

DERICK HENRIQUE DE JESUS SILVA

**PROCESSAMENTO DE SINAIS
PARA MONITORAMENTO DE VIBRAÇÕES
EM UNIDADES GERADORAS HIDRELÉTRICAS**

BELO HORIZONTE

2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PROCESSAMENTO DE SINAIS
PARA MONITORAMENTO DE VIBRAÇÕES
EM UNIDADES GERADORAS HIDRELÉTRICAS**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Minas Gerais
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

DERICK HENRIQUE DE JESUS SILVA

Belo Horizonte, 13 de Dezembro de 2013.

*Aos meus pais, Margarida e Adelson e
aos meus irmãos, Guilherme, Maria e Pedro.*

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à minha família: minha mãe, Maria Margarida, meu pai, Adelson, meus irmãos, Guilherme, Maria Clara e Pedro Lucas. O apoio deles foi fundamental para que eu trilhasse meu caminho desde a graduação até este mestrado. Às minhas madrinhas, avó Raimunda e tia Neusa, que sempre estiveram presentes na minha vida, agradeço de coração. Preciso agradecer também à minha tia Geralda e ao meu tio Adilson, que me ajudaram durante toda a graduação, e graças a ajuda deles, e à luta diária de meus pais, que posso encerrar mais essa etapa da minha vida.

Eu não estaria concluindo este trabalho se não fosse pela professora Carmela, que me incentivou a fazer o mestrado e possibilitou que eu pudesse realizá-lo, me convidando para trabalhar no projeto de pesquisa GT-338. Entrei no projeto como engenheiro e aluno de mestrado e aprendi muito, academicamente e profissionalmente, com a ajuda de toda equipe do projeto e do meu coordenador e orientador, o professor Paulo Fernando Seixas. Agradeço não só ao Paulo como também ao professor Anísio, que me deu muitas dicas em alguns momentos críticos, e ao colega de trabalho e também professor Hugo Michel.

Agradeço também à Laura e à Patrícia, que se tornaram boas amigas e me deram força e muitos conselhos durante todo o tempo que me dediquei ao mestrado, incentivando, inclusive, a dar continuidade à vida acadêmica. E agradeço à toda equipe do LVAS: Joyce, Bruno, André, Pedro Colen, Pedro Campos, Cristiano, Heli, e tantos outros alunos que passaram por lá e por muitas vezes ajudaram a quebrar a monotonia diária.

Aos meus grandes e melhores amigos: Juliana, Lucas, Vinicius Mota, Vinicius Kuster, Rafael Oliveira e Carina, necessito agradecer sempre, pois me dão suporte, ajuda e tornam mais fácil toda minha vida. Todas as risadas, momentos felizes, divertidos e animados que passamos juntos nestes anos me ajudaram a continuar e não desistir, mesmo nos momentos mais difíceis. E eles sabem que foram muitos. Aos amigos mais distantes, André, Danilo, Rodrigo, Maycon, Eliton que estiveram presentes durante o período que desenvolvi este trabalho. E ao Felipe, que me auxiliou com revisões em partes do textos e teve paciência para assistir meus ensaios das apresentações do artigo e da dissertação.

Por fim, agradeço à CEMIG, empresa financiadora do projeto no qual este trabalho foi desenvolvido, e ao gerente do projeto, o Engenheiro Webber Eustáquio Aguiar, que viabilizou esse trabalho permitindo a realização dos ensaios em Emborcação, para coleta dos dados utilizados nessa dissertação.

Resumo da Dissertação apresentada à UFMG como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

**PROCESSAMENTO DE SINAIS
PARA MONITORAMENTO DE VIBRAÇÕES
EM UNIDADES GERADORAS HIDRELÉTRICAS**

Derick Henrique de Jesus Silva

Dezembro/2013

Orientador: Prof. Paulo Fernando Seixas, Dr.

Área de Concentração: Sinais e Sistemas

Palavras-chave: monitoramento de vibração, processamento de sinais, unidade geradora hidrelétrica, espectro da órbita, periodograma, wavelets

O monitoramento de vibração recebe destaque no diagnóstico de condição de máquinas elétricas rotativas por ser eficiente em detectar a ocorrência de diversas falhas, com uma instrumentação relativamente simples. Ele é fundamental para garantir uma operação segura e confiável de unidades geradoras hidrelétricas, as quais, por serem máquinas sujeitas a falhas de origens mecânica, elétrica e hidráulica, oferecem riscos significativos e a possibilidade de acidentes de grande amplitude. Os sistemas de monitoramento de vibração dessas unidades utilizam, tipicamente, sensores de proximidade, acelerômetros e sensores de pressão. Os sinais de tais sensores são processados com técnicas no domínio do tempo e no domínio da frequência, e características são extraídas visando um diagnóstico da condição da Unidade. Neste trabalho, sinais coletados por sensores de proximidade e acelerômetros instalados, ambos em uma unidade geradora da Usina de Emborcação, são processados, por meio de filtragem e decimação, e características são extraídas, destes sinais, para análise da tendência temporal. A órbita descrita pelo eixo da Unidade é analisada ao longo do tempo e também no domínio da frequência com o *full spectrum*. A densidade de potência espectral dos sinais dos acelerômetros, por sua vez, é estimada com periodogramas, e a transformada de wavelets é também empregada de forma a extrair parâmetros úteis para o monitoramento de condição. Os resultados experimentais obtidos com essas técnicas são mostrados e discutidos. Como se constata, este trabalho constitui uma etapa de grande importância no desenvolvimento de um sistema de monitoramento, sendo ela o estudo e a escolha das técnicas de processamento do sistema de acordo com as falhas que se deseja detectar.

Abstract of Master thesis presented to UFMG as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

**SIGNAL PROCESSING
FOR VIBRATION MONITORING
IN HYDROELECTRIC GENERATING UNITS**

Derick Henrique de Jesus Silva

December/2013

Advisor: Prof. Paulo Fernando Seixas, Dr.

Area of Concentration: Signals and Systems

Key words: vibration monitoring, signal processing, hydroelectric generating unit, spectral analysis, full spectrum, periodogram, wavelets

The vibration monitoring gets highlighted in diagnosing the condition of rotating electrical machines because it is effective in detecting the occurrence of several failures with relatively simple instrumentation. It is critical to ensure safe and reliable operation of hydroelectric generating units, which, being subject to failures of mechanical, electrical and hydraulic origins, offer significant risks and the possibility of large scale accidents. The vibration monitoring systems of these units typically uses proximity sensors, accelerometers and pressure sensors. Signals of such sensors are processed with techniques in the time domain and frequency domain, and features are extracted seeking a diagnosis of the condition of the unit. In this master thesis, signals collected by proximity sensors and accelerometers installed both on a generating unit of Emborcação plant are processed by filtering and decimation, and features are extracted from these signals, for timing analysis. The orbit described by the axis of the unit is analyzed over time and also in the frequency domain with the full spectrum. The power spectral density of the accelerometers' signals, in other hand, is estimated by periodograms, and wavelet transform is also used in order to extract useful parameters for condition monitoring. The experimental results obtained with these techniques are shown and discussed. As it turns out, this work is a step of great importance in the development of a monitoring system; it is the study and choice of processing techniques of the system according to the faults you want to detect.

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Introdução	1
1.2	Usina Hidrelétrica e Unidade Geradora	2
1.3	Objetivos	5
1.4	Motivação	5
1.5	Estrutura do Trabalho	7
2	Revisão Bibliográfica	8
2.1	Introdução	8
2.2	Técnicas de Processamento de Sinais	8
2.2.1	Transformada de Fourier	9
2.2.2	Estimação Espectral	13
2.2.3	Transformada de Wavelets	17
2.2.4	Espectro da Órbita - <i>Full Spectrum</i>	22
2.2.5	O Multicanal	24
2.3	Técnicas de Monitoramento de Vibrações	25
2.3.1	Análise de Severidade Através do Nível Global de Vibração	26
2.3.2	Medição de Vibração do Eixo	27
2.3.3	<i>Shaft Centerline</i>	30
2.3.4	Monitoramento de Espectro	31
2.3.5	Monitoramento de Perfil de Velocidade	33
2.4	Conclusão	33

3	Instrumentação do Sistema de Monitoramento de Vibrações	34
3.1	Introdução	34
3.2	Sensores	35
3.2.1	Acelerômetros	35
3.2.2	Sensores de Proximidade	40
3.2.3	Topologia do Sistema de Monitoramento	41
3.3	Conclusão	43
4	Falhas do Sistema Turbina-Gerador e Características do Padrão de Vibração	44
4.1	Introdução	44
4.2	Problemas de Origem Mecânica	45
4.2.1	Desbalanceamento	45
4.2.2	Desalinhamento	47
4.2.3	Excentricidade	49
4.2.4	Roçamento do rotor	49
4.2.5	Problemas em mancais de deslizamento	50
4.3	Problemas de Origem Elétrica	52
4.4	Problemas devido à Excitações Hidráulicas	54
4.4.1	Cavitação	55
4.5	Conclusão	56
5	Processamento dos Sinais e Resultados Experimentais	57
5.1	Introdução	57
5.2	Monitoramento dos Sinais dos Sensores de Proximidade	59
5.2.1	Sinal do <i>Keyphasor</i>	60
5.2.2	Diagrama de Órbita	64
5.2.3	Monitoramento de Tendência Temporal	67
5.2.4	Shaft Centerline	73

5.2.5	Full Spectrum e o Multicanal	76
5.2.6	Transformada Circular Discreta de Wavelets	89
5.2.7	Deslocamento Axial do Eixo	93
5.3	Monitoramento dos Sinais dos Acelerômetros	95
5.3.1	Filtro Anti-Aliasing	95
5.3.2	Filtro de Média e Efeito da Temperatura	96
5.3.3	Estimação Espectral	98
5.3.4	Transformada Discreta de Wavelets	100
5.4	Conclusão	103
6	Conclusão	105
6.1	Conclusão do Trabalho	105
6.2	Trabalhos Futuros	106
A	Análise Multirresolução	108
B	Dedução do Full Spectrum a partir dos espectros de cada sinal	112
	Referências	117

Lista de Figuras

1.1	Partes principais de uma usina hidrelétrica. Imagem modificada de [1]	4
1.2	Partes principais de uma usina hidrelétrica. Vista geral da Usina Hidrelétrica de Três Marias.	5
1.3	Unidade Geradora com Turbina Francis. Elementos principais e mancais em destaque.	6
1.4	Unidade Geradora com Turbina Kaplan.	7
2.1	Transformada de Fourier da Onda Triangular resultando nos coeficientes da Série de Fourier. Imagem retirada de [2]	10
2.2	Desenvolvimento da Transformada Discreta de Fourier à partir da Transformada Contínua. Imagem retirada de [2]	11
2.3	Janela usada no método de Blackman-Tukey.	15
2.4	Método de Bartlett para estimativa do Periodograma.	16
2.5	Tipos de Wavelets.	18
2.6	Processo de filtragem e decimação na Transformada de Wavelets Discreta.	20
2.7	Processo de obtenção dos coeficientes da Transformada de Wavelets Discreta.	21
2.8	Resolução Escala-Tempo da Transformada de Wavelets Discreta.	22
2.9	Elipse formada pela rotação de dois fasores com mesma frequência, girando em sentidos opostos.	23
2.10	Full Spectrum aplicado a uma órbita e as elipses 1X e 2X que a compõem.	24
2.11	Multicanal com 20 canais aplicado à um sinal oscilatório.	25
2.12	Multicanal com 20 canais aplicado à um sinal oscilatório. Em vermelho o sinal resultante desta estrutura multicanal.	26
2.13	Posição de instalação dos sensores de proximidade.	28

2.14	Carta de Severidade de deslocamento relativo do eixo Pico-a-Pico segundo a norma ISO 7919-5. No eixo x - velocidade de rotação da máquina em rpm; no eixo y - $S_{(pp)max}$ em μm	29
2.15	<i>Shaft CenterLine</i> e deslocamento do eixo no interior do mancal. Imagem modificada de [3]	30
2.16	Monitoramento da partida de uma máquina usando o <i>Shaft CenterLine</i> . Imagem retirada de [4]	31
2.17	Ângulo de Atitude a partir do diagrama do <i>Shaft CenterLine</i> para uma máquina horizontal com sentido de rotação anti-horário.	32
2.18	Espectro CPB23% para frequências de 10 a 1000 Hz. Cada barra de frequência tem largura de banda de 23% da frequência central. Figura retirada de [5]	32
3.1	Pontos (1,2 e 3) de medição de vibração em uma unidade geradora com eixo vertical, dados pelos mancais (neste caso, com suporte na fundação), usualmente para velocidades de operação entre 60 rpm e 1800 rpm. Imagem retirada de [6]	36
3.2	Estrutura de um acelerômetro piezoelétrico e tipos de configuração.	37
3.3	Circuito equivalente ao comportamento dinâmico de um sensor piezoelétrico.	38
3.4	Resposta em frequência do sensor piezoelétrico desprezando os efeitos resistivo e indutivo, considerando-o ligado a um elemento com impedância infinita.	39
3.5	Resposta em frequência do sensor piezoelétrico considerando a impedância finita do equipamento de medida.	39
3.6	Ilustração de um sensor de proximidade indutivo, seu princípio de funcionamento e sua constituição simplificada.	41
3.7	Sinal medido no <i>Keyphasor</i> de uma unidade geradora de uma usina da CEMIG.	42
3.8	Topologia do sistema de monitoramento de vibrações das unidades geradoras da Usina de Emborcação.	42
4.1	Desbalanceamento estático mostrando os eixos do rotor, a massa desbalanceada e a indicação de fase das medições de vibração radial e axial nos mancais.	45
4.2	Desbalanceamento acoplado mostrando os eixos do rotor, as massas desbalanceadas e a indicação de fase das medições de vibração radial e axial nos mancais.	46
4.3	Espectro característico do sinal de vibração em máquinas com desbalanceamento.	47
4.4	Representação dos tipos de desalinhamento - angular e linear.	47

4.5	Desalinhamento Paralelo.	48
4.6	Espectro da vibração axial para o desalinhamento angular e da vibração radial para o desalinhamento paralelo.	49
4.7	Espectro da vibração radial provocada por folga excessiva no mancal de deslizamento.	51
4.8	Órbita com laços internos.	51
4.9	Espectro em cascata, da vibração radial, em função do aumento da velocidade de rotação, mostrando os picos causados pelo Rodopio de Óleo (<i>whril</i>) e ao atingir a frequência de ressonância do rotor, o Chicote de óleo (<i>whip</i>). Imagem retirada de [7].	52
4.10	Espectro da vibração radial devido a problemas elétricos no rotor.	53
4.11	Espectro da vibração radial devido a rotor excêntrico.	54
4.12	Espectro característico de turbulência do fluxo de água na turbina.	55
4.13	Espectro característico da cavitação.	56
5.1	Módulos do sistema de monitoramento de vibrações da Usina de Emborcação.	58
5.2	Controladora NI cRio 9082, com os cartões de aquisição analógica NI9215 e a fonte de alimentação.	59
5.3	Potência Ativa da Unidade Geradora durante o ensaio realizado.	59
5.4	Sinal do <i>Keyphasor</i> e limiar para detecção do início das voltas.	60
5.5	Sinal do <i>keyphasor</i> da unidade 02 medido no primeiro ensaio.	61
5.6	Sinal do <i>keyphasor</i> da Unidade 2, filtrado e o limiar de detecção de pico.	62
5.7	Frequência de Rotação da Unidade 2 ao longo do tempo durante o ensaio realizado.	62
5.8	Sinais do <i>keyphasor</i> , sensor LRDS0 e LRDS1 do mancal guia da turbina da Unidade 3.	64
5.9	Órbita do mancal guia da turbina da Unidade 3.	65
5.10	Órbita do mancal combinado intermediário da Unidade 3.	65
5.11	Órbita do mancal guia superior da Unidade 3.	65
5.12	Órbita Polar do mancal guia da turbina da Unidade 3.	66
5.13	Órbita Polar do mancal combinado intermediário da Unidade 3.	66
5.14	Órbita Polar do mancal guia superior da Unidade 3.	67
5.15	Dez órbitas consecutivas registradas no mancal guia superior da Unidade 3.	67

5.16	Dez órbitas polares consecutivas registradas no mancal guia superior da Unidade 3. Limite para o raio da órbita registrado em vermelho.	68
5.17	Zonas de avaliação da máquina segundo a norma DIN 7919-5. Imagem retirada de [8].	68
5.18	Valor pico-a-pico dos sinais dos sensores de proximidade do mancal guia da turbina ao longo do tempo durante o ensaio realizado.	69
5.19	Valor pico-a-pico dos sinais dos sensores de proximidade do mancal guia da turbina, ao longo do tempo durante o ensaio realizado, com zonas de avaliação da unidade. . .	69
5.20	Valor pico-a-pico dos sinais dos sensores de proximidade do mancal combinado intermediário, ao longo do tempo durante o ensaio realizado, com zonas de avaliação da unidade.	70
5.21	Valor pico-a-pico dos sinais dos sensores de proximidade do mancal guia superior, ao longo do tempo durante o ensaio realizado, com zonas de avaliação da unidade. . . .	70
5.22	Deslocamento absoluto máximo em uma volta, ao longo do tempo durante o ensaio realizado, registrado no mancal guia da turbina.	71
5.23	Deslocamento absoluto máximo em uma volta, ao longo do tempo durante o ensaio realizado, registrado no mancal combinado intermediário.	71
5.24	Deslocamento absoluto máximo em uma volta, ao longo do tempo durante o ensaio realizado, registrado no mancal guia superior.	72
5.25	Valor pico-a-pico dos sinais dos sensores de proximidade do mancal guia da turbina ao longo do tempo durante o ensaio realizado.	73
5.26	Valor médio dos sinais dos sensores de proximidade do mancal guia da turbina, da Unidade 3, ao longo do tempo durante o ensaio realizado.	74
5.27	Valor médio dos sinais dos sensores de proximidade do mancal guia da intermediário, da Unidade 3, ao longo do tempo durante o ensaio realizado.	74
5.28	Valor médio dos sinais dos sensores de proximidade do mancal guia superior, da Unidade 3, ao longo do tempo durante o ensaio realizado.	75
5.29	Shaft CenterLine da partida no mancal guia da turbina. Em verde o ponto de partida, considerado como a posição central do mancal. Em magenta o ponto final registrado.	76
5.30	Shaft CenterLine da partida no mancal guia da turbina. Em verde o ponto de partida, considerado como a posição central do mancal. Em magenta o ponto final registrado.	76
5.31	Shaft CenterLine da partida no mancal guia intermediário. Em verde o ponto de partida, considerado como a posição central do mancal. Em magenta o ponto final registrado.	77

5.32	Shaft CenterLine da partida no mancal guia superior. Em verde o ponto de partida, considerado como a posição central do mancal. Em magenta o ponto final registrado.	77
5.33	Espectro de amplitude do sinal do sensor LRDS1 calculados diretamente pela DFT e pela FFT do sinal amostrado, decimado, com 1024 pontos.	78
5.34	Sinais decimados dos sensores de proximidade do mancal guia da turbina e registro das órbitas das 10 voltas.	79
5.35	Full Spectrum obtido com 10 voltas no mancal guia da turbina, com frequência de amostragem de 238Hz.	79
5.36	Órbitas registradas em 10 voltas no mancal guia da turbina, e em destaque, órbita 1X recuperada.	80
5.37	Sinais do Multicanal com 1024 canais dos sensores de proximidade do mancal guia da turbina em 10 voltas.	81
5.38	Full Spectrum dos sinais do Multicanal com 1024 canais dos sensores de proximidade do mancal guia da turbina.	81
5.39	Algoritmo para obtenção do full spectrum durante a partida da máquina objetivando o monitoramento do espectro.	82
5.40	Gráfico de cascata do Full Spectrum no mancal guia da turbina durante a partida da Unidade.	82
5.41	Gráfico de cascata do Full Spectrum no mancal guia da turbina durante a partida da Unidade 3.	83
5.42	Gráfico de contorno do Full Spectrum no mancal guia da turbina durante a partida da Unidade 3.	83
5.43	Gráfico de cascata do Full Spectrum no mancal guia da turbina durante a partida da Unidade 3.	84
5.44	Gráfico de cascata do Full Spectrum no mancal guia intermediário durante a partida da Unidade 3, até atingir a velocidade nominal.	84
5.45	Gráfico de cascata do Full Spectrum no mancal guia intermediário durante a partida da Unidade 3, após atingir a velocidade nominal.	85
5.46	Gráfico de cascata do Full Spectrum no mancal guia superior durante a partida da Unidade 3, até atingir a velocidade nominal.	85
5.47	Gráfico de cascata do Full Spectrum no mancal guia superior durante a partida da Unidade 3, após atingir a velocidade nominal.	86
5.48	Órbitas da componente 1X e suas harmônicas recuperadas através do full spectrum. Órbita registrada no mancal guia superior.	86

