizados no conjunto de monitoração da caixa multiplicadora 80

Tabela 6.9 - Lista de equipamentos e principais características. (inserir o sensor de monitoração da corrente e voltagem)..... 89

LISTA DE SÍMBOLOS

Siglas

CBM	Condition-Based Maintenance
MBC	Manutenção Baseada na Condição
O&M	Operação e Manutenção
INPA	Instituto Nacional de Pesquisa da Amazônia
MC	Manutenção Corretiva
MP	Manutenção Preditiva
SMC	Sistema de Monitoramento de Condição
ISO	International Organization for Standardization
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CAD	Desenho assistido por computador
TRF	Transformada Rápida de Fourier
AVAC-R	Aquecimento, Ventilação, Ar Condicionado e Refrigeração
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
IHM	Interface Homem-Máquina
CLPs	Controladores Lógicos Programáveis
UTRs	Unidades Terminais Remotas
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NI	National Instruments

1. INTRODUÇÃO

A preocupação mundial com a conservação do meio ambiente cresce a cada dia. Os diversos estudos que comprovam a grande influência que a ação humana tem na degradação do nosso planeta criam uma necessidade urgente de políticas de preservação ambiental em todos os países do mundo. Invariavelmente, qualquer discussão sobre esses tipos de políticas tem de passar por uma avaliação das fontes de energia usadas por uma determinada população. A redução da dependência que muitos países tem de usinas termelétricas é crucial, já que essas usinas utilizam a queima de combustíveis fósseis para gerar a eletricidade desejada, fonte essa que não é renovável e nem limpa.

Dentre os tipos de energia limpa e renovável mais utilizados hoje em dia, pode-se citar, por exemplo, a energia eólica e solar, mas a que domina o cenário brasileiro é a hidrelétrica. Estima-se que mais de 70% da capacidade de geração de energia elétrica instalada no Brasil venha das usinas hidrelétricas (Fig. 1.1), enquanto as termelétricas a gás natural são responsáveis por 5,7%, a biomassa por 5,1%, as nucleares por 2,7%, as de carvão mineral por 1,3% e as de gás industrial residual por 1,5%. Outras fontes energéticas, como a eólica e a solar, são inexpressivas por terem uma participação ainda muito reduzida no cenário nacional (Altino Ventura, 2013).

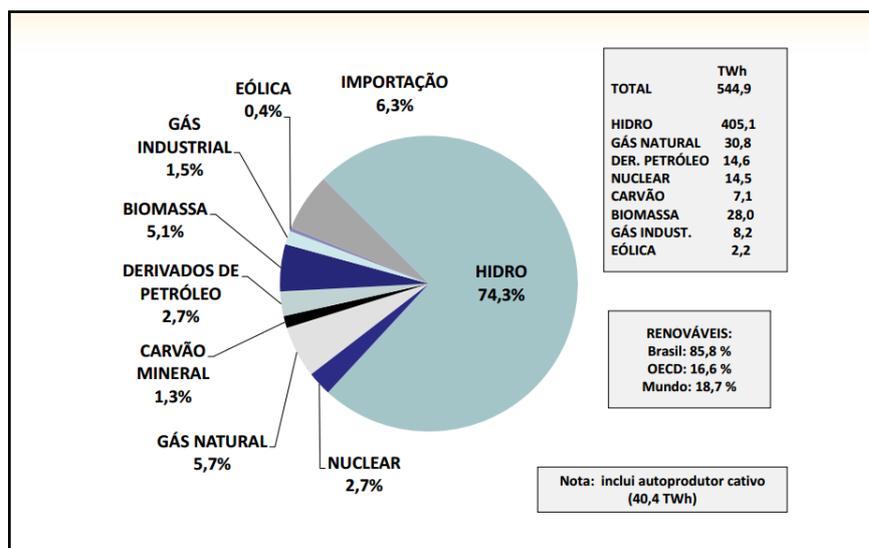


Figura 1.1 - Matriz de Oferta de Energia Elétrica (Ministério de Minas e Energia, 2010)

O Brasil é um país privilegiado devido a sua topografia. Segundo o Plano 2015 da Eletrobrás (1994), último inventário produzido no país, em 1992, a grande quantidade de rios que cortam o país e os desníveis apresentados por eles conferem ao Brasil um potencial hidrelétrico enorme, estimado em 234,4 mil MW. Desse potencial, apenas 34% é explorado, ou seja, ainda existe uma boa margem para crescimento desse setor (Fig. 1.2).

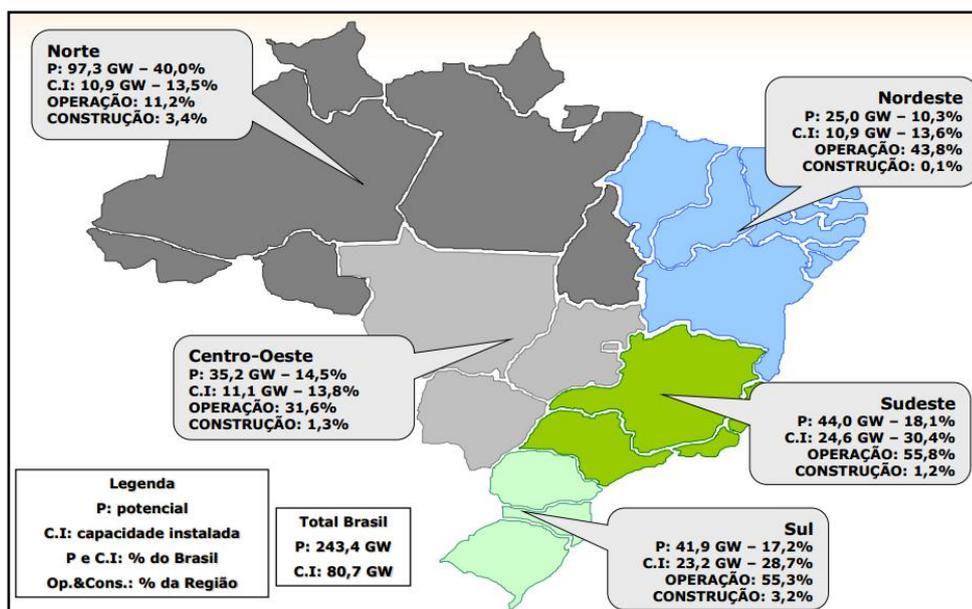


Figura 1.2 - Potencial hidrelétrico brasileiro por região (Ministério de Minas e Energia, 2010)

Apesar de ser uma excelente matriz energética, a construção de uma usina hidrelétrica de grande porte não é simples. Muitas vezes grandes áreas precisam ser alagadas para a construção da represa e famílias que moram nessas regiões precisam ser realocadas. Daí surge uma outra forma de exploração da energia hidráulica que não apresenta esses efeitos colaterais, que é a utilização de turbinas hidrocínéticas, objeto de estudo deste projeto.

As turbinas hidrocínéticas são instaladas no leito do rio e são usadas para gerar energia elétrica a partir da correnteza desse rio. Para o seu funcionamento, não há necessidade da construção de barragens ou de condutos forçados e, por precisarem de uma instalação relativamente simples, essa pode ser uma ótima alternativa para a geração de energia elétrica em regiões afastadas dos grandes centros ou para aproveitar a energia residual da água liberada a jusante de uma usina hidrelétrica.

Projetos que vêm testando a viabilidade e a eficácia das turbinas hidrocínéticas estão sendo realizados dentro e fora do Brasil. Os registros encontrados no meio acadêmico nos apontam que os estudos dessa tecnologia se iniciaram ainda em 1985, em um protótipo de turbina de eixo horizontal desenvolvido no Instituto Nacional de Pesquisa da Amazônia - INPA (Tiago, 2003). Ao longo dos anos alguns projetos foram desenvolvidos, porém o mais atual e que vem chamando mais atenção é o Projeto Tucunaré, que está sendo desenvolvido na Universidade de Brasília. Protótipos já foram construídos e testados em projetos anteriores ao Projeto Tucunaré, como pode ser visto na Fig. (1.3).

O Projeto Tucunaré é uma parceria entre a UnB (dentre outras universidades) e a Eletronorte, que visa introduzir as turbinas hidrocínéticas no Brasil com o objetivo de desenvolver tecnologia inovadora associada ao aproveitamento da energia hidrocínética de corrente. O objetivo é projetar uma

turbina hidrocinética que possa ser instalada em diversos ambientes onde haja correnteza, mas o foco principal está em instalar uma dessas turbinas a jusante da usina hidrelétrica de Tucuruí, no Rio Tocantins.



Figura 1.3 - Protótipo de Turbina Hidrocinética desenvolvido pela UnB (Tiago, 2003)

No âmbito internacional, estudos e projetos de parques de turbinas hidrocinéticas, vem sendo desenvolvidos para implementação de um parque em Anglesey, País de Gales, como mostra a Fig. (1.4). Em Strangford Lough na Irlanda do Norte, o último protótipo construído em larga escala, está em operação desde 2008 e consegue gerar 1.2 MW de energia, utilizando energia proveniente das variações das marés (Fig. 1.5).

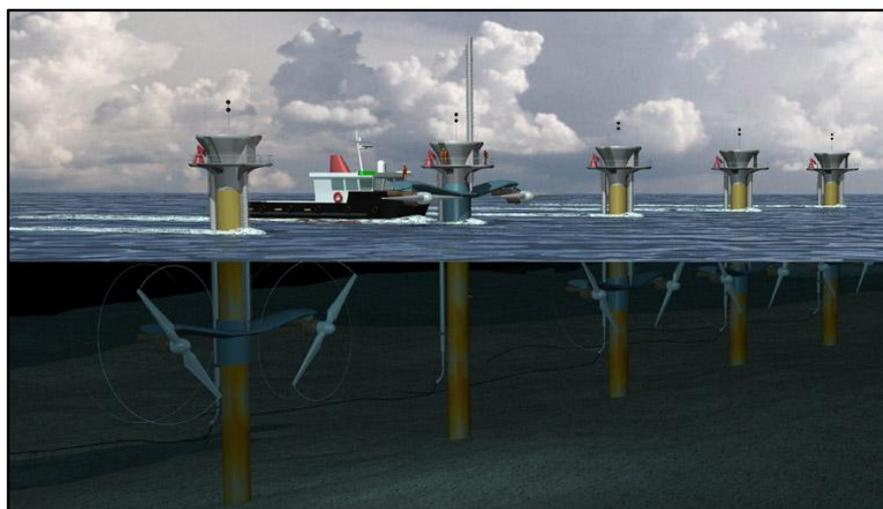


Figura 1.4 - Projeto de parque de turbinas hidrocinéticas a ser implementado em Anglesey - País de Gales (Marine Current Turbines, 2014).



Figura 1.5 - Turbina Hidrocinética instalada em Strangford Lough - Irlanda do Norte (Marine Current Turbines, 2014)

1.1 OBJETIVO E METODOLOGIA

Ao passo que o Projeto Tucunará vai se encaminhando para os seus últimos estágios e tendo em vista que uma boa parte do projeto já está concluída, é de extrema importância que se desenvolva um sistema de monitoração que garanta uma manutenção adequada e aumente a confiabilidade das turbinas hidrocinéticas. Observando essa necessidade, esse projeto de graduação tem como objetivo apresentar um sistema de monitoração para a realização de manutenções preditivas nas turbinas hidrocinéticas, ao mesmo passo que possibilite uma avaliação de performance da mesma.

Para dar uma base teórica sólida a esse projeto, primeiramente foi realizada uma revisão bibliográfica da literatura disponível sobre sistemas de monitoramento de máquinas. Assim como foi feito em trabalhos anteriores do Projeto Tucunará, tomaremos as turbinas eólica e hidráulica como ponto de partida para o nosso trabalho, já que no meio acadêmico ainda não se encontram trabalhos disponíveis com essa temática aplicada às turbinas hidrocinéticas. Apesar das semelhanças, análises serão feitas para que se faça a transposição correta dos conceitos estudados em um tipo de turbina para o outro, considerando as particularidades apresentadas por cada tipo.

Esse projeto de graduação começa dando um panorama geral sobre energia no cenário brasileiro e introduz os objetivos do projeto no capítulo 1, mostrando também algumas vantagens ao se utilizar turbinas hidrocinéticas.

O capítulo 2 mostra as características dos três tipos de manutenção realizados, a saber, manutenção corretiva, manutenção preventiva e manutenção preditiva, também conhecida por manutenção baseada na condição (MBC). Após a distinção destes tipos, um aprofundamento é feito na MBC no capítulo 3, mostrando os métodos de monitoração utilizados de forma a prever falhas nos componentes.

O capítulo 4 mostra o que são e como funcionam os sistemas de monitoração de máquinas em geral. Além disso, esse capítulo introduz o conceito de sistemas SCADA para aquisição de dados e controle de máquinas.

O capítulo 5 apresenta os componentes e modo de operação de turbinas eólicas e bulbo, mostrando em seguida os sistemas de monitoração utilizados nelas.

O capítulo 6 começa fazendo um resumo dos componentes presentes na turbina hidrocínética e depois faz uma proposta de sistema de monitoração, desde sensores, unidades de aquisição de dados e software de monitoração.

Por fim, no capítulo 7 é feita uma breve reflexão, em que comentários e conclusões são feitos a respeito do trabalho realizado como um todo. Além disso, propostas para possíveis trabalhos futuros também são feitas nesse capítulo.

2. CONTEXTO GERAL DE MANUTENÇÃO

Em turbinas, sejam elas eólicas, bulbo ou hidrocínéticas, a manutenção dos componentes será sempre parte essencial de seu funcionamento e terá uma participação importante nos custos. Em turbinas eólicas offshore de 750MW, por exemplo, para uma vida útil de 20 anos, os custos de operação e manutenção (O&M) representam de 25% a 30% do custo total de geração de energia (Wiggelinkhuizen et al., 2008).

Tirar uma turbina de operação por um período não previsto pode ser extremamente caro e, por motivos diversos (falhas nos equipamentos, falhas na montagem, lubrificação inadequada, etc), alguns componentes podem falhar antes do tempo indicado no plano de manutenção da turbina. Surge daí uma necessidade de reduzir ao máximo esses períodos de inatividade, para que a disponibilidade das turbinas seja maior e os custos de O&M sejam reduzidos.

As técnicas de manutenção objetivam assegurar que cada componente desempenhe a sua função, usando apenas a quantidade de recursos necessária para conferir confiabilidade ao sistema e para recuperá-lo de falhas.

Tradicionalmente, a manutenção pode ser dividida em três grupos: manutenção corretiva, manutenção preventiva e manutenção preditiva, conhecida também como manutenção baseada na condição (MBC) (Fig. 2.1).

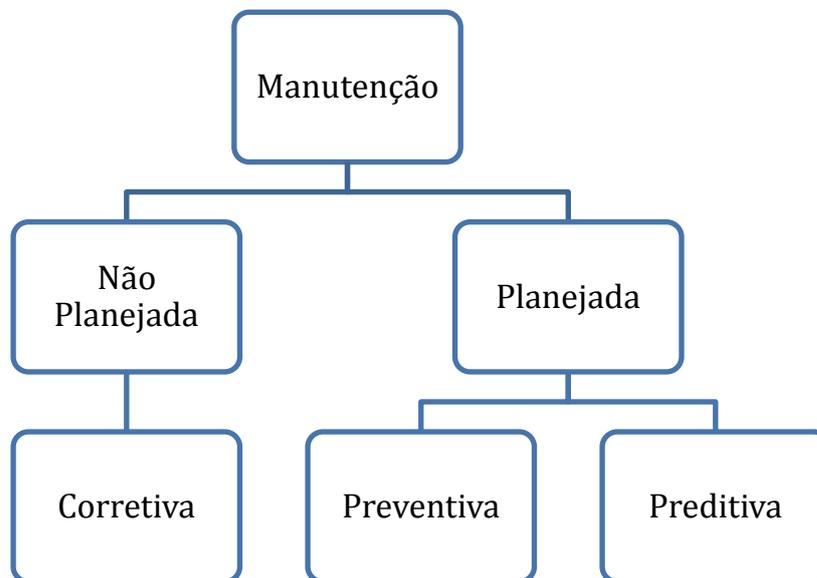


Figura 2.1 - Tipos de Manutenção (Adaptado de Simeí)

A **Manutenção Corretiva** (MC) é aplicada quando ocorrem falhas súbitas de componentes da máquina e essas falhas precisam ser corrigidas, seja por reparo ou por substituição da peça. Para que se

corrija esse tipo de falha, quase sempre é necessário tirar a máquina de operação para que o reparo seja feito. Além disso, componentes que estão ligados direta ou indiretamente ao componente que venha a falhar podem sofrer danos que ocasionam o encurtamento da vida útil desses componentes ou até mesmo a falha súbita. A pausa no funcionamento da máquina, assim como os danos causados a outros componentes, podem ser extremamente onerosos e, por isso, a manutenção corretiva é a menos adequada para aplicações em turbinas, que precisam estar constantemente em funcionamento.

Por outro lado, a **Manutenção Preventiva** (MP) tenta prever a ocorrência de falhas para que o operador possa se antecipar e fazer os reparos de forma planejada, minimizando os custos que teria com a parada total da máquina. Para isso ele utiliza informações sobre vida útil contidas nos catálogos dos fabricantes para que os reparos sejam feitos no momento indicado.

O ponto negativo da MP é que, ao dar informações sobre a vida útil de uma peça, os fabricantes muitas vezes baseiam-se em testes feitos em condições diferentes das encontradas nas máquinas analisadas. Se as condições que se tinham nos testes do fabricante eram mais severas do que as condições atuais, a peça em questão poderia ter uma vida útil maior do que a indicada e, ao usar a informação do fabricante, a peça será subutilizada, gerando um gasto desnecessário. Caso contrário, se elas eram menos severas do que as atuais, a peça na verdade terá uma vida útil menor do que a indicada e ao usar a informação do fabricante, correr-se-á o risco de ter uma falha catastrófica, prejudicando a segurança e aumentando ainda mais os gastos.

Uma alternativa que surge para melhorar a eficácia em relação aos métodos tradicionais já apresentados é a **Manutenção Preditiva**, também conhecida como **Manutenção Baseada na Condição** (MBC).

Segundo Gupta (1996), a MBC é definida como “trabalhos de manutenção iniciados como resultado do conhecimento da condição de um item, por meio de uma rotina ou por verificações constantes”. Nesse método, a manutenção é feita de acordo com a necessidade, ou seja, de acordo com a condição apresentada pela peça. Sabe-se que cada peça apresenta um comportamento individual, podendo falhar antes ou depois do esperado. Essas rotinas de verificações visam evitar a necessidade da manutenção corretiva causada por falhas inesperadas e manter os componentes em funcionamento até que eles apresentem sinais de que devam ser substituídos, já que são essas rotinas que dizem quais são as condições de funcionamento dos componentes. Chama-se de Sistema de Monitoramento de Condição (SMC), o conjunto de rotinas responsável por monitorar os diversos componentes de uma máquina. As informações sobre vida dadas pelo fabricante passam agora a ser acessórios e não mais fator determinante para a manutenção.

Com os três tipos de manutenção explicitados, a MBC foi a adotada nesse projeto, na tentativa de aumentar o máximo possível a disponibilidade das turbinas hidrocínéticas desenvolvidas. A Tabela (2.1) mostra um comparativo entre os tipos de manutenção analisados. Percebe-se que, de fato, a

MBC, ou manutenção preditiva, permite que a máquina fique o menor tempo possível em período de inatividade.

Tabela 2.1 - Tipos de manutenção e suas características (Marçal e Susin, 2005)

	Manutenção Corretiva	Manutenção Preventiva	Manutenção Baseada na Condição
Estado de operação da máquina	Fora de serviço	Fora de serviço	Operando ou fora de serviço
Razão da interferência	Falha	Inspeção programada	Controle programado ou contínuo
Tarefas a serem executadas na máquina	Reposição de componentes	Desligamento da máquina para inspeção ou reposição de componentes	Monitoramento
Objetivo da inspeção	Retorno ao trabalho	Garantir o funcionamento por um tempo	Predizer ou detectar falhas

3. MANUTENÇÃO BASEADA NA CONDIÇÃO (MBC)

Segundo Mecabô (2007), a MBC é um programa de manutenção que fornece decisões de manutenção baseadas nas informações coletadas por meio do monitoramento da condição. A MBC consiste em três passos principais: aquisição de dados, processamento de dados e tomada de decisão de manutenção, como ilustra a Fig. (3.1).

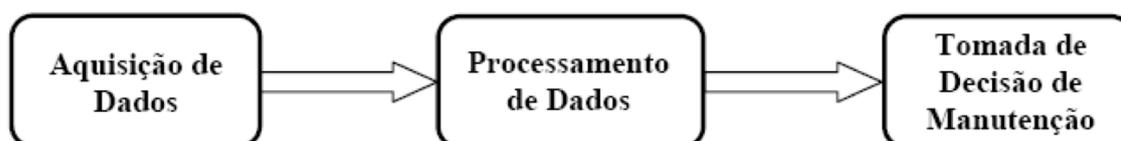


Figura 3.1 - Os três passos da MBC (Mecabô, 2007).

AQUISIÇÃO DE DADOS

Para a implementação de um programa de MBC, é necessário que haja uma coleta e armazenamento de dados (informações) dos equipamentos a serem monitorados. Os dados coletados podem ser categorizados em dois tipos principais: dados de eventos e dados de monitoramento da condição (Mecabô, 2007).

Dados de eventos incluem informações sobre o que aconteceu (falha ocorrida) e/ou o que foi feito (medida de manutenção adotada) no equipamento monitorado. Os dados de monitoramento da condição são medidas relacionadas ao estado/condição do equipamento (pressão, temperatura, nível, densidade, etc.).

Os dispositivos responsáveis pela aquisição de dados são os sensores. Estes são componentes eletromecânicos que tem a função de captar estímulos físicos/químicos e convertê-los em sinais elétricos ou ópticos, que possam ser posteriormente analisados pelo sistema computacional. Podem ter seu funcionamento baseado em diversos princípios físicos/químicos, dependendo do que se quer medir, mas, independentemente do princípio em que se baseia, esse sensor precisa sentir as variações na variável de interesse e transformá-las em sinais elétricos correspondentes. Essa transformação de variação mecânica para sinal elétrico é feito pelo transdutor. Por aparecerem juntos na maioria das vezes, sensores e transdutores são muitas vezes considerados a mesma coisa e, na maioria das vezes, os termos podem ser usados indistintamente.

PROCESSAMENTO DE DADOS

Ao receber os dados dos sensores, o sistema computacional precisa filtrar esses dados, pois sempre existe ruído associado as medições dos sensores. A filtragem dos dados garante (ou pelo menos aumenta a chance) que apenas dados livres de ruídos sejam usados para análises e modelagens futuras.

O processamento de dados envolve a análise de dados de eventos, que é conhecida como análise de confiabilidade. Esse passo tem a finalidade de ajustar a distribuição de probabilidade de intervalos entre eventos a um modelo de distribuição para análises futuras. Além disso, envolve também a análise dos dados de monitoramento da condição. A partir desses dados, pode-se construir um modelo matemático que descreva o mecanismo subjacente da falha combinando-se, de forma apropriada, os dados monitorados. O modelo desenvolvido é a base da tomada de decisão de manutenção, do diagnóstico e do prognóstico (Tonaco, 2008).

Com os sinais já processados, compara-se as medições com valores específicos predefinidos e, assim, pode-se fazer uma avaliação da saúde do equipamento, utilizando também os dados históricos daquele equipamento. Essa avaliação auxilia a tomada de decisão de manutenção, que é a próxima etapa dos três passos da MBC.

TOMADA DE DECISÃO DE MANUTENÇÃO

A tomada de decisão é o terceiro e último passo do programa de MBC. Essa fase é composta por três estágios: detecção do defeito, estabelecimento de um diagnóstico e estabelecimento de um prognóstico. A detecção do defeito consiste na observação de que os valores medidos dos parâmetros de controle indicam uma evolução mais acelerada que a decorrente da degradação normal do equipamento (Souza, 2008).

O diagnóstico é o resultado da análise dos valores de acompanhamento, determinando, com base em modelos de desgaste e informações anteriores sobre o equipamento, a origem e a gravidade de seus possíveis defeitos.

Estabelecer um prognóstico consiste na ampliação do diagnóstico e na predição de quanto tempo se dispõe antes da parada forçada pela quebra propriamente dita, ou quais serão as consequências futuras acarretadas pela prorrogação de um eventual defeito. Nessa fase, o equipamento é submetido a uma vigilância cuidadosa e se faz a programação do reparo (Tonaco, 2008).

Essa atitude preventiva reduz os custos extras com manutenção corretiva. Contudo, a ocorrência de fatores aleatórios a que todo equipamento está sujeito, provoca modos de falhas que não são previsíveis ou cuja iminência não pode ser detectada. Nesses casos, não será possível uma ação proativa da equipe de manutenção e será necessária uma manutenção corretiva. Contudo, a análise

desses casos tem seu valor por fornecer informações valiosas sobre o conhecimento da máquina, de forma a permitir uma ação proativa no futuro.

O diagnóstico e o prognóstico de falhas em máquinas são procedimentos de mapeamento das informações extraídas dos dados de monitoração da condição e de eventos em um espaço de modos de falha, também conhecido como reconhecimento de padrões de operação. Em geral, esse reconhecimento de padrões é realizado por especialistas num domínio específico de conhecimento. O reconhecimento de padrões pode ser implementado de duas formas: a) recrutamento de pessoal altamente treinado e habilitado; ou b) o reconhecimento automático de padrões.

3.1 MBC OFFLINE

Neste tipo de MBC, o monitoramento é feito através da realização periódica de inspeções nos componentes da máquina, para que se tenha ciência do nível de degradação das peças. Nessas inspeções periódicas a inspeção visual é bastante utilizada juntamente com análises de óleo, testes não destrutivos, radiografia, ultrassom, e outros.

De posse desses dados e com conhecimento sobre a velocidade de desenvolvimento das diversas falhas que podem ocorrer, pode-se estimar o tempo ideal para reparo da peça. A MBC offline pode ter seu plano de manutenção otimizado, programando suas inspeções para, quando possível, coincidir com os períodos em que a máquina realizará sua manutenção periódica.

3.1.1 INSPEÇÃO VISUAL

A inspeção visual, apesar de não utilizar equipamentos sofisticados e análises apuradas, é um método de grande ajuda na descoberta de possíveis falhas. Rachaduras e desgastes podem ser identificados e controlados por inspeções visuais quando não estão em fases críticas. Pinturas termográficas e sensíveis ao calor podem ser utilizadas no monitoramento, assim como lupas e microscópios de baixa potência. A inspeção visual não tem muita aplicabilidade nos componentes da turbina hidrocínética, já que estarão debaixo d'água e dentro da nacela. Para que se realizasse uma inspeção visual, seria necessário desligar a turbina, retirá-la da água e desmontar os componentes para então realizar essa tarefa. Devido ao tempo de inatividade, esse método torna-se inviável para monitorar a condição da turbina hidrocínética.

3.1.2 ANÁLISE DE ÓLEO

A análise de óleo consiste na monitoração da condição do óleo e tem como objetivo avaliar a sua condição. A monitoração de aspectos como tamanho dos fragmentos que se soltam dos componentes das máquinas, temperatura e umidade, entre outros permite que esse objetivos seja alcançado. Além do monitoramento para avaliar a condição do óleo, Adyles (2004) menciona que outro objetivo da monitoração do óleo é identificar o desgaste dos componentes lubrificados.

A análise de óleo pode ser realizada em partes do conjunto que necessitam de lubrificação, como a caixa multiplicadora. O método consiste em medir a taxa de contaminação do óleo seguida de uma análise. Essa contaminação do óleo se dá por meio do contato com as partículas provenientes do desgaste dos componentes. A partir da análise desse óleo contaminado, torna-se possível identificar a presença de um mau funcionamento e a sua origem.

O desgaste dos componentes lubrificados pode ser identificado pelo tamanho das partículas encontradas no óleo. Segundo Adyles (2004), os desgastes podem ser divididos da seguinte forma:

- Desgaste normal:

a distribuição granulométrica está mais entre 0,1 e 1,0 μm . As partículas maiores não ultrapassam 10 μm .

- Desgaste acentuado:

neste caso, o intervalo de maior concentração das partículas é de 0,1 a 10 μm . As partículas maiores atingem 100 μm .

- Desgaste avançado:

começa a aumentar a concentração de partículas na faixa de 100 μm .

- Desgaste catastrófico:

a maior concentração de tamanhos de partículas está entre 100 e 1000 μm . É defeito por atrito.

Para a identificação do tamanho das partículas alguns métodos podem ser utilizados. Dentre eles estão a **ferrografia por leitura direta**, a **espectometria de emissão** e a **ferrografia analítica**.

A **ferrografia por leitura direta** é feita com base na extração de partículas contaminantes magnetizáveis, contidas no lubrificante, por meio de um campo magnético. O equipamento faz a distribuição de acordo com o tamanho das partículas, já que quanto menores, menor é a distância percorrida pela partícula dentro do campo magnético.

A **espectometria de emissão** permite que a natureza e a concentração das partículas sejam determinadas. Essas determinações são feitas por meio da faixa e intensidade de radiação luminosa emitida pela amostra, quando submetida a excitação.

A **ferrografia analítica** realiza um estudo profundo das partículas, mas estas devem ter tamanho entre 1 e 250 μm . Por meio deste método, um ferrograma é construído a partir da distribuição dos contaminantes em função do seu tamanho em uma chapa de vidro. Para complementar a análise, utiliza-se microscopia óptica.

A análise do condição do óleo pode ser realizada tanto online, por meio de contadores de partículas, como offline, por meio de análises laboratoriais. Na a análise offline, uma amostra de óleo é retirada e levada para uma análise em laboratório, que irá identificar fragmentos ferrosos na amostra. Por meio do tamanho e da quantidade de partículas soltas por um componente, a análise identifica se há desgaste anormal das peças. A amostra de óleo pode ser retirada quando há necessidade de troca do mesmo ou por avaliações periódicas, sendo que esta última deve ser feita apenas quando estritamente necessário, para que não paralise o funcionamento da máquina.

3.2 MBC ONLINE

Neste tipo de MBC, o monitoramento é feito constantemente e em tempo real por meio de sensores, que continuamente enviam dados sobre a operação das máquinas para uma central de processamento de sinais. Qualquer alteração no funcionamento dessas máquinas é detectado instantaneamente. Contudo, para que se tome qualquer atitude decisão de manutenção, esses dados precisam ser processados, analisados e interpretados, para que se determine a ação mais adequada a ser tomada.

O conjunto de sensores num equipamento é usado para monitorar seu desempenho e estado. O acompanhamento dos sinais, das suas tendências e das suas médias podem indicar possíveis anomalias naquele conjunto. Para a equipe de manutenção, os sensores têm uma função estratégica vital: revelar possíveis falhas e mostrar o local onde investigar. Assim, a instrumentação pode seguramente aumentar a disponibilidade ao agir diretamente na redução dos tempos de diagnose de problemas e de validação/teste, prevenir uma possível falha ou realizar um planejamento prévio que reduza os demais tempos de parada. A instrumentação tenta cercar os modos de falha denominados críticos em termos operacionais. Este conjunto de sensores fornecerá indícios da ocorrência de modos de falha com efeitos significativos no desempenho ou que induzam a parada da turbina hidrocínética. De posse desses dados, a equipe de manutenção poderá estender a operação com segurança ou atuar de maneira mais eficiente, reduzindo o tempo de parada.

Segundo Costa, et al. (2010), 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 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 comerciais específicos para monitoramento desenvolvidos por empresas especializadas, tais como a Bently Nevada, VibroSystM, Pruftechnik, etc. A implantação de um sistema desses exige um investimento inicial no condicionamento de sinal, na compra de sensores, central de processamento, software de análise de dados e etc. Algumas metodologias já são utilizadas no mercado para monitorar a condição de componentes de máquinas. Entre as que mais se destacam estão a análise da assinatura vibracional, análise de resíduos, análise de ruídos e o monitoramento da temperatura. Neste trabalho, foi dada uma ênfase maior na análise de vibrações, já que este é o método mais utilizado e o que produz melhores resultados.

A Figura (3.2) ilustra duas situações diferentes de desenvolvimento de falhas. Em uma delas (linha sólida), a MBC Offline é suficiente, pois a velocidade de desenvolvimento da falha é lenta. Nesse caso, o nível crítico foi identificado na inspeção número seis e a troca do componente programada para a inspeção seguinte. Na outra situação (linha pontilhada), a MBC Online se faz necessária, já que a falha se desenvolve muito rapidamente e não seria identificada nas rotinas de inspeção da MBC Offline.

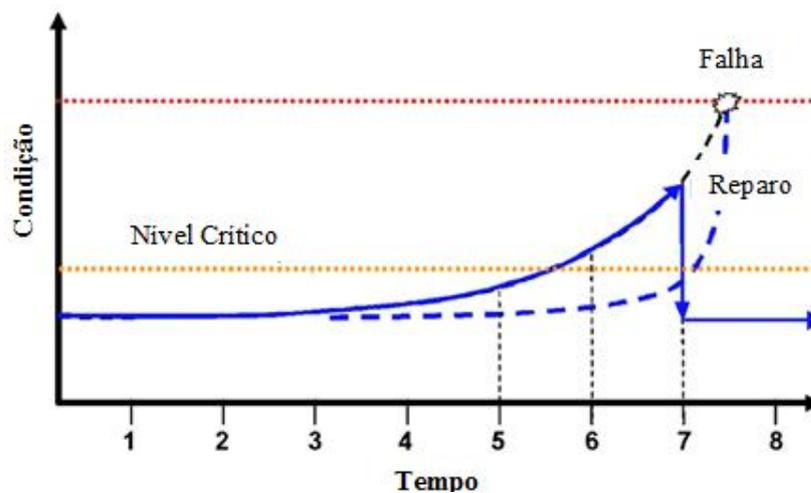


Figura 3.2 - MBC Offline (curva sólida) e MBC Online (curva pontilhada) (Traduzido de Wiggelinkhuizen, 2008).

3.2.1 ANÁLISE DA ASSINATURA VIBRACIONAL

Vibrações estão presentes em todas as máquinas com componentes rotativos, sendo que cada uma apresenta suas características particulares. A faixa de frequências e amplitudes de vibrações a serem monitoradas, devem ser definidas em projeto e são afetadas pela qualidade de peças e condições mecânicas atuais do equipamento.

Segundo Adyles (2004), a estrutura de uma máquina, ao ser excitada por esforços dinâmicos, responde com sinais vibratórios cuja frequência é uma combinação das suas frequências naturais e das frequências dos esforços que a excitam. A vibração medida em algum ponto da máquina será a composição das respostas vibratórias da estrutura da máquina, que está sujeita a esforços de diferentes frequências, naquele ponto.

A deterioração de um equipamento ou a degradação de seu funcionamento gera mudanças no padrão de vibração da máquina. O que normalmente se constata nesses casos é o aumento da amplitude de vibração. O acompanhamento da vibração da máquina permite identificar o surgimento de novos esforços dinâmicos ou o aumento abrupto da amplitude de resposta. A partir dessa identificação pode-se fazer uma análise da degradação do equipamento.

É importante salientar que qualquer diagnóstico sobre a máquina usando análise vibracional é feita de modo comparativo. O padrão de vibração medido pelos sensores é comparado com um padrão de referência. Essa comparação pode ser baseada na evolução histórica da máquina a partir de um instante tomado como referência, ou por comparação com máquinas semelhantes. Para a turbina hidrocínética, os dois métodos de comparação podem ser utilizados. O primeiro, pela razão de que a turbina irá apresentar um histórico de vibração que poderá ser usado como padrão de referência. O segundo, por a turbina poder se basear em componentes semelhantes das turbinas eólicas e hidráulicas que funcionem nas mesmas faixas de operação que a turbina hidrocínética. O instante de referência é comumente escolhido após o "amaciamento" de uma máquina nova ou após um período em que a máquina tiver passado por uma manutenção. Esse padrão de referência deve ser revisto ao longo da vida da máquina, já que toda intervenção pode alterar a dinâmica do equipamento.

Captar os sinais provenientes das vibrações não é suficiente. Esses sinais devem ser analisados por meio de técnicas de processamento de sinais vibratórios com o intuito de extrair informações que irão indicar a condição do equipamento monitorado.

Dentro da instrumentação básica para a medição da vibração, o transdutor é apenas um dos instrumentos que compõem o conjunto de medição. Segundo Adyles (2004) o conjunto é geralmente composto por um captador de vibração, um conjunto indicador, contendo um amplificador, filtro para delimitação da resposta em frequência, se for este o objetivo, um indicador e/ou registrador, fonte de

alimentação e se for o caso um analisador de espectro em tempo real. A Figura (3.3) ilustra esse conjunto descrito.

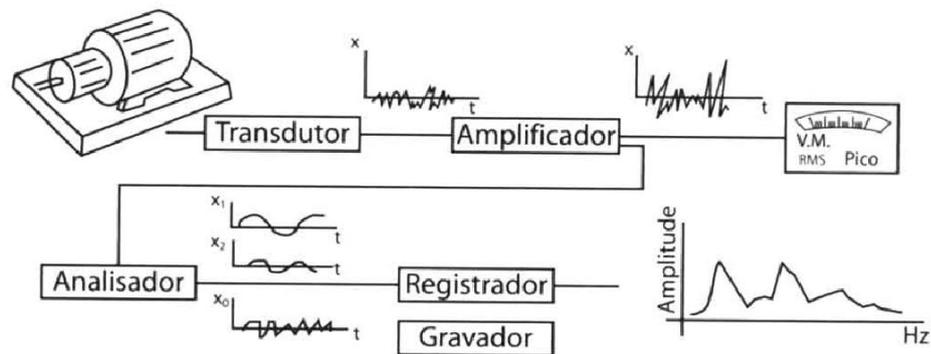


Figura 3.3 - Instrumental básico de medição de vibrações (Adyles, 2004).

Como salientado por Sequeira (2005), os sensores responsáveis por captar sinais vibratórios provenientes dos equipamentos são os transdutores de vibração mecânica. Dentro desses transdutores o acelerômetro é o mais utilizado devido a sua grande versatilidade. O acelerômetro mede a aceleração dinâmica de componentes aos quais ele é acoplado, podendo ser disposto de tal modo a obter dados nas direções radiais, axiais, em direções biaxiais e até triaxiais. Existem vários tipos de acelerômetros, como os piezoelétricos, piezoresistivos, capacitivos, magnetoresistivos, e outros, sendo que o piezoelétrico é o mais utilizado para monitoração. Seu funcionamento é baseado em uma massa conectada a uma mola de pressão que ficam apoiadas sobre cristais piezoelétricos, que sujeitos à compressão ou tração de um carga unida ao cristal, geram um sinal elétrico proporcional a aceleração da massa. Essas forças são proporcionais à aceleração de acordo com a lei de Newton. Seu tamanho está diretamente ligado com a gama de frequências utilizável e com a sua sensibilidade. O intervalo de frequências de operação dos acelerômetros situa-se abaixo de sua primeira frequência natural, tendo uma curva característica como mostrado na Fig. (3.4).

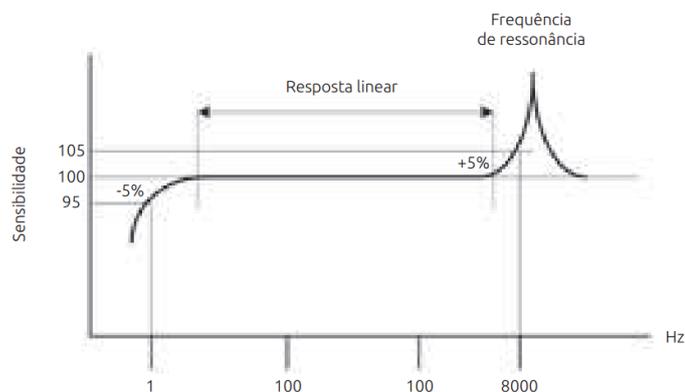


Figura 3.4 - Curva de resposta característica do acelerômetro (Sequeira, 2005)

Como pode-se observar por meio dessa curva, as medições devem ser confinadas à porção linear da curva de resposta, onde se tem a garantia de que os valores medidos serão proporcionais à vibração sentida.

A sensibilidade é medida em milivolts por unidade de aceleração e é constante até cerca de 1/5 da frequência de ressonância.

Os acelerômetros possuem uma vasta gama de frequências utilizáveis (1 a 10.000 Hz), são fáceis de instalar se comparados a outros transdutores de vibração mecânica, são menores e mais leves. Resistem ao choque, quedas, poeiras, umidade, óleo e outras agressividades ambientais e de manuseamento. Sua instalação pode ser feita por meio de fixação aparafusada, fixação por colagem com discos próprios, fixação por base magnética e por utilização de ponteira. Na Figura (3.5) observa-se a vista em corte de uma configuração típica de um acelerômetro piezoelétrico.

Para a sua seleção devem ser considerados principalmente fatores como:

- Sensibilidade;
- Frequência (ou tempo de resposta);
- Compatibilidade com o ambiente ;
- Precisão.

O amplificador mostrado na Fig. (3.3) nada mais é do que um condicionador de sinais, que faz o condicionamento do sinal de saída do transdutor e a compensação de resistência e capacitância dos cabos. Já os filtros são responsáveis por isolar e analisar bandas de frequência desejáveis para o componente monitorado. Muitas vezes amplificadores e filtros são interligados em diferentes estágios como mostra a Fig. (3.6).

Por fim, tem-se os analisadores espectrais, que são equipamentos indispensáveis na análise de transientes ou quando se quer trabalhar no domínio da frequência. Os analisadores possuem duas versões básicas, onde a mais compacta já possui um sistema de filtros internamente e um sistema de aquisição digital associado a um processamento numérico que lhe permite determinar, a partir do sinal temporal de vibração, o espectro, em frequência, instantâneo do sinal e apresentá-lo em um display. Normalmente os dados relativos ao sinal podem ser armazenados e transferidos para computadores digitais. A análise dos sinais realizada em microcomputadores são processadas pelo algoritmo da TRF (Transformada Rápida de Fourier), que será melhor explicado nas seções seguintes, além de outros recursos de processamento de sinais.

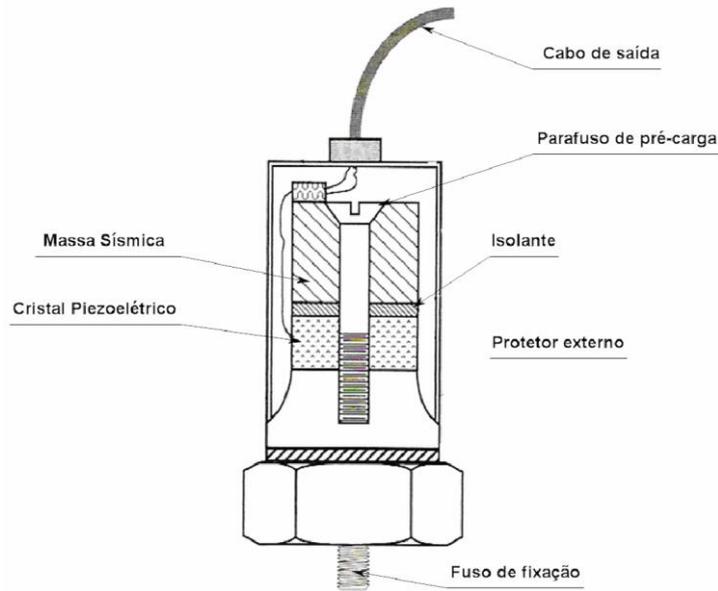


Figura 3.5 - Corte de um acelerômetro piezoelétrico (Almeida, 2008)

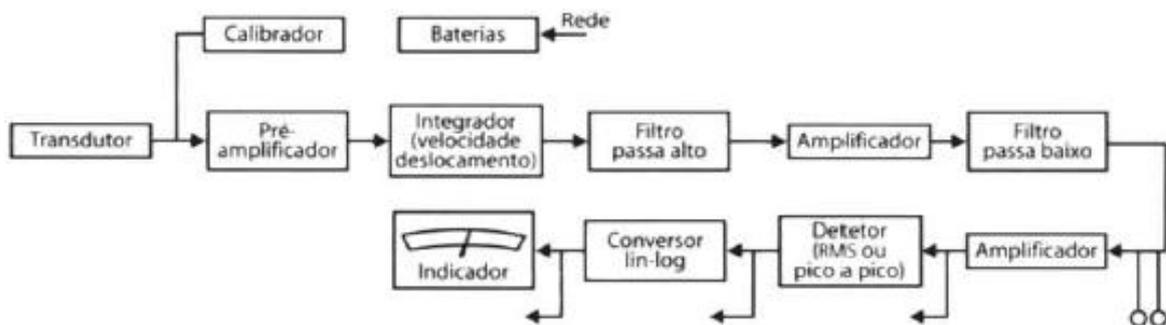


Figura 3.6 - Diagrama representativo de blocos do amplificador (Adyles, 2004).

Segundo Adyles (2004), quanto aos pontos de medição de vibração, deve-se observar que:

- a) os mancais são pontos obrigatórios de medidas;
- b) quando se fazem medidas nas carcaças, pontos flexíveis devem ser evitados;
- c) em cada um dos pontos deve-se estabelecer claramente as direções de medida: horizontal, vertical ou axial;
- d) os pontos escolhidos devem ser perfeitamente acessíveis, marcados de maneira visível no próprio equipamento monitorado e, uma vez estabelecidos, fixados.

As seções seguintes apresentam os métodos mais utilizados para analisar os sinais dos sensores e as faixas utilizadas pelos acelerômetros para captar os sinais vibratórios.

3.2.1.1 ANÁLISE PELO NÍVEL GLOBAL DE VIBRAÇÃO

Nesse tipo de análise, o sinal de resposta da estrutura às excitações dinâmicas do funcionamento do equipamento gera um valor global de vibração, medido em pontos críticos da máquina. Essa resposta representa uma medida do nível de amplitude do seu sinal vibratório.

Com base nesse nível, estabelece-se o nível inicial da severidade de vibração da máquina em condições de funcionamento normal, que será o padrão de referência. Depois pode-se comparar o nível de severidade apresentado no decorrer do seu funcionamento com o padrão estabelecido. Um mau funcionamento do equipamento é percebido quando se atinge níveis de severidade de vibração considerados pelas normas técnicas adotadas como inaceitáveis, ou quando há um incremento repentino na taxa de variação da severidade.

Normas técnicas como a ISO 7919, escolhem a amplitude de deslocamento relativo eixo-mancal, como critério de severidade para máquinas girantes com velocidades de rotação na faixa de 60 a 1800 rpm (1 a 30 Hz). No caso da turbina hidrocínética estudada, sabe-se que a rotação nominal do rotor será de 25 rpm e a rotação máxima será de 80 rpm. Já o gerador terá uma velocidade de 500 rpm, segundo o Caderno de Especificações da Unidade de Geração Hidrocínética HTUC 01 (Diniz et al., 2014).

De acordo com a severidade de vibração medida em uma máquina, esta pode ser classificada em quatro níveis, seguindo as normas ISO e, no Brasil, a ABNT:

1. Nível A:

Boas condições. Faixa normalmente encontrada após amaciamento, em máquinas novas ou revisadas.

2. Nível B:

Aceitável para operação continuada. Faixa de operação normal das máquinas em boas condições de manutenção e operadas adequadamente.

3. Nível C:

Limite tolerável. Faixa não aceitável para operação continuada. Nesta faixa deve-se operar o equipamento por um período limitado e deve-se programar uma revisão para ajustes ou conserto o mais rápido possível.

4. Nível D:

Não permissível. A severidade neste nível é considerada danosa para o equipamento. Deve-se parar a máquina imediatamente e realizar uma manutenção corretiva.

No caso da manutenção preventiva, a periodicidade das inspeções é definida com base em normas, instruções dos fabricantes e experiência prévia sobre a velocidade de desenvolvimento de falhas na máquina em questão. Deve-se ter como objetivo a eliminação de operações de desmontagem e montagem para simples inspeções.

A programação da manutenção do equipamento sendo inspecionado será feita quando a vibração atingir o chamado nível de manutenção, que pode ser ajustado com base nas recomendações das normas internacionais, para algum valor dentro da faixa de vibração aceitável (Nível C).

Uma variação significativa da severidade de vibração indica um alerta de que o equipamento pode estar migrando rapidamente para um nível não aceitável (Nível D). Tal variação é definida como nível de alarme. Quando esse nível é atingido, deve-se prever o tempo que a máquina irá levar para chegar ao nível D de severidade de vibração e, se necessário, diminuir os intervalos entre as inspeções. Com essa previsão feita, pode-se programar a manutenção para quando a máquina ainda estiver no nível C. Em geral, considera-se que o nível de alarme é atingido quando há uma variação de 3 dB (aproximadamente 41%) em relação ao nível anterior, ou seja, se X_i for o valor da severidade na inspeção atual e X_{i-1} for o valor obtido na inspeção anterior, então se considerará alarme quando:

$$20 \log_{10} \left(\frac{X_i}{X_{i-1}} \right) \geq 3 \quad (1)$$

O nível de trip é definido como o ponto em que se deve providenciar uma parada imediata para manutenção, ou seja, é quando a severidade de vibração atinge o nível D.

A Figura (3.7) ilustra o diagrama típico do monitoramento periódico de um ponto de inspeção de uma máquina. A região A corresponde à fase de “amaciamento”, imediatamente após montagem ou reparo. A região B é o período de funcionamento normal do equipamento. Na região C é decidida e realizada a intervenção, devido ao aumento excessivo da severidade. A região D corresponde à nova fase de monitoramento após a intervenção.

A análise dos níveis globais de vibração pode ser feita por vários métodos diferentes. Um deles é o critério da **Velocidade Eficaz de Vibração (Velocidade RMS - Root Mean Square)**, que é calculada para um sinal de velocidade de vibração estacionário qualquer pela fórmula:

$$V_{ef} = \sqrt{\left(\frac{1}{T}\right) * \int_0^T v(t)^2 dt} \quad (2)$$

Nesse critério, o parâmetro a ser medido é a velocidade de vibração absoluta sobre as partes fixas da máquina, preferencialmente os mancais (Adyles, 2004). Segundo Serridge e Licht (1987), este método fornece a descrição mais útil dos níveis de vibração. Por estar relacionado a energia de vibração, o método identifica o potencial de dano das vibrações analisadas. A norma NBR 10082

identifica 15 faixas de classificação de acordo com as faixas de velocidade RMS. Essas faixas são apresentadas na Tab. (3.1), que identifica faixas de severidade de vibração para bandas de 10 a 1.000 Hz.

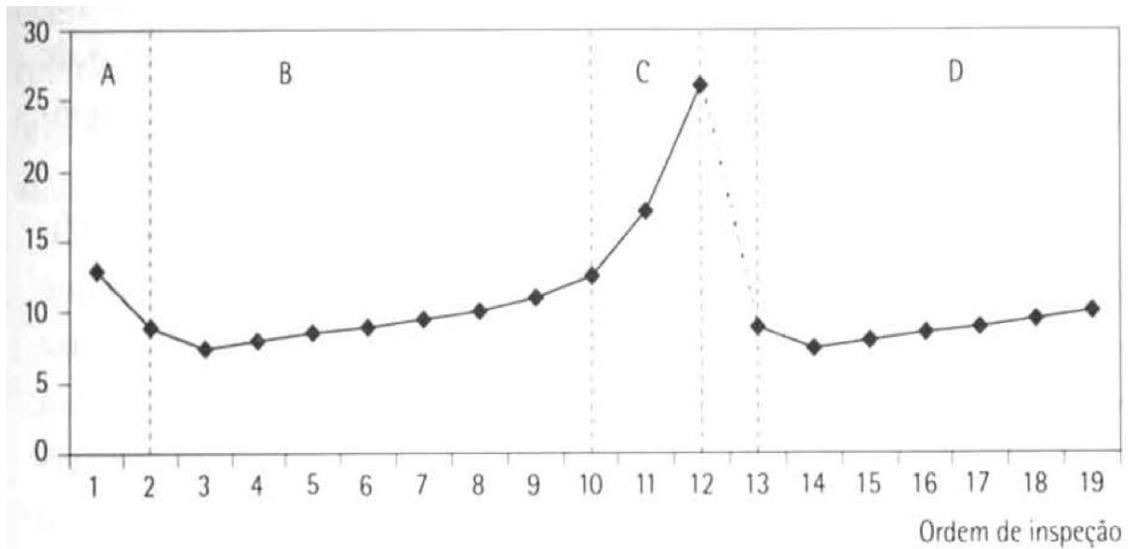


Figura 3.7 - Diagrama típico do monitoramento periódico de um ponto de inspeção de uma máquina (Adyles, 2004).

Tabela 3.1 - Faixas de severidade de vibração (NBR 10082).

FAIXAS DE SEVERIDADE DE VIBRAÇÃO CONFORME NBR 10082 (BANDA DE 10 A MIL Hz)		
FAIXA DE VELOCIDADE RMS (VALOR EFICAZ DA VELOCIDADE DE VIBRAÇÃO) – mm/s		
FAIXA DE CLASSIFICAÇÃO	ACIMA DE	ATÉ
0,11	0,071	0,112
0,18	0,112	0,18
0,28	0,180	0,28
0,45	0,28	0,45
0,71	0,45	0,71
1,12	0,71	1,12
1,8	1,12	1,80
2,8	1,8	2,8
4,5	2,8	4,5
7,1	4,5	7,1
11,2	7,1	11,2
18	11,2	18
28	18	28
45	28	45
71	45	71

De acordo com Adyles (2004) as máquinas são classificadas em quatro classes.

- **Classe I** - Máquinas pequenas, com acionamento por motor elétrico diretamente acoplado, potência máxima de 15 kW
- **Classe II** - Máquinas médias, do tipo da Classe I, com potência maior que 15 kW, até 75 kW. Motores ou máquinas montadas rigidamente até 300 kW.
- **Classe III** - Máquinas motrizes grandes e outras máquinas grandes (>75kW), com massas rotativas montadas sobre fundações rígidas e pesadas.
- **Classe IV** - Máquinas do tipo da Classe III, montadas sobre fundações relativamente flexíveis, por exemplo, conjunto de turbogeradores.

A Tabela (3.2) classifica o nível de severidade de vibração das quatro classes de máquinas em função da velocidade eficaz de vibração RMS identificada.

Tabela 3.2 - Classificação e Avaliação de Máquinas por Níveis de severidade de vibração (NBR 10082).

CLASSIFICAÇÃO E AVALIAÇÃO DAS MÁQUINAS POR NÍVEIS DE SEVERIDADE DE VIBRAÇÃO					
FAIXAS DE SEVERIDADE DE VIBRAÇÃO		AVALIAÇÃO DA QUALIDADE PARA CLASSES DIFERENTES DE MÁQUINAS			
FAIXA	VELOCIDADE NOS LIMITES (mm/s)	CLASSE I	CLASSE II	CLASSE III	CLASSE IV
0,28	0,28	A	A	A	A
0,45	0,45	A	A	A	A
0,71	0,71	A	A	A	A
1,12	1,12	B	A	A	A
1,8	1,8	B	B	A	A
2,8	2,8	C	B	B	A
4,5	4,5	C	C	B	B
7,1	7,1	D	C	C	B
11,2	11,2	D	D	C	C
18	18	D	D	D	C
28	28	D	D	D	D
45	45	D	D	D	D
71	acima de 45	D	D	D	D

Outro critério para a análise do nível global de vibração é o **Critério da Oscilação do Eixo**. Este critério é utilizado para casos nos quais a velocidade eficaz de vibração (velocidade RMS) pode não ser adequada. Em geral as máquinas avaliadas por este método possuem rotores pesados e/ou um sistema de mancal-eixo-rotor relativamente flexível em comparação com a sua estrutura. Tem-se como aplicação para esse método sistemas de grupos geradores hidráulicos, grupos geradores com turbinas a

vapor, turbinas a gás e turbo-compressores. A medida de vibração no eixo é feita diretamente por meio da medição da oscilação relativa eixo-mancal sendo realizada para monitorar variações do comportamento vibratório da máquina, evolução da folga radial do mancal e presença de carga cinética excessiva.

Segundo a norma ISO 7919-1 (1996), o procedimento de medida utilizado para este tipo de monitoração é concebido de forma que se tenham dois transdutores de proximidade fixados no componente a ser monitorado, por exemplo o mancal. A disposição dos transdutores deve ser tal que os mesmos sejam montados em um mesmo plano a 90° um do outro no sentido de rotação do eixo, como pode ser visto na Fig. (3.8).

Os sinais obtidos simultaneamente por esses transdutores são analisados pelos métodos a seguir, como descrito por Adyles (2004).

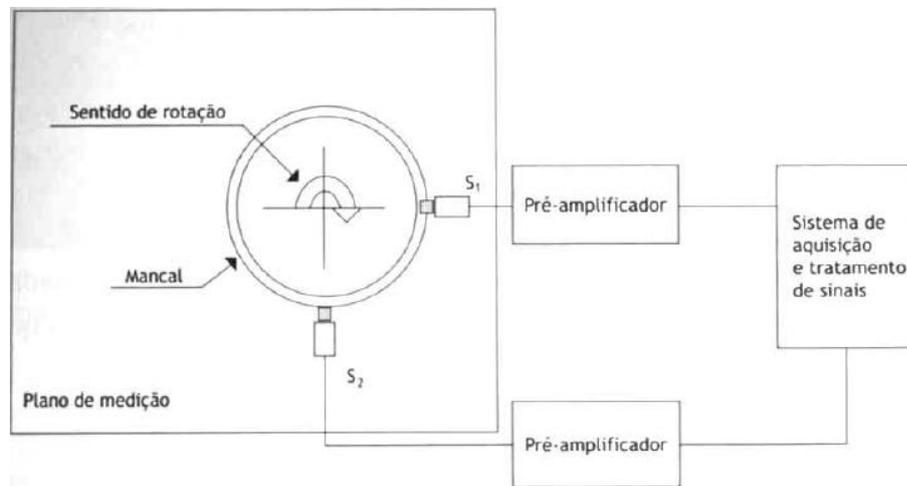


Figura 3.8 - Esquema recomendado para montagem dos transdutores de deslocamento segundo a norma ISO 7919-1 (Adyles, 2004).

Valor Resultante de Pico a Pico: para este método, o valor $S_{(p-p)max}$ pode ser aproximado pela eq. (3).

$$S_{(p-p)max} = S_{A(p-p)}^2 + S_{B(p-p)}^2 \quad (3)$$

Onde $S_{A(p-p)}^2$ e $S_{B(p-p)}^2$ são os valores médios da amplitude pico a pico obtidos para os transdutores A e B, calculados com base em uma série de medições efetuadas sequencialmente durante uma tomada de sinal.

Máximo valor pico a pico: neste método o valor de é aproximado pelo maior valor médio obtido pelo sensor A ou B, por meio da

$$S_{(p-p)max} = \text{máximo} (S_{A(p-p)}; S_{B(p-p)}) \quad (4)$$

Amplitude instantânea máxima: considerando-se que o sinal é obtido simultaneamente no transdutor A e B, a amplitude de deslocamento do eixo medida no plano de medições pode ser avaliada pela eq. (5).

$$S(t) = \sqrt{|S_A(t)|^2 + |S_B(t)|^2} \quad (5)$$

Onde o valor $S_{max} = |S(t)|_{max}$ é utilizado como o indicador de severidade de vibração no eixo. Este é o método preferível para monitoramento por meio do critério da oscilação relativa do eixo no mancal.

A Figura (3.9) mostra os valores limites para cada nível de severidade de vibração em função da velocidade de rotação, usando como critério a oscilação pico a pico do eixo. Já a Figura (3.10) ilustra os valores dos métodos descritos anteriormente para uma onda senoidal típica.

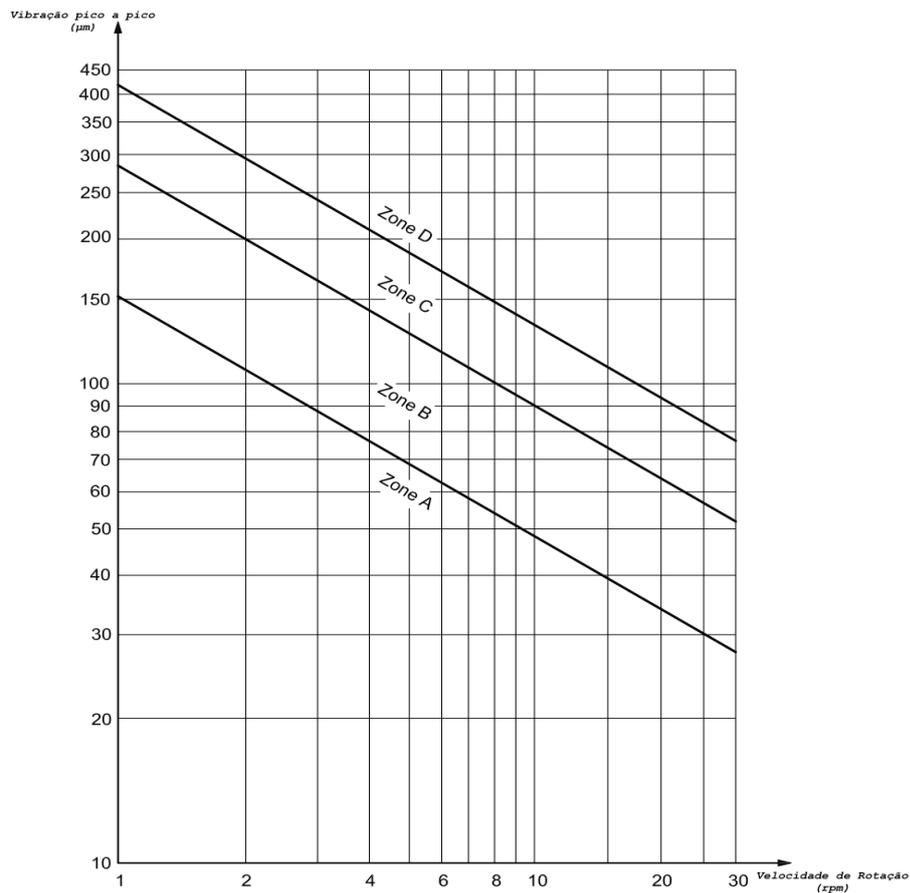


Figura 3.9 - Valores Recomendados para máximo deslocamento relativo do eixo em função da velocidade de rotação (ISO 7919, 2009).

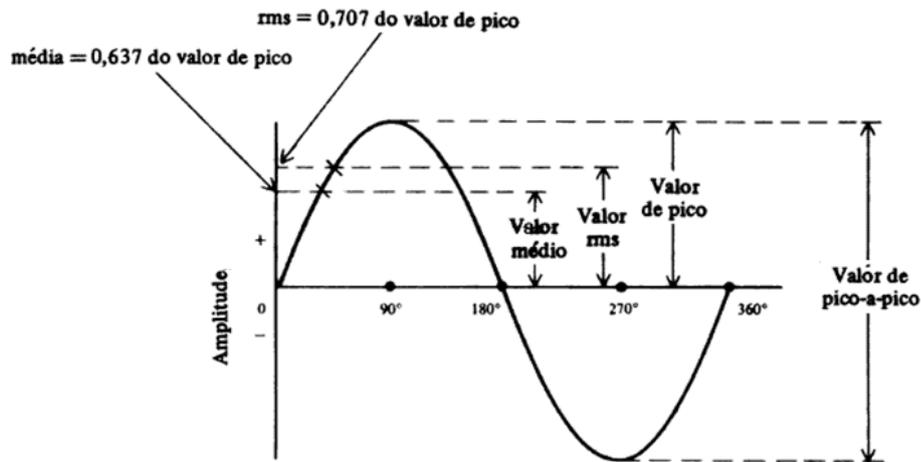


Figura 3.10 - Métodos de análise pelo nível global de vibração.