5.49	Órbitas simultâneas da componente 1X nos três mancais.	87
5.50	Full Spectrum em cascata e gráfico de contorno durante a mudança do ponto de operação da unidade para o mancal guia da turbina.	88
5.51	Full Spectrum em cascata e gráfico de contorno durante a mudança do ponto de operação da unidade para o mancal guia intermediário.	89
5.52	Full Spectrum em cascata e gráfico de contorno durante a mudança do ponto de operação da unidade para o mancal guia superior.	89
5.53	Gráfico de tendência das componentes 1X e -1X do full spectrum para os sensores do mancal guia da turbina.	90
5.54	Gráfico de tendência das componentes sub-harmônicas de 1X na frequência direta do full spectrum para os sensores do mancal guia da turbina.	90
5.55	Gráfico de tendência das componentes sub-harmônicas de 1X na frequência reversa do full spectrum para os sensores do mancal guia da turbina.	91
5.56	Gráfico de tendência das componentes harmônicas de 1X na frequência direta do full spectrum para os sensores do mancal guia da turbina.	91
5.57	Gráfico de tendência das componentes harmônicas de 1X na frequência reversa do full spectrum para os sensores do mancal guia da turbina.	92
5.58	Gráfico de cascata da Transformada de Wavelets Circular Discreta para os sinais dos sensores do mancal guia da turbina.	92
5.59	Gráfico de cascata da Energia em cada Nível da Transformada de Wavelets Discreta dos sinais dos sensores do mancal guia da turbina.	93
5.60	Gráfico de tendência do valor médio por volta do eixo, para o sinal do sensor EADS0.	94
5.61	Gráfico de tendência da temperatura do óleo de lubrificação do mancal combinado.	94
5.62	Filtro Anti-Aliasing usado na coleta de dados de todos os sinais.	95
5.63	Cabo utilizado no ensaio com o filtro anti-aliasing.	96
5.64	Sinal do acelerômetro GVAS2 durante o ensaio realizado.	97
5.65	Temperatura no núcleo do gerador durante o ensaio realizado.	97
5.66	Filtro de média para o sinal do acelerômetro.	98
5.67	Sinal do acelerômetro com nível CC filtrado.	98
5.68	Gráfico de cascata do Periodograma do sinal do acelerômetro GVAS2 ao longo do tempo.	99

5.69	Periodogramas do sinal de GVAS2 em três instantes de tempo distintos.	100
5.70	Periodogramas do envelope do sinal de GVAS em três instantes de tempo distintos. . .	101
5.71	Sinal do acelerômetro com nível CC filtrado em detalhe.	101
5.72	Transformada de Wavelets do sinal do acelerômetro em uma volta ao longo do tempo, usando a estrutura multicanal.	102
5.73	Gráfico de cascata da Energia em cada Nível da Transformada de Wavelets Discreta do sinal do acelerômetro GVAS2.	103
5.74	Gráfico de cascata da Energia em cada Nível da Transformada de Wavelets Discreta do sinal decimado do acelerômetro GVAS2.	103
5.75	Gráfico de cascata da Energia em cada Nível da Transformada de Wavelets Discreta do sinal decimado do acelerômetro GVAS2.	104
A.1	Espectro de frequência e composição do espaço de escala V_{j+1}	109
A.2	Função de escala e Wavelet de Haar e seus respectivos filtros associados.	110
B.1	Transformada de Fourier da função $x(t) = A \cos \omega t + \theta$	112
B.2	Representação Fasorial da Transformada de Fourier da função $x(t) = A \cos \omega t + \theta$. . .	113
B.3	Representação Fasorial da Transformada de Fourier dos sinais $x(t)$ e $y(t)$	113
B.4	Representação Fasorial da Transformada de Fourier dos sinais $x(t)$ e $jy(t)$	114
B.5	Representação Fasorial da Transformada de Fourier do sinal complexo $s(t) = x(t) +$ $jy(t)$	114
B.6	Ângulo entre os fasores de frequência positiva.	115
B.7	Ângulo entre os fasores de frequência negativa.	116

Lista de Tabelas

5.1	Folga diametral no interior de cada mancal	75
-----	--	----

Capítulo 1

Introdução

1.1 Introdução

Um sistema de monitoramento de condição de máquinas elétricas rotativas tem como principal finalidade reconhecer o surgimento de falhas incipientes na máquina, devendo ser capaz de fornecer informações úteis para funções de operação e manutenção. Alguns destes sistemas podem ainda incorporar funções de proteção, como intertravamentos. O monitoramento de condição da operação envolve a medição de variáveis do processo e de operação das máquinas, condicionamento e processamento dos sinais e aplicação de técnicas especializadas para detectar e classificar padrões. A arte do monitoramento de condição consiste em extrair o máximo de informações de um conjunto mínimo de medições a fim de se obter um bom diagnóstico do estado da máquina. A complexidade do sistema de monitoramento depende do nível de informação desejada. Sistemas mais simples podem indicar apenas se a máquina está em condição operativa boa ou ruim. Sistemas mais complexos são capazes de mostrar a evolução da condição da máquina, de um estado adequado de operação continuada até um estado crítico. Alguns, mais sofisticados, detectam e identificam falhas que levaram a máquina a uma determinada condição.

Geralmente, uma máquina entra em estado de falha como consequência da ocorrência de uma sequência de eventos ou de pequenas faltas, em cujas origens se encontram as causas raiz. A observância da ocorrência de um conjunto de causas raiz deve levar o sistema de monitoramento de condição a antecipar a ocorrência de um estado de falha no sistema. Sistemas de monitoramento de condição de máquinas elétricas tem sido foco de diversos trabalhos acadêmicos, especialmente em máquinas de indução. Uma revisão do monitoramento de condição em máquinas elétricas rotativas pode ser vista em [9] no qual se destacam os seguintes componentes de um sistema de monitoramento completo:

- Monitoramento de Temperatura
- Monitoramento Químico e de Desgaste
- Monitoramento de Vibrações Mecânicas

- Monitoramento de Corrente, Potência Elétrica e Fluxo Magnético
- Monitoramento de Descargas Elétricas

Podem ser citados diversos benefícios proporcionados pelo monitoramento de condição de máquinas elétricas, entre eles [10]:

- Aumento da eficiência da planta;
- Redução de perda financeira com quebra e parada de máquinas;
- Redução do gasto com reposição de equipamentos e peças;
- Planejamento mais eficiente dos procedimentos de manutenção e do processo de operação.

A maioria dos problemas que afetam máquinas rotativas estão relacionados ao rotor, e provocam alterações no seu padrão de vibração e na sua posição. Por isso, o sistema de monitoramento de vibrações recebe grande destaque no diagnóstico de condição da máquina. Além de proporcionar os benefícios citados, consiste de um sistema relativamente simples, composto geralmente por sensores de proximidade, acelerômetros e transdutores de velocidade.

O monitoramento de vibrações envolve a medição de deslocamento, velocidade ou aceleração, sendo que tais grandezas estão relacionadas por derivação ou integração numérica. As medidas de deslocamento são obtidas através de sensores de proximidade com princípio indutivo ou capacitivo. Acelerômetros e velocímetros são geralmente montados nos mancais situados ao longo do eixo da máquina elétrica.

No âmbito dos geradores hidrelétricos, o sistema de monitoramento de vibrações mecânicas recebe considerável atenção, uma vez que a análise dos sinais dos sensores de vibração pode levar à detecção dos principais estados de falha da máquina. Para definir os pontos de medição de vibração é necessário conhecer os componentes principais do sistema de geração de energia hidrelétrica e as principais fontes de excitação que produzem vibração no maquinário.

1.2 Usina Hidrelétrica e Unidade Geradora

De uma forma geral, qualquer usina hidrelétrica pode ser dividida em cinco grandes partes [1]:

- Obras de derivação e tomada;
- Obras de transporte;
- Obras de evacuação;
- Casa de força e subestação;

- Obras de restituição.

As obras de derivação e tomada são constituídas pela Barragem, Tomada d'Água e Câmara de Sedimentação. A tomada d'água é protegida por grades para reter material sólido do leito do rio. Outra parte deste material se deposita no fundo da câmara de sedimentação. As obras de transporte consistem do conjunto de obras destinado a realizar o transporte da massa d'água desde a tomada até o interior das turbinas. Fazem parte deste conjunto: o canal de adução e as galerias de pressão, que realizam o transporte horizontal (destinado a vencer distâncias) até a entrada do duto forçado, que realiza um transporte vertical, convertendo a energia potencial da água em energia cinética e em pressão para girar a turbina. O canal de adução e as galerias de pressão estão presentes quando o comprimento da linha adutora é grande. Nesse caso, ao final das galerias de pressão existirá uma chaminé de equilíbrio.

Para manter constante o nível do reservatório, quando possível, com uma vazão turbinada pre-estabelecida, e ainda regular o escoamento de água no leito natural do rio, utilizam-se as obras de evacuação, constituídas basicamente pelos vertedouros. Na casa de força estão abrigados os grupos turbinas-geradores, além dos aparelhos e sistemas hidráulicos e elétricos de proteção, controle, e os serviços auxiliares da usina. A tensão gerada é elevada por transformadores na subestação, para diminuir os custos de transmissão da energia. E por fim, as obras de restituição, consistem do conjunto de elementos responsáveis por restituir a água, que passou pela turbina, de volta ao leito natural do rio. Esses elementos são, basicamente, o tubo de sucção (ou aspiração) e o canal de fuga. O tubo de sucção conduz a vazão turbinada até o canal de fuga, que por sua vez é aberto e restitui a vazão utilizada ao leito natural do rio. Os principais elementos componentes aqui descritos podem ser vistos nas Figuras 1.1 e 1.2.

A composição da unidade geradora depende primeiramente do tipo da turbina, sendo que, entre os conjuntos verticais, as turbinas mais utilizadas são Francis e Kaplan. As turbinas Kaplan são muito semelhantes às turbinas de hélices, porém possuem as pás do rotor móveis. Em ambos os casos, existirá na unidade a caixa espiral, por onde entra a água conduzida pelo conduto forçado. Após a caixa espiral, a água passa pelo distribuidor, que é constituído de pás (móveis em torno de seus eixos) que formam canais, através dos quais a vazão turbinada é conduzida para o rotor da turbina. No caso da turbina Francis, o distribuidor deve direcionar a vazão diretamente para as pás do rotor.

O rotor é movido devido à pressão e força exercida pela água, fazendo o eixo da unidade girar e em consequência, fazendo o rotor do gerador girar dentro do estator. A água passa pela turbina e sai na direção axial, pelo tubo de sucção, por onde encontra caminho para chegar ao canal de fuga, voltando ao leito do rio. Os elementos descritos, podem ser vistos nas Figuras 1.3 e 1.4, onde são apresentados esquemas de unidades geradoras com turbinas Francis e Kaplan respectivamente.

Na figura 1.3 são mostrados, em destaque, os mancais da unidade geradora. Os mancais basicamente possuem a função de oferecer sustentação e suporte para o eixo da unidade. Os mancais guias mantêm o eixo girando dentro de uma determinada região, limitando seu deslocamento na direção radial. O mancal de escora tem a função de sustentar (escorar) o rotor do gerador sobre um espesso filme de óleo e ao mesmo tempo guiar o seu giro.

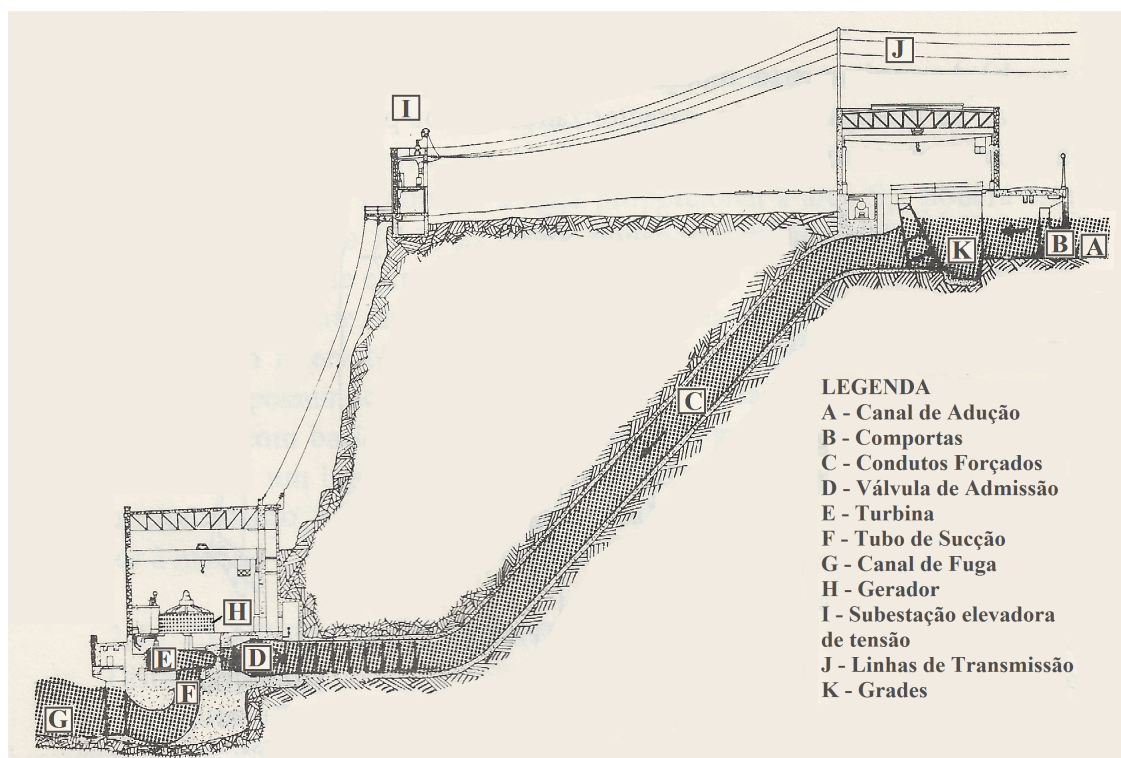


Figura 1.1: Partes principais de uma usina hidrelétrica. Imagem modificada de [1]

Os mancais são os pontos mais importantes para medição de vibração. Além deles, vibrações podem ser medidas também na tampa da turbina ou no distribuidor e no tubo de sucção, ambos para auxiliar na detecção de cavitação e excitações hidráulicas. São feitas medições também na carcaça do gerador, que podem indicar a ocorrência de desbalanceamento magnético, falha de excitação, excentricidade do rotor e do estator, entre outros.

No processo de desenvolvimento de um sistema de monitoramento de vibrações, as etapas mais importantes consistem na definição da topologia do sistema, i.e., quantos e quais sensores são necessários e os pontos onde serão feitas as medições, e na seleção de características dos sinais, i.e., o que se deseja identificar com o sistema de monitoramento. A topologia do sistema depende, em grande parte, da máquina e das características que se deseja monitorar.

A extração de características operativas de um conjunto gerador-turbina é feita utilizando técnicas de processamento digital de sinais no domínio do tempo e da frequência. Para se definir as técnicas e algoritmos, é necessário uma avaliação da capacidade de processamento disponível para a implementação do sistema. Neste trabalho é feito um estudo experimental de técnicas de processamento dos sinais dos sensores que compõem um sistema de monitoramento de vibrações visando extrair o maior número de características capazes de fornecer um diagnóstico acerca da real condição operativa da máquina.



- | | | |
|-------------------|--------------------|---------------------------|
| 1 – Reservatório; | 3 – Vertedouro; | 5 – Canal de fuga; |
| 2 – Barragem; | 4 – Casa de força; | 6 – Subestação elevadora. |

Figura 1.2: Partes principais de uma usina hidrelétrica. Vista geral da Usina Hidrelétrica de Três Marias.

1.3 Objetivos

Os objetivos desse trabalho consistem em estudar as técnicas necessárias para o processamento dos sinais dos acelerômetros e sensores de proximidade instalados em uma unidade geradora hidrelétrica de forma a extrair o máximo de informação visando o monitoramento de vibração como parte do monitoramento de condição da unidade.

1.4 Motivação

A produção de energia elétrica é um processo vital para um país, e deve ser feita de forma segura e confiável, dados os riscos envolvidos e a amplitude dos possíveis acidentes. O monitoramento de condição proporciona um aumento na confiabilidade, na eficiência e na disponibilidade das unidades geradoras, além de inúmeros outros benefícios. O estudo dos sistemas de monitoramento visa encontrar novas técnicas de processamento e análise, padrões e correlações entre as medições disponíveis e novas medidas que possam ser incorporadas, agregando mais informação ao sistema. Segundo [11], o valor gasto com tais sistemas depende do valor do processo e dos equipamentos envolvidos, e no geral, nunca é menor que 1% do valor de capital da planta monitorada, sendo 5% uma aproximação mais realista. Para plantas complexas e de grande porte, a implementação de tais sistemas representa

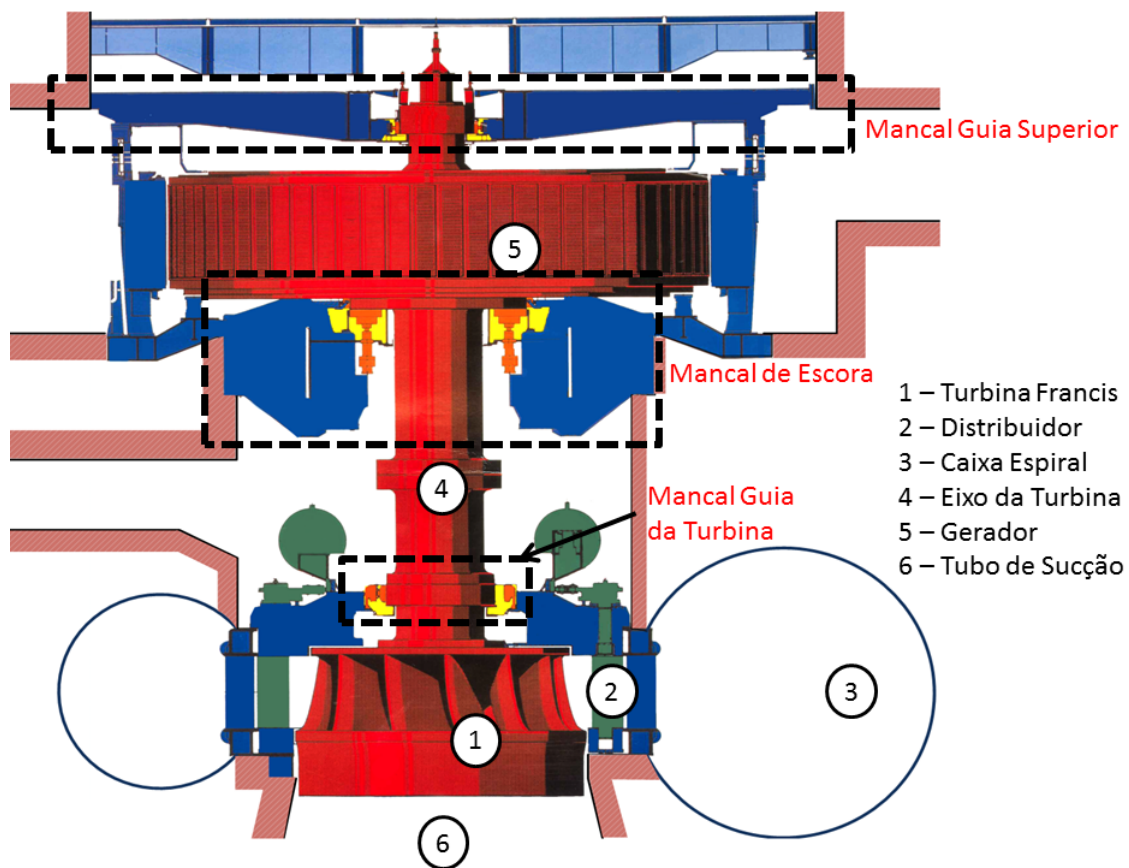


Figura 1.3: Unidade Geradora com Turbina Francis. Elementos principais e mancais em destaque.

um custo significativo. Desenvolver um sistema de monitoramento confiável, eficiente e com custo reduzido, se comparado aos encontrados atualmente no mercado, é um desafio e também uma grande motivação para projetos de pesquisa e desenvolvimento. Além do mais, os sistemas comerciais são, em sua grande maioria, fechados, com protocolos de comunicação proprietários, o que impede uma análise personalizada dos dados adquiridos pelo sistema.

Outro fator importante é a economia proporcionada por estes sistemas. Segundo [12], apenas com a manutenção dos enrolamentos do estator, programada com base nos dados da análise do monitoramento de descargas parciais, a estação hidrelétrica de Ontario economiza por ano cerca de 4,2 milhões de dólares que seriam gastos com rebobinamento.

A análise dos sinais medidos pelos sensores de qualquer sistema de monitoramento é feita utilizando técnicas de processamento de sinais. O estudo e a seleção de quais técnicas serão utilizadas define como ocorrerão as etapas de desenvolvimento do sistema, desde a estrutura de hardware, software, topologia e interfaces de comunicação, bem como a interface com o usuário e quais informações devem ficar disponíveis a ele.