O método de manutenção pela observação dos níveis globais de vibração é um processo perfeitamente adequado para uma vasta gama de problemas de vibração de máquinas e equipamentos e é bastante confiável, pois permite que providências sejam tomadas muito antes de se atingir uma fase perigosa ou mesmo catastrófica. Além disso, esse é o processo menos oneroso que pode ser estabelecido.

3.2.1.2 ANÁLISE PELO ESPECTRO DAS VIBRAÇÕES

A análise pelo nível global das vibrações explicada no item anterior é um procedimento excelente para evitar situações críticas de vibrações. No entanto, não permite um diagnóstico preciso de qual seria a avaria que está provocando o acréscimo de severidade, ou seja, nos informa apenas que existe um problema, mas não o identifica. Nestas circunstâncias se torna necessária uma inspeção geral envolvendo uma desmontagem da máquina, para se identificar o problema e proceder aos reparos.

Uma solução não intrusiva para o problema da identificação do defeito que provoca o aumento de severidade pode ser obtida a partir da observação de que as vibrações de uma máquina ou equipamento qualquer são constituídas por um conjunto de vibrações de várias frequências, cada uma delas originada por um determinado componente. A análise das vibrações observadas na máquina pode ser feita com a obtenção do espectro de vibração.

O espectro de um sinal de vibração nada mais é do que uma representação gráfica de sua distribuição de amplitudes em função das frequências que compõem o sinal, na qual as frequências são marcadas nas abscissas (escala linear ou logarítmica) e a amplitude nas ordenadas. A separação dos vários componentes nas diversas frequências contidas no fenômeno, normalmente é feita utilizando um método matemático que, a partir da descrição temporal do sinal, transforma esse sinal para o domínio da frequência. O método mais utilizado para fazer essa transformação do sinal é a Transformada Rápida de Fourier (TRF).

O método da TRF incorporou agilidade e velocidade ao processo de obtenção do espectro, mas exige dos usuários cuidados importantes de preparação e ajuste das condições de obtenção do sinal, das faixas que se deseja analisar e da resolução em frequência dentro dessas faixas. Para que se defina a frequência máxima que deve estar contida no espectro, quantas frequências o espectro deve conter e qual o intervalo de frequência que deve existir entre uma frequência e a subsequente, é necessário que se faça uma análise detalhada do equipamento a ser monitorado, na qual se procura identificar previamente quais as fontes de vibração existentes devido ao seu funcionamento normal e quais as fontes devido a prováveis defeitos. Essa é a fase mais importante do processo, porque o planejamento do monitoramento será feito com base nessas informações.

Não é necessário que se faça a análise espectral todas as vezes que se medir o sinal no procedimento de inspeção periódica. A análise espectral deve ser feita de forma rigorosa na fase inicial do processo, para auxiliar nos ajustes iniciais necessários até que se entre na faixa de funcionamento normal da máquina. Depois disso, ela é uma ferramenta para ser usada sempre que se tenha a indicação de algum problema, seja por meio da variação abrupta da severidade de vibração ou porque os níveis de alerta foram atingidos.

A Figura (3.11) exemplifica a variação do espectro de vibração medido em um redutor de engrenagens nas seguintes situações: redutor em funcionamento normal, redutor com o eixo de saída desalinhado, redutor sem lubrificante e redutor com danos pontuais. Os padrões de vibração mostrados são típicos de cada defeito e é isso que permite a identificação de componentes defeituosos pela análise do espectro de vibração.

Um procedimento adequado de monitoramento de máquinas por análise de vibrações envolve as seguintes fases:

– **FASE 1:**

Enquadramento da máquina em uma das classes recomendadas por norma, definindo-se os níveis-limite superiores de severidade correspondentes às condições boa (A), aceitável (B), alarme (C) e não permissível (D) da máquina em questão.

– **FASE 2:**

Identificação das frequências de interesse, correspondentes ao funcionamento normal e aos defeitos. Conseqüentemente as faixas dos espectros de vibração a serem adquiridos serão definidas.

– **FASE 3:**

Medição inicial com a completa análise quanto ao nível de severidade de vibração e espectro para identificar os eventuais defeitos presentes.

– **FASE 4:**

Ajuste inicial, corrigindo-se os pequenos defeitos e obtendo-se o nível de severidade de vibração para o que se considera um bom funcionamento. Obtenção dos espectros de vibração para esta condição, que serão as referências.

– **FASE 5:**

Monitoramento periódico por severidade de vibração.

– **FASE 6:**

Se o monitoramento acusar uma variação súbita ou atingir o nível de alarme, deve-se obter espectros e fazer uma análise para a identificação do problema.

– **FASE 7:**

Diagnosticado o defeito, recomendar a manutenção corretiva ou preventiva necessária, e recommear o processo de monitoramento, obtendo-se inicialmente os espectros de referência como na fase 4.

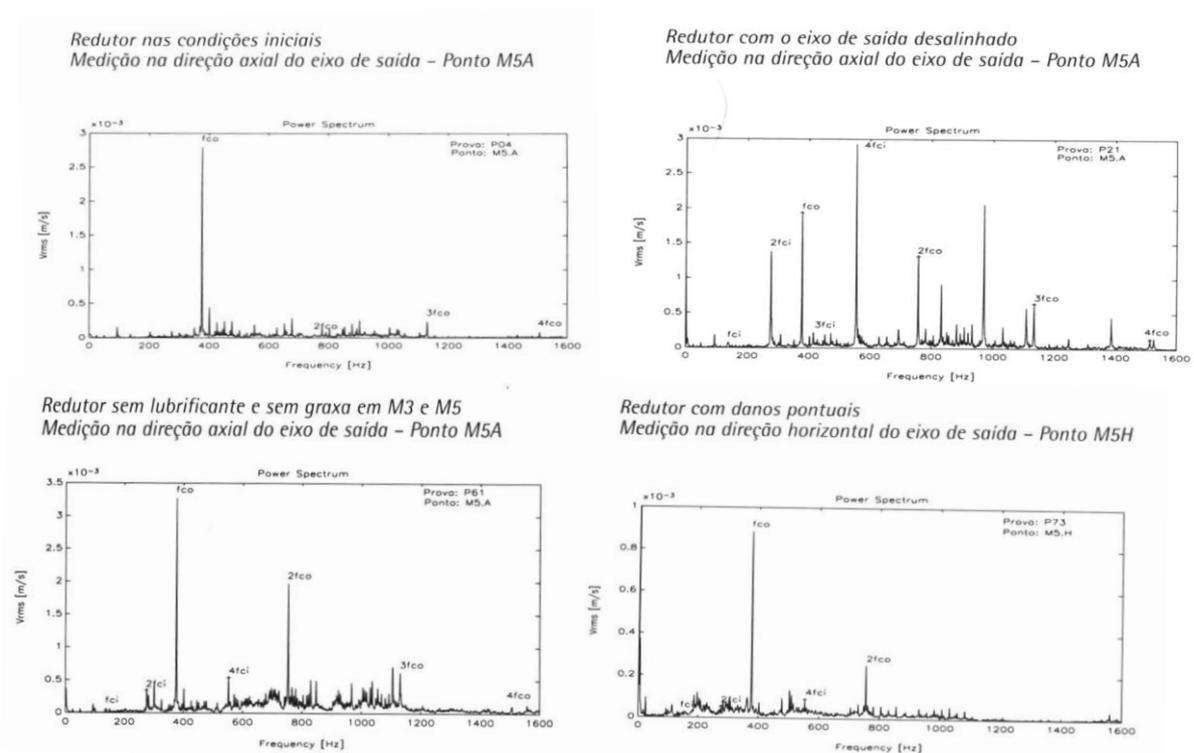


Figura 3.11 - Variação do Espectro de Vibração de um Redutor de Engrenagens em diversas situações (Adyles, 2004).

Apesar de não ser necessário fazer uma análise espectral em toda rotina de inspeção, hoje em dia os circuitos digitais e os medidores de vibração permitem a obtenção do espectro de vibrações de maneira muito rápida e, em muitos casos, em tempo real. Fazer essa análise em todas inspeções traz resultados ainda melhores e mais precisos, já que torna possível o acompanhamento do crescimento de um defeito desde o seu surgimento, ou seja, antes mesmo de atingir níveis detectados como significativos pelo nível de severidade. Em contrapartida, o volume de trabalho aumenta de forma significativa, mas o uso de sistemas informatizados pode contribuir para facilitar o trabalho do operador.

Os sinais captados pelos sensores de vibração podem ser analisados de três maneiras diferentes:

- Análise no domínio do tempo;
- Análise espectral no domínio da frequência;
- Análise cepstral no domínio da “quefrença”.

A análise no domínio do tempo acompanha a vibração do corpo em função do tempo, que é a vibração medida pelos sensores. O sinal no domínio do tempo disponibiliza muitas informações sobre o funcionamento dos vários componentes constituintes do equipamento, contudo, sua interpretação é extremamente complicada, exigindo técnicas de tratamento de sinais que podem inviabilizar sua análise.

A análise no domínio da frequência trata do acompanhamento da vibração como uma função da frequência. Como os sensores medem vibração no domínio do tempo, é necessário que se converta os dados medidos para o domínio da frequência. Normalmente, isso é feito por meio da aplicação de um algoritmo que utiliza a Transformada Rápida de Fourier. No domínio da frequência percebe-se uma repetitividade nas medições. A constatação de mudanças na repetitividade dos padrões de frequência indica um funcionamento alterado do componente, o que pode causar uma falha ou queda de performance. O acompanhamento desses padrões de frequência faz com que a constatação de mudanças seja identificado de forma precoce, permitindo uma tomada de decisão mais calma e precisa.

O domínio da quefrença recebe esse nome característico por analisar o espectro de um espectro, nesse caso, o espectro do logaritmo do espectro da potência, chamado também de “cepstrum”. Ele é utilizado para destacar periodicidades que possam ocorrer em um espectro. Na Figura (3.12), é apresentada uma comparação entre os domínios do tempo, frequência e quefrença.

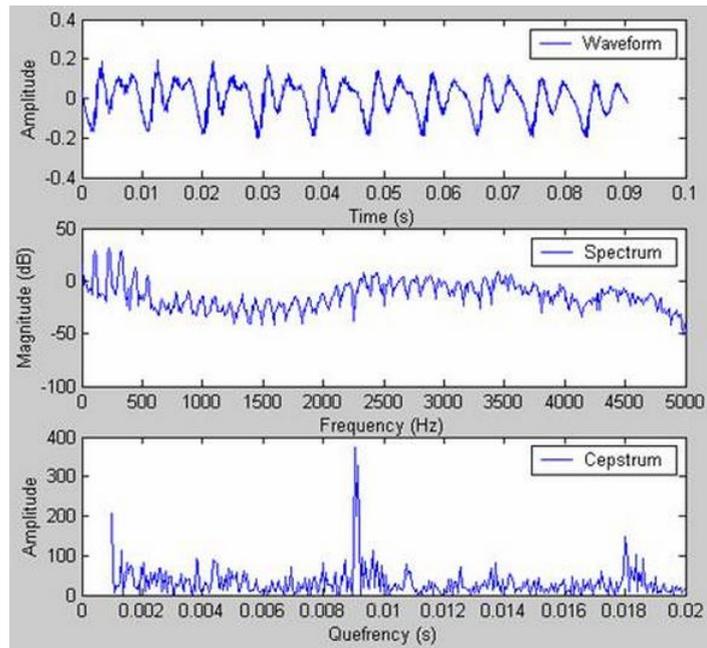


Figura 3.12 - Domínio do tempo, frequência e quefrencia (UCL, 2007).

A seguir estão listadas algumas das diversas falhas que podem ser detectadas por meio de uma análise vibracional:

- Rolamentos deteriorados;
- Engrenagens defeituosas;
- Acoplamentos desalinhados;
- Rotores desbalanceados;
- Eixos deformados;
- Lubrificação deficiente;
- Folgas excessivas;
- Problemas aerodinâmicos ou hidráulicos;
- Desbalanceamento de rotores de motores elétrico.

Lembra-se ainda que, segundo Adyles (2004), as causas mais comuns de vibrações em máquinas são devidas ao desalinhamento e desbalanceamento, alcançando um total de 80% dos problemas de uma máquina.

Para a identificação dessas falhas em uma análise espectral, é necessário avaliar em que faixa de frequência as vibrações do componente que se deseja monitorar estão inseridas. Para isso, define-se as

fontes de vibração normais de uma máquina e as faixas de frequência correspondentes. Além das fontes de vibração normais, é necessário que se identifique as faixas de frequência de possíveis defeitos que a máquina possa apresentar. Os sensores de vibração devem operar em toda faixa de frequência identificada.

Segundo Adyles (2004), **Fontes de vibração normais de uma máquina**, para as quais se espera encontrar amplitudes significativas associadas a suas frequências, são as oriundas da movimentação de suas peças que, por serem flexíveis, conterem desvios de medidas, excentricidades, desbalanceamentos residuais e ajustes dentro das tolerâncias especificadas, geram variações de forças que se repetem ciclicamente com o seu funcionamento, transformando-se em fontes de excitação dinâmica cíclica sobre a estrutura da máquina. As frequências de vibração presentes devido a **defeitos mais comuns** devem ser obtidas após a definição das frequências de funcionamento normal. Deve-se definir quais seriam os possíveis defeitos apresentados, quais seriam as frequências associadas a esses defeitos e como essas frequências iriam interferir no espectro esperado para o equipamento. As frequências de defeitos já foram objeto de vários estudos e são conhecidas. A Tabela (3.3) mostra as fontes de vibrações normais de uma máquina e a Tab. (3.4) apresenta as fontes de vibração devido a defeitos mais comuns.

Tabela 3.3 - Fontes de vibração normais de uma máquina (Adaptado de Adyles, 2004).

Fontes de vibração normais de uma máquina	
Componente	Observação/Frequência
Frequência de giro dos eixos	Valor em giros por segundo da rotação dos eixos; O número de frequências será igual ao número de eixos; São observadas devido à pequenas flexões residuais dos eixos quando solicitados por forças radiais constantes, como engrenagens, excentricidade e desbalanceamento residuais dos rotores, volantes ou engrenagens montados sobre ele, assim como sua própria excentricidade e desbalanceamento residual de fabricação.
Frequência de engrenagens	Frequência de giro do eixo \times o N° de dentes da engrenagem; Possui uma frequência para cada par; As frequências observadas são devidas às deformações dos dentes durante o processo de engrenamento e desvios de forma desses dentes, que fazem com que a força transmitida não seja constante e sim oscilante.

Frequências de passagem de pás	Para bombas, turbinas radiais entre outros, a frequência é determinada pelo N° de pás \times frequência de giro do eixo ao qual ela está acoplada; A frequência é induzida pela excitação dinâmica devida ao corte do fluxo radial pelas pás; Para turbinas ou ventiladores de fluxo axial, o nível de energia dessa frequência é muito baixo e raramente é localizada no espectro do equipamento em boas condições.
--------------------------------	--

Tabela 3.4 - Fontes de vibração devidas a defeitos mais comuns (Adaptado de Adyles, 2004).

Fontes de vibração devidas a defeitos mais comuns		
Defeito	Observação	Frequência (Hz)
Desbalanceamento	Vibração bem determinada; Componente predominante na direção radial.	1x Rotação do eixo
Desalinhamento	Componentes radial e axial (O que a diferencia do desbalanceamento); Componentes movidos pelo eixo podem aparecer com suas primeiras harmônicas.	1x, 2x ou 3x Rotação do eixo
Atrito	Vibrações decrescem com o tempo de uso (amaciamento); Corrosão pode ser um dos causadores de vibrações devidas ao atrito.	-
Rotor Excêntrico	Predominantemente na direção radial; É um tipo de desbalanceamento.	1x Rotação do eixo
Rotor de máquinas elétricas excêntrico	Predominantemente na direção radial.	1x RPM do eixo acompanhada de um combinação de sua segunda harmônica + 2x a frequência da rede elétrica e muitas vezes sua terceira harmônica + 2 x a frequência da rede.

Eixo torto (defletido)	Maior ordem de grandeza no plano axial.	2x Rotação do eixo (Região de acoplamento)
Engrenagens excêntricas	A excentricidade provoca uma modulação do sinal da frequência de engrenamento, aparecendo no espectro como bandas laterais desta frequência; Engrenagens de dentes retos, predominância no plano radial e de dentes helicoidais no plano axial.	Frequência de engrenamento. (Nº de dentes x Rotação do seu eixo.)
Engrenagens desalinhadas	Predominância no plano radial para dentes retos e axial para dentes helicoidais.	Frequência de engrenamento. (Nº de dentes x Rotação do seu eixo.)
Engrenagens com <i>pitting</i> e dentes quebrados	Esta falha provoca uma excitação na estrutura sob a forma de impactos repetidos, com a frequência de rotação do eixo ao qual ela está acoplada; A estrutura mecânica vibra em uma ou mais de suas frequências de ressonância.	As frequências ressonantes se situam entre a frequência de engrenamento (Nº de dentes x Rotação do seu eixo) e frequências de rotação dos eixos.
Mancais de rolamentos	Determinação de deterioração nas pistas interna, externa ou ambas; Choques oriundos de irregularidades nas pistas geram as vibrações; Difícil visualização em um espectro de vibrações, necessária técnica de demodulação em amplitude do sinal temporal (técnica do envelope), filtrado para a banda de frequência da resposta ressonante da estrutura do mancal.	<p>Pista externa:</p> $f_{BFO} = \frac{n}{2} f_r \left(1 - \frac{d}{D} \cos\beta\right)^*$ <p>Pista interna:</p> $f_{BFI} = \frac{n}{2} f_r \left(1 + \frac{d}{D} \cos\beta\right)^*$ <p>Elementos rolantes:</p> $f_{BFO} = \frac{d}{D} f_r \left(1 + \left(\frac{d}{D}\right)^2 \cos\beta\right)^*$

Mancais de deslizamento	Quando existe atrito, provocam uma resposta ressonante de toda a estrutura, na forma de frequências espalhadas por todo o espectro, com faixas largas, como um ruído.	Com folga excessiva, aparecem sub-harmônicas da rotação do eixo, entre 40 a 60% da frequência de rotação do eixo. Com o avanço da folga esses frequências passam a ser de $1x$, $2x$, $3x$, até $10x$ ou maiores.
Folgas mecânicas de bases e estruturas não girantes que fixam mancais	Estruturas desse tipo relacionadas a alguma frequência da máquina, sempre indicam folgas; Predominância na direção radial ao mancal sustentado.	Conjunto de frequências dos múltiplos da rotação do eixo, $0.5x$, $1.5x$, $2x$, $2.5x$, $3x$, até $10x$ ou mais.
Problemas em acoplamentos	Predominância no plano axial de medição.	$2x$ Rotação do eixos, eventualmente mais múltiplos dela.
Problemas em máquinas elétricas	Dois tipos de vibração: (1) Vibração devida a passagem dos pólos do rotor nas ranhuras do estator (Predominância radial); (2) Efeitos magnetostríticos devido a dilatação das lâminas (Predominância radial); Se possível, ao surgir frequências diferentes no monitoramento de rotores, desligue a máquina e obtenha o espectro. Se as frequências sumirem, são devidas a problemas elétricos.	(1) Frequência = Número de pólos com problemas vezes a frequência de rotação do motor. (2) Frequências maiores que as da rede x rotação do motor.

* D =diâmetro primitivo do rolamento; d =diâmetro do elemento rolante; f_r =frequência de rotação do rolamento; β =ângulo de contato entre a pista e o elemento rolante; n =número de elementos rolantes.

3.2.2 MONITORAMENTO DE TEMPERATURA

O monitoramento da temperatura de operação é um método menos complexo quando comparado à análise de vibração ou à análise de óleo, mas não de menor importância. Com o auxílio de pirômetros, termopares, termografias e outros instrumentos de medição, pode-se obter informações acerca do funcionamento da máquina.

Sabe-se que a temperatura de eixos e mancais, por exemplo, tendem a aumentar com um aumento da velocidade de rotação. É possível, então, estabelecer intervalos de temperatura esperados para uma situação específica de carregamento, velocidade, etc. Caso a temperatura medida não esteja no intervalo esperado para um determinado nível de operação, existe a possibilidade de mau funcionamento de algum componente do sistema. Daí deve-se buscar qual componente está prejudicado e proceder aos reparos necessários.

O monitoramento da temperatura pode ser feito como um todo (conjunto) ou por partes (componentes do conjunto). Dentre as falhas que podem ser detectadas através do monitoramento da temperatura estão o desgaste estrutural em componentes do conjunto e/ou a má lubrificação de algum componente. Essas falhas causam um aumento considerável na temperatura de operação, que pode ser percebida principalmente em mancais.

4. SISTEMA DE MONITORAMENTO DA CONDIÇÃO

O sistema de monitoramento da condição (SMC) é constituído basicamente de dois componentes: os sensores, que são responsáveis por medir as variáveis de interesse (temperatura, vibrações, etc) e converter essas medições em sinais elétricos (corrente ou voltagem); e as unidades computacionais que tem as funções de coletar, processar, armazenar e controlar aquelas variáveis.

A aquisição de dados começa nos sensores, que enviam um sinal elétrico (normalmente de 4 – 20mA ou 0 – 10V) para os Controladores Lógicos Programáveis (CLPs) ou Unidades Terminais Remotas (UTRs). Estas, por sua vez, processam o sinal recebido de acordo com uma lógica pré-estabelecida e transmitem os dados para um software SCADA (na sigla em inglês para Supervisory Control and Data Acquisition) através de protocolos de comunicação. A interface homem-máquina (IHM) desses softwares permite que o operador monitore os dados e intervenha quando necessário. Além disso, os dados recebidos pelo software podem ser armazenados em bancos de dados para que se tenha um histórico de funcionamento dos equipamentos. A Figura (4.1) mostra alguns componentes presentes no SMC, que serão explicados no decorrer deste capítulo.

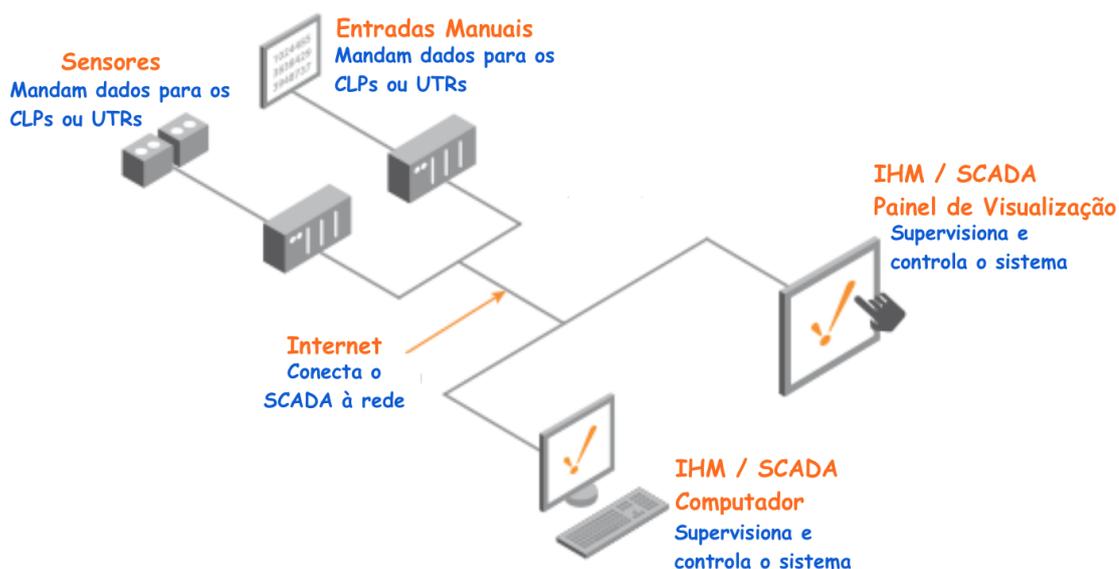


Figura 4.1 - Componentes presentes no Sistema de Monitoração da Condição (Traduzido de Inductive Automation)

4.1 SISTEMAS SCADA

Sistemas supervisórios, conhecidos como sistemas SCADA (na sigla em inglês para Supervisory Control and Data Acquisition) são atualmente muito usados em vários tipos de indústria, como de energia, transporte, AVAC-R, dentre outros. Esses sistemas utilizam tecnologias variadas para monitorar, coletar, armazenar e processar dados, assim como enviar comandos para o transmissor desses dados.

Esses sistemas podem ser usados em aplicações desde as mais simples até outras bastante complexas. A maioria dos sistemas SCADA utilizam softwares de interface homem-máquina (IHM) que permitem que os usuários interajam e controlem máquinas e equipamentos, como válvulas, bombas e motores, por exemplo.

Controladores Lógicos Programáveis (CLPs) e Unidades **Terminais Remotas (UTRs)** são computadores digitais usados na automação de processos. Esses computadores são projetados para terem múltiplas entradas e saídas (inputs e outputs) e armazenam em sua memória programas que descrevem o seu funcionamento. Eles precisam responder aos sinais de entrada em tempo real e produzir um sinal de saída apropriado, para que o controle seja feito de forma satisfatória.

As entradas e saídas de um CLP/UTR podem ser analógicas ou digitais. As digitais são binárias, ou seja, representam um estado da máquina como ligado/desligado, aberto/fechado, etc. Já as analógicas podem variar de um valor mínimo a outro máximo e normalmente são representadas por uma corrente (4 - 20mA) ou por uma voltagem (0 - 10V).

Além das entradas e saídas digitais ou analógicas, uma CLP/UTR também possui uma entrada de programação, que é por onde o operador envia a lógica de programação que vai descrever o comportamento da CLP/UTR ao receber sinais. A Figura (4.2) mostra um CLP da Allen-Bradley modelo MicroLogix 1000, com os terminais de entrada e saída, entrada de programação e entrada de energia identificados.

Toda ação de controle do sistema é feita pelas UTRs/CLPs. A função da **IHM** é restrita a escrever uma nova programação lógica quando preciso e enviá-la para os controladores, além de monitorar os dados que são enviados por esses controladores. Por exemplo, em uma turbina hidrocinética uma CLP poderia controlar a angulação da turbina em relação à corrente de água de forma a atingir uma angulação pré-definida (setpoint), assim como é feito em turbinas eólicas. A **IHM** poderia modificar esse setpoint, além de mandar alarmes/avisos quando a operação atinge condições críticas pré-determinadas.

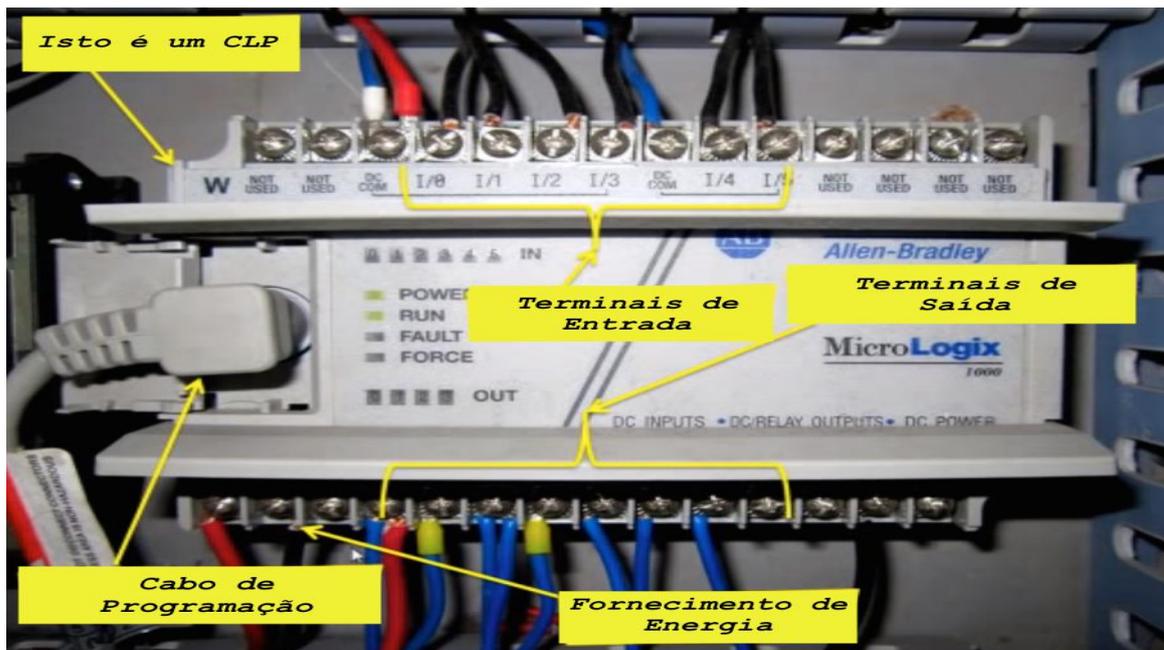


Figura 4.2 – CLP da marca Allen-Bradley, modelo Micrologix 1000 (Traduzido de Singh, 2012)

Normalmente, a IHM apresenta as informações para o operador de forma gráfica, de modo a imitar o sistema real que está sendo controlado. Um desenho esquemático ou até mesmo uma fotografia da turbina hidrocínética podem ser usados para mostrar o que está acontecendo nos diversos pontos de medição. Por exemplo, as pás do rotor podem ser animadas de forma a girar mais rápido ou mais devagar, de acordo com a velocidade medida pelos sensores. Essas possibilidades facilitam bastante a interpretação dos dados apresentados.

Uma das mais úteis e importantes funcionalidades dos **sistemas SCADA**, no que se refere a monitoração e manutenção, é a possibilidade de disparar alarmes. De acordo com o funcionamento esperado das máquinas, é possível que se programe situações críticas (limites) de operação. Ao atingir esses limites, o operador do sistema é avisado por meio de alarmes que são disparados no software, mostrando uma mensagem pré-definida sobre aquela situação crítica específica. Esses avisos podem ser enviados até mesmo por SMS ou por email para o responsável pela manutenção das máquinas. Isso permite que o responsável pelas máquinas esteja sempre a par dos acontecimentos e que o operador tome decisões rápidas assim que uma situação ruim for detectada.

Sistemas SCADA modernos permitem que os dados sejam acessados de qualquer lugar do mundo graças a aplicações web-based. Nesses casos, o software não precisa ser instalado em um computador central. O operador pode acessar o sistema a partir de qualquer computador que esteja conectado à rede de internet.

Várias empresas vendem softwares SCADA para diversas aplicações. Os custos desses softwares muitas vezes são bastante elevados e normalmente dependem da quantidade de sensores, de ter ou não

um servidor e da quantidade de usuários autorizados a ter acesso aos dados. Uma solução alternativa a essas empresas é o ScadaBR, que é um supervisório completo, disponibilizado em licença Open Source (software livre) pela sua empresa desenvolvedora, MCA Sistemas. Por ser Open Source, o ScadaBR permite que o usuário use e customize o software de acordo com as suas necessidades.

O uso de sistemas SCADA para auxiliar rotinas de manutenção é bastante promissor. Contudo, existem algumas dificuldades que precisam ser contornadas para que esses sistemas forneçam informações relevantes para a manutenção. Segundo Yang et al. (2012), duas dessas principais dificuldades são: dados SCADA normalmente são valores médios tirados a cada 10 minutos. Desse modo, as técnicas de monitoramento de condição (análise espectral, por exemplo) não podem ser aplicadas; dados SCADA são coletados sob condições operacionais variadas. Isso torna difícil a detecção de falhas incipientes a não ser que a falha seja séria e cause danos significativos a turbina. Em outras palavras, uma falha severa causa mudanças nos dados do SCADA, mas mudanças nesses dados não significam necessariamente a ocorrência de falhas. Tentando contornar esses problemas, Yang e Court (2012) propuseram uma nova metodologia para se analisar os dados do SCADA em turbinas eólicas. Nesse método, a monitoração da condição é baseada no histórico da performance da turbina sob um intervalo de condições operacionais, ao invés de se basear nas respostas dinâmicas instantâneas.

Os dados coletados por sistemas SCADA em turbinas eólicas variam bastante, mas normalmente incluem:

- Potência ativa de saída;
- Potência reativa;
- Fator de potência;
- Corrente e voltagem no gerador;
- Velocidade de rotação dos eixos;
- Temperatura dos rolamentos da caixa multiplicadora;
- Temperatura do óleo de lubrificação da caixa multiplicadora;
- Temperatura média da nacela.

Algumas correlações entre os dados captados por um sistema SCADA são conhecidas e resumidas na Tab. (4.1).

Tabela 4.1 - Correlações potenciais identificadas por sistema SCADA (Yang et al., 2012)

Componente	Parâmetros SCADA	Interpretações de falhas
Rolamento	Temperatura; Nível de óleo; Velocidade do rotor; Potência no gerador.	Incompatibilidade entre temperatura do rolamento e velocidade do rotor e incompatibilidade entre temperatura do rolamento e potência no gerador indicam falha de rolamento. Nível de óleo ajuda a excluir problema de lubrificação
Caixa Multiplicadora	Vibração da caixa multiplicadora; Temperatura do óleo; Velocidade do rotor; Nível de óleo; Pressão de óleo.	Incompatibilidade entre velocidade do rotor e vibração da caixa e incompatibilidade entre velocidade do rotor e temperatura do óleo indicam falha na caixa multiplicadora. Nível e pressão de óleo indicam vazamento de óleo.
Gerador	Velocidade do gerador; Potência ativa do gerador; Potência reativa do gerador; Fator de potência.	Incompatibilidade entre velocidade do gerador e potência ativa indica falha no gerador. Incompatibilidade entre velocidade do gerador e potência reativa indica falha elétrica no gerador.
Pás	Velocidade do vento; Velocidade do rotor; Potência no gerador; Velocidade do gerador; Vibrações na caixa multiplicadora; Nível de óleo na caixa multiplicadora.	Relações entre velocidade do rotor e potência no gerador, vibrações na caixa multiplicadora e velocidade do rotor, nível de óleo na caixa multiplicadora e o tempo são usadas para checar a condição da caixa multiplicadora e do acoplamento. Se as relações acima estão boas, então incompatibilidade entre velocidade do vento e velocidade do rotor, incompatibilidade entre velocidade do vento e torque no eixo devido a razão de potência e velocidade no gerador, podem indicar falha nas pás.

5. MONITORAMENTO DE TURBINAS

Neste capítulo são apresentadas as configurações dos sistemas eletromecânicos de dois tipos de turbinas usadas para a geração de eletricidade, a saber, turbina eólica e turbina bulbo. Além disso, são apresentados exemplos de sistemas de monitoração utilizados pelo mercado em turbinas desses tipos, afim de subsidiar a proposição de um sistema de monitoração para a turbina hidrocínética desenvolvida no Projeto Tucunaré. As turbinas eólica e bulbo foram usadas como parâmetro por apresentarem semelhanças com a hidrocínética no que se refere aos componentes e às condições de trabalho, respectivamente.

Devido às semelhanças citadas, pode-se estudar como a manutenção é realizada nos componentes eletromecânicos das turbinas eólicas para que se ajude na proposição do sistema de monitoração para a turbina hidrocínética. Por outro lado, apesar de terem os conjuntos eletromecânicos semelhantes, sabe-se que as condições de operação das turbinas eólica e hidrocínética apresentam grandes diferenças. Enquanto a eólica está imersa em ar ambiente e não opera de forma constante, a hidrocínética opera constantemente e debaixo d'água. Por esse motivo, as turbinas bulbo também foram estudadas para que um sistema de monitoração adequado para a hidrocínética pudesse ser proposto.

A confiabilidade dos componentes das turbinas é um importante ponto a ser analisado e discutido nesta seção. Com um estudo detalhado da ocorrência de falhas, determinamos quais componentes estão sujeitos a apresentar irregularidades com maior frequência, as principais causas dessas irregularidades e qual o tempo de manutenção necessário para a sua correção.

Segundo Gray (2012) a taxa de falhas em uma turbina, e na maioria das máquinas em geral, segue uma curva conhecida como “Bathtub” (banheira, em tradução livre), devido a sua forma (Fig. 5.1). Essa curva é composta por três tipos de falhas:

- Falhas prematuras;
- Falhas constantes;
- Falhas por desgaste.

A soma desses três componentes compõem a taxa de falhas no decorrer da vida da máquina analisada.

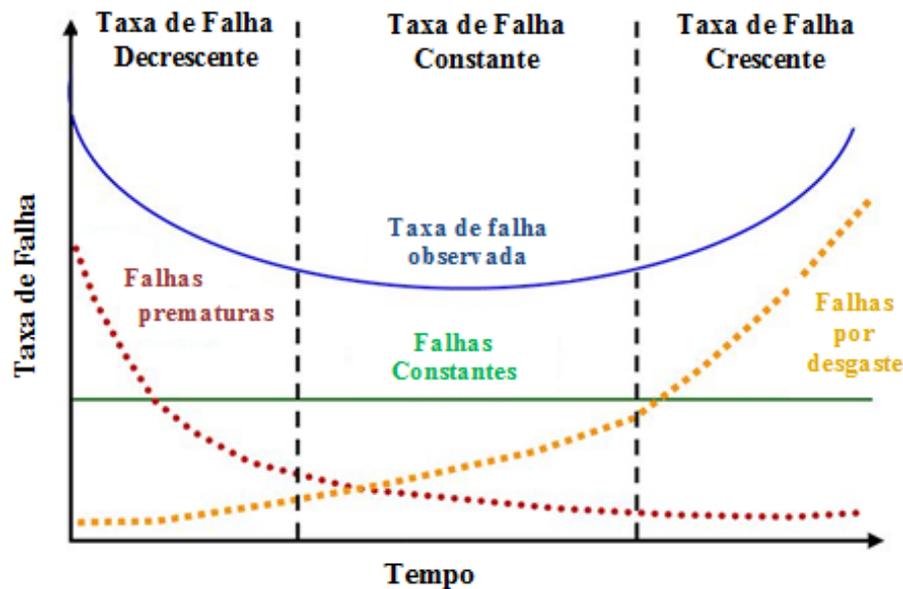


Figura 5.1 - Comportamento da curva de falha de equipamentos e máquinas eólica ao longo de sua vida (Traduzido de U.S. Army document).

Verifica-se que no período inicial de funcionamento, a taxa de falhas nas turbinas eólicas é alta, influenciada pelas falhas prematuras. Isso se deve ao fato de que a operação da turbina ainda está em um período de ajustes inicial, ou seja, as condições ideais de funcionamento ainda não foram encontradas. Com a passar do tempo, esses ajustes são efetuados e falhas iniciais são corrigidas. Após esse momento de falhas iniciais a máquina passa por um período onde as falhas são aproximadamente constantes e se devem a falhas normais de operação de qualquer máquina. Nos últimos anos, a curva apresenta um comportamento crescente devido ao desgaste excessivo dos componentes que podem estar chegando ao fim de sua vida útil, o que acaba por gerar um aumento na quantidade de falhas nos conjuntos da turbina.

Com esse conhecimento acerca do período em que as turbinas eólicas falham, podemos tomar medidas para tentar alterar o comportamento dessa curva nas turbinas hidrocínéticas, concentrando esforços para deixá-la o mais horizontal possível e mais rente ao eixo do tempo. Dessa forma estaríamos evitando falhas nos estágios inicial e final, e diminuindo a taxa de falha por turbinas. Consequentemente, estaríamos minimizando os gastos e as horas perdidas com a manutenção do conjunto. Para alterar esse comportamento de falhas demasiadas no início da implantação das turbinas, podem ser tomadas medidas como a construção de bancadas de testes para realização de testes em situações de trabalho usual, assim como em situações extremas.

A manutenção baseada na condição pode atuar como uma ótima ferramenta nas três fases de vida das turbinas evidenciadas na Fig. (5.1), exercendo um papel fundamental na prevenção da ocorrência de falhas.

5.1 TURBINAS HIDRÁULICAS TIPO BULBO

As turbinas hidráulicas são projetadas para transformar a energia de um fluxo de água em potência de eixo. Estas são divididas em quatro tipos principais: Pelton, Francis, Kaplan, Bulbo. Cada um destes tipos é adaptado para funcionar em usinas com uma determinada faixa de altura de queda. Dos tipos citados, a bulbo é a que tem condições de operação mais semelhantes às da hidrocínética estudada neste projeto. Por esse motivo, a bulbo foi escolhida para servir de base de comparação no que se refere a essas condições.

As turbinas bulbo tem a grande vantagem de poderem ser instaladas em baixíssimas quedas e a fio d'água, ou seja, não necessitam da formação de grandes reservatórios, o que reduz os impactos ambientais. Elas são caracterizadas por possuírem o conjunto turbina-gerador de eixo horizontal instalado no interior de uma cápsula denominada bulbo, que opera submersa. O Rotor Kaplan é o elemento rotativo da turbina onde se transforma a energia do escoamento da água em trabalho mecânico (Alterima, 2011).

Assim como na turbina hidrocínética, na tipo bulbo o conjunto eletromecânico fica completamente submerso em água durante todo tempo de operação e o escoamento do fluido se dá de forma axial. Além disso, elas possuem uma cápsula hermética que garante a estanqueidade do local onde fica o conjunto eletromecânico. Essas são as principais razões para se estudar o sistema de monitoramento desse tipo de turbina neste trabalho.

O sistema de monitoramento estudado foi o aplicado nas turbinas do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira. A empresa de energia Furnas faz parte do consórcio responsável pela construção desse complexo, formado pela hidrelétrica de Jirau e de Santo Antônio. Ele será composto por 88 turbinas tipo bulbo, cada uma capaz de produzir 72 MW de energia elétrica. A construção está prevista para ser finalizada em dezembro de 2016, mas várias turbinas já estão em funcionamento (Tétrault e Gomes, 2011). Quando entrarem em funcionamento, as turbinas desse complexo se tornaram as tipo bulbo de maior capacidade instaladas no mundo, superando as de Tadami, no Japão, com 65,8 MW (Revista Furnas, 2005).

5.1.1 CONFIGURAÇÃO DA TURBINA HIDRÁULICA TIPO BULBO

A unidade geradora tipo Bulbo é composta por uma turbina hidráulica Kaplan de eixo horizontal acoplada a um gerador síncrono também horizontal que se encontra dentro de uma cápsula metálica estanque (bulbo) totalmente imersa no fluxo hidráulico. Como o gerador elétrico e os mancais encontram-se enclausurados, os espaços disponíveis para circulação e manutenção dentro da unidade são exíguos, exigindo das equipes de montagem, operação e manutenção especial atenção quanto ao planejamento das intervenções.

Na Figura (5.2) pode-se observar a configuração geral de uma turbina bulbo com seus principais componentes.

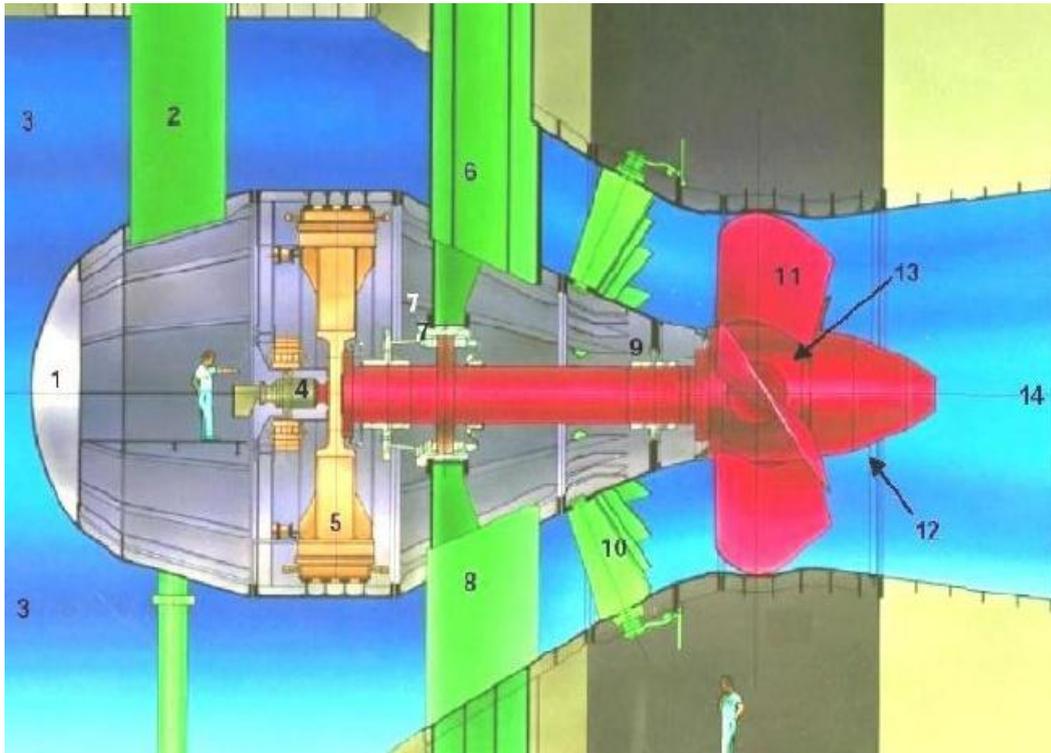


Figura 5.2 - Configuração da turbina Bulbo (Real et al., 2013).

1. Cápsula ou Bulbo:

Cápsula hermética que abriga todo o conjunto eletromecânico;

2. Tubo de acesso ao gerador:

Escada para o acesso de operadores ao gerador;

3. Câmara de Adução:

É posicionada na região final da queda d'água;

4. Sistema de Óleo do Rotor:

Sistema responsável pela lubrificação dos componentes;

5. Gerador Síncrono:

Responsável pela geração de energia elétrica por meio da rotação do seu rotor;

6. Pré-Distribuidor e Tubo de Acesso à Turbina:

Pré-Distribuidor é um conjunto de palhetas-guias fixas que tem por finalidade dirigir o fluxo de água na turbina.

Acesso à turbina é uma escada que permite o acesso de operadores à turbina;

7. Mancais:

Suportam o eixo da turbina e permitem que ele gire livremente;

8. Estrutura de Sustentação;

9. Mancais;

10. Distribuidor:

Distribuidor é um conjunto de palhetas-guias móveis que tem por finalidade regular a vazão de água na turbina;

11. Pás do Rotor:

Proporcionam torque e velocidade de rotação ao rotor da turbina, que transforma a energia do escoamento da água em trabalho mecânico. A maioria das turbinas bulbo possuem pás móveis, como as Kaplan. O rotor é dividido em pás, cone ou ogiva e cubo;

12. Cone ou Ogiva;

13. Cubo;

14. Tubo de Descarga.

As turbinas bulbo seguem o seguinte princípio de funcionamento: a água entra pela tomada de água, a montante da usina hidrelétrica, que está num nível mais elevado e é levada através de um conduto forçado até a entrada da turbina. Lá a água passa pelo pré-distribuidor e pelo distribuidor, que controlam o direcionamento e a vazão volumétrica fornecida à turbina. Para se aumentar a potência as palhetas do distribuidor se abrem, para diminuir a potência elas se fecham. Após passar por este mecanismo a água chega ao rotor da turbina.

Por transferência de quantidade de movimento, parte da energia potencial da água é transferida para o rotor na forma de torque e velocidade de rotação. Devido a isto, a água na saída da turbina está a uma pressão um pouco menor que a atmosférica e bem menor do que a inicial. Após passar pelo rotor, um tubo chamado tubo de sucção ou descarga conduz a água até a parte de jusante do rio, no nível mais baixo (Alterima, 2011).

Mesmo a turbina tipo bulbo apresentando dimensões e capacidades maiores do que a hidrocínética estudada, alguns fatores como a completa imersão em água e o funcionamento ininterrupto, podem ser levados em consideração para a aplicação na turbina hidrocínética.

5.1.2 SISTEMA DE MONITORAMENTO DE UMA TURBINA HIDRÁULICA TIPO BULBO

Segundo Tétréault e Gomes (2011), responsáveis pelo projeto de monitoração das turbinas do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira, o espaço dentro do bulbo para montar a instrumentação, cabos, caixas de proteção e sensores é muito limitado e ainda compete com outros equipamentos necessários ao funcionamento da turbina. Do mesmo modo, o acesso aos pontos de monitoração também é limitado. Por isso, um planejamento anterior é muito importante. Sempre que possível, sensores e seus cabamentos devem ser montados na turbina durante a fase de montagem, antes da turbina ser colocada em operação. Contudo, em turbinas que já estão em funcionamento isso não é possível. Nesses casos, nem sempre será possível instalar a instrumentação nas melhores localizações.

Assim que a turbina é fechada, pressurizada e entra em operação, o acesso ao interior do bulbo para serviços de monitoração precisa ser reduzido ao máximo. Por último, os materiais utilizados no projeto e fabricação dos instrumentos devem ser capazes de operar em temperaturas que podem exceder os 50°C.

Os consórcios Santo Antônio Energia e Energia Sustentável do Brasil, responsáveis pelo complexo hidrelétrico do Rio Madeira, optaram por usar a tecnologia do grupo VibroSystM para os seus sistemas de monitoração devido a experiência desse grupo no monitoramento de turbinas bulbo ao redor do mundo. A Figura (5.3) apresenta um esquema de como foi feito o sistema de monitoração nas turbinas desse complexo.

Segundo Tétréault e Gomes (2011), os principais desafios da monitoração em turbinas bulbo são: espaço, acesso, temperatura e o pequeno entreferro (air gap) vs diâmetro do rotor.

O entreferro (air gap) é a distância entre o estator e o rotor do gerador da turbina hidrocínética. A importância da monitoração desse parâmetro é grande e uma turbina de Igarapava sofreu grandes danos e gerou bastante prejuízo para a empresa CEMIG, líder do consórcio responsável pela usina, por não ter instalado esse sistema de monitoramento. Após o prejuízo, instalou-se o sistema e verificou-se que outra turbina do complexo iria sofrer as mesmas coisas. Contudo, como o problema foi detectado de forma antecipada, o reparo necessário foi feito antes que os prejuízos fossem inevitáveis (VibroSystM Newsletter, 2000 & Metzker et al. 1999).

Para monitorar o entreferro, quatro sensores capacitivos foram instalados com separação de 90° no plano do estator a montante e mais quatro a jusante. Eles são conectados via cabos triaxiais a oito módulos de linearização e seus sinais de saída (de 4 a 20 mA) são transmitidos à unidade de aquisição de dados.

5.2 TURBINAS EÓLICAS

Turbinas eólicas são sistemas que usam a energia cinética do vento para produzir energia elétrica. Essa captação da energia proveniente do vento se dá por meio das pás, que absorvem a força do escoamento incidente e a partir do torque gerado tocam o eixo a uma baixa rotação.

5.2.1 CONFIGURAÇÃO DE UMA TURBINA EÓLICA

Para as turbinas eólicas existem duas configurações típicas. A primeira configuração não apresenta caixa multiplicadora, tendo o seu rotor ligado diretamente ao gerador. A segunda configuração possui caixa multiplicadora, que tem por finalidade aumentar a velocidade transmitida pelas pás à velocidade exigida pelo gerador. A Figura (5.4) mostra a configuração de uma turbina eólica de conjunto eletromecânico semelhante ao da turbina hidrocínética que será utilizada no Projeto Tucunaré, ou seja, com a presença da caixa multiplicadora, como definido por Fonseca e Araújo (2013). Nesta figura, a única diferença encontrada dentro do conjunto eletromecânico em relação à turbina hidrocínética é o posicionamento do freio, que está colocado antes da caixa multiplicadora, sendo que na hidrocínética ele estará posicionado entre o gerador e a caixa multiplicadora.

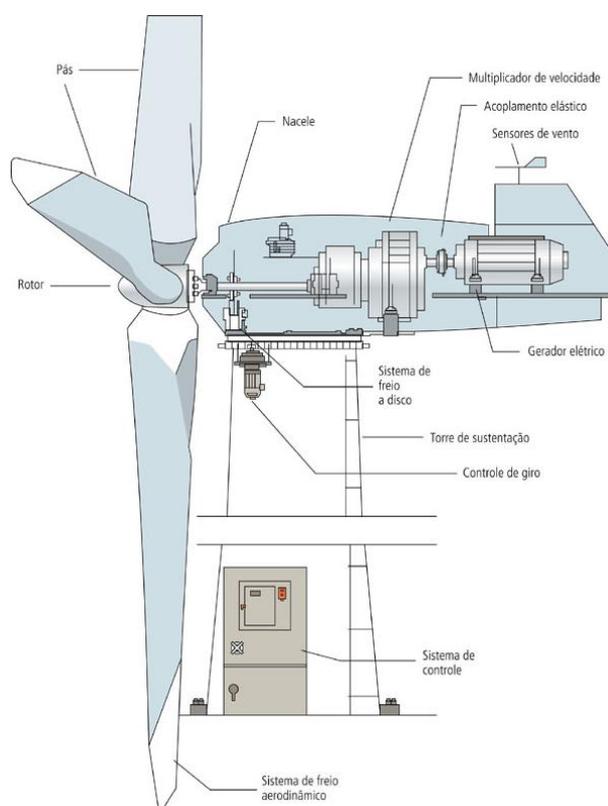


Figura 5.4 - Componentes de uma turbina eólica (Centro Brasileiro De Energia Eólica - CBEE / UFPE, 2000).

De acordo com Marcelino (2007), os componentes das turbinas eólicas e suas descrições são as seguintes:

- Nacele

Compartimento que contém a maioria dos dispositivos da turbina eólica. Sua principal função é proteger estes elementos da ação da natureza, como chuva, granizo, tempestades, dentre outros. Varia de tamanho e material conforme o modelo da turbina, podendo ser de metal ou fibra de vidro. Existem modelos que o tamanho pode chegar ao de uma sala, possibilitando o deslocamento de pessoas em seu interior.

- Pás do Rotor

Responsável por capturar a energia dos ventos e levar até o cone do rotor. As pás estão cada vez mais modernas, devido a melhorias aerodinâmicas que são constantemente empregadas usando tecnologias da aviação.

- Cone do Rotor

Conecta as pás do rotor ao eixo da caixa de engrenagens. A velocidade de rotação nesse eixo é baixa e, por isso, se usa a caixa de engrenagens.

- Caixa de Engrenagens

Responsável por transformar o alto torque e baixa velocidade de rotação do eixo de entrada em baixo torque e alta velocidade no eixo de saída. É necessário porque o gerador exige uma alta velocidade de rotação no seu eixo de entrada.

- Gerador Elétrico

Responsável por gerar eletricidade a partir da rotação do eixo de alta velocidade. Geralmente são utilizados os geradores de indução ou geradores síncronos. Em algumas aplicações podem ser usados os motores assíncronos de indução com rotor bobinado de anéis, duplamente excitados, atuando como gerador.

- Controle de Giro

Utilizado para alterar a posição angular da turbina, de forma que a incidência do vento seja direta, aproveitando o máximo possível da energia eólica. Pode ser controlado via motor elétrico ou mecanicamente.

- Sistema de Freio

Os sistemas de freio podem ser do tipo a disco quando a turbina é de grande porte. É usado no momento da manutenção ou quando a turbina está sujeita a condições extremas, por exemplo, quando os sensores de monitoração indicarem ventos excessivos devido a tempestades.

- Sistemas de Controle

Usado para controlar variáveis de funcionamento da turbina a partir da captação de sinais sobre o seu funcionamento. A captação de sinais é feita através dos sensores de monitoração.

- Torre

Elemento que sustenta toda a turbina. Pode ser tubular ou retificado com tamanhos variados, devendo, na maioria das vezes, ser o mais alto possível para um melhor aproveitamento dos ventos.

5.2.2 ANÁLISE DA CONFIABILIDADE EM TURBINAS EÓLICAS

Nesta seção, faz-se uma avaliação da confiabilidade apresentada por turbinas eólicas visando aplicar os resultados encontrados às turbinas hidrocinéticas. Com essa análise, temos como objetivo poder determinar quais componentes possuem altas taxas de falha e quais geram maior tempo de inatividade devido a falhas. Os componentes identificados necessitarão de um maior rigor na monitoração.

TAXAS MÉDIAS DE FALHA ANUAL POR TURBINA E PERÍODOS DE INATIVIDADE

Algumas pesquisas vêm sendo feitas ao longo dos anos para medir a taxa de falhas média em diversos parques de turbinas eólicas. Os resultados diferem entre os relatórios por diversos motivos, como tempo de coleta de dados, quantidade de turbinas eólicas por parque, tamanhos das turbinas, entre outros. Mesmo assim, os resultados passam informações importantes acerca do tempo de inatividade apresentado devido a diferentes tipos de falhas e acerca das taxas de falha por ano das turbinas. Em um levantamento realizado por Tavner et al. (2009), dados de parques eólicos foram coletados, analisados e publicados em seis diferentes relatórios, a saber:

“Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm” (WMEP):

Programa de estudo científico alemão que avaliou o funcionamento de 1500 turbinas eólicas com configurações distintas, no período de 1989-2006 ao redor do mundo, coletando informações importantes acerca do mau funcionamento das turbinas, da manutenção, da produção de energia, entre outros dados.

“Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein” (LWK)

Estatísticas de falhas publicadas pela LWK, tendo como referência um parque eólico localizado em Schleswig-Holstein, Alemanha. Nesse parque eólico foram coletados dados sobre as falhas ocorridas em 241 turbinas no período de 1993-2006.

“Windstats” (WSD e WSDK):

Publicação feita pela Windstats Newsletter, onde dois grupos de turbinas, um na Alemanha (1995-2004 com 4285 turbinas) e outro na Dinamarca (1994-2003 com 904 turbinas), foram monitorados coletando dados sobre o seu funcionamento.

“Tuulivoiman Tuotantotilastot Vuosiraportti” (VTT):

Relatório do centro de pesquisa técnico da Finlândia, que realizou uma coleta de dados em 92 turbinas no período de 2000-2004, avaliando o desenvolvimento do desempenho nas turbinas existentes.

“Driftuppföljning av vindkraftverk, årsrapport” (Elforsk):

Publicação anual realizada pela Elforsk avaliando as falhas e períodos de inatividades em grande parte das turbinas eólicas da Suécia (1997-2004 com 723 turbinas).

A Tabela (5.1) mostra a taxa média de falhas por ano por turbina e o período de inatividade causado por essas falhas relatados nos relatórios citados.

Tabela 5.1 - Taxa média de falha e inatividade anual em parques eólicos (Adaptado e traduzido de Tavner et al., 2009).

	Taxa média de falha [falha/turbina/ano]	Inatividade anual [horas/turbina/ano]
WMEP	2,4	156
LWK	1,9	27
Windstats	1,8	93
	0,7	-
VTT	1,5	237
Elforsk	0,8	58

Os dados presentes na tabela mostram que a taxa média de falha nos diferentes sítios são, de certa forma, parecidas, ainda que haja variação entre elas. Já a inatividade causada por essas falhas pode variar de um dia a até mesmo uma semana, produzindo altos custos relativos a não geração de energia e a manutenção necessária para trazer a turbina de volta ao seu funcionamento normal.

Em outra avaliação, mostrada na Tab. (5.2), pode-se ainda identificar quais foram os componentes que apresentaram as maiores taxas de falha e quais ficaram mais tempo inutilizados por causa disso.

Tabela 5.2 - Componentes que apresentaram uma maior taxa de falha e um maior período de inatividade por falha (Adaptado e traduzido de Tavner et al., 2009).

	Maior taxa de falha	Maior período de inatividade por falha
WMEP	1. Elétrica 2. Controle 3. Sensores	1. Caixa de engrenagens 2. Transmissão 3. Gerador
LWK	1. Elétrica 2. Rotor 3. Controle	1. Caixa de engrenagens 2. Rotor 3. Elétrica
Windstats	1. Rotor 2. Elétrica 3. Sensores	1. Caixa de engrenagens 2. Rotor 3. Transmissão
	1. Controle 2. Rotor 3. Sistema de orientação	- - -
VTT	1. Hidráulica 2. Rotor 3. Caixa de engrenagens	1. Caixa de engrenagens 2. Rotor 3. Suporte/ Nacele
Elforsk	1. Elétrica 2. Hidráulica 3. Sensores	1. Transmissão 2. Sistema de orientação 3. Caixa de engrenagens

Esses resultados podem ser vistos com uma avaliação mais profunda na Fig. (5.5), onde uma comparação mais estreita é feita entre as populações de turbinas eólicas dos grupos LWK e Windstats. Esta última foi separada em dois subgrupos, WSD e WSDK. Esses três grupos se localizam na Alemanha e Dinamarca e se diferenciam em números de turbinas por parque eólico, tamanho, idade e tecnologia aplicada aos componentes, sendo que o grupo LWK representa as turbinas de uma geração mais nova, com mais tecnologia e de maior porte.

Pelas Tabela (5.2) e Figuras (5.5) e (5.6), pode-se identificar que componentes relacionados ao sistema elétrico são os que mais falham e atingem um valor mediano de inatividade por falha, se comparada a outros elementos da turbina eólica. Já elementos mecânicos ligados à transmissão, a caixa de engrenagens e aos rotores são os que deixam as turbinas inutilizáveis por mais tempo, o que impossibilita a geração de energia e eleva os custos de O&M, já que são mais caros e complexos do que outros componentes das turbinas. Sua confiabilidade é mais elevada do que a do sistema elétrico,

ou seja, são menos suscetíveis a falhas. Mesmo assim, devido ao tempo de inatividade que ocasiona, o conjunto mecânico precisa ser bem monitorado.

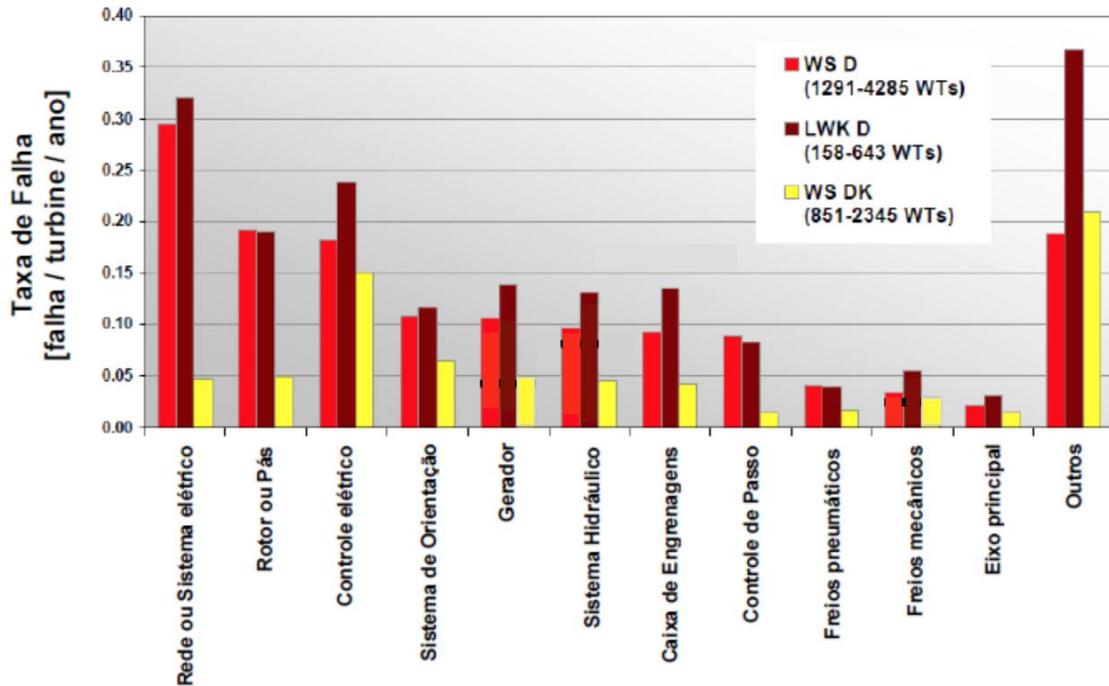


Figura 5.5 - Taxa de falha em componentes da turbina eólica (Traduzido de Tavner et al., 2009).