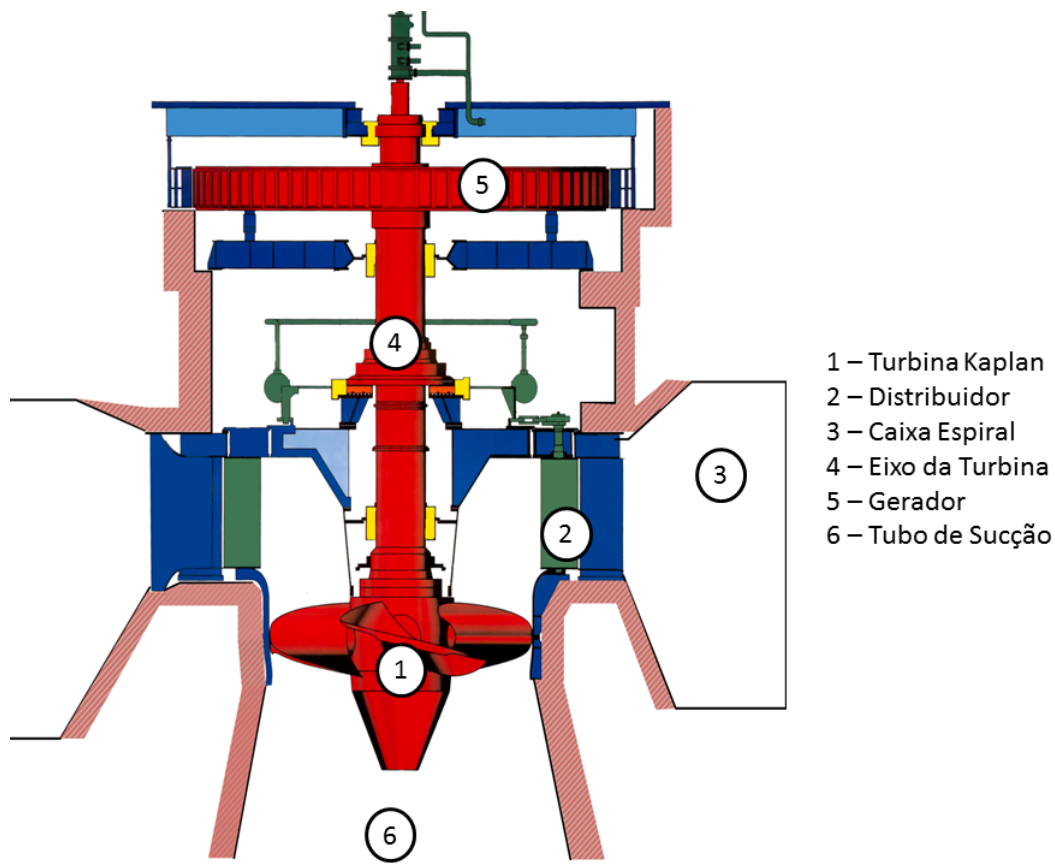


Figura 1.4: Unidade Geradora com Turbina Kaplan.

1.5 Estrutura do Trabalho

Neste presente capítulo foi apresentada uma introdução acerca do tema do trabalho desta dissertação. No Capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica com as principais técnicas de processamento de sinais e técnicas de monitoramento de vibração. No Capítulo 3 é abordada a topologia do sistema de monitoramento e a instrumentação utilizada, apresentando os sensores e seus respectivos princípios de funcionamento. No Capítulo 4 são apresentadas as principais falhas que ocorrem em uma unidade geradora hidrelétrica e como estas falhas afetam os padrões de vibração da unidade. No Capítulo 5 é mostrada a aplicação das técnicas apresentadas no Capítulo 2 aos sinais dos sensores do sistema de monitoramento de vibrações de uma unidade geradora de uma usina da Cemig, coletados durante ensaios realizados especificamente para este trabalho. No Capítulo 6 é feita a conclusão do trabalho, com a análise das ferramentas de processamento utilizadas e por último é dada a proposta de continuidade do trabalho.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

2.1 Introdução

A detecção de falhas é uma das principais funções do sistema de monitoramento, e o primeiro passo no processo de diagnóstico, prognóstico e análise de condição de uma máquina. As técnicas de detecção utilizadas nos sistemas de monitoramento de vibração necessitam de um processamento inicial dos sinais provenientes dos sensores instalados na unidade geradora. Grande parte das técnicas de detecção utilizam o espectro de frequências do sinal e muitas são as ferramentas que permitem a obtenção deste espectro. Para monitoramento de vibrações mecânicas, as medições mais importantes são relativas ao deslocamento, velocidade e aceleração de partes da máquina. O uso do transdutor adequado e a escolha de qual grandeza será medida depende da faixa de frequência da vibração que se deseja analisar. O sinal proveniente do transdutor é condicionado, geralmente através de um filtro ou de um circuito amplificador, para depois ser coletado por um sistema de aquisição. O uso generalizado de computadores para realizar o processamento e análise implica na obrigatoriedade de se ter uma versão digital dos sinais. A aquisição de dados incorpora, então, etapas de amostragem (*sample and hold*) e conversão analógica-digital (discretização e quantização).

2.2 Técnicas de Processamento de Sinais

Muitas das técnicas de processamento consistem de transformações de funções entre dois espaços de definição. Por exemplo a transformada de Fourier, transforma uma função no espaço temporal para um espaço cuja base são as funções seno e cosseno complexas. Assim, o sinal é descrito no domínio da frequência através da sua composição em relação às funções que formam a base do espaço. A Transformada de Fourier se tornou a ferramenta mais importante no processamento de sinais devido ao uso amplo e consolidado do espectro de frequências para análise de um sinal.

2.2.1 Transformada de Fourier

Dado um sinal periódico $x(t)$, com período T_0 , então:

$$x(t) = x(t + T_0) \quad \forall \quad t \in \mathbb{R} \quad (2.1)$$

O menor T_0 que satisfaz essa condição é chamado período fundamental de $x(t)$.

Considerando um sinal $x(t)$ constituído por uma soma infinita de senos e cossenos:

$$x(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cos(nw_0t) + b_n \sin(nw_0t)) \quad (2.2)$$

Este sinal é periódico, com período fundamental $T_0 = \frac{2\pi}{w_0}$, onde w_0 é a frequência fundamental do sinal.

O inverso também é válido, qualquer sinal periódico pode ser representado por uma soma infinita de senos e cossenos de frequência w_0 e suas harmônicas (nw_0 , com $n \in \mathbb{Z}$). Utilizando a igualdade de Euler, pode-se escrever a série infinita (2.2) em termos de funções exponenciais complexas, sendo este o formato mais conhecido da série de Fourier:

$$x(t) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} C_n e^{jnw_0t} \quad (2.3)$$

Onde j representa o número imaginário, $j = \sqrt{-1}$ e C_n são os coeficientes da série e podem ser obtidos da seguinte forma:

$$C_n = \frac{1}{T_0} \int_{T_0} x(t) e^{-jnw_0t} dt \quad (2.4)$$

Os coeficientes da série são números complexos que representam a contribuição de cada harmônico na constituição do sinal $x(t)$. O módulo do coeficiente quantifica a intensidade do harmônico e a fase do coeficiente mostra o deslocamento angular necessário até a componente atingir seu valor máximo. Considerando um sinal estacionário e não periódico, $y(t)$, é possível tentar representar esse sinal através da série de Fourier. Para isso, considera-se que $y(t)$ possui um período fundamental $T_0 \rightarrow \infty$. No limite quando T_0 tende à infinito, a frequência fundamental do sinal tende à zero, o espectro de frequências se torna denso a ponto das componentes espectrais ficarem espaçadas com intervalos nulos. Não é possível mais quantificar a contribuição de uma única componente de frequência mas sim de uma faixa de frequências (densidade espectral). No limite quando T_0 tende à infinito, a série de Fourier se torna uma integral, conhecida também como Transformada de Fourier:

$$X(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t)e^{-j\omega t} dt \tag{2.5}$$

e a transformada inversa:

$$x(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} X(\omega)e^{j\omega t} d\omega \tag{2.6}$$

A série de Fourier pode ser considerada um caso particular da Transformada de Fourier, como mostra a Figura 2.1.

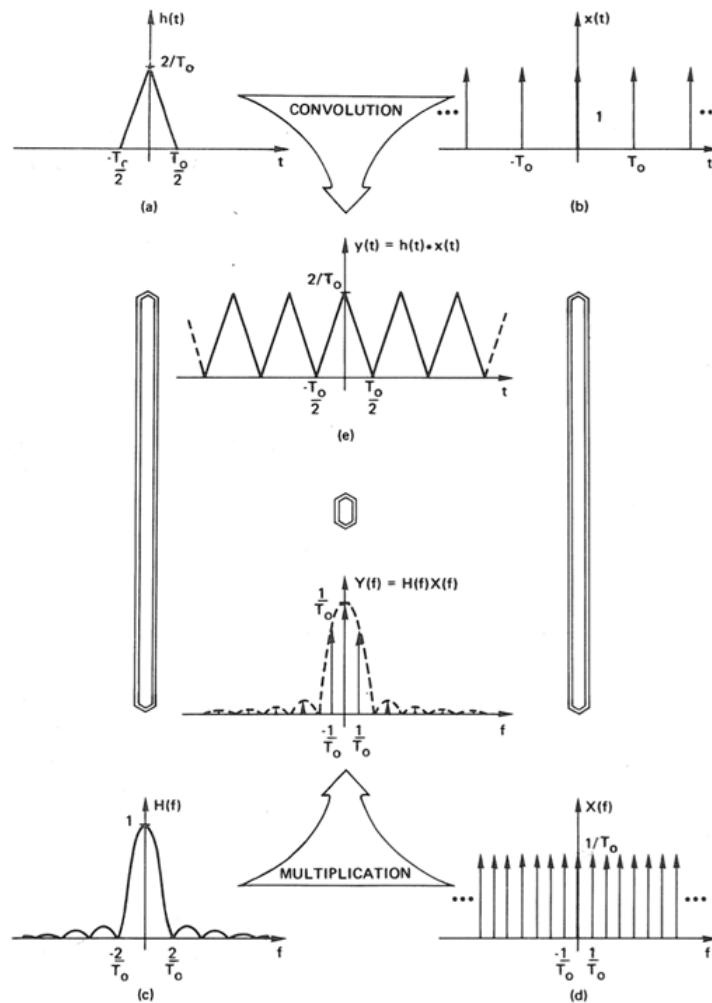


Figura 2.1: Transformada de Fourier da Onda Triangular resultando nos coeficientes da Série de Fourier. Imagem retirada de [2]

Para que cálculos computacionais sejam feitos com o sinal e seu espectro de frequência, é necessária uma versão discreta da Transformada de Fourier. Essa transformada pode ser derivada a partir da contínua através de amostragem e janelamento no tempo, seguido de amostragem na frequência, como pode ser visto na Figura 2.2.

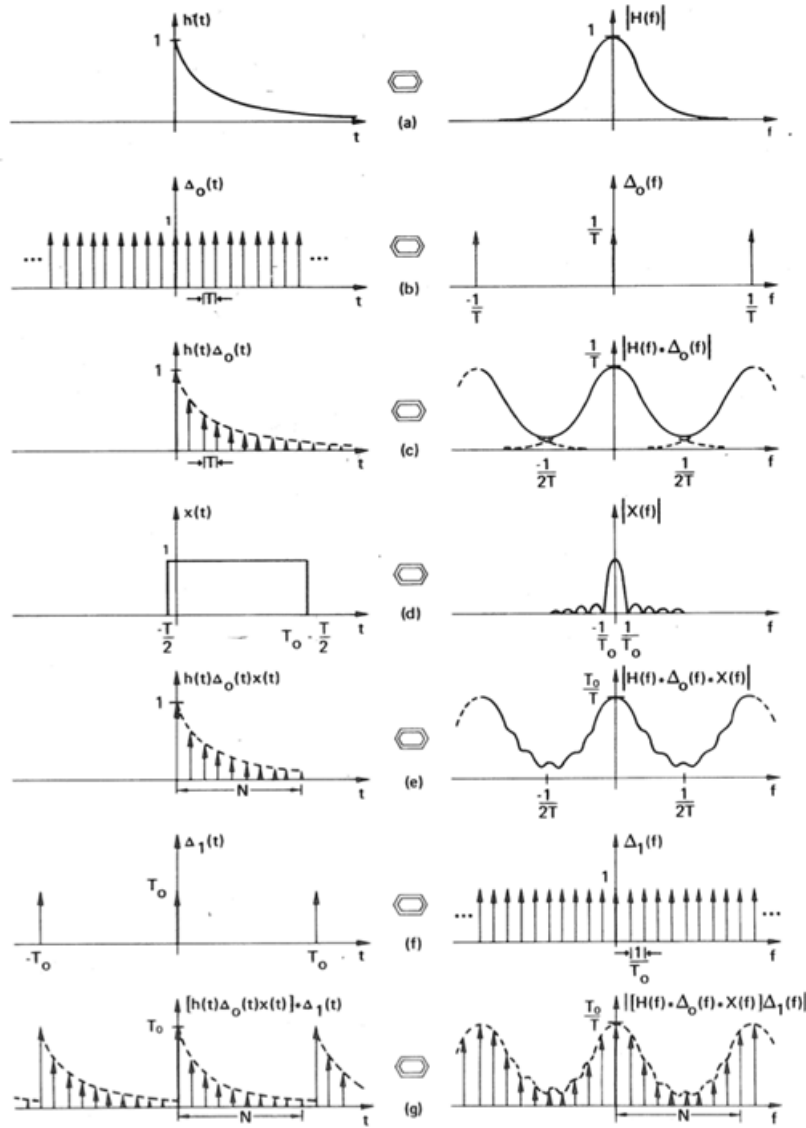


Figura 2.2: Desenvolvimento da Transformada Discreta de Fourier à partir da Transformada Contínua. Imagem retirada de [2]

A Transformada Discreta de Fourier - TDF, é dada por:

$$X\left(\frac{n}{NT}\right) = \sum_{k=0}^{N-1} x(kT)e^{(-j2\pi nk/N)} \quad (2.7)$$

Onde T = período de amostragem, N é o número total de amostras utilizadas no cálculo, e n = 0,1,...,N-1.

E a Transformada Inversa:

$$x(kT) = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} X\left(\frac{n}{NT}\right)e^{j2\pi nk/N} \quad (2.8)$$

Com k = 0,1,...,N-1.

No cálculo da Transformada Discreta de Fourier, o tempo de observação do sinal deve ser levado em consideração pois a janela temporal escolhida é automaticamente tratada como o período fundamental do sinal. Cada componente na frequência será um múltiplo da frequência fundamental. Os vetores de amostras no tempo e na frequência terão a mesma dimensão, ou seja, N amostras no tempo resultarão em N amostras na frequência após aplicada a transformação.

Como a Transformada Discreta de Fourier só provê componentes de frequência múltiplas da frequência fundamental, existe o risco de que alguma componente importante no sistema de monitoramento tenha frequência que esteja entre duas harmônicas. Em sistemas de monitoramento de máquinas elétricas rotativas, as componentes de frequências de maior importância dependem normalmente da velocidade de rotação da máquina podendo variar dependendo da sua condição de carga. Como resultado, é bom garantir que as frequências de interesse sejam múltiplas inteiras da frequência fundamental da Transformada, que é dada pelo inverso do intervalo de observação.

Analisando a Figura 2.2 é possível ver que a Transformada Discreta de Fourier é periódica na frequência, sendo que um período contém um número de amostras que é definido pelo tamanho da janela de observação. Independentemente da natureza do sinal, a sua transformada será complexa, com parte real e imaginária. Para todos os sinais reais, sabe-se que a parte real da Transformada será uma função par, enquanto que a parte imaginária será uma função ímpar. Dessa forma, com apenas $N/2$ valores transformados tem-se toda informação do sinal no domínio da frequência.

A fórmula inversa da TDF pode ser escrita, alternativamente, como sendo:

$$x(kT) = \frac{1}{N} \left[\sum_{k=0}^{N-1} H^*(n) e^{-j2\pi nk/N} \right]^* \quad (2.9)$$

Essa fórmula mostra que a TDF pode ser utilizada para calcular tanto a transformada direta quanto a sua inversa.

O aumento na duração da janela de observação implica em aumento da resolução na frequência e diminui um efeito conhecido com *leakage* (vazamento) que deforma o espectro do sinal. Entretanto, a implementação direta do cálculo da TDF resulta em aproximadamente N^2 operações complexas, desta forma, aumentar o número de amostras, implica em aumentar bastante o custo computacional. O Algoritmo FFT - *Fast Fourier Transform* surge como um método de computar a TDF mais rapidamente e com menor custo computacional, realizando cerca de $N \log_2(N)$ operações.

As frequências de vibração dos componentes de uma máquina, são bons parâmetros para indicar as causas raízes de alguma falha. Em [13] é utilizado o espectro de frequências dos sinais dos sensores de proximidade para analisar o efeito de diversos tipos de desalinhamento nos acoplamentos do eixo da máquina rotativa. Em [14] é abordado o uso da FFT para análise de sinais de aceleração e sinais acústicos para o diagnóstico de grupos hidráulicos, turbina e gerador. A transformada de Fourier pode ser usada também na detecção de cavitação em turbinas, onde as componentes de interesse se encontram nas altas frequências, como mostra [15].

2.2.2 Estimação Espectral

De acordo com o teorema de Parseval, a potência de um sinal (periódico) é igual a soma das potências de todas as componentes de Fourier do sinal transformado. Desta forma, tomando-se o quadrado de um coeficiente associado a uma componente de frequência, obtém-se a potência daquela componente no sinal analisado. Através da Transformada de Fourier é possível então, obter a Densidade Espectral de Potência, que mostra justamente como a potência do sinal está distribuída ao longo de todas as suas componentes de frequência.

Dado um sinal $x(t)$ que representa um processo aleatório estacionário, então a condição 2.10 não é satisfeita pois $x(t)$ é não nulo até $t \rightarrow \infty$, logo, a teoria de análise através da Transformada de Fourier não pode ser aplicada.

$$\int_{-\infty}^{\infty} |x(t)| dt < \infty \quad (2.10)$$

Neste caso é necessário uma abordagem estatística para estimar as amplitudes das componentes de frequências do sinal. Ao contrário dos sinais determinísticos, sinais aleatórios não podem ser preditos, mas é possível que um valor da função aleatória no tempo t_1 influencie o valor da função no tempo t_2 (com $t_2 > t_1$). Essa característica estatística pode ser medida pela função de autocorrelação.

2.2.2.1 Análise de Correlação

Uma maneira de se medir a similaridade entre dois sinais distintos é através da correlação. Trata-se de uma análise temporal, que pode ser feita entre sinais diversos ou dentro do próprio sinal.

Dado uma sequência de variáveis aleatórias $x(t); t = \dots, -2, -1, 0, 1, 2, \dots$ representando um sinal discreto, a sequência de autocorrelação do sinal é dada por:

$$r_{xx}(\tau) = E[x(t)x^*(t - \tau)] \quad (2.11)$$

Onde $E[\]$ representa o valor médio ou esperança do conjunto de amostras $x(t)$. Se o sinal $x(t)$ é estacionário no sentido amplo (*Wide-Sense Stationary*), o valor de r_{xx} não depende do tempo mas apenas do deslocamento τ entre as amostras $x(t)$ e $x(t - \tau)$. A auto-correlação é uma ferramenta poderosa para detecção de padrões (repetições) que podem estar escondidos em sinais com distúrbios e ruídos. O mesmo cálculo pode ser feito para dois sinais distintos, neste caso, o resultado recebe o nome de correlação cruzada.

2.2.2.2 Densidade Espectral de Potência

A densidade espectral de potência (PSD - *Power Spectral Density*) de sinais aleatórios é definida como a Transformada de Fourier da sequência de autocorrelação.

$$P_{xx}(w) = \sum_{\tau=-\infty}^{\infty} r_{xx}(\tau) e^{-jw\tau} \quad (2.12)$$

Quando se toma o deslocamento nulo dentro do sinal, $\tau = 0$, tem-se que:

$$r_{xx}(0) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} x[k]^2 = \sum_{w=-\infty}^{\infty} P_{xx}(w) \quad (2.13)$$

Logo, o somatório $\sum_{w=-\infty}^{\infty} P_{xx}(w)$ é igual a energia total presente no sinal. Se um processo estacionário $x[n]$ é ergódico na média, a média $x[n]$, ao longo do tempo, será igual a média do conjunto ou das amostras de x em um determinado instante. O mesmo conceito é válido para autocorrelação. Um processo será ergódico na autocorrelação se a mesma, calculada tomando os valores de x ao longo do tempo, for igual tomando-se os valores de x em uma amostra em um determinado instante. A ergodicidade permite a definição de média no tempo equivalente para a Densidade Espectral de Potência (PSD):

$$P_{xx}(w) = \lim_{N \rightarrow \infty} E \left\{ \frac{1}{N} \left| \sum_{t=1}^N x(t) e^{jw t} \right|^2 \right\} \quad (2.14)$$

Com este método se obtém a PSD diretamente a partir do sinal $x(t)$, calculando a média de suas Transformadas de Fourier ao longo do tempo. Todas essas definições consideram as infinitas amostras que representam o sinal. Como em todos os casos práticos têm-se apenas um número limitado de amostras, calcula-se uma estimativa $\widehat{P}_{xx}(w)$ da Densidade Espectral de Potência.

2.2.2.3 Estimação Espectral Clássica

A estimação espectral clássica consiste nos métodos de obtenção da estimativa da PSD sem parametrizar o espectro do sinal, e se baseiam completamente nas definições dadas pelas equações 2.12 e 2.14. A estimação baseada no método indireto, onde se obtêm primeiro a sequência de autocorrelação e depois calcula-se a Transformada de Fourier é chamada Correlograma. A autocorrelação pode ser estimada de duas formas. Com um estimador polarizado:

$$\widehat{r}_{xx}(m) = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1-m} x[n+m] x^*[n] \quad m = 0, \dots, N-1 \quad (2.15)$$

E um estimador não polarizado:

$$\widehat{r}_{xx}(m) = \frac{1}{N-m} \sum_{n=0}^{N-1-m} x[n+m] x^*[n] \quad m = 0, \dots, N-1 \quad (2.16)$$

Ambos os estimadores são assintoticamente não-polarizados mas apresentam alta variância mesmo quando o número de amostras N é elevado. Calculando a TDF da sequência de autocorrelação estimada, obtém-se o Correlograma.

$$\widehat{P}_{xx}^c(w) = \sum_{k=0}^{N-1} \widehat{r}_{xx}(k) e^{-jwk} \quad (2.17)$$

Outro estimador da PSD é conhecido como Periodograma e é obtido através do método direto, tomando-se o valor esperado das Transformadas de Fourier do sinal:

$$\widehat{P}_{xx}^p(w) = \lim_{N \rightarrow \infty} E \left\{ \frac{1}{N} \left| \sum_{k=1}^N x(k) e^{-jwk} \right|^2 \right\} \quad (2.18)$$

Ambos os estimadores apresentam alta variância e sofrem com os problemas de vazamento e espalhamento do espectro (*leakage* e *smearing*). Para melhorar a estimação espectral através do Correlograma, existe o método de Blackman-Tukey, que consiste em passar a sequência de autocorrelação estimada por uma janela, $w(n)$, e depois calcular a Transformada de Fourier. Esse processo resulta numa suavização da estimação espectral, mas sua eficiência depende do projeto da janela. A janela usada é exemplificada na Figura 2.3 e a estimativa resultante é dada por:

$$\widehat{P}_{xx}^{bt}(w) = \sum_{k=0}^{N-1} w(k) \widehat{r}_{xx}(k) e^{-jwk} \quad (2.19)$$

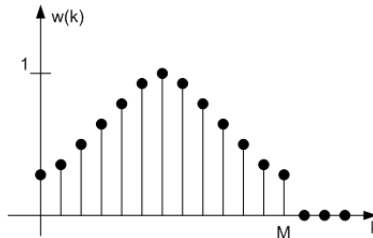


Figura 2.3: Janela usada no método de Blackman-Tukey.

O estimador original para o periodograma, considerando um número finito de amostras é dado por:

$$\widehat{P}_{xx}^p(w) = \frac{1}{N} \left| \sum_{k=1}^N x(k) e^{-jwk} \right|^2 \quad (2.20)$$

Por ignorar a esperança matemática, este estimador é estatisticamente inconsistente e mesmo que se aumente a quantidade de amostras utilizadas não haverá melhora nos resultados da estimação. Os métodos de Bartlett e de Welch surgem para resolver este problema de inconsistência presente em 2.20. Com o método de Bartlett, parte-se o conjunto de dados em porções menores e calcula-se a média dos Periodogramas (utilizando o estimador original, 2.20) resultantes de cada porção.

$$\widehat{P}_{xx}^B(w) = \frac{1}{L} \sum_{j=1}^L \widehat{P}_j(w) \quad (2.21)$$

Onde L é o número de segmentos do conjunto de dados.

O método é exemplificado na Figura 2.4.

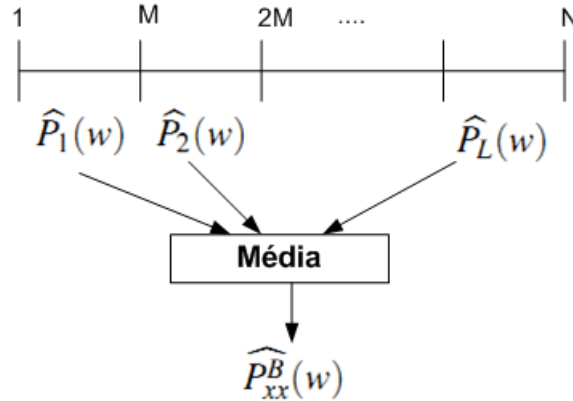


Figura 2.4: Método de Bartlett para estimativa do Periodograma.

Entretanto, o periodograma de Bartlett é tão polarizado quanto o periodograma original [16]. No método de Welch, o periodograma de Bartlett é modificado permitindo a sobreposição dos segmentos de dados e passando cada segmento por uma janela. Supondo um sinal $x(t); t = 0, 1, \dots, N$ dividido em P segmentos com D amostras cada e um deslocamento de s amostras entre segmentos adjacentes, $s \leq D$. O p -ésimo segmento ponderado pela janela $w(n)$, com $n = 0, 1, \dots, D-1$, é dado por:

$$x^{(p)}(n) = w(n)x(n + ps) \quad (2.22)$$

Com $0 \leq n \leq D-1$ e $0 \leq p \leq P-1$. Calculando o periodograma original do p -ésimo segmento ponderado, tem-se:

$$\tilde{P}_{xx}^{(p)}(f) = \frac{1}{UDT} X^{(p)}(f)[X^{(p)}(f)]^* \quad (2.23)$$

Onde $X^{(p)}(f)$ é a transformada de Fourier do p -ésimo segmento e U é a energia da janela, dada por 2.24.

$$U = T \sum_{n=0}^{D-1} w^2[n] \quad (2.24)$$

O periodograma de Welch é dado pela média dos periodogramas originais de todos os P segmentos do sinal ponderados pela janela $w(n)$:

$$\hat{P}_w(f) = \frac{1}{P} \sum_{p=0}^{P-1} \tilde{P}_{xx}^{(p)}(f) \quad (2.25)$$

Este é o melhor estimador da Densidade Espectral de Potência, se comparado com os outros dois. Welch propôs o uso da janela de Hanning com 50% de sobreposição, entretanto, um estudo da variância do periodograma de Welch para processos gaussianos indicou que a mínima variância do estimador com janela de Hanning é obtida com 65% da sobreposição, [17]. Assim como o periodograma de Bartlett, a variância do periodograma de Welch é inversamente proporcional ao número de segmentos no qual o sinal é dividido.

$$\text{var}\hat{P}_w(f) \propto \frac{P_{xx}^2(f)}{P} \quad (2.26)$$

Muitas pesquisas vem sendo feitas com a análise tempo-frequência dos sinais de vibração das máquinas rotativas, [18], [19], [20], [21]. Neste caso, apenas a informação da FFT ou do periodograma se torna insuficiente, pois a base da transformação para o domínio da frequência são as funções seno e cosseno complexas. Por terem suporte infinito, estas funções são adequadas para analisar sinais estacionários, cuja frequência não sofre alterações ao longo do tempo. Entretanto, não são boas para descrever sinais transientes, com frequência variável, ou com um número finito de descontinuidades.

Com a Transformada de Fourier, pode-se determinar todas as frequências presentes no sinal, mas não é possível saber quando elas estão presentes. Para esse propósito pode-se usar a Transformada de Wavelets.

2.2.3 Transformada de Wavelets

Wavelets são pequenas ondas ou ondeletas. São sinais que apresentam uma oscilação durante um determinado período de tempo e nos demais instantes tem valor nulo (suporte compacto). Alguns exemplos de wavelets podem ser vistos na Figura 2.5.

A partir de uma wavelet qualquer, $\psi(t)$, pode ser gerada uma família de wavelets aplicando operações de dilatação e de translação (ou deslocamento). A operação de dilatação, D_s , é definida de forma a se comprimir ou expandir o sinal no tempo:

$$D_s\psi(t) = \sqrt{s}\psi\left(\frac{t}{s}\right) \quad (2.27)$$

Para $s < 0$ tem-se uma compressão no tempo, com $s > 0$ tem-se uma expansão.

A operação de deslocamento, T_τ , é definida como sendo:

$$T_\tau\psi = \psi(t - \tau) \quad (2.28)$$

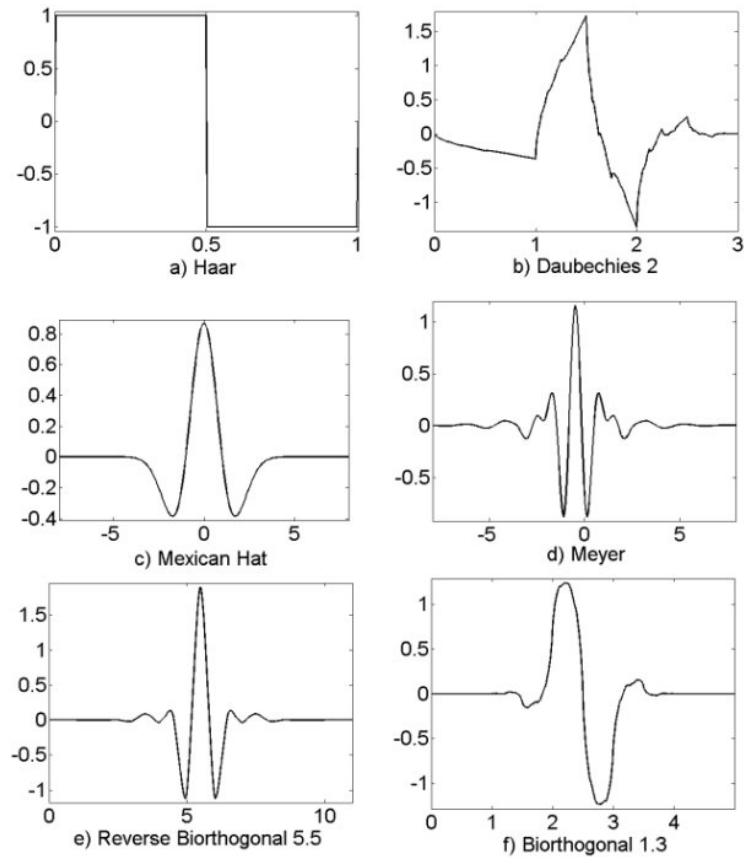


Figura 2.5: Tipos de Wavelets.

A partir de uma wavelet mãe, $\psi(t)$, e utilizando estas duas operações, gera-se uma família de wavelets $\psi_{s,\tau}(t)$, tal que:

$$\psi_{s,\tau}(t) = \frac{1}{\sqrt{s}} \psi\left(\frac{t-\tau}{s}\right) = D_{\frac{1}{s}} T_{\tau} \psi(t) \quad (2.29)$$

Onde $s, \tau \in \mathbb{R}$ e $s \neq 0$. O parâmetro s é o fator de escala da wavelet e τ é o deslocamento no tempo.

As wavelets apresentam as seguintes propriedades:

- $\int_{-\infty}^{\infty} \psi(t) dt = 0$
- $\int_{-\infty}^{\infty} \frac{|\tilde{\psi}(w)|^2}{|w|} dw < \infty$ (condição de admissibilidade). Onde $\tilde{\psi}$ é a Transformada de Fourier de $\psi(t)$.
- As wavelets deslocadas no tempo formam um conjunto ortogonal.

Como as wavelets deslocadas no tempo formam um conjunto ortogonal, elas definem um espaço de funções \mathfrak{F} dentro de $L^2\{\mathbb{R}\}$. Isso significa que toda função pertencente à \mathfrak{F} pode ser representada por uma combinação linear complexa de wavelets deslocadas no tempo (uma vez que elas formam a base de \mathfrak{F}). $L^2\{\mathbb{R}\}$ é o espaço das funções quadraticamente integráveis. Logo:

$$f(x) \in L^2\{\mathbb{R}\} \iff \int_{-\infty}^{\infty} |f(x)|^2 dx < \infty \quad (2.30)$$

Toda wavelet pode ser gerada através de uma outra função, chamada função de escala.

2.2.3.1 Transformada de Wavelets Contínua

A Transformada de Wavelets de uma função nada mais é que o seu produto interno com uma base ortonormal formada por wavelets dilatadas e deslocadas no tempo. A Transformada Contínua de Wavelets é dada por:

$$\Psi_x^\Psi(\tau, s) = \langle x(t), \Psi_{\tau, s}(t) \rangle = \frac{1}{\sqrt{|s|}} \int_{-\infty}^{\infty} x(t) \Psi^*\left(\frac{t-\tau}{s}\right) dt \quad (2.31)$$

O deslocamento usado na transformação introduz a informação de tempo no domínio da transformada. A Transformada de Wavelets é definida no domínio da Escala-Deslocamento ou Escala-Tempo (levando-se em consideração que todos os sinais existem apenas para o tempo $t > 0$). Ao realizar o produto interno de uma wavelet em determinada escala com um sinal, não se está obtendo valores correspondentes à frequência do sinal mas sim uma medida de quanto o sinal se assemelha, naquele instante, à wavelet naquela determinada escala. Observa-se que escala e frequência estão intimamente relacionadas, pois assim como uma alta escala, as baixas frequências oferecem informação a cerca do comportamento global do sinal. Em contra-partida, baixas escalas permitem visualizar informações detalhadas do sinal assim como as componentes de alta frequência.

É possível sintetizar um sinal através da sua transformada de Wavelet, desde que a condição de admissibilidade seja satisfeita. A transformada inversa de Wavelets é dada por:

$$x(t) = \frac{1}{C_\Psi} \int_s \int_\tau \Psi_x^\Psi(\tau, s) \frac{1}{s^2} \Psi\left(\frac{t-\tau}{s}\right) d\tau ds \quad (2.32)$$

Onde:

$$C_\Psi = \left\{ 2\pi \int_{-\infty}^{\infty} \frac{|\tilde{\Psi}(w)|^2}{|w|} dw \right\}^{1/2} \quad (2.33)$$

O procedimento de obtenção da Transformada de Wavelet Discreta é melhor compreendido com o conceito de Análise Multiresolução, (vide Apêndice A).

2.2.3.2 Transformada de Wavelets Discreta

A Transformada de Wavelets Discreta pode ser obtida, dentro do conceito de análise multiresolução, aplicando filtragens sucessivas com um banco de filtros formado pelos filtros de escala e

wavelets. Dado um sinal $x[n]$ com N amostras, sendo $N = 2^k$ com $k \in \mathbb{Z}$, o procedimento para se obter os coeficientes da Transformada de Wavelets Discreta se inicia com a definição da função de escala e os filtros de escala e de wavelets associados. Cada filtragem define um nível da transformada. Para um sinal com 2^k amostras, existirão k níveis e em cada nível obtém-se uma determinada quantidade de coeficientes.

O resultado da primeira filtragem corresponde ao nível $k - 1$, o resultado da segunda, ao nível $k - 2$ e assim sucessivamente. Na última filtragem, haverão dois coeficientes: um que é resultado da filtragem pelo filtro de escala e um que resulta da filtragem pelo filtro de wavelets. O primeiro representa a média do sinal e alguns autores o tratam como coeficiente do nível -1. Enquanto que o segundo é tratado como coeficiente do nível 0.

Suponha um sinal $x[n]$, cujo espectro é limitado em faixa a f_b Hz, com 2^k amostras, obtidas a uma frequência de amostragem f_s Hz. A filtragem deste sinal pelos filtros de escala e de wavelets resultará em dois novos sinais, $c[n]$ e $d[n]$, respectivamente. O sinal $c[n]$ será limitado em faixa a $\frac{f_b}{2}$ Hz, enquanto que $d[n]$ terá o espectro limitado ao intervalo $[\frac{f_b}{2}; f_b]$ Hz. Como $c[n]$ e $d[n]$ apresentaram largura de banda igual à metade da largura de banda de $x[n]$, eles podem ser amostrados a uma frequência igual a $\frac{f_s}{2}$, ou seja, pode-se dobrar o período de amostragem. Como o tamanho da janela de observação temporal é fixo, o efeito de dobrar o período de amostragem pode ser obtido decimando o sinal (retirando metade de suas amostras). Como a decimação resulta na redução da frequência de amostragem, pode-se dizer que alterou-se a escala de representação do sinal. Esse processo é representado na Figura 2.6.

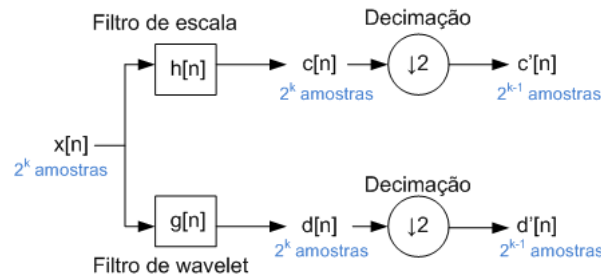


Figura 2.6: Processo de filtragem e decimação na Transformada de Wavelets Discreta.

A cada novo nível, o sinal resultante da filtragem pelo filtro de escala é novamente filtrado e em seguida decimado, gerando novos coeficientes. O processo se repete até que se chegue ao nível -1, como mostra a Figura 2.7.

A Transformada de Wavelets Discreta do sinal é obtida concatenando todos os coeficientes obtidos, iniciando do nível $k - 1$ até os níveis 0 e -1. O sinal transformado apresenta o mesmo número de coeficientes (amostras) que o sinal original. O resultado da Transformada de Wavelets Discreta é mostrado em 2.34, onde d_k representa os coeficientes do nível k e c_0 representa o coeficiente do nível -1.

$$TWD(x) = [d_{k-1}|d_{k-2}|d_{k-3}|\dots|d_1|d_0|c_0] \quad (2.34)$$

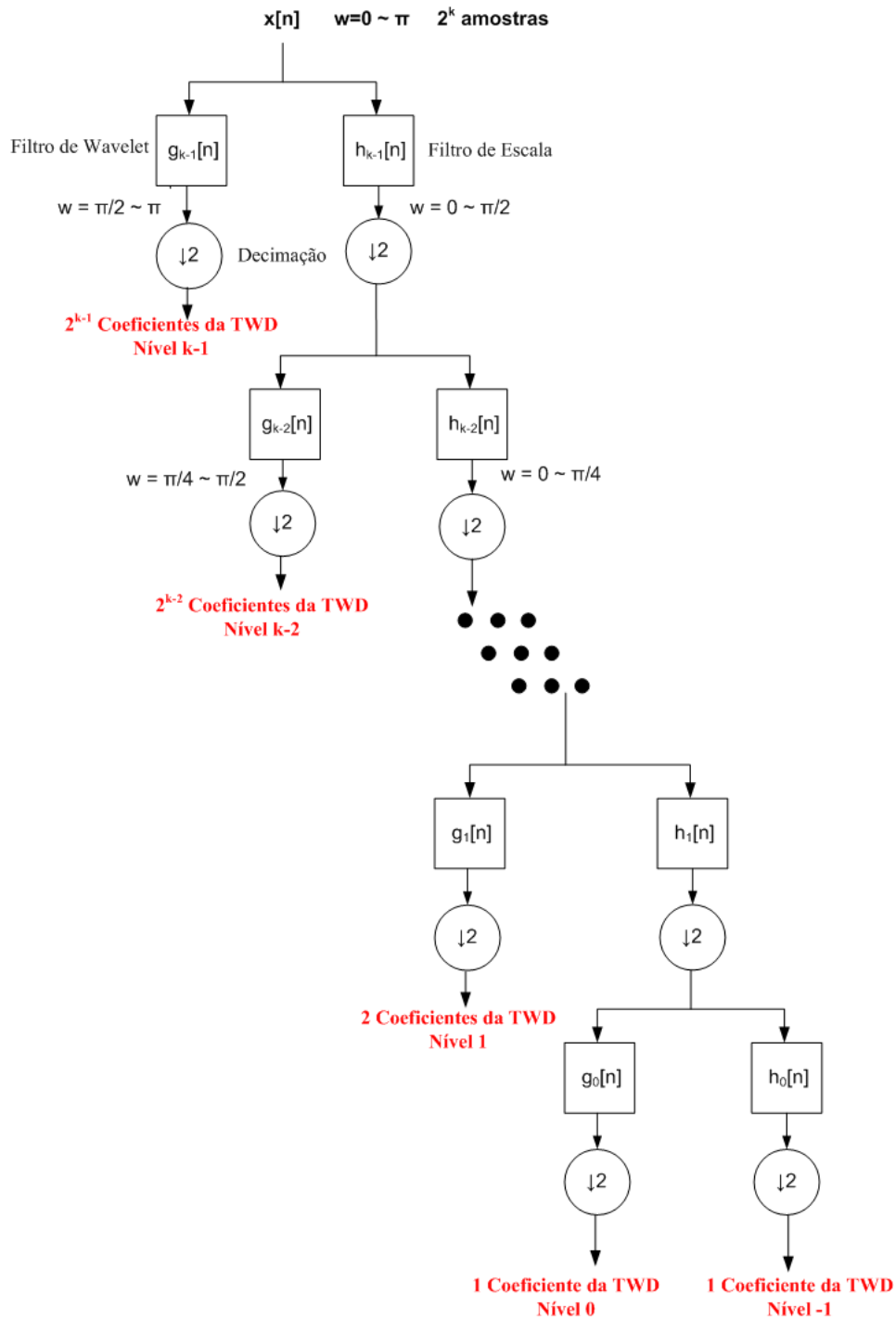


Figura 2.7: Processo de obtenção dos coeficientes da Transformada de Wavelets Discreta.

Ao contrário do que ocorre com a Transformada de Fourier, a localização das frequências no tempo não é perdida, entretanto, a resolução da sua localização depende do nível em que ela é detectada. As frequências mais elevadas são detectadas nos níveis superiores (ou seja, nas primeiras filtragens), e a sua localização no tempo será mais precisa pois estes níveis apresentam maior número de amostras. Se a informação principal está contida nas baixas frequências, ela será detectada nos níveis mais baixos, porém a localização não será tão precisa pois nestas frequências poucas amostras são utilizadas para representar o sinal (alta escala). Esse procedimento oferece boa resolução no tempo

para as altas frequências e boa resolução em escala (ou em frequência) para as baixas frequências. A representação da resolução do espaço escala-tempo para TWD pode ser vista na Figura 2.8.