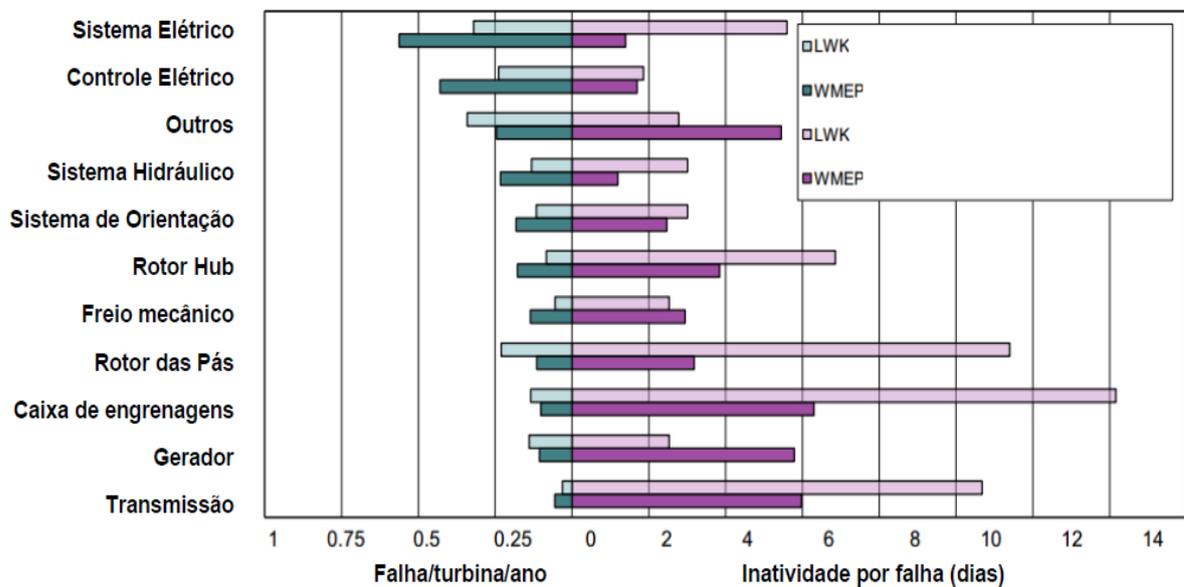


Figura 5.6 - Taxa de falha e período de inatividade em componentes de turbinas eólicas (Traduzido de Tavner et al., 2009).

Todas essas informações se refletem nos dados encontrados por Tavner et al. (2009), em que 75% das falhas totais são responsáveis por apenas 5% do período de inatividade da turbina. Entende-se,

então, que dentro desses 75% estejam as falhas referentes ao sistema de controle, sensores e outros componentes que demandam um tempo de manutenção menor. Os outros 25% correspondem a 95% do tempo de inatividade total de uma turbina e estão relacionados a falhas em caixas de engrenagens, transmissões, sistemas de orientação, entre outros.

Ainda existem outros fatores que influenciam no aumento da ocorrência de falhas, como o tamanho das turbinas e a capacidade de produção de energia, por exemplo. Nas pesquisas realizadas em campo, observou-se que quanto maior a turbina, maior será o número de falhas que ela apresentará no decorrer de sua vida. Essa constatação pode ser observada na Fig. (5.7).

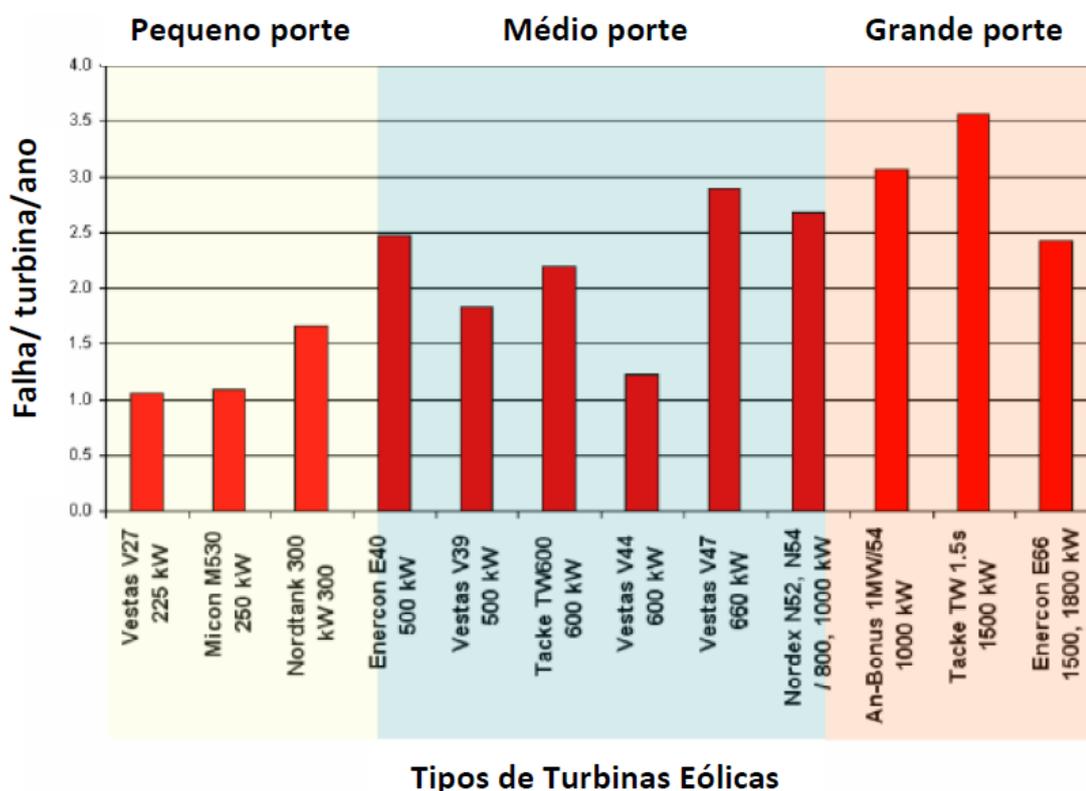


Figura 5.7 - Taxa média de falha em modelos da empresa LKW: Período de 1993 – 2004 (Traduzido de Tavner et al., 2009).

Outro fator importante identificado foi a relação do número de falhas com a velocidade do vento. De acordo com Tavner et al. (2009), quanto maior for a velocidade do vento, mais suscetível à ocorrência de falhas a turbina estará.

Desse modo pode-se fazer uma analogia, comparando a velocidade do vento com a velocidade das correntes as quais a turbina hidrocínética estaria sujeita. Já que com o aumento da velocidade do vento temos um aumento das falhas, é esperado que ocorra o mesmo com o aumento da velocidade das correntes. Dessa forma, fica evidenciada a necessidade da monitoração da velocidade da corrente e fluxo de água na turbina hidrocínética.

Wisznia (2013) propõe em seu trabalho um sistema de monitoração para turbinas eólicas offshore. O foco nesse tipo de turbina se deu devido ao fato dessas turbinas apresentarem valores de confiabilidade entre 65 a 90% enquanto as turbinas eólicas onshore apresentam uma confiabilidade de 95 a 98%. Na tentativa de focar nos componentes que mais falham ou que produzem falhas mais danosas ao sistema, Wisznia elaborou uma tabela de priorização da monitoração de componentes para as turbinas eólicas (Tab. 5.3), identificando quais componentes necessitam de maior atenção por parte dos trabalhos de monitoração. A Tabela (5.3) foi adaptada, inserindo-se apenas os componentes das turbinas hidrocínéticas.

Tabela 5.3 - Prioridade de monitoração para componentes da Turbina Eólica. (Adaptada e traduzida de Wisznia, 2013).

Componentes	Inatividade	Taxa de Falha anual	Prioridade
Freios	Muito Baixa	Moderada	Baixa
Eixo principal/ Rolamentos	Alta	Baixa	Alta
Caixa de Engrenagens/ Transmissão	Muito Alta	Moderada	Muito Alta
Gerador	Muito Alta	Moderada	Muito Alta
Controle Eletrônico	Baixa	Alta	Moderada
Rotor das pás	Muito Alta	Moderada	Alta

Dessa tabela, importantes informações foram obtidas. O rotor das pás, o gerador e a caixa de engrenagens/transmissão apresentaram alta necessidade de monitoração, pois uma falha nesses componentes costuma levar muito tempo para ser corrigida e os reparos necessários são muito caros. Por esses motivos, a prioridade na monitoração desses elementos é dada como alta.

Os eixos e rolamentos, apesar de falharem menos e exigirem um período de inatividade menor que, por exemplo, o gerador e a caixa multiplicadora, tiveram sua manutenção dada como muito alta. Isso ocorreu devido ao fato de que a monitoração de eixos e mancais são as principais fontes de informações sobre o estado dinâmico de vários componentes. Falhas em diversos elementos da turbina poderão ser avaliadas a partir de dados de vibração medidos nos mancais.

Mesmo alguns componentes tendo apresentado baixo ou moderado grau de prioridade, isso não significa que esses não necessitem de monitoração. Como vimos nos capítulos anteriores, a monitoração baseada na condição tem importância para todos os componentes e para o conjunto como um todo. Sabendo como cada parte do conjunto se comporta, pode-se fazer melhores análises e determinar causas e resultados de falhas com maior precisão.

Portanto, o estudo feito por Wisznia (2013) mostrou quais componentes deveriam ser priorizados no que se refere à monitoração da condição caso o sistema de monitoração fosse, por exemplo, limitado por um baixo orçamento.

5.2.3 SISTEMA DE MONITORAMENTO DE UMA TURBINA EÓLICA

Com os componentes da turbina eólica devidamente explicados e as suas confiabilidades avaliadas, estudaram-se sistemas de monitoração que já são utilizados em turbinas eólicas. O objetivo desse estudo foi fornecer informações sobre o tipo de monitoração feito nos diversos componentes para que a aplicabilidade destes nas turbinas hidrocinéticas pudesse ser avaliada.

Para a monitoração realizada na caixa multiplicadora foi usado como base um trabalho desenvolvido pela NREL (National Renewable Energy Laboratory), que trata sobre a análise vibracional e sobre a análise de óleo lubrificante da caixa multiplicadora, entre outras coisas que não fazem parte do escopo do trabalho aqui apresentado.

Neste trabalho do NREL, foi avaliado como a assinatura vibracional e a condição do óleo lubrificante eram alteradas com a degradação da saúde de duas caixas multiplicadoras. Essas caixas multiplicadoras foram testadas tanto em uma bancada de testes como em um parque eólico, a saber, o parque eólico de Ponnequin, EUA.

O diagrama da bancada de testes do **NREL** apresentado na Fig. (5.8) mostra todo o sistema de monitoração empregado para realizar a coleta de dados do conjunto eletromecânico. Neste apanhado geral do sistema, a transmissão da força elétrica, força mecânica e sinais de controle são indicados pelas linhas de cores vermelha, azul e verde respectivamente.

Para a análise da assinatura vibracional, sensores foram dispostos ao longo do conjunto eletromecânico para a captação de sinais. Ao todo 12 sensores foram instalados, mas, segundo Sheng et al. (2011), uma configuração típica de monitoração de turbina eólica consiste na utilização de apenas 8 acelerômetros, que podem ser dispostos da seguinte maneira: dois acelerômetros no rolamento principal (direção axial e direção radial), quatro acelerômetros na caixa multiplicadora (um para as engrenagens planetárias na direção radial e outro para cada estágio da caixa multiplicadora, sendo todos na direção radial), e dois acelerômetros no gerador (entrada e saída, direção radial). O posicionamento dos 12 sensores utilizados pela **NREL** pode ser observado na Fig. (5.9) e a Tab. (5.4) indica a posição e a direção de medição de cada acelerômetro mostrado.

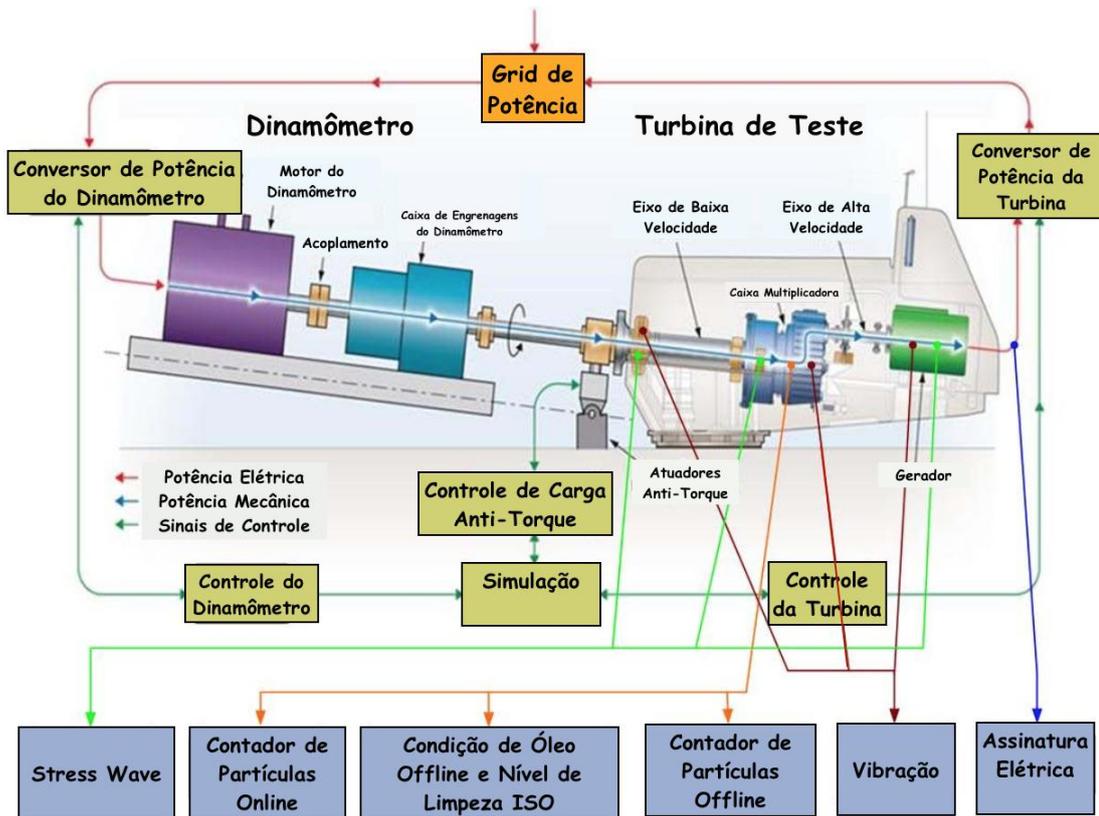


Figura 5.8 -Diagrama da bancada de testes e configuração de monitoração utilizada pela NREL (Traduzido de Sheng et al., 2011).

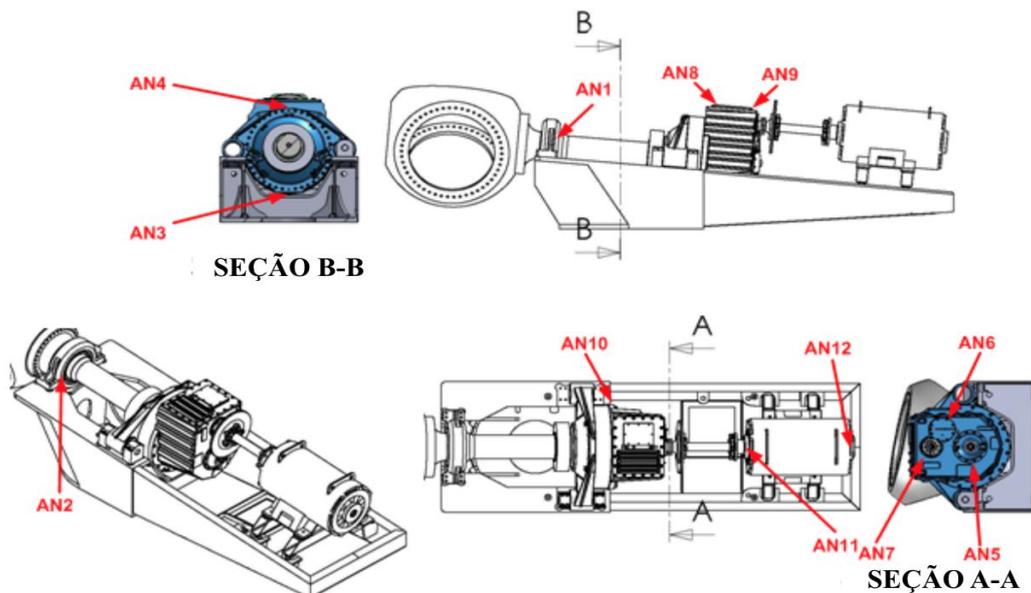


Figura 5.9 - Disposição de acelerômetros para MBC do conjunto eletromecânico de uma turbina eólica (Traduzido de Sheng et al., 2011).

Tabela 5.4 - Indicação do posicionamento dos sensores. (Traduzido de Sheng et al., 2011).

SENSOR	LOCALIZAÇÃO
AN1	Rolamento Principal (Radial)
AN2	Rolamento Principal (Axial)
AN3	Anel da Caixa Multiplicadora (6 horas)
AN4	Anel da Caixa Multiplicadora (12 horas)
AN5	Estágio de baixa velocidade da Caixa Multiplicadora (Radial)
AN6	Estágio de velocidade intermediária da Caixa Multiplicadora (Radial)
AN7	Estágio de alta velocidade da Caixa Multiplicadora (Radial)
AN8	Rolamento do eixo de saída da Caixa Multiplicadora (Radial)
AN9	Rolamento do eixo de entrada da Caixa Multiplicadora (Radial)
AN10	Chassi (Radial)
AN11	Entrada do gerador (Radial)
AN12	Parte traseira do gerador (Radial)

Além das instalações dos acelerômetros, um sistema para a monitoração da condição do óleo da caixa multiplicadora foi montado. O esquema desse sistema pode ser visualizado na Fig. (5.10). Segundo Sheng et al. (2011), o sistema apresentado inclui quase todas as práticas utilizadas na indústria eólica para o monitoramento contínuo em tempo real do óleo. O sensor de monitoramento instalado dentro do circuito de filtragem é denominado "inline", e é indicado por *K1*. Dentro do circuito de filtragem, denominado "Offline", os sensores são indicados por *K2*, *K3*. Os sensores *K1*, *K2* e *K3* são sensores contadores de partículas, sendo que o sensor *K1* fornece a contagem de partículas acumuladas. Os sensores *K2* e *K3* fornecem tanto a contagem total de partículas acumuladas quanto a contagem de partículas ferrosas/não ferrosas em diferentes tamanhos. O sensor que utiliza como critério o nível de limpeza ISO, realiza a medição de contaminação do óleo monitorado, mas está restrito a um tamanho de partículas pequeno, comparado com os valores medidos por *K1*, *K2* e *K3*. Os sensores de qualidade do óleo e umidade são usados para monitorar a degradação do óleo. Para a maioria das instalações realizadas em turbinas eólicas, apenas um desses sensores é instalado.

No trabalho de Sheng et al. (2011), o sistema de monitoração usado era baseado na monitoração de engrenagens, rolamentos, óleos lubrificantes e parte elétrica do conjunto eletromecânico. Os métodos utilizados para as análises das monitorações feitas foram: análise da assinatura vibracional, análise de óleo e análise da assinatura elétrica. Os resultados referentes a análise da assinatura elétrica de componentes defeituosos não apresentaram alterações quando comparados a análise de um componente saudável e, por esse motivo, os autores não comentaram esses resultados. As Figs. (5.11) e (5.12), mostram os tipos de falhas, encontradas em uma das caixas multiplicadoras após a sua

desmontagem. Essa caixa foi monitorada por esses métodos e as medições e análises feitas são apresentadas na sequência.

Os sintomas apresentados pela caixa multiplicadora em virtude das falhas observadas posteriormente foram: vibrações elevadas, aumento do nível de ruído, contaminação do óleo, superaquecimento e queda de performance do componente.

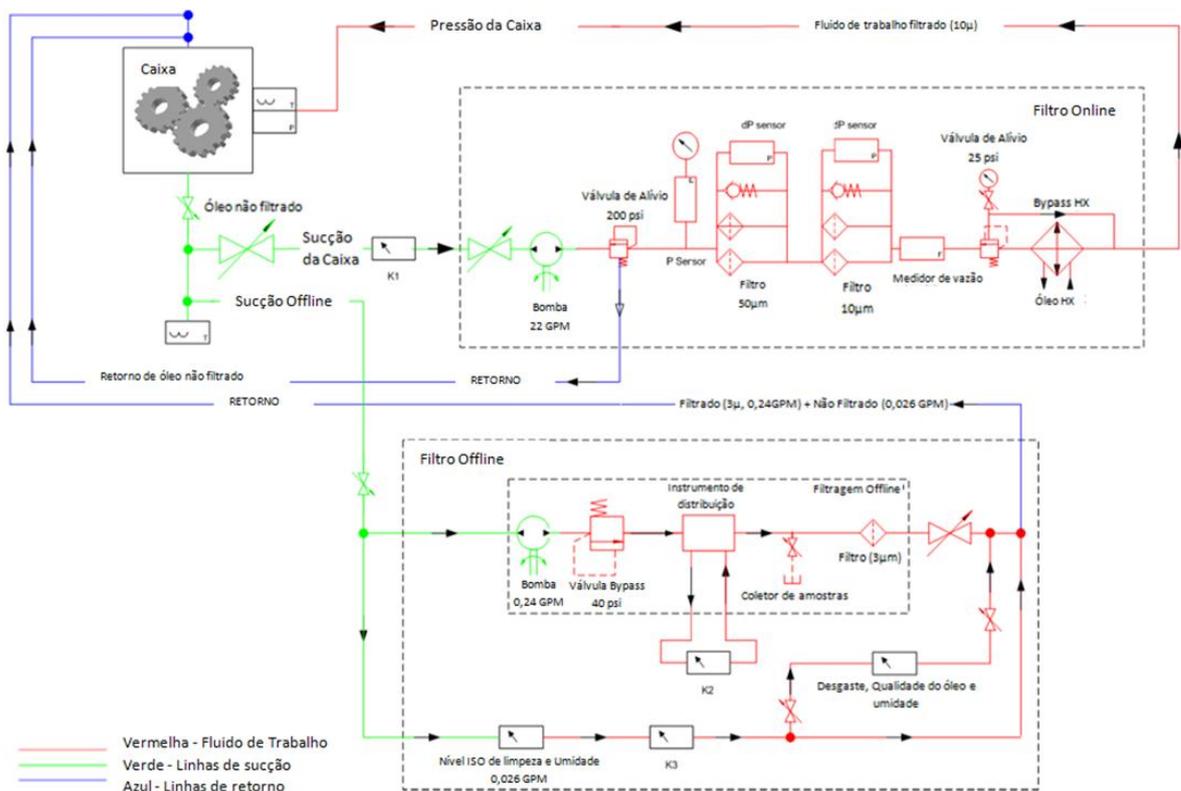


Figura 5.10 - Ilustração de uma típica monitoração contínua, em tempo real, do óleo lubrificante (Traduzido de Sheng et al., 2011).

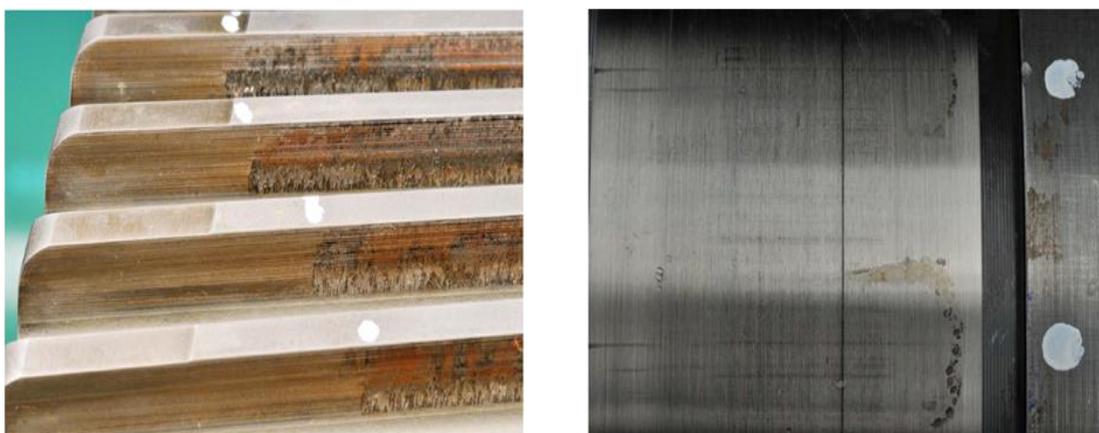


Figura 5.11 - Falhas nas engrenagens (a esquerda) e na na pista interna de rolamentos (a direita) (Sheng et al., 2011).



Figura 5.12 - Fratura no dente da engrenagem (a esquerda) e contaminação do óleo lubrificante (a direita) (Sheng et al., 2011).

ASSINATURA VIBRACIONAL

As Figuras (5.13) e (5.14) exibem os resultados obtidos no teste de monitoramento das caixas multiplicadoras. A Figura (5.13) exhibe os dados obtidos para o conjunto saudável, já a Fig. (5.14) apresenta resultados referentes ao conjunto que apresentou falhas. As imagens apresentam os espectros de vibrações obtidos a partir dos dados captados pelo acelerômetro do eixo de rotação intermediária, na parte traseira da caixa de engrenagens.

Para ambas imagens, o eixo horizontal indica a frequência em ciclos por minuto e o eixo vertical apresenta a aceleração em g , sendo $g = 9,8 \text{ m/s}^2$. Nos gráficos, os valores de 39,600 cpm (660 Hz), que representa a frequência do estágio de alta velocidade, assim como seu segundo harmônico, são salientados pelas linhas vermelhas. Comparando as duas imagens, podemos perceber que nesses pontos a amplitude da frequência monitorada é maior para a Fig. (5.14), o que representa um comportamento anormal, como analisado por Sheng et al. (2011). Isso demonstra que a falha é percebida exatamente nas frequências do estágio de alta velocidade. As dez bandas laterais, também salientadas pelas linhas vermelhas na Fig. (5.14), possuem caráter meramente ilustrativo para evidenciar a região do segundo harmônico do estágio de alta velocidade.

Além das análises espectrais apresentadas nas Figs. (5.13) e (5.14), análises também foram realizadas a partir de dados obtidos de outros sensores e outros componentes defeituosos puderam ser identificados a partir dessa análise global. Ao final do período de testes, depois de realizada a desmontagem das caixas multiplicadoras, todas as falhas presentes na caixa de engrenagens puderam ser observadas. Dessa forma, constatou-se se as falhas identificadas pela análise vibracional realmente existiam e se existiam outras falhas não previstas por esse tipo de análise. A Tabela (5.5) apresenta o resultado da avaliação.

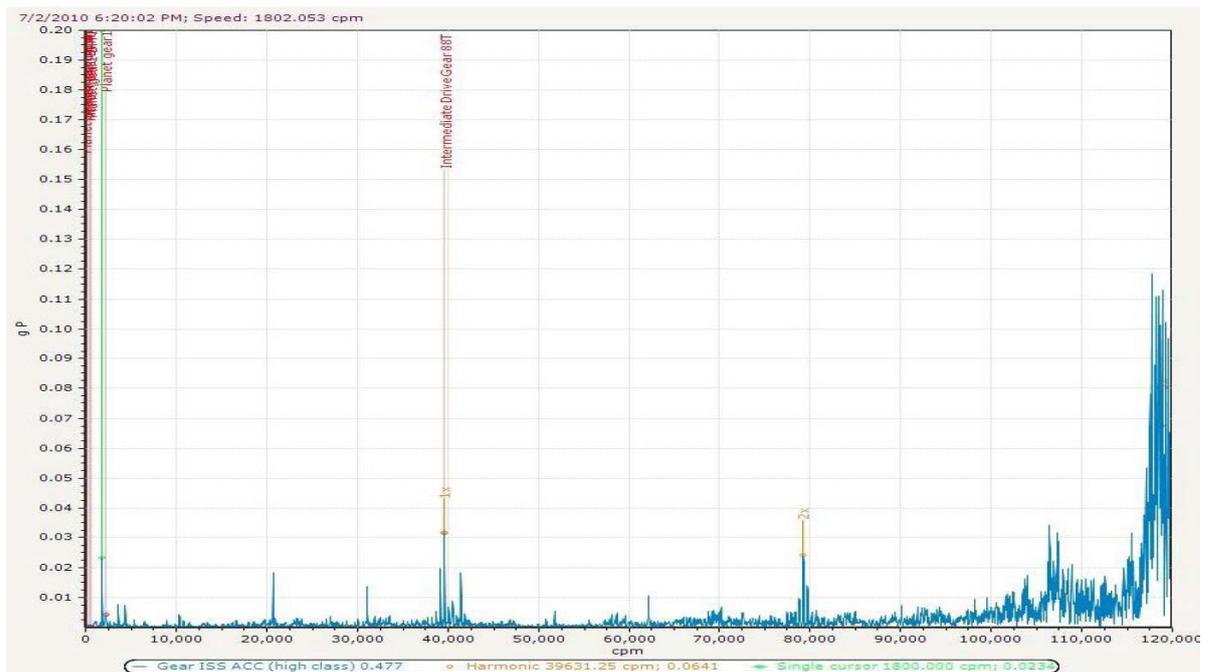


Figura 5.13 - Resultado referente a caixa multiplicadora saudável (S.Sheng et al., 2011).

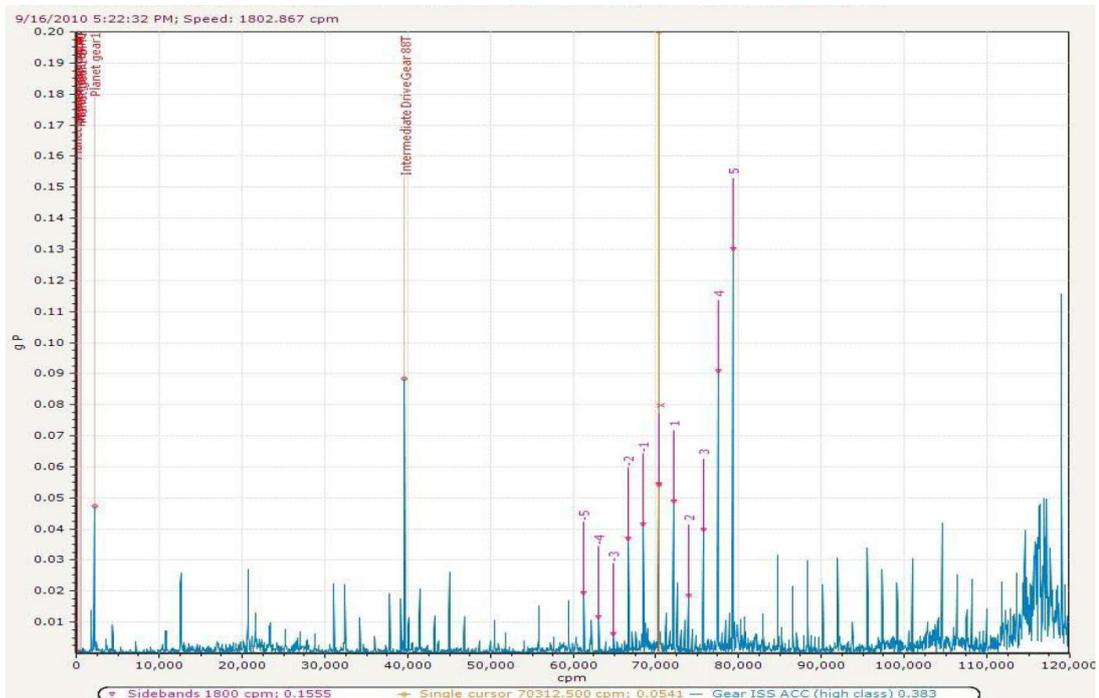


Figura 5.14 - Resultado referente a caixa multiplicadora danificada (Sheng et al., 2011).

Tabela 5.5 - Resultado de falhas identificadas na monitoração realizada por meio da análise vibracional (Sheng et al., 2011)

Dano	Localização/	Dano identificado
1	Pinhão e Engrenagem / Engrenagens do estágio de alta velocidade da Caixa Multiplicadora.	Sim
2	Rolos e Anel interno / Rolamento do estágio de alta velocidade da Caixa Multiplicadora.	Sim
3	Engrenagem, Pinhão e Dentes / Engrenagens do estágio de velocidade intermediária da Caixa Multiplicadora.	Sim
4	Anel Interno / Rolamento do estágio de velocidade intermediária da Caixa Multiplicadora.	Sim
5	Espaçador do anel externo, /Rolamentos do estágio de velocidade intermediária da Caixa Multiplicadora.	Sim
6	Engrenagem Anelar do TEP	Sim
7	Anel externo /Rolamento da engrenagem planetária.	Não

MONITORAMENTO DO ÓLEO LUBRIFICANTE

Como citado anteriormente, os seguintes tipos de monitoramento do óleo foram realizados:

- Nível de limpeza do óleo (ISO);
- Monitoramento de partículas no óleo;
- Monitoramento da condição do óleo;
- Análise Off-line de amostra de óleo.

Na análise de resultado apresentado por Sheng et al. (2011), observou-se que o monitoramento do nível de limpeza do óleo pode ser usado para controlar e monitorar o óleo da caixa multiplicadora em funcionamento.

O monitoramento de partículas no óleo se viu efetivo para determinar o possível dano de um componente do conjunto, mas a determinação específica da localização não pode ser determinada. Além disso, os resultados dos sensores não foram iguais para diferentes locais de instalação.

O monitoramento da condição do óleo realizado por meio de indicadores da umidade do óleo, número total de partículas ferrosas no óleo e qualidade do óleo, mostrou-se inconclusivo quando analisado separadamente. Mas segundo Sheng et al. (2011), quando analisado juntamente com a

análise Offline do óleo, que será vista logo a frente, pode-se concluir que os picos representam falhas nas engrenagens.

As Figuras (5.15) e (5.16) apresentam os resultados comentados sobre a análise de óleo. A Figura (5.15) refere-se a coleta de dados da caixa multiplicadora testada no parque eólico e a Fig. (5.16) é referente a mesma caixa multiplicadora, porém testada na bancada de testes. O eixo vertical apresenta ao mesmo tempo valores em partes por milhão (ppm), para o número total de partículas ferrosas, graus Celsius, para a temperatura do óleo e da caixa e porcentagem, para a umidade do óleo.

A análise Off-line do óleo foi feita em um laboratório por meio de um microscópio eletrônico de varredura. A Figura (5.17) ilustra a composição química de elementos contidos no óleo através de resultados obtidos para a caixa multiplicadora saudável. Os valores listados na primeira coluna desta figura nos mostram limites de referências baseados em dados históricos de turbinas eólicas similares. As colunas seguintes se referem a amostras de óleos coletadas para a análise, sendo que na segunda coluna o óleo estava novo. De acordo com Sheng et al. (2011), as amostras para análise em laboratório podem ser colhidas de 6 em 6 meses em caso de funcionamento normal. Caso outros métodos de monitoração indiquem possível surgimento de falhas, a coleta de óleo pode ser feita em intervalos de tempo menores.

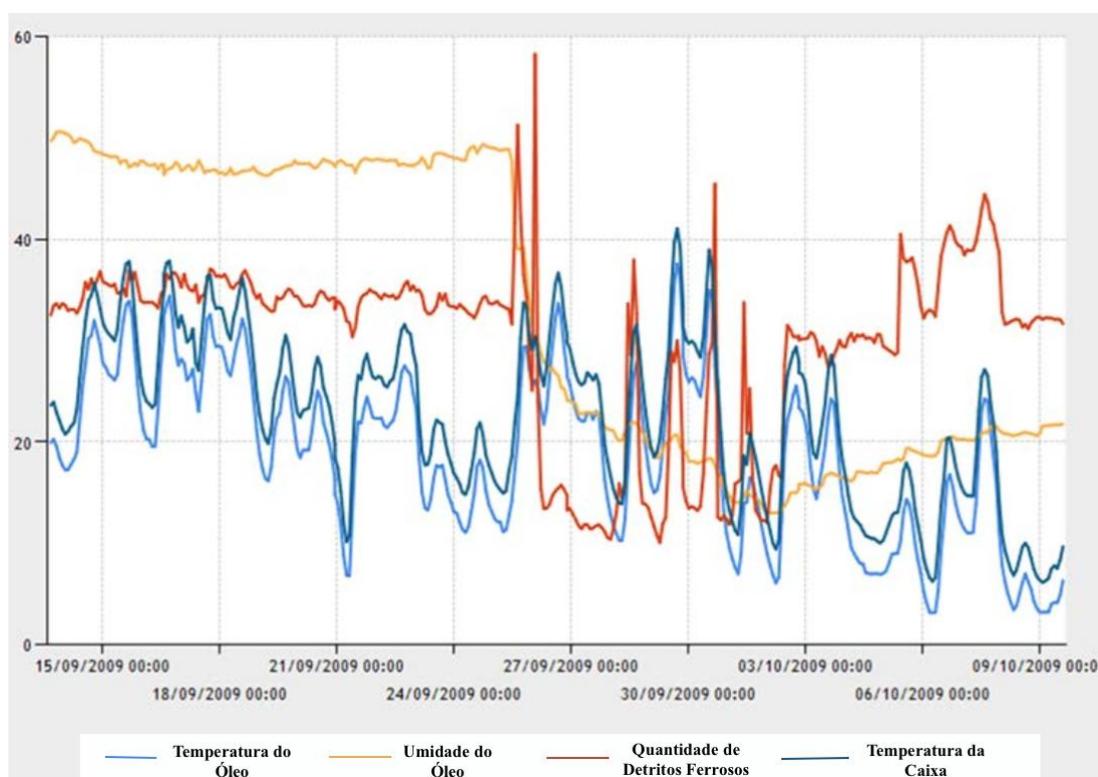


Figura 5.15 - Leituras do sensor de monitoramento da condição de óleo. (Sheng et al., 2011).

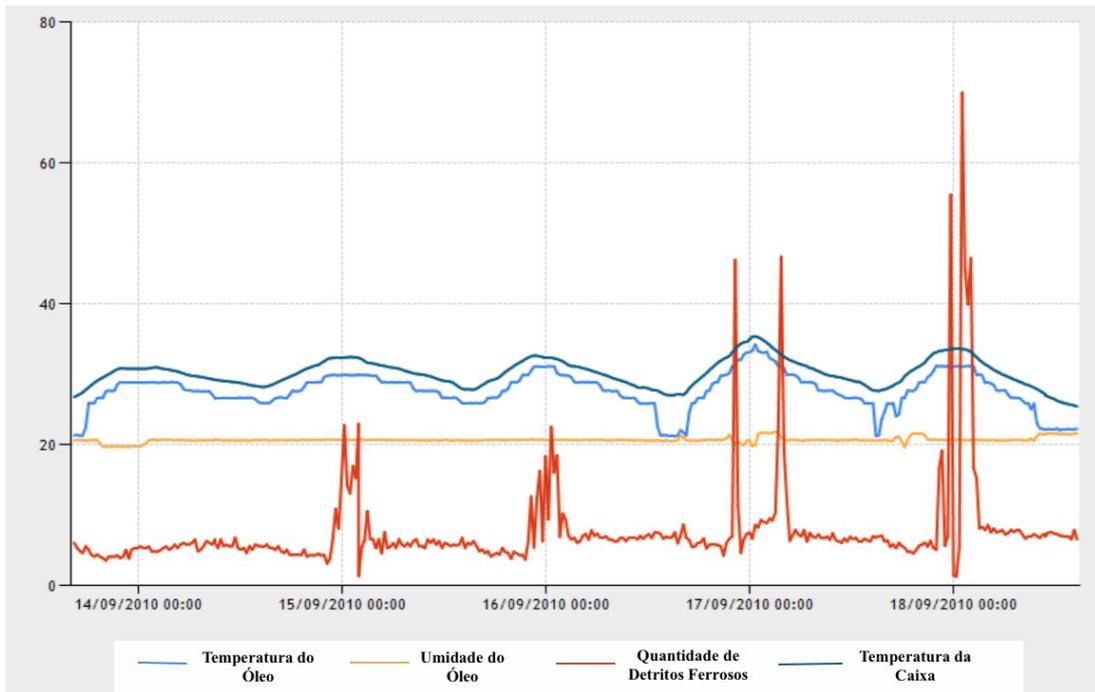


Figura 5.16 - Leituras do sensor de monitoramento da condição do óleo (Sheng et al., 2011).

Metals	Limites de referência	Resultados da Análise
Ferro (ppm)	2	<1
Alumínio (ppm)	4	<1
Cromo (ppm)	4	<1
Cobre (ppm)	2	<1
Chumbo (ppm)	1	<1
Estanho (ppm)	4	<1
Níquel (ppm)	4	<1
Prata (ppm)	4.5	<0.1
Sódio (ppm)	20	<1
Boro (ppm)	<2	<2
Zinco (ppm)	<1	2
Fósforo (ppm)	1	21
Cálcio (ppm)	4	31
Magnésio (ppm)	11	24
Bário (ppm)	<1	<1
Molibdênio (ppm)	3	8
Potássio (ppm)	<1	11

Figura 5.17 - Análises de amostras de óleo (Traduzido de Sheng et al., 2011)

Depois de realizada uma análise do trabalho desenvolvido por Sheng et al. (2011), concluiu-se que os métodos utilizados para analisar os dados de vibração obtidos pelos acelerômetros foram capazes de identificar falhas em vários componentes da caixa multiplicadora. Sobre as análises da condição do óleo lubrificante, Sheng chegou a conclusão de que apenas um dos métodos de monitoração online é suficiente para fins de identificação de falhas, desde que seja integrado com uma análise periódica de amostras desse óleo (análise offline). Sheng sugere que o monitoramento contínuo seja feito e que uma amostra seja levada a laboratório para uma análise mais profunda, assim que se perceba um aumento

no nível de partículas ferrosas no óleo. Desse modo, a raiz do problema pode ser identificada e o componente em falha pode ser reparado ou substituído.

A partir do estudo do trabalho do NREL, concluiu-se que a monitoração da vibração e a análise de óleo lubrificante deverão estar presentes na proposta feita para o sistema de monitoração da turbina hidrocínética, já que fornecem informações importantes a respeito da saúde de vários componentes identificados como prioritários na Tab. (5.3).

ROTOR

Para a monitoração do rotor da turbina, diferentes trabalhos foram usados como base, já que cada trabalho utilizava um método distinto para fazer a avaliação da saúde do rotor. Segundo Raišutis et al. (2008), é importante salientar que nenhum dos métodos aqui listados é capaz de monitorar as pás de forma a identificar 100% das falhas. Por isso, é necessária uma comparação entre os diversos métodos utilizados para que se avalie a melhor opção para o caso da turbina hidrocínética. A seguir os três métodos mais utilizados, são apresentados:

- **Emissão Acústica**

Segundo Yang (2009), a emissão acústica é um método bastante promissor para o monitoramento da saúde das estruturas das pás de turbinas eólicas. Apesar disso, este método ainda não foi totalmente validado pela indústria eólica, necessitando ainda de avanços e aperfeiçoamentos. De acordo com Soeker et al. (2006), os dados de uma determinada área de monitoração são captados por meio de três sensores acústicos piezoelétricos presos às pás, que ao detectar ruídos provenientes de rachaduras nas pás conseguem indicar com precisão o local da falha. A Figura (5.18) ilustra este cenário.

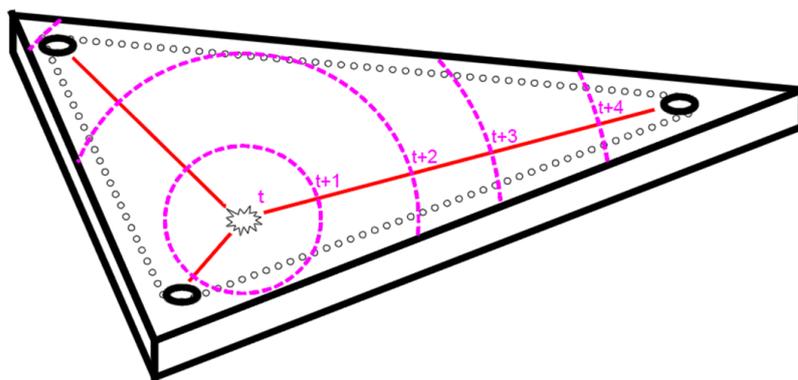


Figura 5.18 - Detecção de trinca por meio de três sensores piezoelétricos (Risoe, 2002).

Segundo Borum et al. (2006) e Raišutis et al. (2008), as ondas elásticas que são geradas por meio de uma rápida liberação de energia, causadas pela aparição ou desenvolvimento de trincas, carregam esta energia ao longo da estrutura da pá. Esta energia é captada pelos sensores piezoelétricos que a transmitem por meio de sinais elétricos a uma central de dados. Segundo Tchakoua et al. (2014), os sensores podem detectar por meio das ondas elásticas de alta frequência (50kHz até 1 MHz), falhas como a aparição e crescimento de trincas, quebra de fibras, descolagem e delaminação. Desse modo, a emissão acústica tem se revelado um método eficiente para determinar de forma precisa a posição da falha monitorada. Apesar de apresentar resultados promissores na detecção de falhas em testes realizados, Papasalouros et al. (2012), Tchakoua et al. (2014) e Xiang Gong (2012) frisam que desvantagens como o alto custo, poucos tipos de falhas estarem em alta frequência e a atenuação do sinal durante a sua propagação, fazem com que a implantação de sensores de emissão acústica necessite de um desenvolvimento maior antes que sejam largamente utilizados.

- **Vibração:**

Como já mencionado, a análise vibracional é a tecnologia mais aplicada para a monitoração da condição de componentes na turbina eólica. Segundo Raišutis et al. (2008), apesar de detectar a aparição e o crescimento de trincas este método não é muito utilizado em pás de turbinas eólicas. O motivo é que o custo desse sistema é alto e de difícil instalação, já que os sensores seriam instalados nas pás, que estão em rotação constante. Apesar de não ser tão utilizada para a monitoração de rotores, Caselitz e Giebhardt (2005) conseguiram por meio de uma diferente configuração, identificar falhas devido ao desbalanceamento da massa do rotor com o auxílio de dois acelerômetros instalados na nacele de uma turbina eólica de 600 kW. Os acelerômetros foram instalados um na frente do eixo vertical da torre de sustentação, próximo ao rotor, e o outro foi instalado na parte traseira do eixo vertical da torre. O desbalanceamento do rotor era proveniente do desbalanceamento das pás causado pelo gelo que estava incrustado nessas pás.

Apesar da análise vibracional do rotor não ser um método muito utilizado, a análise vibracional do mancal da turbina hidrocíntrica é capaz de identificar falhas no rotor, como indicado por Adyles (2004). Esse é um método possível e fácil de ser usado, pois existirá um sistema de monitoração para o mancal, ou seja, não seria necessário a adição de mais sensores ao sistema.

- **Extensômetros:**

Os extensômetros atuam no corpo monitorado avaliando a deformação obtida após a aplicação de um carregamento. Nas pás de turbinas eólicas, extensômetros são utilizados para monitorar essas deformações e a partir daí detectar trincas, altos carregamentos, flexão e torção indesejáveis. Segundo Hyers et al. (2006) e Krebber et al. (2005), a partir da análise dos dados coletados, pode-se estimar a vida útil até a ocorrência de uma falha na pá. Além disso, pode-se monitorar as cargas instantâneas nas pás e em uma situação de sobrecarregamento, como em uma tempestade, o funcionamento da turbina

pode ser interrompido. Dois tipos de sensores realizam esse monitoramento: os extensômetros elétricos e os extensômetros ópticos de rede Bragg. Segundo a NI (National Instruments), os extensômetros elétricos são transdutores que possuem uma resistência elétrica que varia na proporção da distensão no dispositivo. O strain gauge de ligação metálica é o mais utilizado, sendo constituído por um fio bem fino ou tiras metálicas dispostas em um padrão de grade. A Figura (5.19) mostra o esquema de um extensômetro elétrico.

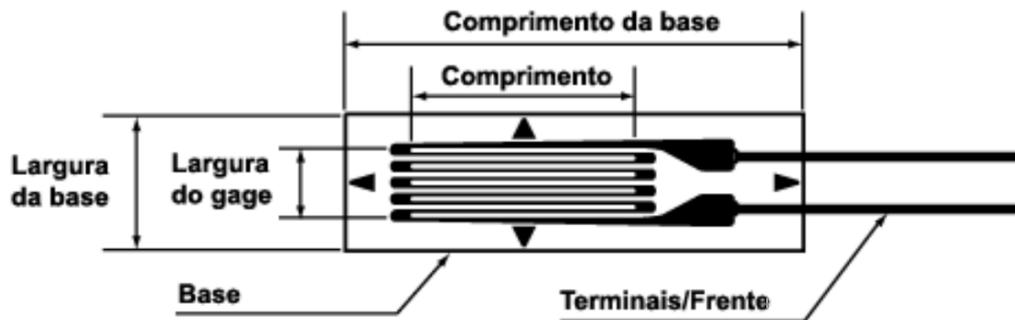


Figura 5.19 - Arranjo básico de um extensômetro elétrico de resistência (Escola de Engenharia de Lorena, 2008)

De acordo com a NI, os extensômetros ópticos de rede Bragg atuam refletindo um comprimento de onda de luz que pode sofrer variações em resposta às variações de temperatura e/ou deformação. Estes sensores são construídos usando a interferência holográfica ou uma máscara de fase para expor um pequeno pedaço de fibra fotossensível a uma distribuição periódica de intensidade da luz. O índice de refração da fibra é permanentemente alterado de acordo com a intensidade da luz exposta. A variação resultante do índice de refração é chamada de Fibra Bragg. Esta fibra óptica guia a luz que não é refletida até uma central, onde os estímulos captados serão interpretados e analisados. A Figura (5.20) ilustra este processo.

Ambos sensores vêm sendo frequentemente testados nos últimos anos em turbinas eólicas. De acordo com Soeker et al. (2006) extensômetros elétricos ou ópticos são instalados na estrutura da pá em um determinado número de seções com o intuito de medir as deformações naquela área monitorada. Apesar de serem confiáveis e possuírem um baixo custo, Yang (2013) ressalta que os extensômetros elétricos podem ser utilizados apenas em testes realizados em laboratório, já para a utilização em turbinas que estejam em operação nos parques eólicos, sua utilização não é recomendada, por não resistir a condições climáticas mais severas. Segundo Hyers et al. (2006), Yang (2013) e Raišutis (2008), as vantagens ao se utilizar o extensômetro óptico de rede de Bragg estão em este ser insensível a interferência magnética ou relâmpagos, possuir melhor resistência à fadiga e melhor estabilidade do que os extensômetros elétricos. Apesar de apresentarem grandes vantagens em relação aos outros tipos de monitoramento, os autores Borum et al. (2006), Bent (2002), Tchakoua et

al. (2014), Hyers et al. (2006) e Soerensen et al. (2002) avaliam que os extensômetros ópticos de rede Bragg ainda são frágeis e inviáveis no que diz respeito ao custo, mas também ressaltam que os mesmos são muito promissores e podem vir a ser bastante utilizados em um futuro próximo.

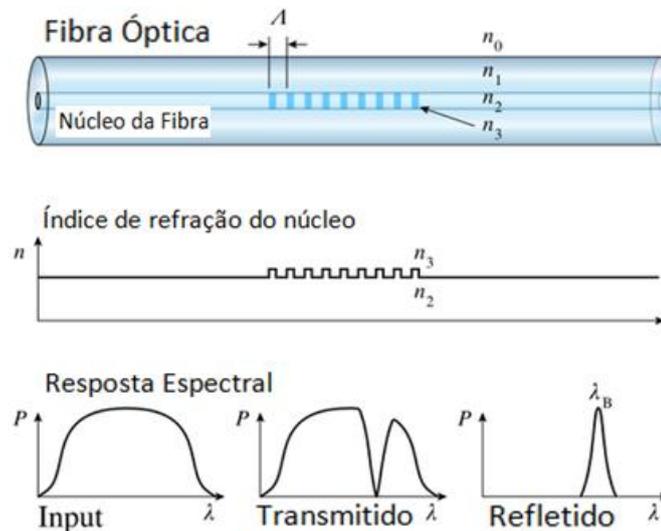


Figura 5.20 - Estrutura de um extensômetro óptico de rede Bragg / Perfil de índice de refração / Resposta espectral (Traduzido de Wikipedia: Fibre Bragg grating, 2014).

Em resumo, constatou-se que tanto a monitoração por meio da emissão acústica, quanto a monitoração por meio de extensômetros ópticos de rede Bragg são muito promissoras e permitem que falhas, como o surgimento e crescimento de trincas, sejam determinadas de forma mais precisa e exata do que em outros métodos. Apesar de serem muito bem vistas, a monitoração por esses dois métodos ainda enfrenta barreiras como o alto custo e a pouca experiência para a sua implantação. A configuração que dispõe de acelerômetros instalados diretamente nas pás para realizar a monitoração da vibração é desaconselhada por ter um custo alto e difícil instalação. O método identificado como mais apropriado para ser usado nas turbinas hidrocínicas foi a análise vibracional do mancal da turbina. Essa solução elimina a necessidade de instalação de equipamentos nas pás e utiliza um sistema já existente, diminuindo os custos de forma considerável.

6. TURBINA HIDROCINÉTICA

Neste capítulo foi feita uma listagem com uma breve descrição de cada componente presente no conjunto eletromecânico da turbina hidrocínética, assim como definido por Fonseca e Araújo (2013). As características e funções de cada um desses componentes estão resumidas na seção 6.1, enquanto a seção 6.2 apresenta o sistema de monitoração proposto para a turbina hidrocínética. Para cada componente da turbina, um conjunto de sensores capaz de monitorar o estado dos principais elementos daquele componente foi proposto, de tal forma que ao final do capítulo, o sistema estivesse completamente definido.

6.1 CONFIGURAÇÃO DA TURBINA HIDROCINÉTICA

Ao decidir a configuração da turbina hidrocínética, Fonseca e Araújo (2013) optaram pelo uso de uma turbina com caixa multiplicadora e também que o hub seria acoplado diretamente ao eixo de entrada da caixa multiplicadora através de uma flange. A Figura (6.1) mostra os componentes internos presentes na turbina hidrocínética, como definido no caderno de especificações do Projeto Tucunaré.

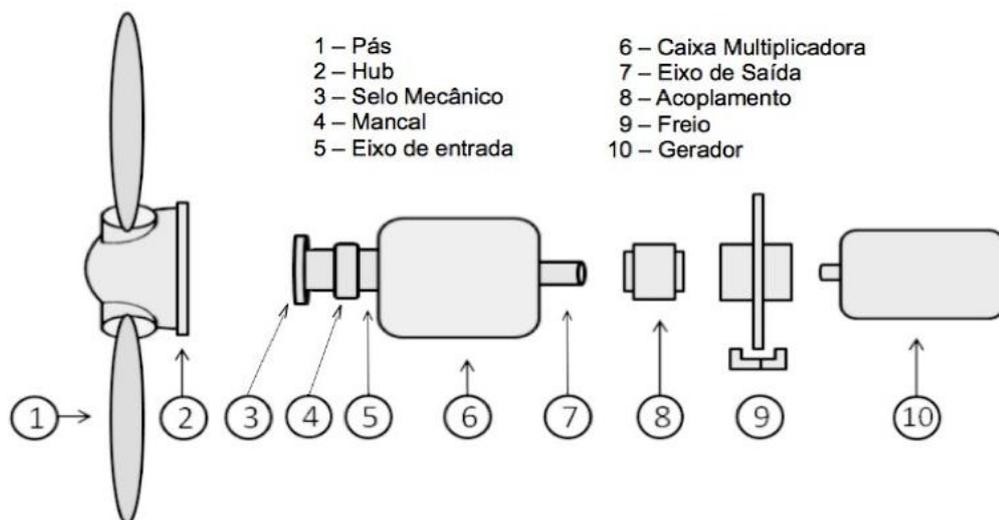


Figura 6.1 - Representação dos componentes da Turbina Hidrocínética (Projeto Tucunaré, 2014).

A estrutura completa da turbina hidrocínética do Projeto Tucunaré pode ser observada em vista explodida na Fig. (6.2). Estruturas como o chassi e a nacele dão suporte e proteção aos componentes internos.

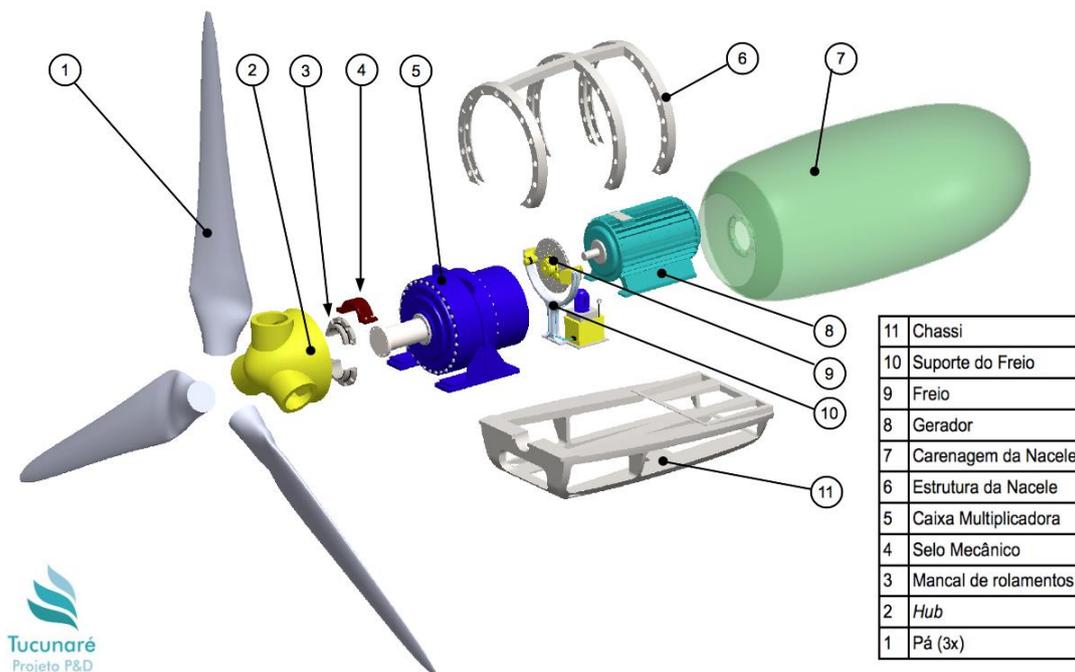


Figura 6.2 - Vista explodida dos componentes da Turbina Hidrocinética
(Projeto Tucunaré, 2014).

Com a completa representação da estrutura da turbina hidrocinética, pode-se confirmar que os componentes que constituem as turbinas eólicas e hidrocinéticas, de fato não apresentam muitas diferenças. A distinção está basicamente nas dimensões dos componentes e da turbina em si, já que a turbina hidrocinética apresenta dimensões reduzidas se comparada à turbina eólica. Para a turbina hidrocinética, não haverá uma torre de sustentação como no caso da turbina eólica, o que dará suporte à turbina será um flutuador. Outra diferença entre a operação da turbina eólica e da hidrocinética é o fluido que irá realizar trabalho nas pás e variar a quantidade de movimento angular delas. Enquanto na eólica a força vem do escoamento do ar, na hidrocinética essa força é proveniente do escoamento da água. Por esse motivo, esse e outros fatores são levados em conta na análise da turbino bulbo. Assim como na turbino bulbo há a necessidade de se evitar infiltrações, na turbina hidrocinética, as mesmas exigências existem. Isso se deve ao fato de que componentes internos precisam estar isolados da água, ou seja, dentro da nacele deve haver apenas ar.

As subseções seguintes detalham as funções dos diversos componentes da turbina hidrocinética e apresentam as suas especificações, como definido no Caderno de Especificações da Unidade de Geração Hidrocinética HTUC 01 (2014).

6.1.1 ROTOR

O rotor, composto pelas pás e hub, é o componente que inicia a retirada de energia presente no escoamento das águas do rio. As pás captam a energia cinética do escoamento do fluido e a transformam em energia mecânica de rotação, que posteriormente será transformada em energia elétrica. O hub além de fixar as pás transmite a energia mecânica de rotação ao eixo de entrada da caixa multiplicadora.

Na Figura (6.3) e Tabela (6.1) podemos visualizar a pá e o rotor e suas características dimensionais.

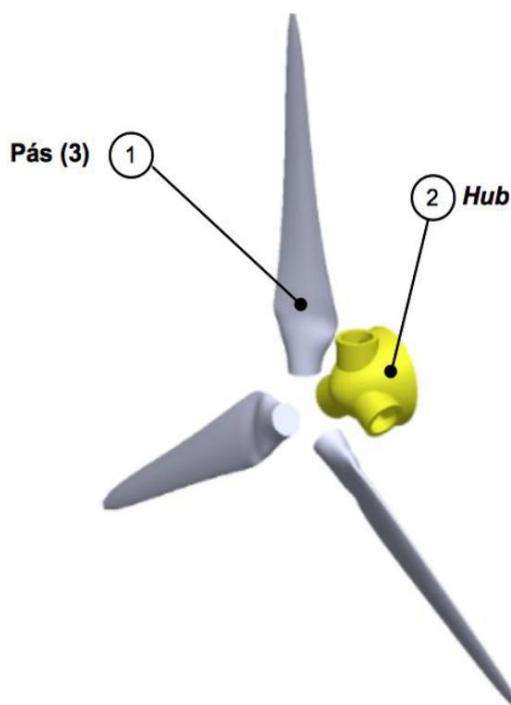


Figura 6.3 - Rotor da Turbina da unidade geradora HTUC 01 (Projeto Tucunaré, 2014).

Tabela 6.1 - Características preliminares do rotor da turbina (Projeto Tucunaré, 2014).

Grandeza / Característica:	Valor previsto
Quantidade de pás:	3 pás
Diâmetro do rotor:	10.000 mm
Diâmetro do cubo do rotor:	1.200 mm
Diâmetro interno do rotor (para montagem no eixo):	300 mm
Massa do conjunto pás e cubo do hub:	3.360 kg

6.1.2 SELO MECÂNICO

O selo mecânico tem a função de manter a estanqueidade no interior da nacele. Instalado na nacele, entre o hub e a caixa multiplicadora, o selo mecânico deve impedir qualquer entrada de água no interior do sistema, suportando ao mesmo tempo uma pressão interna de 1 bar e externa de 2,5 bar. O selo deverá ser bipartido e com diâmetro interno de 300 mm.

De acordo com o Fonseca e Araújo (2013), selos mecânicos dos fabricantes EagleBurgmann e Flex-A-Seal foram identificados como possíveis selos para o uso na turbina hidrocínética. Através da Tabela (6.2) e da Figura (6.4) podemos ver as configurações do selo mecânico.

Tabela 6.2 - Características do selo HJ477G EX da EagleBurgmann (Fonseca e Araújo, 2013).