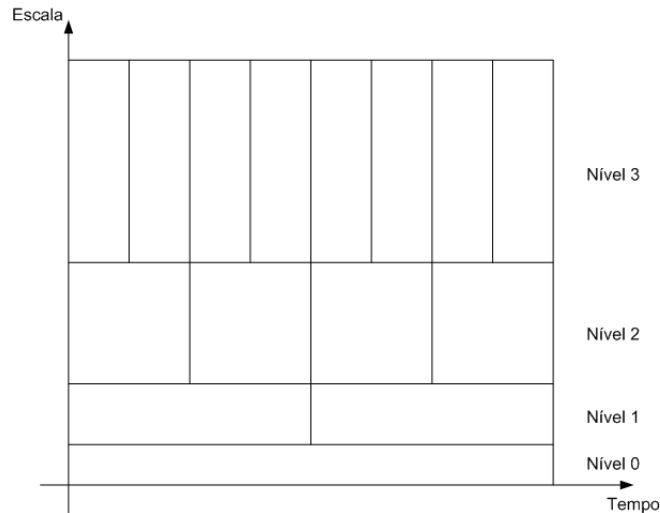


Figura 2.8: Resolução Escala-Tempo da Transformada de Wavelets Discreta.

Pode-se considerar que os coeficientes da Transformada de Wavelets Discreta são amostrados a partir da Transformada Contínua, com passos diádicos, ou seja, partindo da escala $s_0 = 2$ e deslocamento $\tau_0 = 1$, em cada nível j subsequente, altera-se a escala da wavelet para $s_j = 2^j$ e o passo de deslocamento em $\tau_j = k2^j$.

Existem diversos algoritmos para se calcular a transformada de Wavelets Discreta, entre eles pode-se citar o algoritmo da transformada de Wavelets Circular [22] e [23], que garante um número de coeficientes de wavelets igual ao número de amostras do sinal no tempo. Uma vez que a transformada de wavelets é calculada, diversas características podem ser extraídas do vetor de coeficientes para o monitoramento e detecção de falhas na máquina. Em [18] utiliza-se a energia em cada nó da decomposição utilizando a transformação com Wavelets Packet. Um nó neste caso pode ser interpretado como uma escala dentro da transformada de wavelets simples. Em [24], é utilizado o Wavelets Modulus Maxima, que consiste no coeficiente de maior módulo dentro de um nível ou escala, para extrair outras características associadas ao sinal e realizar a identificação de diferentes tipos de órbitas. A transformada de wavelets também é uma ferramenta muito utilizada na compressão e filtragem de ruído em diversos tipos de sinais, [22].

2.2.4 Espectro da Órbita - *Full Spectrum*

O percurso descrito por uma massa que executa um movimento circular em um plano x-y é chamado de órbita. A órbita pode ser formada somando-se vetorialmente o deslocamento da massa ao longo do eixo x e o seu deslocamento ao longo do eixo y. O diagrama de órbita é também uma ferramenta de análise muito utilizada no monitoramento de vibrações, e é obtido através da medição do deslocamento relativo do eixo da máquina rotativa utilizando dois sensores de proximidade em quadratura. Os sinais de ambos os sensores são registrados em um gráfico cartesiano, onde cada eixo

representa o deslocamento medido em cada sensor. A órbita resultante representa o deslocamento realizado pelo eixo dentro do espaço de folga dos mancais da máquina. Muitas características podem ser extraídas de um diagrama de órbita, como por exemplo: raio máximo da órbita, raio mínimo, centro da órbita, diâmetro máximo, etc..

Para o registro da órbita utiliza-se um *trigger*, ou um sinal de referência, que tem como função marcar o início de cada volta. Esse sinal, nos sistemas de monitoramento, é denominado *Keyphasor*. É possível realizar a análise órbita no domínio da frequência. Para isso utiliza-se uma técnica conhecida como *Full Spectrum*, ou espectro da órbita [25]. A análise do *full spectrum* parte do princípio que a órbita é formada somando-se elipses com frequências específicas. Uma elipse pode ser construída utilizando dois fasores, com amplitudes e fases distintas, girando à mesma velocidade, porém em sentidos contrários, como mostra a Figura 2.9.

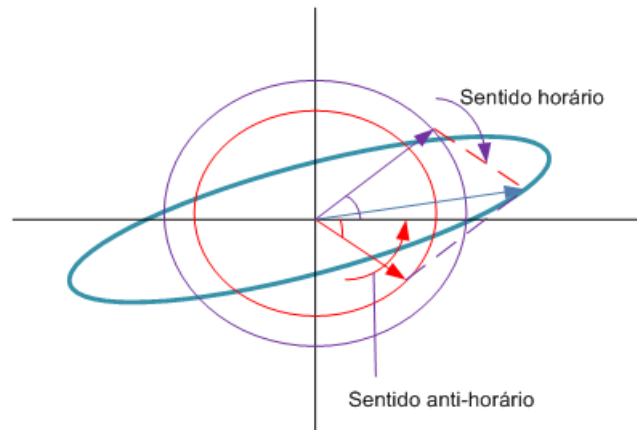


Figura 2.9: Elipse formada pela rotação de dois fasores com mesma frequência, girando em sentidos opostos.

Dados dois sinais ortogonais, $x(t)$ e $y(t)$, que descrevem uma órbita, o *full spectrum* é obtido através da Transformada de Fourier do sinal $s(t) = x(t) + jy(t)$. A magnitude do *full spectrum* pode ser calculada a partir dos espectros de Magnitude $X(w)$ e $Y(w)$ e de fase $\alpha(w)$ e $\beta(w)$, de $x(t)$ e $y(t)$ respectivamente, conforme a Equação 2.35. A dedução dessa equação pode ser vista no Apêndice B.

$$S(w) = \sqrt{X(w)^2 + Y(w)^2 + 2 * X(w) * Y(W) \sin(\alpha(w) - \beta(w))} \quad (2.35)$$

Para cada frequência do *full spectrum*, a amplitude da componente positiva representa a magnitude de um fasor girando no sentido de rotação da máquina, sendo a fase da componente igual ao ângulo de partida do fasor. A amplitude da componente negativa representa a magnitude do fasor que gira no sentido contrário, com um ângulo de partida igual à fase da componente de frequência. Para cada frequência existirá uma elipse gerada pelo fasores direto e reverso, e a órbita é formada somando-se todas as elipses geradas pelas componentes de frequência existentes no *full spectrum*. É evidente que o espectro da órbita não é simétrico nem para fase e nem para magnitude. A Figura 2.10 mostra o *full spectrum* para uma órbita simples, formada pelos sinais:

- $x(t) = \cos(2\pi t) + 0.6 \cos(4\pi t)$;

- $y(t) = \sin(2\pi t) + 0.2 \sin(4\pi t)$;

Utilizando os sinais correspondentes a uma volta completa para calcular o espectro, as componentes em destaque serão dadas pela componente fundamental do sinal, 1X, equivalente à frequência do movimento circular da órbita e sua componente harmônica, 2X. As frequências direta e reversa de uma mesma componente são utilizadas para construir os fasores que geram a elipse da componente. Na Figura 2.10 pode-se ver as elipses de frequência 1X e 2X recuperadas com o *full spectrum*, e como apenas as duas componentes estão presentes na órbita, a soma das duas elipses ao longo do tempo resultará na órbita original.

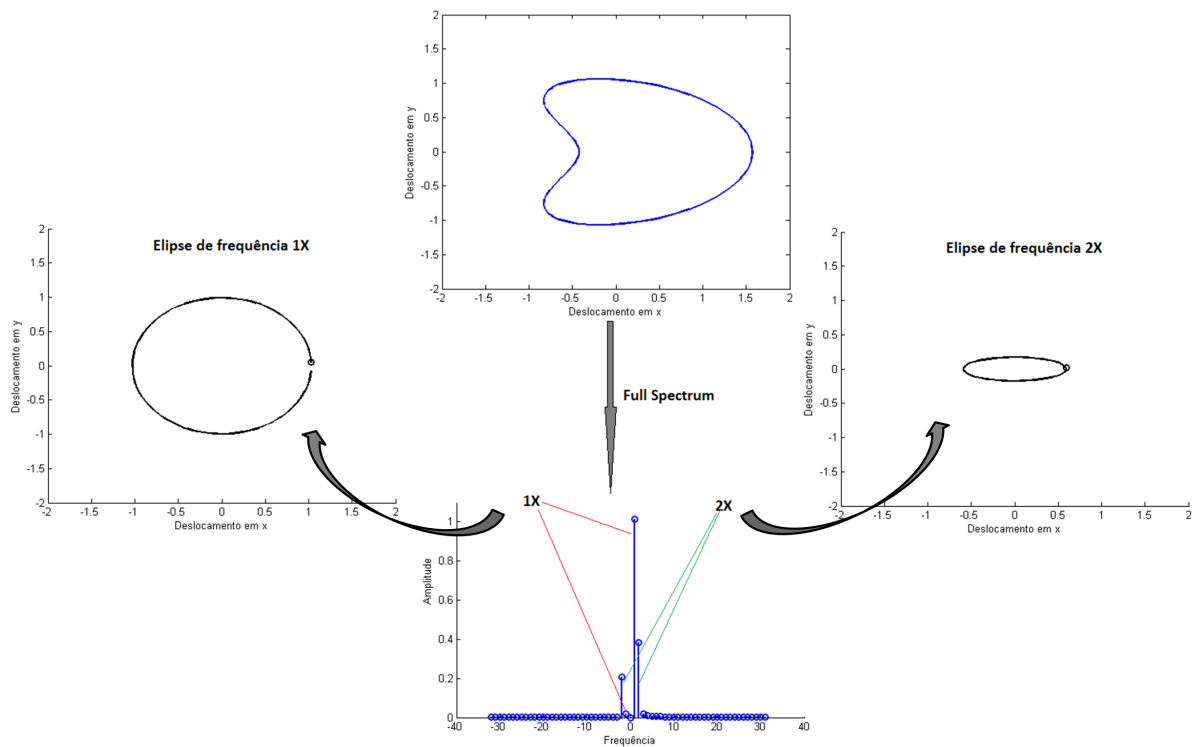


Figura 2.10: Full Spectrum aplicado a uma órbita e as elipses 1X e 2X que a compõem.

Além de uma poderosa ferramenta de análise, com a qual podem ser detectadas diversas falhas [10], o *full spectrum* permite separar as elipses de frequências específicas, permitindo obter órbitas purificadas com apenas as componentes de frequência desejadas. A partir da órbita purificada muitas características podem ser extraídas e utilizadas para detecção e classificação de falhas, conforme mostra [26].

Como será mostrado no Capítulo 5, o *full spectrum* é calculado, neste trabalho, usando uma estrutura chamada de Multicanal, de forma a permitir o monitoramento do espectro durante a partida e a parada da unidade.

2.2.5 O Multicanal

O termo multicanal pode ser encontrado em trabalhos de astronomia e geofísica, como em [27], mas a maneira como é empregado neste trabalho se assemelha mais à estrutura descrita em [28].

Segundo [28], a estrutura Multicanal é composta por um número de canais colocados lado a lado, na qual cada canal apresenta uma resolução e na qual o número total de canais depende da periodicidade da estrutura. A periodicidade pode ser definida em termos de tempo (1 dia, 1 min, 30 segundos, etc.), em termos de número de amostras, ou em termos de voltas completas do eixo (no caso da análise de vibração de máquinas rotativas). A resolução também pode ser definida da mesma forma. O multicanal é utilizado de forma a compactar as informações presentes no sinal, resultando em um menor número de amostras, realizando a média dos valores agrupados em cada canal. Neste trabalho, define-se o número total de canais e a periodicidade e, a partir destes dois parâmetros, obtém-se a resolução do multicanal.

Para exemplificar a utilização do multicanal em um sinal oscilatório, supõe-se uma estrutura com periodicidade de 200 amostras na qual se deseja compactar o sinal utilizando 20 canais, como mostra a Figura 2.11.

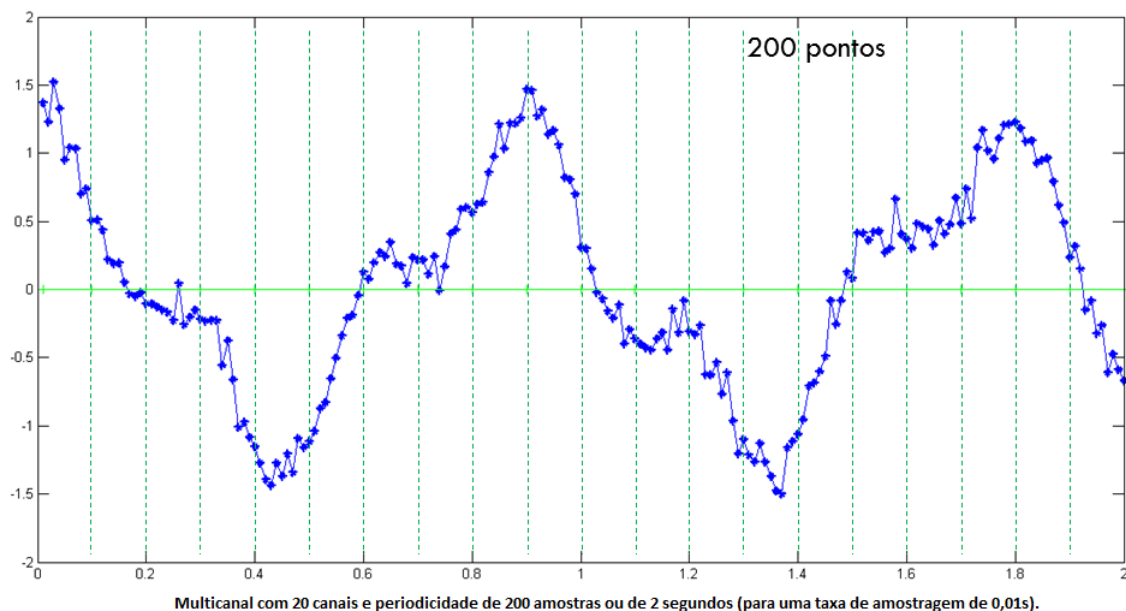


Figura 2.11: Multicanal com 20 canais aplicado à um sinal oscilatório.

Neste caso, a resolução de cada canal será de 10 amostras ou de 0,1s, considerando uma taxa de amostragem de 0,01s. Em cada canal é armazenada a média aritmética das amostras nele contida, do que resulta um novo sinal com 20 amostras, como indica a Figura 2.12.

Mais detalhes da utilização do multicanal para o cálculo do *full spectrum* podem ser encontrados no Capítulo 5.

2.3 Técnicas de Monitoramento de Vibrações

Nesta seção são abordadas as técnicas de monitoramento online dos sinais de vibração. São técnicas simples, porém amplamente utilizadas, sendo algumas delas alvo de normatização. De maneira

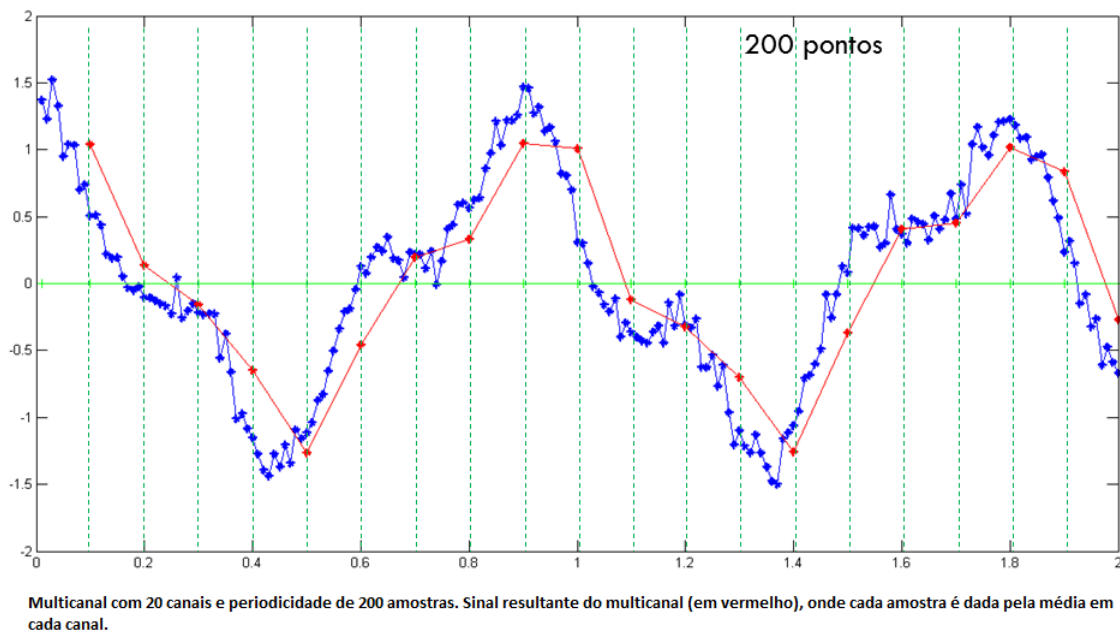


Figura 2.12: Multicanal com 20 canais aplicado à um sinal oscilatório. Em vermelho o sinal resultante desta estrutura multicanal.

geral, define-se alguma característica do sinal de vibração, (característica esta que pode ser obtida processando o sinal com algumas das técnicas da Seção 2.2), definem-se limites para os valores máximos ou mínimos que essa característica pode apresentar, e monitora-se o seu valor, gerando alarmes quando os limites são ultrapassados. A técnica mais simples consiste no monitoramento do nível global de vibração.

2.3.1 Análise de Severidade Através do Nível Global de Vibração

O monitoramento baseado na severidade de vibração é feito através de dois grupos distintos de medições:

- Medidas de vibração absoluta das partes estacionárias da máquina;
- Medidas de deslocamento do eixo girante (vibração relativa).

Ambos os métodos utilizam níveis globais do sinal medido, como valor RMS (*Root Mean Square*) ou valor de pico, para avaliar a condição da máquina de acordo com um determinado critério. Segundo as normas ISO 7919 e ISO 10816, que tratam da avaliação da vibração da máquina por medições no

eixo rotativo e nas partes estacionárias, respectivamente, existem quatro zonas de avaliação para as máquinas, que servem de guia para uma possível tomada de decisão:

- Zona A - Vibração de máquinas recentemente comissionadas. Boas condições.
- Zona B - Máquinas consideradas aceitáveis para operações a longo prazo sem restrições. Operação continuada.
- Zona C - Máquinas consideradas insatisfatórias para operação contínua a longo prazo. A máquina pode operar por um período limitado de tempo nessa condição até que haja oportunidade para uma ação de correção. Limite tolerável.
- Zona D - Valores de vibração severos o suficiente para danificar a máquina. Não permissível.

Os valores globais de interesse relativos ao sinal de vibração são:

- Valor Eficaz ou Valor RMS. O valor RMS de um sinal contínuo é dado por:

$$x_{ef} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T x(t)^2 dt} \quad (2.36)$$

Onde T é o período de observação do sinal $x(t)$.

- Valor de pico. Dado pelo valor máximo do sinal medido dentro do período de observação T.

$$x_p = \max\{x(t)\}_{t=0}^T \quad (2.37)$$

- Valor Pico-a-Pico. Diferença entre o valor máximo e o valor mínimo do sinal medido.

$$x_{pp} = \max\{x(t)\}_{t=0}^T - \min\{x(t)\}_{t=0}^T \quad (2.38)$$

Geralmente, utiliza-se o valor pico a pico como critério de severidade para monitoramento da oscilação relativa do eixo e o valor RMS para monitoramento da velocidade de vibração absoluta das partes fixas das máquinas. Para cada medição, existem dois critérios de avaliação:

- Monitorar a magnitude do nível global ao longo do tempo.
- Monitorar a magnitude da variação do nível global de vibração ao longo do tempo.

2.3.2 Medição de Vibração do Eixo

A medição de vibração no eixo rotativo da máquina é feita através da medida de deslocamento, sendo a unidade preferencial o micrometro (μm). Essa medida de deslocamento pode ser relativa ou

absoluta. O deslocamento relativo é o deslocamento do eixo em relação a uma parte fixa da máquina. Essa medição é feita por sensores sem contato, fixados nas partes estacionárias, como mancais. O deslocamento absoluto é o deslocamento do eixo em relação a sua referência inercial (posição de equilíbrio) e pode ser medido por um transdutor sísmico (de velocidade ou acelerômetro) acoplado ao eixo, ou por um transdutor sem contato que mede a vibração relativa do eixo em combinação com transdutores sísmicos acoplados ao suporte do sensor sem contato. Neste último caso, as saídas dos sensores, já condicionadas, são vetorialmente somadas para prover a medição do deslocamento absoluto. A norma ISO 7919 recomenda que os sensores para medição de deslocamento relativo ou absoluto estejam fixados em pontos próximos a cada um dos mancais da máquina. Devem ser montados radialmente, e no mesmo plano transversal, perpendiculares entre si, como mostra a Figura 2.13.

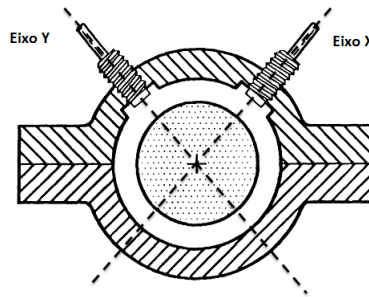


Figura 2.13: Posição de instalação dos sensores de proximidade.