Características	Modelo Cartucho Bipartido Tipo 85
Materiais faces	FR/FE Carbetto de Silício
Anéis vedação	Viton (padrão) Aflas® ou Fluoraz®
Partes metálicas	Aço Inox 316
Pressão máx. [bar]	7
Temperatura [°C]	-10 a 175
Diâmetro [mm]	300
Preço unitário [% CTEP]	10,35

FR= face rotativa/ FE= face estacionária

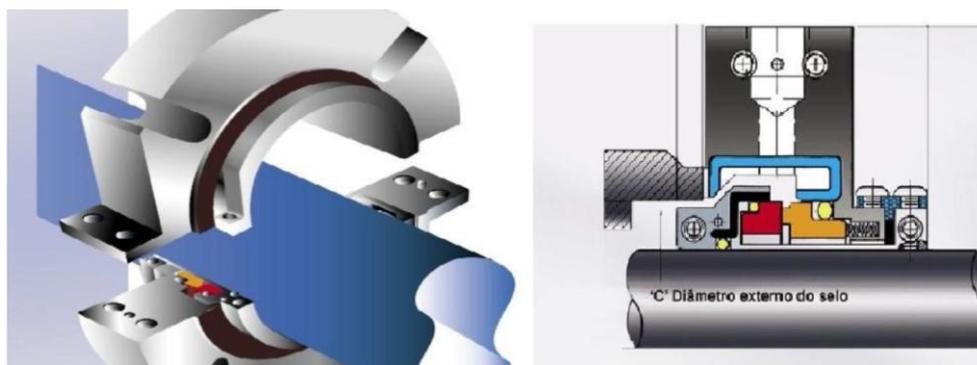


Figura 6.4 - Selo bipartido Flex-A-Seal (Segundo Relatório Parcial do Projeto Tucunaré - Brasil et al., 2013).

6.1.3 MANCAL E ROLAMENTOS

O conjunto eletromecânico terá apenas um mancal de rolamento em sua composição. O mancal de rolamento de rolos cônicos bipartido será instalado entre o hub e a caixa multiplicadora, dando sustentação e suportando esforços radiais, devido ao carregamento do hub e pás, e axiais, provenientes do funcionamento da turbina.

O posicionamento do componente no conjunto pode ser visto na Fig. (6.5), enquanto a Tab. (6.3) resume as especificações do mancal bipartido proposto por Fonseca e Araújo (2013).

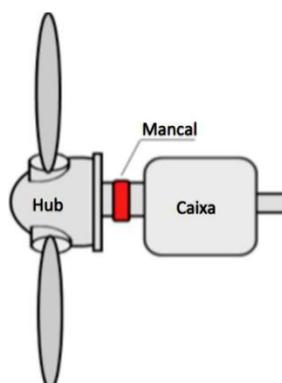


Figura 6.5 - Posicionamento do Mancal no conjunto eletromecânico (Fonseca e Araújo, 2013).

Tabela 6.3 - Especificações do mancal bipartido (Fonseca e Araújo, 2013)

Grandeza / Característica:	Valor previsto
Diâmetro do munhão (mm)	300
Carga Radial Dinâmica (N)	196800
Carga Radial Estática (N)	296.100
Massa estimada do mancal (kg)	125

6.1.4 EIXO DE ENTRADA DA CAIXA MULTIPLICADORA

O eixo de entrada é o eixo por onde é transmitida a energia obtida nas pás e que tem como destino a caixa multiplicadora. O eixo foi projetado para ser uma peça única de ligação entre o hub e a caixa multiplicadora. Sua ligação com o hub poderá ser feita por meio de uma flange, eixo estriado ou chavetas, mas para fins de ilustração foi tomada a flange como opção. Pelas características obtidas no caderno de especificações, o eixo deverá ter 300 mm de diâmetro, ser confeccionado em aço SAE 4140 e estará sujeito a uma carga axial de 35 kN.

6.1.5 CAIXA MULTIPLICADORA

A caixa multiplicadora (Fig. 6.6) é o componente que transforma a baixa rotação (25 rpm) e alto torque do eixo de entrada, em alta rotação (500 rpm) e baixo torque para o eixo de saída que será ligado por meio de um acoplamento flexível. A caixa multiplicadora é um conjunto que possui vários componentes internos que merecem atenção, como rolamentos, eixos e engrenagens.

O fornecedor da caixa multiplicadora ainda não foi definido pela equipe do Projeto Tucunaré, mas alguns possíveis fabricantes já foram indicados, como a Renk Zanini e a TGM.



Figura 6.6 - Exemplo de Modelo RPS - TGM Transmissões (Fonseca e Araújo, 2013).

6.1.6 ACOPLAMENTO

O eixo de saída da caixa multiplicadora será ligado ao eixo de entrada do gerador por meio de um acoplamento flexível. As características do acoplamento flexível estipuladas no caderno de especificações são apresentadas na Tab. (6.4). Possíveis fornecedores citados são: KTR, Antares e Vulkan.

Tabela 6.4 - Especificações do acoplamento (Fonseca e Araújo, 2013).

Grandeza / Característica:	Valor previsto
Torque Nominal mínimo	14.325 N.m
Comprimento	400 mm
Diâmetro externo	370 mm
Diâmetro interno	110 mm
Massa estimada	290 kg

6.1.7 FREIO

O freio atua como um componente de segurança e controle da turbina. Pode ser utilizado em casos de emergência, onde outros componentes possam ser comprometidos pelo mau funcionamento de um componente específico e em casos onde se queira apenas interromper o funcionamento da turbina.

Freios dos fornecedores TecTor e Vulkan foram apontados como opções no caderno de especificações. O freio deve ser aberto por molas possuindo um disco de freio de 800 mm, com espessura de 30 mm. Foram estimadas duas pastilhas com área de 640 cm², e um torque nominal de 11.904 N.m. Além disso, deverá haver uma unidade hidráulica acoplada.

A estrutura do freio e suas características se encontram na Fig. (6.7) e Tab. (6.5).

Tabela 6.5 - Especificações do freio hidráulico (Fonseca e Araújo, 2013).

Grandeza / Característica:	Valor previsto
Torque Nominal de Frenagem	11.904 N.m
Sistema	Normalmente Aberto
Acionamento	Hidráulico
Diâmetro interno	110 mm
Massa estimada para o sistema de freio	507 kg

A configuração do freio pode ser vista na Fig. (6.7).

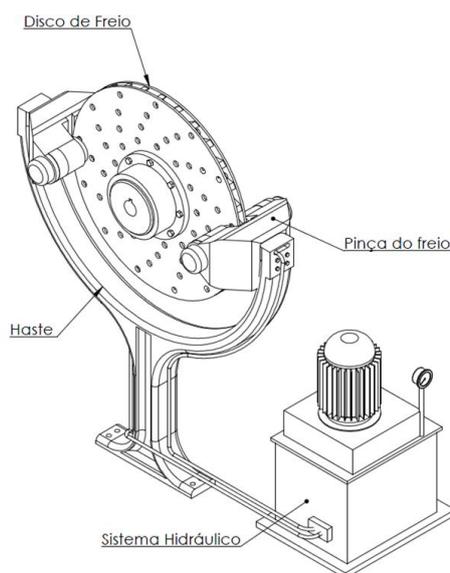


Figura 6.7 - Freio hidráulico (Caderno de Especificações da Unidade de Geração Hidrocinética HTUC 01 - Diniz et al., 2014).

6.1.8 GERADOR

Este componente tem como função transformar energia mecânica de alta rotação vinda da caixa multiplicadora em energia elétrica. Informações técnicas a respeito do gerador podem ser consultadas na Tab. (6.6) e na Fig. (6.8).

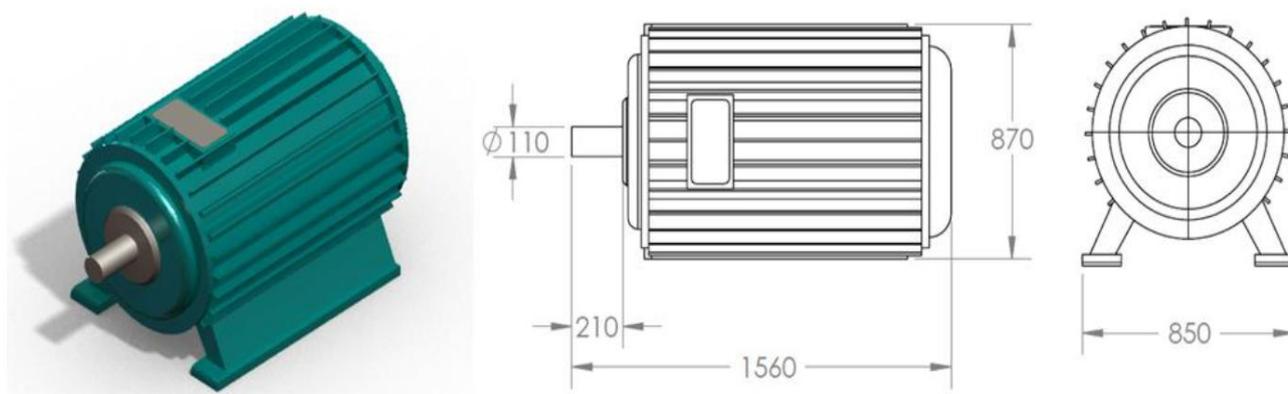


Figura 6.8 - Gerador (Fonseca e Araújo, 2013).

Tabela 6.6 - Especificações do gerador (Fonseca e Araújo, 2013).

Grandeza / Característica:	Valor previsto
Potência	500 kW
Rotação	500 rpm
Tensão elétrica	400 V
Corrente	780 A
Frequência	60 Hz
Torque Nominal	10 kN.m
Eficiência	95,6 %
Massa estimada	2.380 kg

6.1.9 NACELE

Por estar submerso em água o conjunto eletromecânico precisa estar resguardado em uma capsula hermética, livre de infiltrações. O papel de evitar que água penetre na capsula é tarefa do selo mecânico, mas é dentro da nacele que a verificação de uma possível infiltração ocorrerá. Além da infiltração, outro possível problema que já foi identificado por Fonseca & Araújo (2013) é o da elevada temperatura no interior da capsula. A Figura (6.9) exhibe a configuração da nacele.

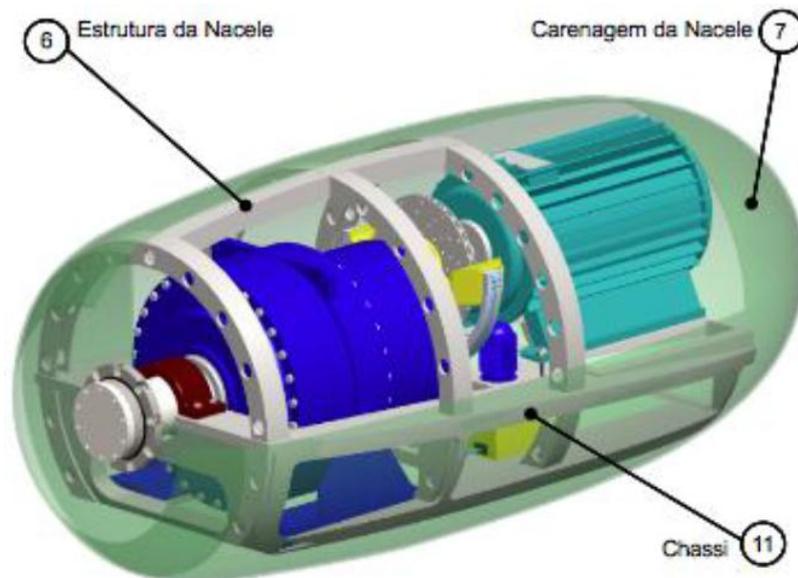


Figura 6.9 - Proposta conceitual para a nacela da turbina hidrocínética (Fonseca e Araújo, 2013).

6.2 SISTEMA DE MONITORAMENTO PROPOSTO PARA A TURBINA HIDROCINÉTICA

Esta seção define o conjunto de sensores que será utilizado para monitorar a turbina hidrocínética. Foi mostrado neste trabalho que as configurações das turbinas eólica e bulbo são bastante semelhantes à hidrocínética no que se refere aos conjuntos eletromecânicos que possuem. Por este motivo, a proposta de sistema de monitoração das turbinas hidrocínéticas, feita nesta seção, teve como base sistemas de monitoramento já empregados com sucesso em turbinas eólicas e bulbo. A instrumentação necessária está detalhada para cada componente da turbina, com informações sobre quantidade, modelo, posicionamento e faixas de operação dos sensores. Os capítulos e seções antecedentes a esta, fornecem as bases e justificativas necessárias para as propostas realizadas.

Pela grande experiência que a empresa Pruftechnik tem, pela grande variedade de equipamentos e pela facilidade de acesso às especificações de seus produtos, as propostas feitas foram baseadas em produtos dessa empresa. Apesar disso, a empresa Pruftechnik não disponibiliza todos os tipos de sensores necessários para a completa monitoração da turbina hidrocínética e, por isso, outros fornecedores e fabricantes foram propostos para alguns tipos de monitoração.

6.2.1 ROTOR

De acordo com Soeker et al. (2006) e Krebber et al. (2005), dentre as falhas que podem ocorrer em uma pá, as principais são rachaduras, desbalanceamento das pás, deformações causados por fadiga, grandes cargas, torção e flexão, fricção, folga e incrustação de elementos não desejados.

O sistema de monitoração proposto é baseado em sensores de vibração localizados nos mancais da turbina e não diretamente nas pás. Como citado na seção 3.2 sobre MBC Online, sensores de vibração instalados em mancais podem identificar vibrações provenientes de desbalanceamento no rotor. Dessa forma, o sensor de vibração que será proposto para realizar o monitoramento do mancal servirá também para monitorar o rotor da turbina hidrocínética.

A frequência para a identificação do desbalanceamento é $1x$ a rotação do eixo e/ou o N° de pás x rotação do eixo. Dessa forma os sensores que irão medir a vibração do mancal devem cobrir as frequências de 0.42 Hz até 1.25 Hz. Como o sensor utilizado estará presente no mancal, este será especificado na seção 6.2.2, que trata sobre o mancal.

6.2.2 MANCAL

Na monitoração de máquinas giratórias, o mancal é sempre um elemento de grande importância, pois pode fornecer diversas informações sobre o funcionamento da máquina. O principal fator a ser monitorado em mancais é a vibração, mas dados de temperatura também podem ajudar a fazer diagnósticos de possíveis defeitos.

Como mostrado no item 6.1.3, na turbina hidrocínética só existirá um mancal de rolamento, posicionado entre o *hub* e a caixa multiplicadora. Seguindo as orientações feitas por Tétreault e Gomes (2011), neste mancal serão instalados três acelerômetros posicionados radialmente com $90^\circ \pm 5^\circ$ entre eles para que se monitore a vibração absoluta radial e axial do mancal (Figura 6.10). Se possível, devem ser escolhidas as posições $\pm 45^\circ$ com a vertical (ISO 7919-5, 2005). O acelerômetro proposto é o VIB 6.195, da empresa Pruftechnik. Esse sensor, que pode ser visto na Fig. (6.11), consegue medir vibrações de até 45 g, entre 0,1 e 10000 Hz de frequência em temperaturas variando de -30°C a 80°C .

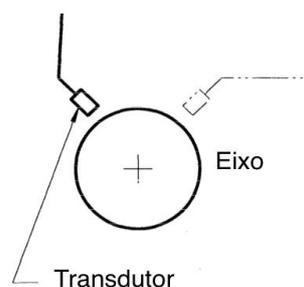


Figura 6.10 - Montagem dos sensores (ISO 7919-5, 2005).

Além dos acelerômetros, deve haver também dois sensores de proximidade para monitorar o deslocamento radial relativo do eixo. Procurou-se o uso de um sensor capacitivo de proximidade, PCS-302 da empresa VibroSystM. Este é um sensor de não-contato capaz de medir deslocamentos de 0.3 a 2.3 mm entre 0 e 1000 Hz de frequência e temperaturas de 0 a 60° C. O sinal de saída é em corrente elétrica de 4 a 20 mA, sendo que a sensibilidade do sensor é de 8 mA/mm. Além dos sensores de proximidade, será necessário o uso de um módulo 8.312 da Pruftechnik para fazer a conversão do sinal.

Por último, um sensor de temperatura também deverá ser instalado nesse mancal. O escolhido foi o VIB 6.610 da empresa Pruftechnik, que mede temperaturas de 0 a 200°C. Será necessário um módulo 8.310 da Pruftechnik para fazer a conversão do sinal.

A análise de vibração e o monitoramento da temperatura dos mancais permitirão a identificação de alguns defeitos como, por exemplo, desbalanceamento do rotor, desalinhamento angular do eixo, desalinhamento de engrenagens, defeitos no rolamento, problemas nos rotores das pás, lubrificação defeituosa e problemas em acoplamentos (Adyles, 2004).

Dito isto, os sensores necessários para a monitoração do mancal serão:

- 3 acelerômetros VIB 6.195;
- 2 sensores de proximidade PCS-302;
- 1 sensor de temperatura VIB 6.610.



Figura 6.11 - Acelerômetro VIB 6.195 e Sensor de Temperatura VIB 6.610 (Pruftechnik, 2014) e Sensor de Proximidade PCS-302 (Manual VibroSystM, 2014).

6.2.3 CAIXA MULTIPLICADORA

Como evidenciado na Tab. (5.2), a caixa multiplicadora é o componente da turbina eólica que apresenta o maior período de inatividade após a ocorrência de uma falha, conseqüentemente sendo o componente que possui o maior custo em operações de manutenção. Por esse motivo, definiu-se que sua monitoração é essencial para o sistema de monitoramento da turbina hidrocínética.

O acelerômetro é o sensor utilizado para realizar a monitoração de diversas falhas da caixa multiplicadora. Utilizado para medir as vibrações dos eixos, rolamentos e engrenagens, este sensor pode identificar falhas como desalinhamentos, desbalanceamentos, falhas nas pistas de rolamentos e falhas nos dentes das engrenagens, dentre outros.

Como apresentado por Fonseca e Araújo (2013), a caixa multiplicadora possui dois estágios de redução, sendo o primeiro com três engrenagens planetárias e o segundo com quatro. Para essa configuração, a faixa de frequência que deve ser adotada para a escolha dos sensores deve englobar as frequências de possíveis falhas, apresentadas na Tab. (6.7). Esta tabela foi baseada em informações das Tabs. (3.3) e (3.4) e em uma rotação de 25 rpm para o eixo de entrada e 500 rpm para o eixo de saída.

Tabela 6.7 - Frequência de rotação associada a possíveis falhas da caixa multiplicadora da turbina hidrocínética.

Falhas	Rotação do componente (rpm)	Frequências de falha (Hz)
Desalinhamento/Desbalanceamento do eixo de entrada	25	0.42 / 0.83 / 1.25
Desalinhamento/Desbalanceamento do eixo de saída	500	8.4 / 16.7 / 25
Eixo Torto (defletido) - Entrada	25	0.83
Eixo Torto (defletido) - Saída	500	16.7
Engrenagens com pitting, dentes quebrados, excêntricas e desalinhadas	25 a 500	Entre a frequência de rotação do eixo (0.42 ou 8.4) e a rotação \times N° de dentes da engrenagem monitorada.

Deterioração das pistas internas e externas e dos elementos rolantes do mancal	25 e 500	Pista externa: $f_{BFO} = \frac{n}{2} f_r \left(1 - \frac{d}{D} \cos\beta\right)^*$ Pista interna: $f_{BFI} = \frac{n}{2} f_r \left(1 + \frac{d}{D} \cos\beta\right)^*$ Elementos rolantes: $f_{BFO} = \frac{d}{D} f_r \left(1 + \left(\frac{d}{D}\right)^2 \cos\beta\right)^*$ 3 a 10 x Frequência de rotação (1.26 - 250)
Problemas com o acoplamento	500	16.7 e eventualmente múltiplos desse valor

* D =diâmetro primitivo do rolamento; d=diâmetro do elemento rolante; f_r =frequência de rotação do rolamento; β =ângulo de contato entre a pista e o elemento rolante; n =número de elementos rolantes.

O sensor proposto para realizar a monitoração da vibração na caixa multiplicadora, foi o acelerômetro VIB 6.195, da fabricante Pruftechnik, que deverá ser instalado na direção radial. Uma representação do posicionamento proposto para os acelerômetros é mostrado na Fig. (6.12). A Tabela (6.8) indica quais componentes serão monitorados.

Outro sensor que pode auxiliar na captação de dados e informações acerca da condição dos elementos internos da caixa multiplicadora é o sensor que monitora a condição do óleo lubrificante da caixa multiplicadora.

Segundo Sheng et al. (2011) apenas um sensor de condição de óleo lubrificante é suficiente para a monitoração online desse óleo. Propõe-se utilizar o sistema de monitoração de óleo VIB 6.411 SET - WEARSCANNER da fabricante Pruftechnik (Fig. 6.13). Esse sistema de monitoração de óleo identifica, conta e avalia o tamanho das partículas ferrosas e não ferrosas presentes no lubrificante. Além disso, pode emitir alertas de acordo com os tamanhos observados, que podem variar de 50 a 1000 μm . Por fim, ele também monitora a temperatura do óleo na faixa de -20 a 80°C.

Tabela 6.8 - Acelerômetros utilizados no conjunto de monitoração da caixa multiplicadora

Acelerômetro	Componente a ser medido
1	Mancal de entrada (baixa rotação - 25 rpm)
2	Mancal de saída (alta rotação - 500 rpm)
3	TEP 1 - Primeiro estágio - baixa velocidade - (Parte anterior da caixa multiplicadora)
4	TEP 2 - Segundo estágio - alta velocidade - (Parte posterior da caixa multiplicadora)

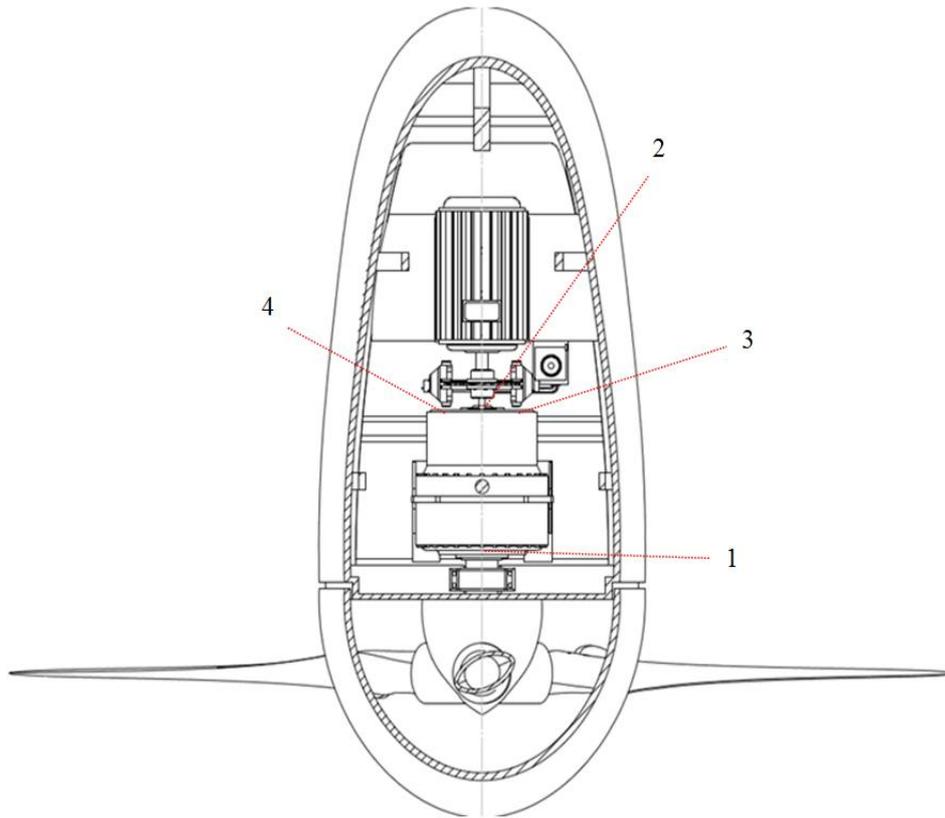


Figura 6.12 - Disposição do conjunto de acelerômetros utilizados para realizar a MBC da caixa multiplicadora (Adaptado de Diniz et al., 2014)



Figura 6.13 - Contador de partículas de óleo VIB 6.411 SET - WEARSCANNER (Pruftechnik, 2014).

O sistema proposto pode ser conectado ao sistema de lubrificação\refrigeração da turbina hidrocínética, composto por uma bomba acoplada que realiza a circulação do óleo, como apresentado

no Caderno de Especificações da Unidade de Geração Hidrocinética HTUC 01 (Projeto Tucunaré, 2014). Como citado na seção 5.1.3, este método por mais que identifique a ocorrência de falhas, não identifica de forma exata qual componente está propenso a falhar. Por esse motivo, junto ao método de monitoramento da condição do óleo, propõe-se a utilização de um método offline de análise de óleo, em que amostras coletadas periodicamente (6 em 6 meses) serão analisadas em laboratório. Alguns laboratórios que fazem esse tipo de serviço no Brasil são: SGS, SEMEC e PREDITIVA.

Quando o monitoramento online da condição do óleo indicar um nível crítico para um de seus parâmetros e a análise vibracional não conseguir identificar a falha, amostras de óleo poderão ser retiradas para análise em laboratório. Entretanto, a coleta de óleo tem que ser evitada sempre que possível, para que a turbina não seja constantemente tirada de operação. A coleta de óleo deve ser sempre planejada para coincidir com períodos de manutenção da turbina, aproveitando o tempo de parada já previsto.

Complementando o sistema, é proposto ainda a instalação de 2 sensores de temperatura VIB 6.610 da fabricante Pruftechnik para a monitoração da temperatura dos mancais, e 2 sensores indutivos de rotação VIB 6.620 SET do fabricante Pruftechnik para a medição da rotação dos eixos. Sendo um par para o mancal de entrada e outro para o mancal de saída da caixa multiplicadora. O sensor de temperatura atua em uma faixa de 0 a 200°C, enquanto o sensor indutivo de rotação atua em uma faixa de rotação de 0 a 30.000 rpm e em uma temperatura operacional de -25 a 100°C. O par pode ser observado na Fig. (6.14).

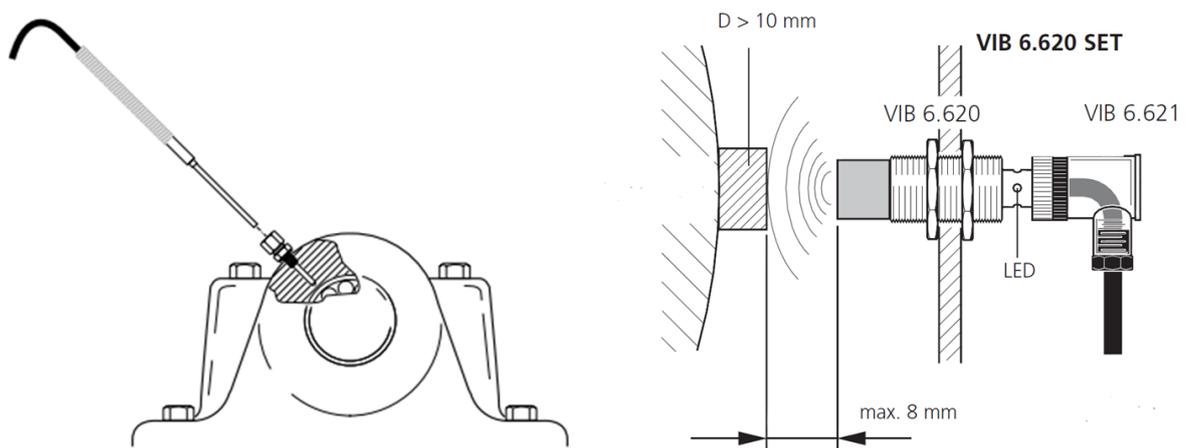


Figura 6.14 - Sensores VIB 6.610, a esquerda, e VIB 6.620 SET, a direita (Pruftechnik, 2014).

Como visto na seção sobre a MBC Online, a função dos sensores de temperatura, neste caso, é a de identificar problemas que causem o superaquecimento dos mancais. Este superaquecimento pode ser ocasionado por uma má lubrificação, que gera falhas nos componentes dos mancais e/ou eixos, por

exemplo. Da mesma forma, a monitoração contínua da temperatura pode identificar se o mancal está trabalhando dentro de sua faixa de operação normal. A monitoração contínua da velocidade de rotação ajudará na avaliação da performance e permitirá identificar com precisão as frequências de rotação dos componentes. Por consequência, a identificação das frequências de falha será mais fácil e a análise da assinatura vibracional será mais precisa.

Por fim, o sistema de monitoramento da condição proposto para a caixa multiplicadora é composto por:

- 4 acelerômetros VIB 6.195;
- 1 sensor de monitoramento da condição do óleo VIB 6.411 SET - WEARSCANNER;
- Análise offline do óleo através dos laboratórios: SGS, SEMEC, Preditiva;
- 2 sensores de temperatura VIB 6.610;
- 2 sensores indutivos de rotação VIB 6.620.

OBS: É importante salientar que muitas caixas multiplicadoras disponíveis no mercado já dispõem de um sistema de monitoração próprio. Caso seja escolhida uma caixa multiplicadora com um sistema já embutido, deve-se entrar em contato com o fornecedor e analisar junto ao mesmo se o sistema de monitoração proposto por eles cobre as possíveis falhas que o sistema proposto neste trabalho cobre. Caso isso não ocorra, deve-se por meio desse trabalho complementar o conjunto de sensores para que a monitoração da caixa multiplicadora seja completa.

6.2.4 GERADOR

O gerador é o principal componente da turbina hidrocínética, já que ele é o responsável por transformar a energia mecânica de rotação do eixo em energia elétrica. A quantidade de energia elétrica produzida deverá ser proporcional à velocidade do rio. Por isso, a potência gerada pela turbina hidrocínética deverá ser monitorada através de um medidor de potência para que, em conjunto com os dados de velocidade do rio, a performance dessa turbina possa ser avaliada. O medidor de potência (power meter) utilizado será o SICAM P 50 da empresa Siemens, que mede valores rms de voltagem, corrente, potência aparente, ativa e reativa, fator de potência e ângulo de fase, dentre outros. Sua faixa de operação é de 0 a 55°C com voltagens de até Y 400/Δ 690 V.

Um outro parâmetro importante a ser monitorado nesse tipo de turbina é o entreferro (air gap), como demonstrado por Metzker et al. (1999) e publicado em VibroSystM Newsletter (2000). Para isso, serão usados quatro sensores a jusante separados de 90° nas posições 45°, 135°, 225° e 315° e mais

quatro sensores a montante dispostos da mesma forma, como indicado por Tétreault e Gomes (2011) e Metzker et al. (1999). O sensor usado para estas medições será o VM 6.1 da VibroSystem, que mede o entreferro de 5 a 50 mm, tem resposta em frequência de 0 a 1,2 kHz e funciona entre 0 e 125°C. Esse sensor precisa ser conectado a um módulo de linearização LIN-361-7I-5/50 também da VibroSystem, que tem como saída um sinal de corrente elétrica entre 4 e 20 mA.

Dois sensores de velocidade de vibração vão monitorar a vibração radial do núcleo do estator e deverão estar posicionados com 90° entre eles. O sensor utilizado será o VIB 5.736 da Pruftechnik, que mede velocidade de vibrações RMS de até 20 mm/s. Sua resposta em frequência vai de 2 Hz a 1kHz e a faixa de operação é de -30 a 80°C.

Um acelerômetro deverá ser colocado no mancal de entrada do gerador para medir a vibração desse mancal. O sensor será o VIB 6.195, o mesmo utilizado para medir a vibração em outros componentes já citados. No mesmo mancal deverá ser instalado o sensor de temperatura VIB 6.610, mesmo usado no mancal principal da turbina, como especificado na seção 6.2.2.

Desse modo, os sensores a serem instalados no gerador são:

- 1 medidor de potência SICAM P 50;
- 8 sensores de entreferro VM 6.1;
- 2 sensores de velocidade de vibração VIB 5.736;
- 1 acelerômetro VIB 6.195;
- 1 sensor de temperatura VIB 6.610.

6.2.5 NACELE

Durante o desenvolvimento do trabalho de Fonseca e Araújo (2013), os autores realizaram uma análise térmica no interior da nacele, com e sem o uso de um sistema de ventilação, e verificaram que a temperatura neste ambiente seria um fator preocupante caso não fosse criado um sistema que retirasse todo ou parte do calor gerado no interior da nacele. Por isso, é necessária a instalação de um sensor que realize o monitoramento da temperatura no interior da nacele, para não deixar que a temperatura se eleve mais do que o permitido. A temperatura identificada por Fonseca e Araújo (2013) como sendo a máxima temperatura admissível no interior da turbina, foi de 90 °C. Mas, como uma das temperaturas de trabalho dos sensores selecionados é de até 55 °C, a temperatura máxima que poderá ser obtida dentro do bulbo será de 55 °C. Fonseca e Araújo (2013) também identificaram que a maior temperatura será medida logo acima da caixa multiplicadora. Por isso, o sensor de temperatura deverá

ser instalado logo acima da caixa multiplicadora e no centro da nacele, considerando-se a vista da seção transversal.