O valor instantâneo do deslocamento relativo (ou absoluto) do eixo com base nas medidas $x(t)$ e $y(t)$ dos sensores de proximidade, é dado por:

$$S(t) = \sqrt{(x(t))^2 + y(t)^2} \quad (2.39)$$

O máximo valor pico-a-pico é calculado como sendo o valor máximo entre as medidas pico-a-pico dos dois sensores:

$$S_{max(pp)} = \max\{x(t)_{(pp)max}; y(t)_{(pp)max}\} \quad (2.40)$$

O critério mais adotado para o monitoramento de deslocamento do eixo consiste do valor resultante pico-a-pico:

$$S_{(pp)max} = \sqrt{x(t)_{(pp)}^2 + y(t)_{(pp)}^2} \quad (2.41)$$

Definido o critério de avaliação e o critério de severidade, estabelecem-se os limites entre as zonas críticas para a máquina. Quando determinado limite é ultrapassado, um alarme é sinalizado. Esse monitoramento é contínuo e online. Cartas de severidade podem ser encontradas na literatura, padronizando os limites de vibração absoluta ou amplitude máxima pico-a-pico de deslocamento do eixo de acordo com a velocidade de rotação da máquina. Entre as cartas disponíveis podem-se

citar: Carta de Rathbone, Carta FUPAI, Carta de severidade IRD, Cartas baseadas nas Normas ISO. A Figura 2.14 mostra a carta de severidade de deslocamento relativo de eixo pico-a-pico segundo a Norma ISO 7919-5.

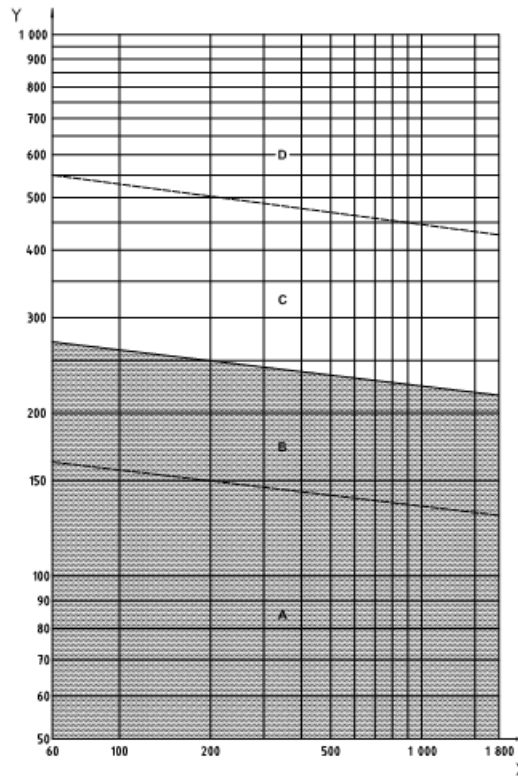


Figura 2.14: Carta de Severidade de deslocamento relativo do eixo Pico-a-Pico segundo a norma ISO 7919-5. No eixo x - velocidade de rotação da máquina em rpm; no eixo y - $S_{(pp)max}$ em μm

O monitoramento do nível de severidade pode ser estendido para qualquer medida escalar da unidade geradora, tomando seu valor instantâneo ou RMS. Os limites devem ser definidos segundo algum padrão, seja através de normas, ou por registros de operação da máquina contidos em uma base de dados. O gráfico de tendência em tempo real é utilizado para visualização do comportamento ao longo do tempo com os respectivos disparos de alarme.

Ainda com relação aos sinais dos sensores de proximidade, duas componentes podem ser retiradas:

- O nível CC, que é proporcional à posição média do centro do eixo, relativa ao ponto de montagem do sensor;
- O nível CA, que mostra o deslocamento instantâneo do eixo em relação ao mancal.

O nível CA é utilizado para construir o diagrama de órbita e o nível CC para monitorar a posição do centro do eixo.

2.3.3 Shaft Centerline

O diagrama de órbita é uma ferramenta gráfica para o monitoramento da órbita descrita pelo centro do eixo da máquina ao longo do seu plano radial. A órbita é traçada utilizando o nível CA dos sinais dos sensores de proximidade em quadratura. Alternativamente, pode-se traçar a órbita polar utilizando o valor instantâneo do deslocamento relativo do eixo, $s(t) = \sqrt{x(t)^2 + y(t)^2}$, em função da sua posição angular, indo de 0° à 360° .

Com o nível CC do sinal do sensor de proximidade, registra-se a posição do centro do eixo. O *Shaft CenterLine* é a técnica que consiste em monitorar a posição do centro do eixo ao longo do tempo utilizando o valor CC médio dos sensores de proximidade. Para isso, mede-se inicialmente o sinal CC dos sensores com a máquina parada. Esse valor passa a ser a referência do centro da área de folga do mancal. Com a máquina em operação, calcula-se a média do nível CC de cada sensor em um determinado intervalo de tempo. Em seguida, subtrai-se o valor de referência, medido com a máquina parada. Essa diferença, em cada eixo, mostra as coordenadas da posição aproximada do centro do eixo. Os passos detalhados para se determinar o *Shaft CenterLine* podem ser vistos em [29]. A Figura 2.15 exemplifica a técnica do *Shaft CenterLine* mostrando a região de máximo deslocamento do centro do eixo dentro do mancal, a posição desse centro com a máquina operando à uma determinada velocidade, e o seu movimento dinâmico representado pela órbita. A máquina ilustrada nesta figura apresenta um eixo horizontal, uma vez que sua posição de repouso se encontra no limite inferior da área de deslocamento.

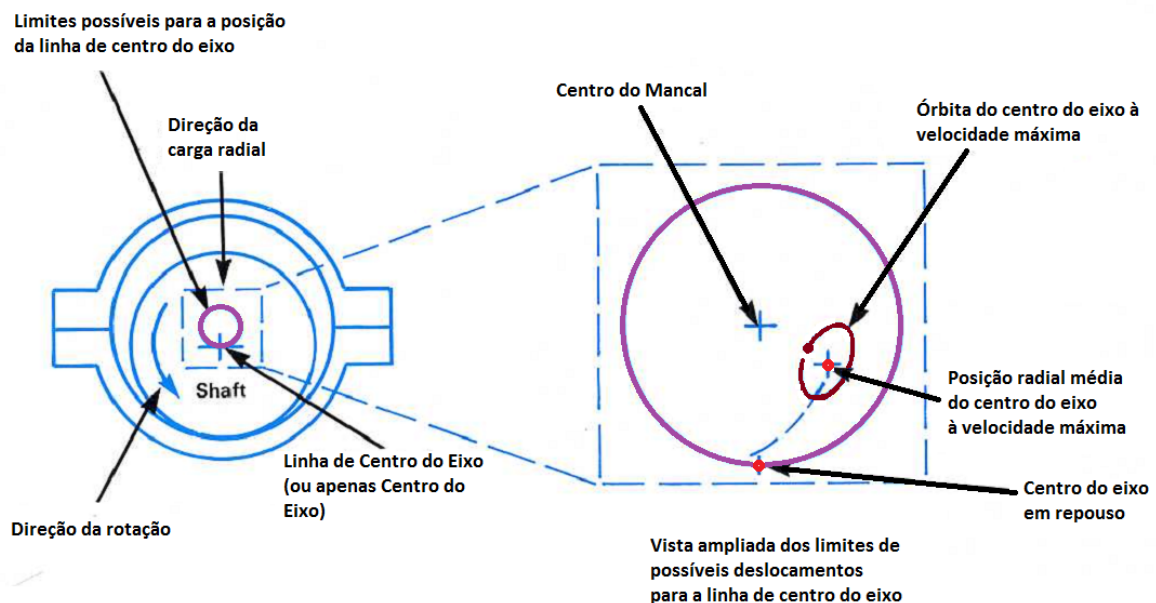


Figura 2.15: *Shaft CenterLine* e deslocamento do eixo no interior do mancal. Imagem modificada de [3]

Essa ferramenta permite visualizar o trajeto que o centro do eixo percorre durante o processo de partida da máquina, até chegar ao seu ponto de operação, e durante o processo de parada, como mostra

a Figura 2.16, que registra a posição do centro do eixo para diversas velocidades, durante a partida de uma máquina, nesse caso com eixo vertical (pois seu ponto de repouso é o centro do gráfico), até atingir a velocidade final de operação que é de 3600rpm.

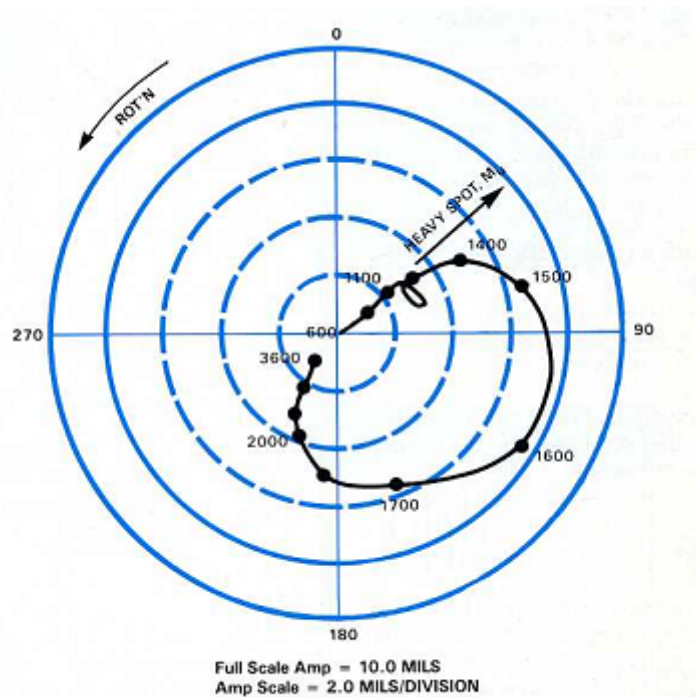


Figura 2.16: Monitoramento da partida de uma máquina usando o *Shaft CenterLine*. Imagem retirada de [4]

Duas medidas podem ser retiradas do gráfico de linha de centro: o ângulo de atitude e a taxa de excentricidade. A taxa de excentricidade é medida a partir da distância, no gráfico, do centro do eixo até o centro de referência. Essa distância dividida pelo máximo raio de afastamento, oferece a taxa de excentricidade. O ângulo de atitude é medido a partir de um eixo de referência. Para máquinas com eixos horizontais, por exemplo, o eixo de referência é vertical, passando pelo centro do gráfico, com os ângulos positivos no sentido da rotação da máquina, como mostra a Figura 2.17. O ângulo de atitude é uma medida útil em máquinas horizontais, pois nelas o eixo de referência é muito bem definido, em máquinas verticais não é possível estabelecer a mesma referência, pois a posição de repouso do eixo é usualmente o centro do mancal. A partir do centro, o eixo da máquina vertical pode descrever variados padrões de deslocamento angular e ainda assim estar em condição normal de operação.

2.3.4 Monitoramento de Espectro

O monitoramento do espectro de frequências é uma técnica utilizada tanto nos sinais de vibração relativa do eixo, quanto nos sinais de vibração absoluta das partes estacionárias da máquina. O espectro é monitorado durante o funcionamento em estado estacionário, e durante os processos de

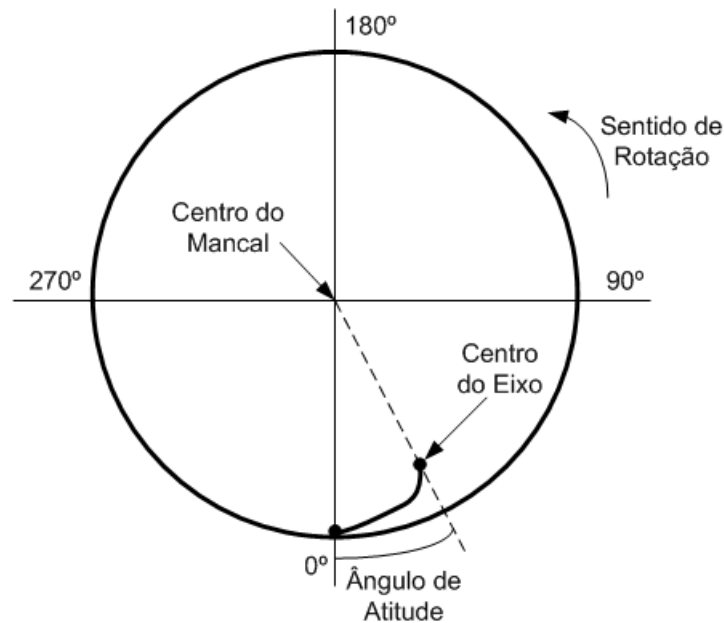


Figura 2.17: Ângulo de Atitude a partir do diagrama do *Shaft CenterLine* para uma máquina horizontal com sentido de rotação anti-horário.

partida e parada. Em cada caso, diferentes falhas podem ser detectadas. O monitoramento do espectro é feito inclusive com o *full spectrum*, das órbitas registradas pelos pares de sensores de proximidade instalados em cada mancal [30].

Para monitoramento de uma larga faixa de frequências com mínimo risco de alarmes falsos, utiliza-se o espectro de porcentagem de banda constante (*Constante Percentage Bandwidth - CPB Spectrum*) [5]. O espectro CPB é baseado na largura de banda constante em escala logarítmica. A largura de uma banda é dada por uma porcentagem fixa, e os limites mínimo e máximo de cada faixa são calculados em relação à sua frequência central. A Figura 2.18, retirada de [5], mostra o espectro CPB23% para frequência de 10 a 1000 Hz, com um total de 21 faixas de frequência.

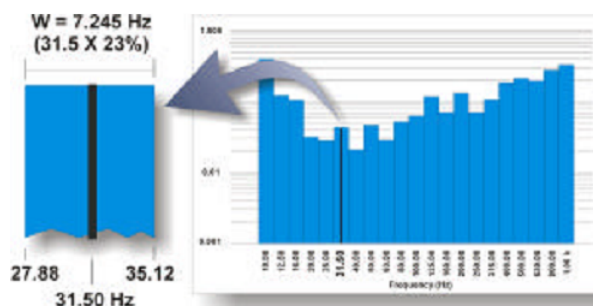


Figura 2.18: Espectro CPB23% para frequências de 10 a 1000 Hz. Cada barra de frequência tem largura de banda de 23% da frequência central. Figura retirada de [5]

Com esse espectro, tem-se alta resolução para baixas frequências, e resoluções mais baixas para altas frequências, apresentando um bom compromisso entre o intervalo de frequências monitoradas

e as falhas que podem ser detectadas. A detecção de envelope, muito utilizada na detecção de falhas em caixas de engrenagens, é melhor empregada com o espectro CPB.

2.3.5 Monitoramento de Perfil de Velocidade

Esse tipo de monitoramento é feito utilizando valores escalares ou algum nível global (como RMS e Valor de Pico) medido e processado em tempo real em relação à velocidade da máquina. É utilizado nos períodos em que a máquina está transitando entre dois estados de operação com velocidades distintas, como por exemplo nos processos de partida e de parada. A vantagem do monitoramento de perfil é que se pode definir níveis de alarmes máximos e mínimos de determinada medição para cada velocidade de operação. Os limites dos alarmes seguem os contornos do perfil de medição em função da velocidade de rotação da turbina. Falhas como quebra, trinca ou danos no eixo são bem detectadas por meio dessa técnica. O monitoramento de perfil, em um nível mais avançado, é feito utilizando o *full spectrum* e o *shaft center line*.

2.4 Conclusão

Neste capítulo fez-se uma revisão das principais técnicas de processamento e de monitoramento utilizadas nos sistemas de monitoramento de vibrações presentes no mercado. A Transformada de Wavelets, entretanto, vem sendo amplamente utilizada em pesquisas acadêmicas e não é muito encontrada nos sistemas disponíveis no mercado. No próximo capítulo são apresentados os principais conceitos envolvendo a instrumentação do sistema de monitoramento e no Capítulo 4 são relacionadas as principais falhas que ocorrem em unidades geradoras hidrelétricas e como elas podem ser detectadas, utilizando as técnicas descritas no presente capítulo.

Capítulo 3

Instrumentação do Sistema de Monitoramento de Vibrações

3.1 Introdução

Vibrações mecânicas são caracterizadas por parâmetros como deslocamento, velocidade, aceleração, frequência, amortecimento, tensão mecânica, entre outros. Para que a vibração possa ser analisada é necessário quantificar tais parâmetros, que muitas vezes podem ser medidos por algum tipo de transdutor. Os principais sensores para medição de vibrações são:

- Sensores de deslocamento
- Sensores de velocidade
- Acelerômetros
- Sensores de fase e de frequência

A seleção de qual sensor utilizar depende de inúmeros fatores e um dos mais importantes é a faixa de frequência que se deseja medir. Para baixas frequências, geralmente os sensores de deslocamento são mais indicados, desde que a amplitude do deslocamento não ultrapasse os limites de medição do sensor. Para altas frequências, as amplitudes do deslocamento geralmente são baixas, como consequência, a amplitude da aceleração é alta, o que torna os acelerômetros mais indicados. É necessário levar em consideração ainda, a construção da máquina, os tipos de falhas que podem ocorrer e os parâmetros que caracterizam essas falhas, as condições ambientais no interior e no exterior da máquina, a faixa de rotação e o comportamento esperado para a dinâmica e vibração da máquina [10]. A própria estrutura da máquina impõe limites para instalação dos sensores do sistema de monitoramento. Deve-se citar ainda que o tipo de análise que será feita nos dados obtidos também influencia na escolha dos sensores.

A principal fonte de vibração em uma máquina rotativa é o próprio rotor. Logo, medindo a vibração do rotor, informações diretas são obtidas, e podem indicar a existência de desbalanceamento, desalinhamento e folgas mecânicas. A medição do deslocamento relativo do rotor é feita de forma indireta, com sensores de proximidade sem contato, exceto quando grande parte do mancal absorve a vibração do rotor. Neste caso, utilizam-se acelerômetros ou sensores de velocidade fixados à carcaça do mancal medindo sua vibração absoluta de forma a compensar as medidas feitas pelo sensor de proximidade. Na próxima seção serão descritas as principais características dos sensores mais comumente utilizados em um sistema de monitoramento de vibrações, sejam eles: sensores de proximidade e acelerômetros.

3.2 Sensores

Segundo a Norma ISO 7919 que trata da medição de vibração em eixos rotativos e critérios de avaliação, a grandeza preferida para medição da vibração do eixo é o deslocamento. E podem ser feitas medidas de deslocamento relativo e de deslocamento absoluto, sendo o primeiro o mais utilizado. A medição de deslocamento relativo é geralmente feita com transdutores sem contato, que medem o deslocamento entre o eixo e a estrutura da máquina. A medição de vibração absoluta pode ser feita de duas formas, com um transdutor sísmico (de velocidade ou aceleração) montado no eixo, ou com transdutores sem contato medindo a vibração relativa em combinação com transdutores sísmicos que medem a vibração do suporte. Os sensores são montados próximos uns aos outros e seus sinais são condicionados e somados vetorialmente para prover a medição do deslocamento absoluto.

A norma ISO 10816 que trata de medição de vibração das partes estacionárias, indica que podem ser utilizados sensores de deslocamento, velocidade de vibração ou aceleração, dependendo do critério de severidade adotado, do porte da máquina e da banda de frequência desejada. Existem sensores que incorporam um circuito que disponibiliza o valor RMS do sinal medido ou até mesmo o valor médio, ou pico-a-pico. A medição de vibração absoluta nos mancais é normalmente feita utilizando sensores sísmicos que medem a velocidade da vibração v_{rms} em milímetros por segundo, ou após integração eletrônica, o deslocamento pico-a-pico da vibração s_{pp} em micrômetros.

Os principais pontos de medição de vibração são nos mancais guia ou de escora, da unidade, como mostra a Figura 3.1.

Além dos mancais, o núcleo do estator também é uma fonte de vibração na máquina, como resultado das forças de atração entre o rotor e o estator do gerador, e em resposta às forças eletromagnéticas que agem sobre os enrolamentos do mesmo. A vibração no gerador é medida radialmente e axialmente, geralmente através da vibração absoluta utilizando acelerômetros ou sensores de velocidade.

3.2.1 Acelerômetros

Os acelerômetros são sensores que operam em uma larga faixa de frequências e de temperatura. Não necessitam de fontes de alimentação e são instalados externamente. Várias são as tecnologias

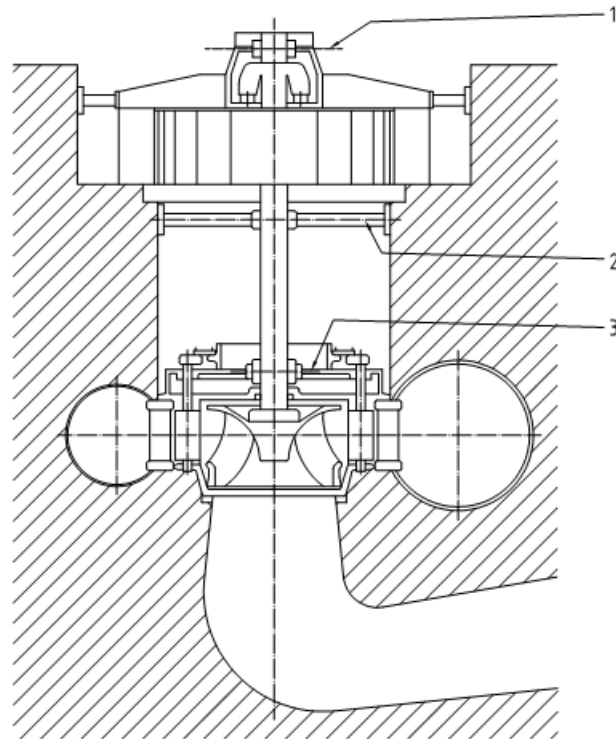


Figura 3.1: Pontos (1,2 e 3) de medição de vibração em uma unidade geradora com eixo vertical, dados pelos mancais (neste caso, com suporte na fundação), usualmente para velocidades de operação entre 60 rpm e 1800 rpm. Imagem retirada de [6]

encontradas no mercado, entre eles podem-se citar os piezoelétricos, piezorresistivos e os capacitivos. A sensibilidade e a massa do acelerômetro dependem diretamente da aceleração que se deseja medir. Geralmente, acelerômetros piezoelétricos, relativamente grandes, apresentam valores mais elevados de sensibilidade [31]. A sensibilidade é dada, normalmente, por pC/g ou mV/g . No geral são sensíveis à ruídos e vibrações espúrias. São sensíveis ainda aos métodos de instalação (ou fixação) e à condição da superfície. Em relação à massa do acelerômetro, ela não deve exceder um décimo da massa dinâmica da peça sobre o qual o mesmo é posicionado ou fixado.

3.2.1.1 Princípio de Funcionamento

O princípio básico de funcionamento de qualquer acelerômetro consiste na 2^a Lei de Newton, no qual uma força agindo sobre uma determinada massa produz uma aceleração. Todo acelerômetro apresenta uma massa sísmica ou inercial. Em acelerômetros piezorresistivos, sensores tipo *strain-gages* semicondutores são conectados à massa sísmica, com ou sem sistema de amortecimento, para medir a aceleração. O acelerômetro mais comum e com custo mais reduzido utiliza a massa inercial acoplada a um transdutor piezoelétrico.

Materiais piezoelétricos são capazes de produzir diferença de potencial entre suas extremidades quando submetidos à uma força ou pressão. Quando a máquina no qual o acelerômetro está montado vibra, a massa inercial exerce uma força sobre o cristal piezoelétrico, gerando uma diferença de

potencial nas suas extremidades. A carga elétrica gerada é proporcional à força de excitação que age sobre o cristal, tal que:

$$q = d_{ij} \times F = d_{ij} \times m \times a \quad (3.1)$$

Sendo q a carga gerada e d_{ij} o coeficiente do material piezoelétrico. A Figura 3.2 exemplifica a estrutura de um acelerômetro piezoelétrico, com duas configurações: tipo Compressão, em que a massa sísmica exerce uma força compressora sobre o elemento piezoelétrico, e tipo Cisalhamento, em que a massa sísmica exerce uma força de corte sobre o elemento piezoelétrico.

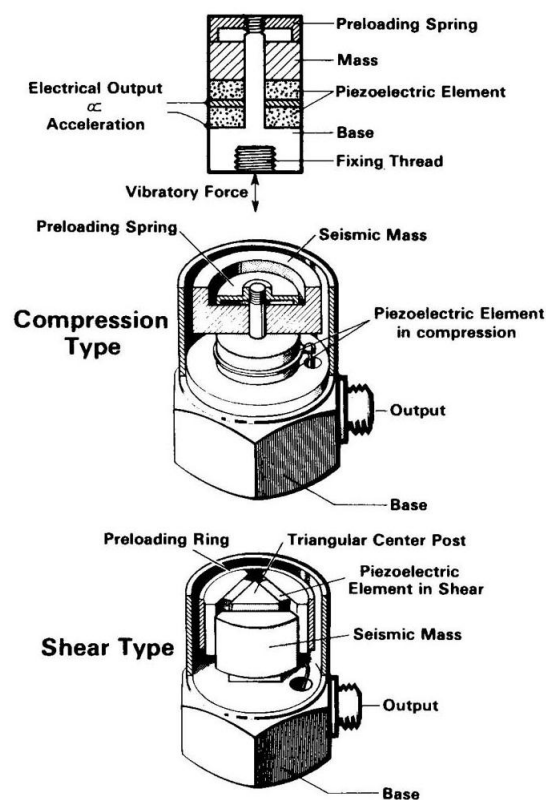


Figura 3.2: Estrutura de um acelerômetro piezoelétrico e tipos de configuração.

A carga gerada é convertida e amplificada para uma saída em tensão proporcional à aceleração da vibração. Acelerômetros piezoelétricos são indicados para medir aceleração de vibrações em altas frequências, geralmente com menor intensidade. Além de apresentarem uma ampla faixa de passagem (0,1 Hz a 30 kHz), apresentam baixo consumo de energia e alta resistência a choques. Podem ser encontrados modelos que medem vibração em mais de um eixo. Os modelos mais comuns medem vibração apenas em um eixo, e devem ser fixados de modo que a direção ou sentido de medição coincida com o seu eixo principal de sensibilidade.

3.2.1.2 Características Dinâmicas

O efeito piezoelétrico provoca um acúmulo de cargas, q , no cristal, diretamente proporcional à sua deformação, x , e inversamente proporcional à sua espessura, e . Tal que:

$$q = \frac{k'}{e}x \quad (3.2)$$

Onde k' é uma constante do cristal. Fechando o circuito entre as extremidades polarizadas do cristal, circulará uma corrente que é proporcional à velocidade da variação de sua deformação, x . De forma que:

$$i = K \frac{dx}{dt} \quad (3.3)$$

Onde $K = \frac{k'}{e}$.

De forma geral, a força gerada pela aceleração da massa sísmica está relacionada à deformação do cristal conforme a Equação 3.4.

$$F = m \frac{d^2x}{dt^2} + r \frac{dx}{dt} + sx \quad (3.4)$$

Onde m é a massa do cristal, r é o coeficiente de viscosidade e s o coeficiente elástico. Considerando a relação entre a deformação e corrente gerada, mostrada na Equação 3.3, a força pode ser descrita em função da corrente como sendo:

$$F = \frac{m}{K} \frac{di}{dt} + \frac{r}{K} i + \frac{s}{K} \int idt \quad (3.5)$$

Usando um fator de conversão dimensional, λ , é possível representar o comportamento do sensor piezoelétrico dado pela Equação 3.5, através de um circuito RLC em série, como mostra a Figura 3.3.

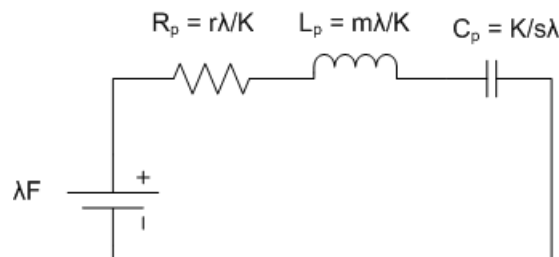


Figura 3.3: Circuito equivalente ao comportamento dinâmico de um sensor piezoelétrico.

A equação do circuito RLC série é dada por:

$$V = \lambda F = R_p i + L_p \frac{di}{dt} + \frac{1}{C_p} \int idt \quad (3.6)$$

Quando o sensor é conectado a qualquer elemento, sua capacitância C_p pode ser representada por $\frac{1}{C_p} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2}$, onde C_2 é a capacitância do elemento conectado. Tipicamente, $C_2 \gg C_1$ e a frequência de ressonância do circuito será:

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{\frac{m}{s}}} \quad (3.7)$$

Considerando a impedância do elemento conectado ao sensor piezoelétrico, como infinita, sua resposta em frequência pode ser aproximada pela curva da Figura 3.4.

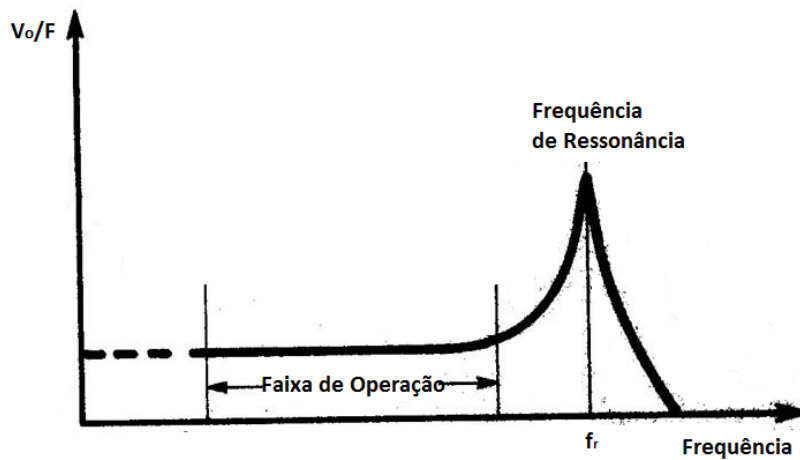


Figura 3.4: Resposta em frequência do sensor piezoelétrico desprezando os efeitos resistivo e indutivo, considerando-o ligado a um elemento com impedância infinita.

Na prática, qualquer sistema conectado ao sensor terá impedância finita, logo, a carga na saída do circuito modificará o comportamento do mesmo introduzindo um pólo em baixa frequência, determinando uma frequência de corte inferior, f_c , conforme mostra a Figura 3.5, o que reduz a faixa de passagem do sensor piezoelétrico.

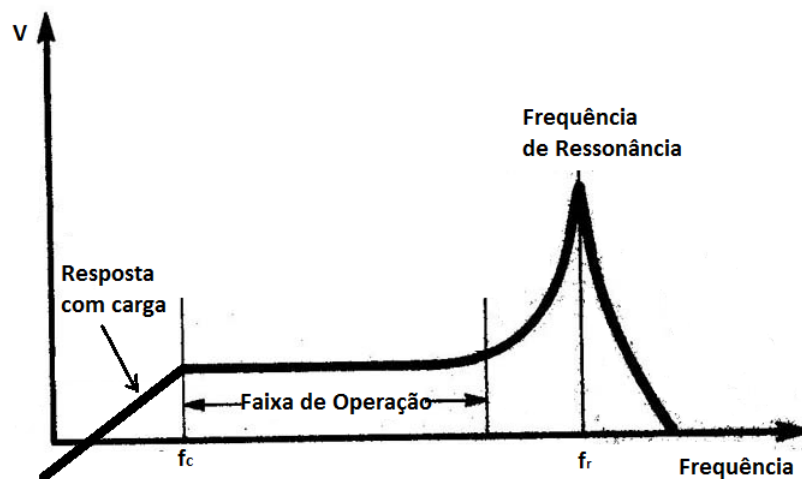


Figura 3.5: Resposta em frequência do sensor piezoelétrico considerando a impedância finita do equipamento de medida.

Os próprios cabos de conexão alteram o ganho e a frequência de ressonância do sistema devido a modificação da capacitância total do mesmo.

3.2.2 Sensores de Proximidade

Entre os sensores de proximidade, que medem o deslocamento em relação a partes estacionárias, pode-se citar sensores capacitivos e indutivos. Consistem de uma sonda ou dispositivo físico que gera um campo eletromagnético e um circuito condicionador que gera uma tensão elétrica proporcional à distância entre a ponta da sonda e o elemento alvo. Os sensores capacitivos são geralmente utilizados para medir distâncias entre $10\mu\text{m}$ e 10mm . São sensíveis ao material encontrado no *gap* entre o sensor e o elemento medido, por isso não são indicados para ambientes que possam conter fluido ou partículas dispersas. Se comparados aos sensores indutivos, conseguem medir faixas de deslocamento duas vezes maiores, e detectam não somente objetos metálicos.

Os sensores indutivos, entretanto, podem ser imersos em líquido, e não são afetados por partículas em suspensão ou algum fluido existente entre a sonda e o objeto medido. São sensíveis entretanto ao material do objeto medido, uma vez que diferentes metais reagem diferentemente com o campo eletromagnético produzido pelo sensor. Como é necessário a penetração deste campo eletromagnético no objeto medido, é ideal que este tenha uma área três vezes maior do que o diâmetro da sonda [31].

3.2.2.1 Princípio de Funcionamento

O sensor capacitivo mede a distância entre o objeto e o sensor através da variação da capacitância que existirá entre os mesmos, com a criação de um campo elétrico alternado entre os dois. A sonda funciona como uma das placas do capacitor e o objeto funciona como a outra placa. A capacitância é afetada pela dimensão da sonda, pela superfície do objeto, pelo *gap* e pelo material que forma o *gap*.

Devido às condições ambientais das Usinas Hidrelétricas, ao princípio de funcionamento do sensor e também pelo material do eixo das unidades geradoras, o sensor de proximidade utilizado nos sistemas de monitoramento é o sensor indutivo. Seu princípio de funcionamento é baseado nas alterações do campo magnético entre o sensor e o objeto, que ocorrem devido o surgimento de correntes de *Foucault* induzidas. A Figura 3.6 ilustra um sensor de proximidade indutivo, com seu princípio de funcionamento e sua constituição interna.

Estes sensores necessitam de fonte de alimentação externa, usualmente entre 18 e 24 Vcc. É considerado o melhor tipo de sensor para se medir a vibração lateral e também axial do rotor em máquinas elétricas rotativas. Eles são montados diretamente na estrutura dos mancais dentro de furos rosqueados ou utilizando suportes rígidos adjacentes, fixados na carcaça do mancal. Tais sensores são utilizados também para medir a espessura da camada de óleo de lubrificação em mancais de escora.

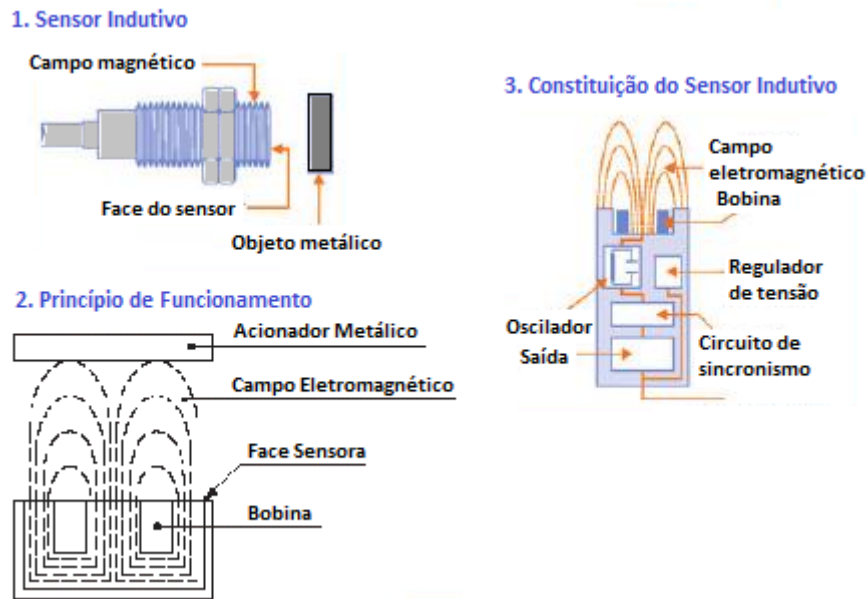


Figura 3.6: Ilustração de um sensor de proximidade indutivo, seu princípio de funcionamento e sua constituição simplificada.

3.2.2.2 Keyphasor

O *Keyphasor* é um sensor de proximidade que detecta a referência do início de cada volta realizada pelo rotor. É utilizado para medir a velocidade de rotação da máquina, e oferece uma referência de sincronismo entre as medidas do sistema permitindo uma análise vetorial e de fase entre as mesmas. Ele é posicionado de forma a detectar um pequeno sulco no eixo. Quando esse sulco passa pelo sensor, a distância entre a ponta do mesmo e a superfície do eixo aumenta bruscamente, gerando um pico no seu sinal de saída. Um sinal medido por um *Keyphasor* de uma unidade geradora de uma usina da Cemig pode ser visto na Figura 3.7. Podem ser vistos os picos no sinal do sensor devido a passagem do sulco durante a rotação do eixo da turbina.

A velocidade (ou frequência) de rotação é calculada invertendo o tempo medido entre dois picos consecutivos no sinal do sensor.

3.2.3 Topologia do Sistema de Monitoramento

Para a realização do trabalho apresentado nesta dissertação, foram feitos ensaios online nos sensores do sistema de monitoramento de vibrações da Brüel e Kjær, o COMPASS, instalado nas unidades geradoras de uma Usina da Cemig. No processo de desenvolvimento de um sistema de monitoramento, duas etapas recebem grande importância: a definição da topologia do sistema, i.e., quantos e quais sensores serão necessários e quais os pontos de medições, e a definição de quais as ferramentas de análise serão implementadas e conseqüentemente quais características serão extraídas dos sinais de cada sensor para o monitoramento. O estudo das diferentes topologias não foi realizado neste trabalho, uma vez que o seu foco consiste na definição das ferramentas e das técnicas de processamento dos sinais dos sensores.

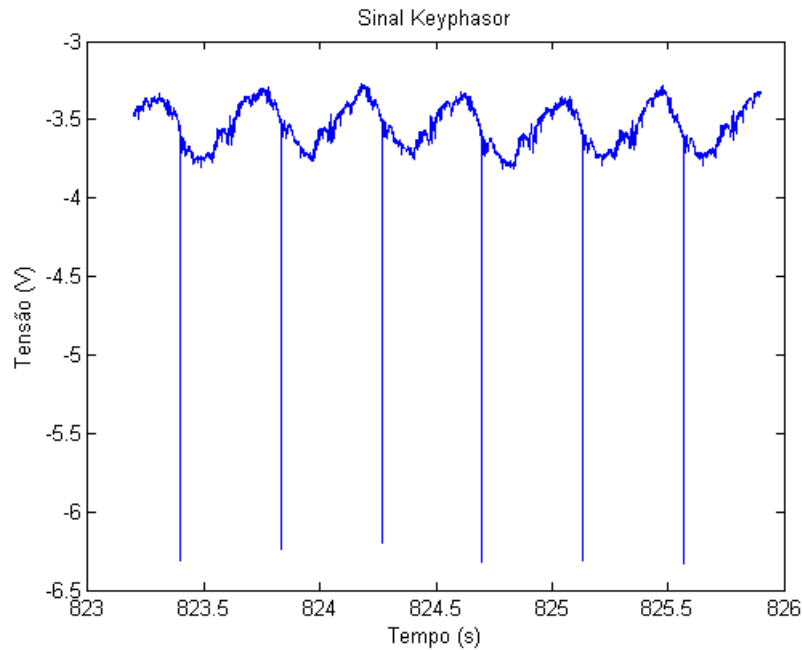


Figura 3.7: Sinal medido no *Keyphasor* de uma unidade geradora de uma usina da CEMIG.

O sistema de monitoramento de vibrações das unidades estudadas no trabalho é composto por 8 sensores de proximidade, 4 acelerômetros e 2 sensores de pressão distribuídos conforme a Figura 3.8.

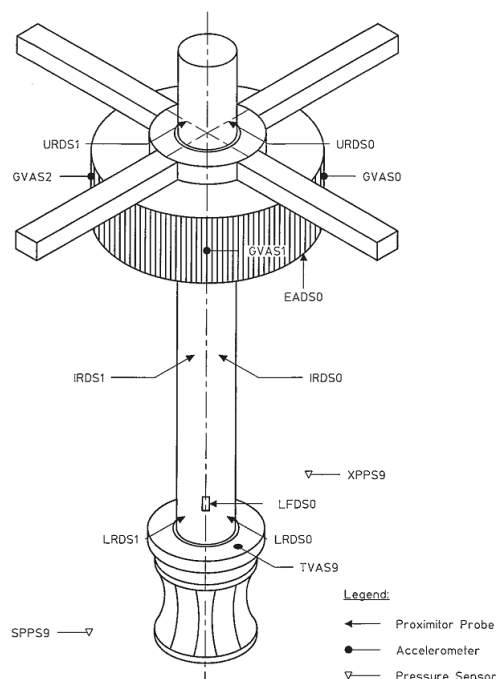


Figura 3.8: Topologia do sistema de monitoramento de vibrações das unidades geradoras da Usina de Emborcação.

São 3 pares de sensores de proximidade (URDS0 e URDS1; IRDS0 e IRDS1; LRDS0 e LRDS1), instalados em quadratura em cada um dos mancais da unidade: mancal guia da turbina, mancal guia

intermediário e mancal guia superior. O *Keyphasor*, LFDS0, é instalado juntamente com os pares de sensores de proximidade no mancal intermediário. Outro sensor de proximidade é utilizado abaixo do gerador, o EADS0, para medir a espessura da camada de óleo de lubrificação entre o rotor do gerador e o a estrutura do mancal de escora. Três acelerômetros são utilizados para medir a vibração radial no núcleo do estator, defasados entre si em 120° : GVAS0, GVAS1 e o GVAS2. Outro acelerômetro, TVAS9, é fixado na tampa da turbina e juntamente com sensores de pressão instalados no tubo de sucção (XPFS9) e no canal adutor (SPPS9), oferecem meios de detectar anomalias no fluxo de água dentro da turbina, surgimento de tranças, golpe de aríete, cavitação, entre outros.

3.3 Conclusão

Neste capítulo foi apresentada a topologia do sistema de monitoramento utilizado no trabalho, bem como um apanhado geral sobre os principais sensores envolvidos. O resultado do processamento dos sinais coletados em ensaios realizados nas unidades geradoras são mostrados no Capítulo 5. Antes, porém, é necessário saber o que se deseja extrair de cada sinal, e quais falhas se deseja detectar. No próximo capítulo são apresentadas as principais falhas que podem ocorrer em unidades geradoras e quais são as características apresentadas por essas falhas nos sinais dos sensores do sistema de monitoramento.