Para realizar a monitoração da temperatura interna da nacele propõe-se a utilização do transmissor de temperatura TTA-200-A do fabricante Sensym (Fig. 6.15). Sua faixa de operação vai de 0 a 100°C, com exatidão de 0,3°C e um tempo de resposta de 0,2 s.

Outro fator que deve ser verificado é a monitoração da infiltração de água no interior da nacele. Sabe-se que a nacele estará imersa em água durante todo o seu período de funcionamento e, por isso, existirá o risco de infiltrações.

O sensor proposto para realizar a monitoração do nível de água no interior da nacele é o transmissor de nível tipo radar sem contato PILOTREK WES/WGS - 140/14N DN 40 do fornecedor Nivetec. Esse sensor atua medindo uma faixa de altura do nível da água que pode ir de 0.2 a 12 m, com uma resolução de 1 mm e com temperatura de operação entre -30 e 100°C. Por meio do sistema de nível, indica-se ao operador o atual nível de água dentro da nacele até que a altura máxima indicada seja atingida e um alerta seja emitido. A Figura (6.16) ilustra o sensor de nível proposto.



Figura 6.15 - Transmissor de temperatura TTA-200-A (Sensym, 2014).



Figura 6.16 - Transmissor de nível tipo radar sem contato PILOTREK WES/WGS - 140/14N DN 40 (NIVETEC, 2014).

Outro parâmetro que deve ser monitorado é a vazão do rio, que auxiliará no monitoramento da performance da turbina. Como indicado na seção sobre a confiabilidade de turbinas eólicas, a velocidade do vento é um importante fator de análise, onde pesquisas realizadas mostraram que com o aumento da velocidade do vento o número de falhas também aumenta. Além disso, existe uma faixa de velocidade em que a turbina está apta a operar, e por isso esta deve ser monitorada. De forma análoga, limita-se a velocidade de funcionamento da turbina a uma velocidade da corrente do rio de no máximo de 2,5 m/s, de acordo com o que foi apresentado por Fonseca e Araújo (2013). Além da ligação da velocidade de corrente do rio com o número de falhas, outras avaliações podem ser feitas. A vazão do rio, atrelada a velocidade de rotação do rotor juntamente com a potência de saída do gerador, pode gerar informações acerca da performance da turbina.

Para a medição da vazão propõe-se o uso do medidor de vazão com doppler SL 3000 Argonaut-SL do fabricante Sontek (Fig. 6.17). Este possui um alcance de 0,1 a 5 m, trabalha em temperaturas de -5 a 60°C, possui resolução de 0,01°C e mede velocidades de 0 a 6 m/s. A instalação do medidor deverá ser realizada na parte lateral do flutuador.



Figura 6.17 - Medidor de vazão SL 3000 Argonaut-SL (Sontek, 2014).

Por fim, o seguinte sistema de monitoração da nacele da turbina hidrocínética é proposto:

- 1 Transmissor de temperatura TTA-200-A;
- 1 Transmissor de nível tipo radar sem contato PILOTREK WES/WGS - 140/14N DN 40;
- 1 Medidor de vazão SL 3000 Argonaut-SL.

6.2.6 AQUISIÇÃO DE DADOS

As seções anteriores mostraram os sensores necessários para monitorar os parâmetros desejados, indicando os tipos e modelos de sensores. Contudo, os sensores não são suficientes para realizar a monitoração. Além deles, são necessárias unidades de aquisição de dados, que são equipamentos nos quais os sensores são conectados e as informações por eles captadas serão processadas. Propõe-se que se utilize o software de monitoração OMNITREND e a unidade de aquisição Vibronet SignalMaster da empresa Pruftechnik Fig. (6.18) que é “uma unidade de aquisição de dados com múltiplos canais projetada para monitorar e proteger máquinas rotativas de grande porte, como turbo-geradores, geradores hidrelétricos e outras” (Vibronet SignalMaster Manual, 2014). O SignalMaster executa vários tipos de medições, processa os dados, verifica condições de alarme e transmite informações para o software OMNITREND para rápida interpretação das condições da máquina.



Figura 6.18 - Vibronet SignalMaster (Pruftechnik, 2014)

O pacote padrão do Vibronet SignalMaster é composto por até 54 canais de medição, distribuídos em até 6 multiplexadores de campo que comportam, cada um, até 9 transdutores. Os transdutores de temperatura, rotação e qualquer outro que tenha sinal de corrente ou voltagem, precisam de módulos adicionais para poderem se conectar com os multiplexadores. Os de temperatura precisam do módulo VIB 8.310, os de rotação precisam do módulo VIB 8.313 e os de corrente ou voltagem do módulo VIB 8.312. Os acelerômetros podem ser ligados diretamente ao multiplexador, não necessitando de um módulo adicional. A Figura (6.19) mostra como são os módulos citados acima e como é feita a sua conexão ao multiplexador. A Figura (6.20) mostra o SignalMaster, os multiplexadores e os sensores conectados.

É importante ressaltar que o SignalMaster e o software OMNITREND não são um sistema SCADA, ou seja, não são um sistema de controle. Ao invés disso, eles formam um sistema de monitoração e avaliação da condição de máquinas. Entretanto, ele oferece a possibilidade de integração com um sistema SCADA, por meio de comunicação Modbus.

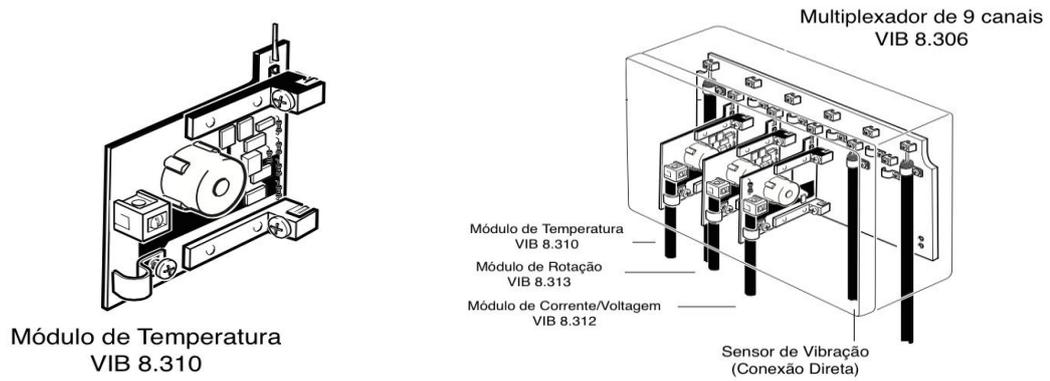


Figura 6.19 - Módulos e sua conexão com o multiplexador (Pruftechnik, 2014)

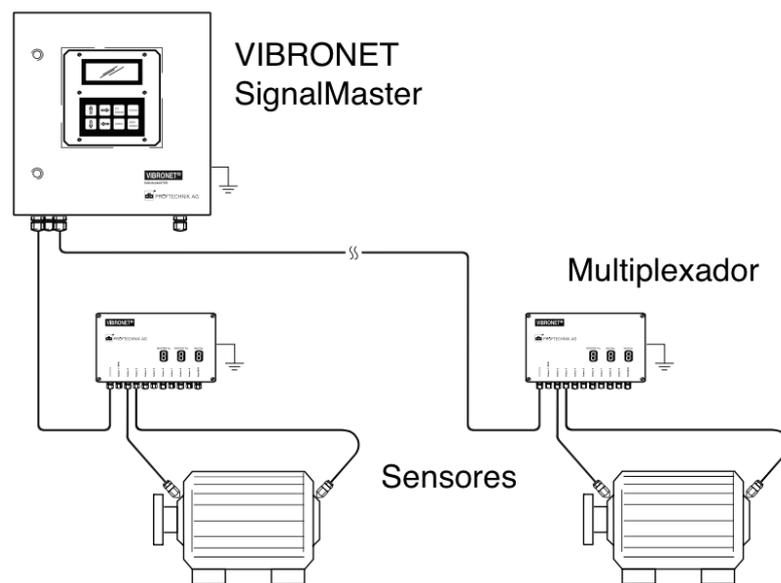


Figura 6.20 - Vibronet SignalMaster, multiplexadores e sensores (Pruftechnik, 2014)

6.2.7 LISTA DE EQUIPAMENTOS

Com os sensores e demais equipamentos necessários para a monitoração da turbina já definidos, foi feita uma tabela que resume as principais informações dos equipamentos a serem utilizados. Essas informações se encontram na Tab. (6.9). A Figura (6.21) ilustra a disposição dos sensores em cada componente da turbina hidrocínética.

Tabela 6.9 - Lista de equipamentos e principais características. (inserir o sensor de monitoração da corrente e voltagem)

Equipamento - Fornecedor	Parâmetro de medição	Faixa	Temperatura de Operação	Quantidade
VIB 6.195 - Pruftechnik	Vibração	0.1 Hz a 10 kHz	-30 a 80°C	8
VIB 6.620 SET - Pruftechnik	Rotação	0 a 30.000 rpm	-25 a 100°C	2
VIB 6.610 - Pruftechnik	Temperatura	0 a 200°C	0 a 200°C	4
TTA-200-A - Sensym	Temperatura (Nacele)	0 a 100°C	0 a 100°C	1
VIB 6.411 SET - Pruftechnik	Condição do Óleo	50 a 1000 µm -20 a 80°C	-20 a 80°C	1
VIB 5.736 - Pruftechnik	Velocidade de vibração	2 a 1000 Hz	-30 a 80°C	2
VM 6.1 - VibroSystM	Entreferro	0 a 1,2 kHz	0 a 125°C	8
PCS 302 - VibroSystM	Deslocamento	0,3 a 2,3 mm	-30 a 80°C	2

PILOTREK WES/WGS 140/14N DN 40 - Nivetec	Nível de água	0,2 a 12 m	-30 a 100°C	1
SL 3000 Argonaut - Sontek	Vazão	0 a 6 m/s	-5 a 60°C	1
SICAM P 50 - SIEMENS	Potência, Voltagem, Corrente e outros parâmetros elétricos	----	0 a 55°C	1
Módulos de Conexão (VIB 8.310 a 8.313) - Pruftechnik	Aquisição e Processamento de dados	-----	-20 a 80°C	VIB 8.310 - 3 VIB 8.312 - 15 VIB 8.313 - 2
Field Multiplexers (VIB 8.306) - Pruftechnik	Aquisição e Processamento de dados	-----	-40 a 80°C	3
VIBRONET Signalmaster (VIB 5.890-1) - Pruftechnik	Aquisição e Processamento de dados	-----	-20 a 60°C	1

É importante salientar que no sistema de monitoração proposto por esse projeto, equipamentos de diferentes fornecedores foram utilizados de forma que as condições apresentadas pela turbina hidrocínética possam ser monitoradas da forma mais satisfatória possível. Contudo, a prática adotada pelo mercado é a de se contratar uma empresa especializada em monitoração para fazer a proposta e instalação do sistema como um todo, onde seriam utilizados os equipamentos próprios dessa empresa. Normalmente essas empresas também se responsabilizam pelo treinamento de funcionários, ensinando-os a operar o sistema da maneira correta.

Uma pesquisa realizada anualmente por Crabtree et al. (2014) da Durham University, aponta a disponibilidade de sistemas de monitoração para turbinas eólicas, apresentando os principais fabricantes e fornecedores de sensores e de sistemas de monitoração. Os principais fabricantes com

atuação no mercado são Bruel & Kjaer, Pruftechnik, Gram & Juhl, SKF Windco, Mita-Teknik e VibroSystM. Portanto, essas empresas são possíveis fornecedores de um sistema completo de monitoração que pode ser adaptado para ser usado nas turbinas hidrocínéticas. A empresa VibroSystM tem uma forte atuação no mercado brasileiro, fornecendo sistemas de monitoração para várias usinas hidrelétricas. Caso decida-se por uma solução pronta de uma dessas empresas, a proposta feita nesse projeto servirá como base de comparação para que se saibam os principais componentes que precisam ser monitorados e as faixas de operação que precisam ser cobertas.

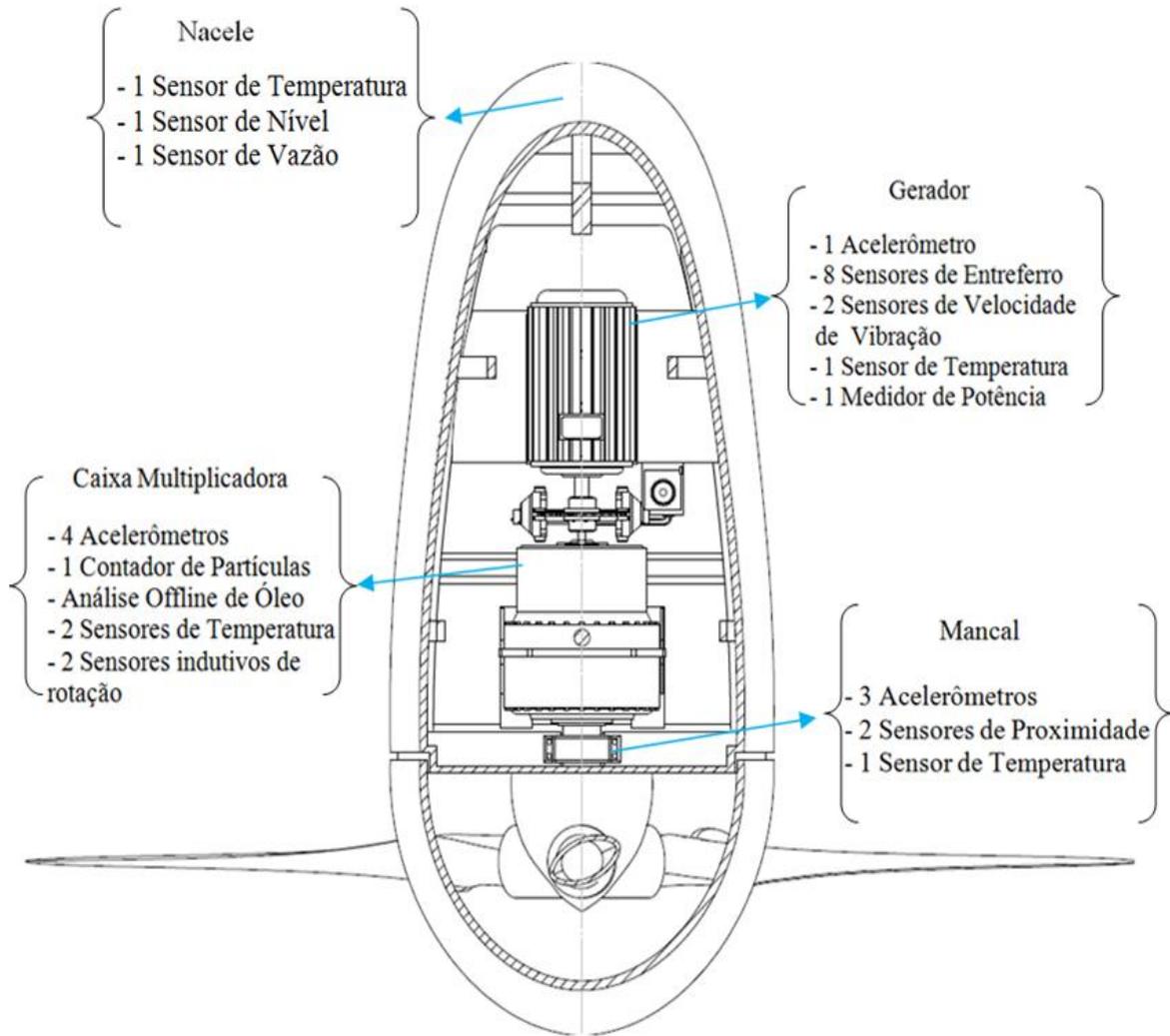


Figura 6.21 - Diagrama geral do sistema de monitoração da turbina hidrocínética.

7. COMENTÁRIOS E CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo propor um sistema de monitoração para gerar informações sobre a saúde dos diversos componentes da turbina hidrocínética que vem sendo desenvolvida no Projeto Tucunaré com fins de manutenção baseada na condição. Desse modo, o sistema proposto para fazer a manutenção preditiva da turbina hidrocínética teve como foco o acompanhamento do estado dos diversos componentes da turbina, de forma que o sistema fosse capaz de perceber mudanças no comportamento da turbina e identificar as causas das mesmas. A monitoração visa garantir uma otimização no planejamento de manutenções reduzindo tempos de substituição de peças e evitando falhas inesperadas dos componentes, que podem ser extremamente onerosas e prejudiciais ao sistema como um todo. Além do foco de manutenção, o sistema de monitoração também avalia a performance da turbina, monitorando a energia produzida de acordo com a velocidade do rio, entre outros.

A metodologia usada para alcançar o objetivo desse trabalho baseou-se em uma grande pesquisa bibliográfica acerca de tipos de manutenção realizada em diversas máquinas. Essa pesquisa inicial foi feita para que a proposta do sistema de monitoração tivesse fundamentos sólidos que satisfizessem as teorias sobre manutenção em uso atualmente. Os principais métodos de manutenção foram estudados, mas o foco sempre esteve na manutenção preditiva, ou monitoração baseada na condição. Ao estudar esse tipo de manutenção, constatou-se que várias aplicações industriais que utilizam esse tipo de monitoração utilizam sistemas SCADA, que são sistemas de aquisição e controle de dados.

Como as turbinas hidrocínéticas ainda não são largamente utilizadas, a literatura sobre elas é bastante escassa. Por isso, os sistemas de monitoração já empregados com sucesso em turbinas eólicas e bulbo foram analisados para que a proposta feita para o sistema da turbina hidrocínética fosse feita de forma análoga, atentando-se sempre às peculiaridades de cada tipo de turbina. A confiabilidade dos componentes de turbinas eólicas foi estudado para que se tivesse uma noção de quais componentes precisariam de maior atenção por parte do sistema de monitoração. Os componentes classificados como mais críticos foram os que tinham maiores taxas de falha ou os que necessitavam de um grande tempo de inatividade para reparos quando apresentassem falhas.

Com o tipo de monitoração a ser realizada e os componentes que serão monitorados definidos, partiu-se para as especificações dos equipamentos necessários para compor o sistema de monitoração, como sensores, equipamentos de aquisição de sinais, processamento de dados, entre outros. Neste trabalho foram escolhidos os equipamentos que melhor atendessem às necessidades dos diversos componentes. Por isso, foram utilizados equipamentos de diferentes fornecedores, ainda que se tenha dado preferência aos produtos da empresa Pruftechnik.

Observou-se que as empresas habitualmente vedem todo sistema de monitoração para os clientes, utilizando produtos de sua própria marca ou de parceiros compatíveis. Portanto, caso a

Eletronorte opte por uma solução fechada de uma empresa específica, este trabalho servirá de referência para que se saiba quais medições precisam ser feitas e em quais componentes.

É importante salientar que o sistema de monitoração proposto teve como base as informações disponíveis na terceira versão do Caderno De Especificações da Unidade de Geração Hidrocinética HTUC 01 (Projeto Tucunaré, 2014). Caso haja mudança nas características ou disposição de algum componente da turbina, os equipamentos propostos devem ser revisados para que se verifique se os mesmos continuam sendo adequados para as tarefas que precisam desenvolver.

Para trabalhos futuros, os seguintes temas foram identificados como relevantes ao sistema de monitoração da turbina hidrocinética:

- Integrar o sistema proposto neste trabalho com o sistema SCADA;
- Caso a construção de um protótipo seja realizada, o monitoramento e coleta de dados da turbina pode ser realizada. Esses dados darão as primeiras informações a respeito do funcionamento da turbina hidrocinética e servirão de base para monitoramentos futuros. Se não for possível a compra dos sensores, o aluguel dos mesmos pode ser realizado pela empresa PREDPONTA, pois esta dispõe da maioria dos sensores aqui listados, além de possuir serviços de análise dos dados;
- Avaliar soluções completas vendidas no mercado por diferentes empresas e listar quais possuem maior compatibilidade com o sistema proposto nesse trabalho;
- Desenvolver uma rotina de análise dos dados para o reconhecimento automático de padrões, caso se escolha por não utilizar empresas externas para realizar a análise dos dados e a tomada de decisões.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADYLES. **Manutenção preditiva usando análise de vibrações**. 1^a ed. Barueri – SP – Brasil: Editora Manoele Ltda, 2004. 187f.

ALMEIDA, Fabrício C. L.. **Diagnóstico automático de falhas em turbinas hidráulicas de pequenas centrais hidroelétricas utilizando técnicas preditivas de manutenção e redes neurais artificiais**. São Paulo, SP, 2008: 301f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Mecânica, Mecânica dos Sólidos) – Departamento de Engenharia Mecânica, UNESP - FEIS.

AMIRAT, Y, et al. A brief status on condition monitoring and fault diagnosis in wind energy conversion systems. **ELSEVIER**. Jun. 2009.

BENT F. S. et al. **Fundamentals for remote structural health monitoring of wind turbine blades - a preproject**. Roskilde, Dinamarca, 2002: 40f. Riso National Laboratory.

BORUM, K. K. et al. **Condition Monitoring of Wind Turbine Blades**. Proceedings of the 27th Risoe International Symposium on Materials Science. 7 f. Risoe National Laboratory, Roskilde, Dinamarca, 2006.

CASELITZ, P., GIEBHARDT, J. **Rotor condition monitoring for improved operational safety of offshore wind energy converters**, ASME Journal of Solar Energy Engineering, vol. 127, pp. 253-261, 2005.

COSTA, E S, et al. **Sobre os Sinais de Vibração no Monitoramento de Unidades Hidrogeradoras**. Pará, Brasil. 2010

Diniz et. al. **Segundo Relatório Parcial do Projeto Tucunaré: Aproveitamento de Energia Hidrocinética em Águas Vertidas e Turbinadas**. Relatório de andamento do projeto organizado por Antônio C.P. Brasil Jr e André Mesquita, UnB-Eletronorte, Brasília-DF, 2013.

FONSECA, E.N.; ARAUJO, I.G. **Projeto do sistema de transmissão e estrutura de turbina hidrocinética**. Brasília, DF, 2013: 105f. Projeto de graduação em Engenharia Mecânica – Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília.

GANGBING Song, HUI Li, BOSKO Gajic, WENSONG Zhou, PENG Chen & HAICHANG Gu (2013). **Wind turbine blade health monitoring with piezoceramic-based wireless sensor network**. International Journal of Smart and Nano Materials, 4:3, 150-166, DOI: 10.1080/19475411.2013.836577.

GONG, Xiang, **ONLINE NONINTRUSIVE CONDITION MONITORING AND FAULT DETECTION FOR WIND TURBINES**. Electrical Engineering Theses and Dissertations. Paper 46. 2012.

HAMEED, Z. Condition monitoring and fault detection of wind turbines and related algorithms: A review. **ELSEVIER**. Maio 2007. 39f.

HAMEED, Z; AHN, S.H; CHO, Y.M. Practical aspects of a condition monitoring system for a wind turbine with emphasis on its design, system architecture, testing and installation. **ELSEVIER**. dez. 2009.

HYERS, R. W. et al. **Condition Monitoring and prognosis of utility scale wind turbines**. Estados Unidos da America, 17 f., 2006.

JAYASWAL, P.; WADHWANI, A.K.; MULCHANDANI, K.B. Machine fault signature analysis. **International Journal of Rotating Machinery**. Vol. 2008. 2008. 10f..

KREBBER, K. et al. **Fiber Bragg grating sensors for monitoring of wind turbine blades**. Alemanha, 4f., 2005.

KUSIAK, A; LI, W. The prediction and diagnosis of wind turbine faults. **ELSEVIER**. jun. 2010.

LARSEN, G.C., HANSEN, A.M. e KRISTENSEN, O.J.D., **Identification of Damage to Wind Turbine Blades by Modal Parameter Estimation**, Risø-R-1334(EN), Abr. 2002.

MARCELINO, R. **Aquisição de dados e monitoramento remoto aplicado a indústria metal-mecânica: Aerogeradores**. Porto Alegre, RS, 2007: 76f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais - PPGEM) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

MÁRQUEZ, F.P.G; et al. **Condition Monitoring of Wind Turbines: Techniques and methods**. ELSEVIER. abr. 2012.

MECABÔ, L. **Desenvolvimento de um Protótipo de Sistema Especialista para Apoio à Manutenção de Turbocompressores Centrífugos de Gás Natural**. *Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, UFSC*. Florianópolis, SC, 2007.

Ministério de Minas e Energia. Eletrobrás, Plano Nacional de Energia Elétrica 1993/2015.(Texto Digitado).

Ministério de Minas e Energia. Potencial Hidrelétrico Brasileiro 2010. Brasil. 3f. (Texto digitado).

PAPASALOUROS, Dimitrios et al. **Health Monitoring of a NEG-MICON NM48/750 Wind Turbine Blades with Acoustic Emission**. 30th European Conference on Acoustic Emission Testing & 7th International Conference on Acoustic Emission, University of Granada, Espanha, Set. 2012.

Projeto Tucunaré. Caderno de Especificações da Unidade de Geração Hidrocinética HTUC 01. Brasília, maio 2014.

PROJETO TUCUNARÉ. **Primeiro Relatório Parcial do Projeto Tucunaré: Aproveitamento de Energia Hidrocinética em Águas Vertidas e Turbinadas**. Relatório de andamento do projeto organizado por Antônio C.P. Brasil Jr e André Mesquita, UnB-Eletronorte, Brasília-DF, 2012.

PRUFTECHNIK. **Sensors, cables and accessories: Catalog**, Catálogo de Monitoramento da Condição, Edição: 02-2014 N° LIT 01.700.EN.

RAIŠUTIS, R. et al. **The review of non-destructive testing techniques suitable for inspection of the wind turbine blades**. Ultrasound Intitute, Kaunas University of Technology, Lithuania, 5f. 2008.

REAL, Eduardo et al. **Turbina Bulbo**. Universidade Federal de Pernambuco. Recife, 2013

REVISTA FURNAS. Ano XXXI. N° 318. Março de 2005.

SEQUEIRA, Cláudia D. **Sensores para Medições de Vibrações Mecânica - Acelerômetros**. Revista Manutenção ed. 116. Brasil, 2013.

SERRIDGE, M. e Licht T. R. **Piezoelectric Accelerometers and Vibration Preamplifiers: Theory and Application Handbook**. Brüel and Kjaer. Dinamarca, 1987. 160f.

SOEKER, Holger et al., **Rotor Blade Monitoring: The technical essentials**. Alemanha, 5 f., 2005.

SOUZA, R. Q. **Metodologia e Desenvolvimento de um Sistema de Manutenção Preditiva Visando à Melhoria da Confiabilidade de Ativos de Usinas Hidrelétricas**. *Dissertação de Mestrado (Mestre em Sistemas Mecatrônicos) - Departamento de Engenharia Mecânica*. UnB, Brasília, 2008.

TAVNER, P J, et al. **Reliability of Different Wind Turbine Concepts with Relevance to Offshore Application**. Disponível em: <www.wind-power-program.com>. Acesso em: 31 maio 2014.

TAVNER, P J, et al. **Reliability of offshore turbines – identifying risks by onshore experience**. Durham, UK. 2009.

TAVNER, P J. **A survey of Wind Turbine Condition Monitoring Experience in Europe**. Durham, UK. 31f. (Texto digitado).

TCHAKOUA, P et al. **Wind turbine condition monitoring: State-of-the-art review, new trends, and future challenges**. Enegies. 36 f. Abr. 2014.

TIAGO, G.L. The state of art of hydrokinetic power in Brasil. **WATERPOWER XIII**. Buffalo, New York, USA. Julho 2003. 9f.

TONACO, R P. **Metodologia de Desenvolvimento de Base de Conhecimento Aplicada à Manutenção Baseada em Condição de Usinas Hidrelétricas**. Brasília, DF - Brasil. 2008

WIGGELINKHUIZEN, E. et al. Assessment of Condition Monitoring Techniques for Offshore Wind Farms. **Journal of Solar Energy Engineering**. Agosto, 2008. Vol. 130. 9f.

WISZNIA R. **Condition Monitoring of Offshore Wind Turbines**. Stockholm, 2013: 42f. Dissertação de Mestrado – KTH School of Industrial Engineering and Management Energy Technology EGI-2013-017 Division of Heat and Power Technology.

ALTERIMA GERADORES. Disponível em <http://www.alterima.com.br/Turbinas+Hidr%E1ulicas>. Acesso em 06 de outubro de 2014.

BATHTUB CURVE. Disponível em: <http://www.statemaster.com/encyclopedia/Bathtub-Curve>. Acesso em 13 set. 2014.

CLEAN ENERGY ACTION PROJECT. **Strangford Narrows SeaGen Tidal Power Plant: Tidal Stream Hydrokinetic (MHK) Turbine Generation**. Disponível em : <http://www.cleanenergyactionproject.com/CleanEnergyActionProject/Hydropower_Case_Studies_files/Strangford%20Narrows%20SeaGen%20Tidal%20Power%20Plant.pdf>. Acesso em : 01 jun. 2014.

ExpoVerde de Adamantina. **Energia Eólica**. Disponível em: <<http://www.adamantina.sp.gov.br/jsfsite/expoVerde/eolica.html>>. Acesso em 01 jun. 2014.

Extensômetros Elétricos. Disponível em: <http://www.demar.eel.usp.br/electronica/aulas/Extensometros_eletricos.pdf>. Acesso em 25 Out. 2014.

Fibre Bragg grating. Disponível em: <http://en.wikipedia.org/wiki/Fiber_Bragg_grating> Acesso em 25 Out. 2014.

FILHO, A.V. **Energia Elétrica no Brasil: Contexto Atual e Perspectivas**. **Revista Interesse Nacional**. Disponível em <<http://interessenacional.uol.com.br/index.php/edicoes-revista/energia-eletrica-no-brasil-contexto-atual-e-perspectivas/2/>>. Acesso em: 01 jun. 2014.

Fontes de Energia. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAfWu0AG/fontes-energia>> Acesso em 23 jun. 2014.

Mackenzie. Disponível em: <http://meusite.mackenzie.com.br/mellojr/Turbinas%20Hidr%E1ulicas/CAP%20TULO%203REV.htm>. Acesso em 13 set. 2014.

Marine Current Turbines. Disponível em:

http://www.marineturbines.com/3/news/article/37/anglesey_tidal_energy_plan_moves_forward_.

Acesso em 23 jun. 2014.

Metzker, R. J. I. et al. **Avoiding major damage on a new hydrogenerator by monitoring air gap at Igarapava H.E.P.P.**

PLC E-Learning Session 1 - **Introduction to PLC & PLC Wiring.** Disponível em:

<<https://www.youtube.com/watch?v=ObYwsUhr3Y0>>. Acesso em 15 jun. 2014.

Tetreault, André & Gomes, Wellington. **On-line Condition Monitoring Solutions for JIRAU and SANTO ANTÔNIO Hydroelectric Projects.**

UCL Department of Phonetics and Linguistics. Disponível em:

<http://www.phon.ucl.ac.uk/courses/spsci/matlab/lect10.html>. Acesso em 28 set. 2014.

What is SCADA?. Disponível em: <<http://www.inductiveautomation.com/what-is-scada>>_Acesso em 15 jun. 2014.

YANG, W. (2013). **Testing and Condition Monitoring of Composite Wind Turbine Blades, Recent Advances in Composite Materials for Wind Turbines Blades**, Dr. Brahim Attaf (Ed.),

ISBN 978-0-9889190-0-6, WAP-AMSA, Disponível em:

<http://www.academicpub.org/amsa/chapterInfo.aspx>