Capítulo 4

Falhas do Sistema Turbina-Gerador e Características do Padrão de Vibração

4.1 Introdução

Com a análise de vibrações, a condição de máquinas elétricas rotativas pode ser monitorada continuamente, e diversos problemas e falhas que comprometem sua operação podem ser detectados. Segundo [7], os seguintes problemas podem ser detectados através da análise de vibração:

- Desbalanceamento;
- Eixo Empenado;
- Excentricidade;
- Desalinhamento;
- Folgas;
- Defeitos nos Mancais;
- Falhas Elétricas;
- Rodopio e chicote de óleo (*Oil Whirl and Whip*);
- Cavitação;
- Trinca no Eixo;
- Roçamento do Rotor;
- Ressonância;
- Forças Hidráulicas e Aerodinâmicas.

Os problemas característicos de unidades geradoras hidrelétricas podem ser divididos em três grandes grupos: problemas de origem mecânica, de origem elétrica e devido à excitações hidráulicas.

4.2 Problemas de Origem Mecânica

Os problemas de origem mecânica são os mais comuns de serem encontrados em máquinas elétricas rotativas. Entre eles, o desbalanceamento é o que estará sempre presente em algum nível, uma vez que na prática é virtualmente impossível instalar um rotor perfeitamente balanceado.

4.2.1 Desbalanceamento

O desbalanceamento é definido pela *International Standards Organization* (ISO) como:

"Condição que existe no rotor quando vibração, força ou movimento é transmitido aos mancais como resultado de forças centrífugas".

De forma simplificada, o desbalanceamento pode ser definido como uma distribuição desigual de massas ao longo do eixo do centro de massa do rotor. O eixo do centro de massa é o eixo sobre o qual o rotor deveria girar se ele não fosse restringido pelos mancais, também conhecido como eixo principal de inércia. O rotor estará balanceado quando o eixo do centro de massa do rotor coincidir com o eixo físico do rotor (eixo geométrico). De acordo com a posição destes eixos no rotor, pode-se destacar três tipos de desbalanceamento:

- Desbalanceamento Estático - Ocorre quando o eixo do centro de massa e o eixo do rotor são paralelos. Pode ser modelado por uma massa desequilibrada sobre o plano que é perpendicular ao eixo físico do rotor e que passa pelo seu centro de massa. Esse tipo de desbalanceamento é ilustrado na Figura 4.1.

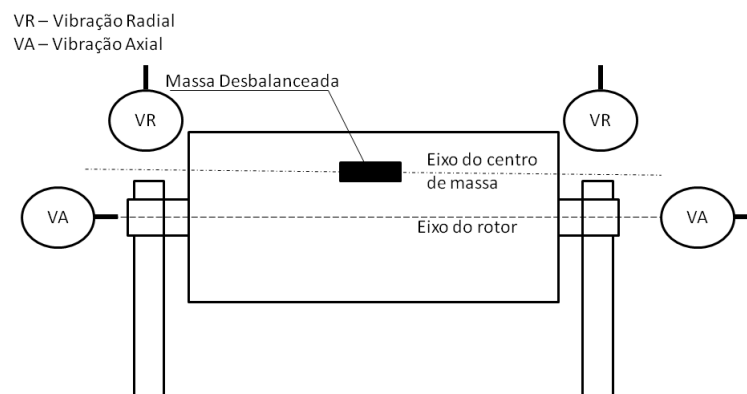


Figura 4.1: Desbalanceamento estático mostrando os eixos do rotor, a massa desbalanceada e a indicação de fase das medições de vibração radial e axial nos mancais.

No desbalanceamento estático, as vibrações radiais e axiais em um mesmo mancal estarão defasadas em 90° . Entretanto as medições de um mesmo tipo de vibração (axial ou radial) feitas simultaneamente em ambos os mancais serão estáveis e estarão em fase, [7].

- Desbalanceamento Acoplado - Ocorre quando o eixo do centro de massa e o eixo do rotor se interceptam no centro de massa do rotor. É caracterizado pela existência de massas desbalanceadas diametralmente opostas, produzindo momentos iguais ao redor do centro de massa, conforme mostra a Figura 4.2.

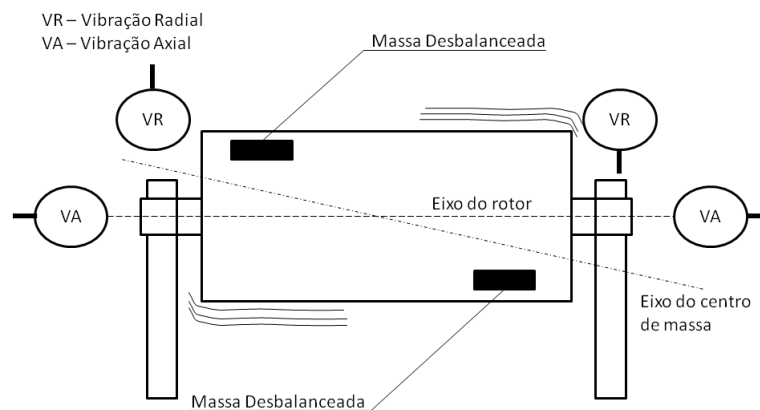


Figura 4.2: Desbalanceamento acoplado mostrando os eixos do rotor, as massas desbalanceadas e a indicação de fase das medições de vibração radial e axial nos mancais.

O desbalanceamento acoplado pode causar vibração axial e radial. Quando medidas simultaneamente em ambos os mancais, as vibrações em um mesmo plano estarão defasadas em 180° , [7].

- Desbalanceamento Dinâmico - Ocorre quando o eixo do centro de massa e o eixo físico do rotor não se tocam ou coincidem.

Para todos os tipos de desbalanceamento, o espectro do sinal de vibração apresentará um pico predominante na frequência equivalente à frequência de rotação da máquina (frequência 1X), conforme mostra a Figura 4.3. A amplitude do pico varia proporcionalmente ao quadrado da velocidade de rotação da máquina, [7].

As principais fontes de desbalanceamento em conjuntos turbina-gerador são [32]:

1. Componentes excêntricos no rotor;
2. Excentricidade devido aos processos de manufatura do eixo;
3. Distorção do eixo devido a variações de temperatura ou tensões;
4. Acúmulo de material nas pás da turbina;
5. Não homogeneidade do material do rotor;

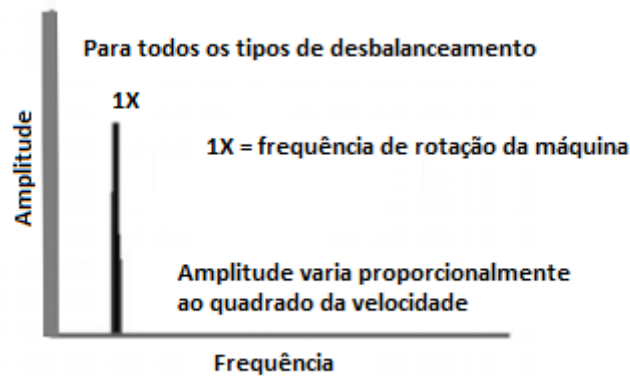


Figura 4.3: Espectro característico do sinal de vibração em máquinas com desbalanceamento.

6. Cavitação não uniforme das pás da turbina;
7. Variação da rigidez em diferentes partes do rotor;
8. Quebra de partes das pás da turbina;
9. Pólos do gerador fixados com folga.

4.2.2 Desalinhamento

Juntamente com o desbalanceamento, o desalinhamento é a falha mais comum em máquinas elétricas rotativas. É um problema inerente do acoplamento entre dois eixos em uma máquina. Basicamente, existem dois tipos de desalinhamento:

1. Desalinhamento Angular - A linha de centro dos dois eixos se cruzam formando um ângulo entre elas.
2. Desalinhamento Paralelo (ou Linear) - Ocorre quando as linhas de centro dos eixos são paralelas entre si e apresentam um off-set. A Figura 4.4 ilustra os dois tipos de desalinhamento.

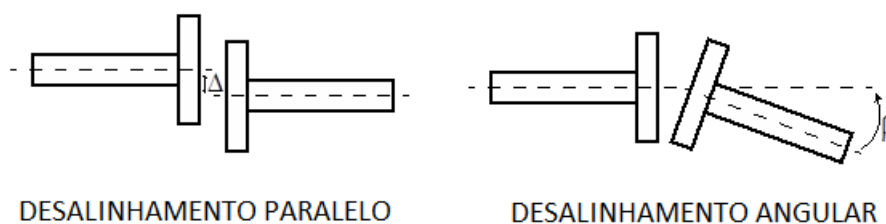


Figura 4.4: Representação dos tipos de desalinhamento - angular e linear.

Pode existir desalinhamento em um eixo sem que haja qualquer acoplamento nele. Isso é observado em eixos cujos suportes dos mancais são colineares. Neste caso, ocorrerá aquecimento excessivo

do mancal devido à fricção constante entre as partes do eixo e o interior do mancal. O desalinhamento angular pode ser causado também por frouxidão no acoplamento do eixo. Tipicamente existirá alta vibração axial nas frequências de 1X e 2X, e não raramente, até 3X [7]. Tais sintomas podem indicar também problemas de acoplamento como folgas excessivas. Ao medir simultaneamente a vibração axial nos mancais em cada lado do acoplamento, observa-se que os sinais estarão defasados em 180° .

O desalinhamento paralelo, conforme mostra a Figura 4.5, resulta em dois picos de deslocamento por ciclo na direção radial. O que produz um pico na frequência 2X no espectro do sinal de vibração radial.

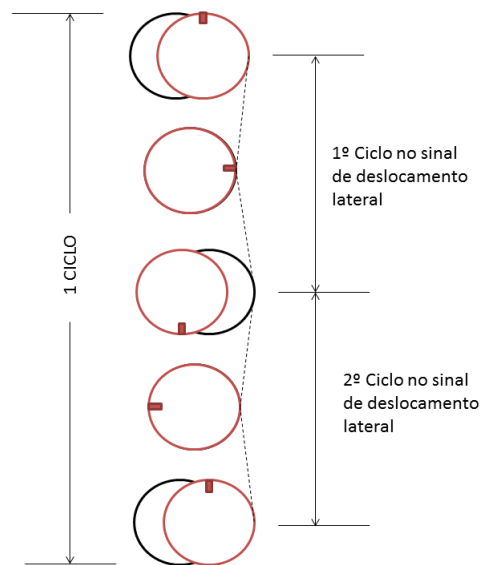


Figura 4.5: Desalinhamento Paralelo.

Os sintomas do desalinhamento paralelo são semelhantes ao do desalinhamento angular, mas apresentam vibrações radiais mais elevadas, cujas fases se aproximam de 180° em cada lado do acoplamento. O desalinhamento paralelo puro é raro de ser observado sendo mais comum ocorrer em conjunto com o desalinhamento angular, o que resulta em picos nas frequências de 1X e 2X. Quando o desalinhamento paralelo é predominante e, dependendo ainda do tipo do acoplamento, a frequência 2X será dominante. A forma geral dos espectros de frequência para os desalinhamentos angular e paralelo pode ser vista na Figura 4.6.

De modo geral, quando o desalinhamento se agrava, podem surgir picos de grande amplitude em harmônicos mais altos (3X à 8X). A forma do espectro sofrerá influência direta do tipo do acoplamento.

Quando cargas radiais, devidas ao desalinhamento, aumentam, a órbita registrada pelo eixo se torna mais achatada, com formato elipsoidal. Se as cargas radiais continuarem aumentando, a partir de um ponto, a órbita pode apresentar laços de tamanhos variados. O surgimento dos laços nas órbitas é causado por forças de precessão reversa, [33].

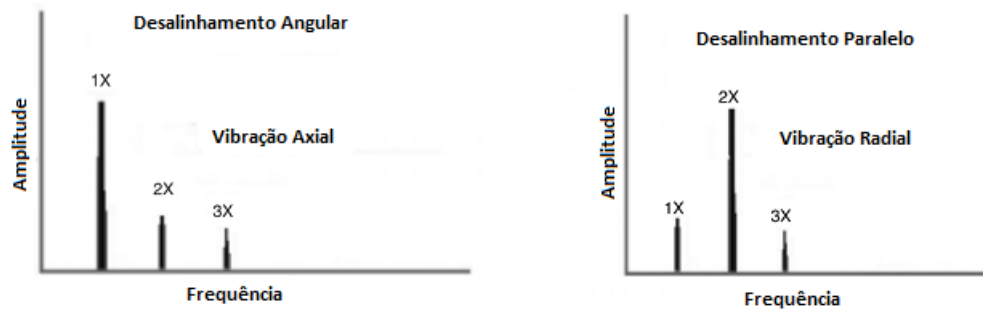


Figura 4.6: Espectro da vibração axial para o desalinhamento angular e da vibração radial para o desalinhamento paralelo.

4.2.3 Excentricidade

O eixo excêntrico pode ser resultado de algum tipo de desalinhamento ou desbalanceamento. Produz vibrações radiais e axiais na frequência 1X e apresenta máxima amplitude de vibração na direção da excentricidade. No caso de máquinas hidráulicas, a excentricidade produz forças não uniformes entre o rotor e o difusor do distribuidor que induzem forças hidráulicas adicionais sobre o rotor. A amplitude da vibração 1X será proporcional à carga da máquina. A vibração radial e axial em um mesmo mancal terão uma diferença de fase de 0 ou de 180°.

O balanceamento de um eixo excêntrico geralmente oferece uma redução na vibração em uma determinada direção, mas provoca, entretanto, o aumento da mesma em alguma outra direção radial [7].

4.2.4 Roçamento do rotor

O roçamento ocorre quando o eixo rotativo entra em contato com partes estacionárias da máquina, e na maioria das vezes, surge como efeito secundário de outros problemas, e tende a excitar uma ou mais frequências naturais. Geralmente produz um ruído sonoro e um ruído em altas frequências. O roçamento é indicado pelo aumento do nível de vibração, alteração na forma da órbita e na posição média do centro do eixo. A temperatura do óleo de lubrificação e de partes do mancal pode se elevar devido às batidas do eixo com as partes fixas.

O roçamento pode ser parcial ou anelar. O parcial ocorre quando o rotor ocasionalmente entra em contato com as partes estacionárias. Normalmente excita frequências que são sub-harmônicos da frequência de rotação ($1/2, 1/3, 1/4, \dots, 1/n$)X, dependendo do valor da frequência de ressonância do rotor. A relação entre a velocidade de rotação da máquina, ω_m , as frequências excitadas, e a frequência de ressonância do rotor, ω_r , é mostrada a seguir [33]:

$$\omega_m < 2\omega_r \rightarrow \text{Frequência Excitada: 1X}$$

$$\omega_m \geq 2\omega_r \rightarrow \text{Frequências Excitadas: } 1X \text{ ou } 1/2X$$

$$\omega_m \geq 3\omega_r \rightarrow \text{Frequências Excitadas: } 1X, 1/2X \text{ ou } 1/3X$$

$$\omega_m \geq 4\omega_r \rightarrow \text{Frequências Excitadas: } 1X, 1/2X, 1/3X \text{ ou } 1/4X$$

O roçamento anelar ocorre quando todo o entorno do interior do mancal interfere no giro do rotor. Neste tipo de roçamento aparecem altos níveis de vibração de precessão reversa ao sentido de rotação do eixo, podendo ser visualizado no espectro da órbita. As órbitas purificadas para ambos os tipos de roçamento serão bem elípticas e com as frequências reversas, em alguns casos, predominantes.

4.2.5 Problemas em mancais de deslizamento

Os mancais de deslizamento são os mais comuns em unidades geradoras hidrelétricas. O eixo é completamente envolvido pelo mancal, com um fio de óleo lubrificante separando o rotor de sua parte interna. Duas formas de lubrificação pode ser encontradas:

1. Hidrodinâmica - Onde as superfícies sujeitas às cargas são separadas por um filme de lubrificante relativamente espesso. Não depende da introdução do lubrificante sob pressão mas requer a existência de um suprimento adequado a todo instante, além do movimento de uma superfície em relação a outra.
2. Hidrostática - Obtida pela introdução do fluido lubrificante na área de carga do mancal à alta pressão, suficiente para separar as duas superfícies. Devido à alta pressão do fluido, não é obrigatório que haja o movimento de uma superfície em relação a outra para que ocorra a separação entre elas.

Os principais problemas observados em mancais de deslizamento estão relacionados às folgas que surgem na estrutura do mancal e relacionados à lubrificação. As duas grandes falhas devido à dinâmica do óleo de lubrificação são o Rodopio e o Chicote de Óleo (*Oil Whirl and Whip*).

4.2.5.1 Folgas Excessivas

As folgas geralmente são consequência de estágios avançados de desgaste no mancal. Normalmente produzem harmônicos da velocidade de rotação no sinal de vibração, podendo ir até 10X ou mais. A Figura 4.7 exemplifica o espectro de vibração desta falha com picos de frequência em até 6X. A capacidade de absorção de forças dinâmicas se torna reduzida e até o menor desbalanceamento ou desalinhamento provoca altas amplitudes de vibração. Isto ocorre devido à redução na rigidez do filme de óleo em virtude das folgas maiores.

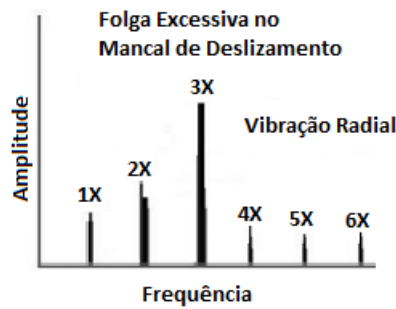


Figura 4.7: Espectro da vibração radial provocada por folga excessiva no mancal de deslizamento.

4.2.5.2 Rodopio e Chicote de Óleo (*Oil Whirl and Whip*)

O Rodopio de óleo é uma forma de vibração causada pela excitação do filme de óleo. É comum ocorrer em máquinas equipadas com mancal de deslizamento com lubrificação hidrostática, operando a altas velocidades. Tipicamente, a frequência de vibração auto-excitada em instabilidade dos filmes de óleo se encontra entre 30% e 48% da velocidade de rotação da máquina [33]. Na órbita percebe-se o surgimento de laços internos, como mostra a Figura 4.8. No espectro da órbita surgirão componentes sub-harmônicas de 1X (de 0,3X a 0,6X aproximadamente) com predominância nas componentes de frequência direta.

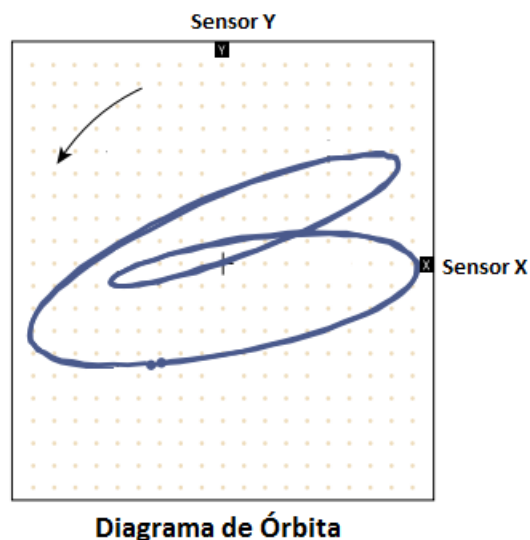


Figura 4.8: Órbita com laços internos.

O Rodopio de óleo pode ser causado por deficiência de lubrificação do mancal, tornando insuficiente o suporte dado pelo filme de óleo ao rotor. A lubrificação pobre, em excesso, pode causar ainda o Rodopio seco ou *dry whirl*, gerando atrito direto entre o rotor e o interior do mancal. Esse problema gera vibrações em alta frequência, sendo que os harmônicos podem ou não estar presentes.

O Rodopio de Óleo se torna instável quando a frequência do rodopio coincide com a frequência

de ressonância do rotor, resultando em uma forma mais grave de falha, chamada Chicote de Óleo (*Oil Whip*). A velocidade do rodopio permanece fixa no valor da frequência de ressonância do rotor e não desaparece mesmo com a máquina aumentando a velocidade. A frequência de ressonância é a frequência natural de excitação do rotor e pode ser descoberta através da análise de seus modos de vibração.

No *full spectrum* observa-se a predominância nas componentes diretas com harmônicos e sub-harmônicos da velocidade de rotação. Componentes reversas também estarão presentes. A principal característica é o pico na frequência de ressonância do rotor, como mostra a Figura 4.9. Esse fenômeno é altamente instável e destrutivo para o mancal.

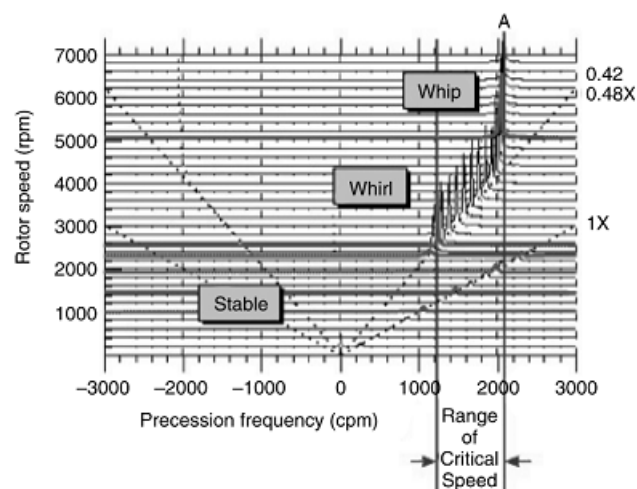


Figura 4.9: Espectro em cascata, da vibração radial, em função do aumento da velocidade de rotação, mostrando os picos causados pelo Rodopio de Óleo (*whirl*) e ao atingir a frequência de ressonância do rotor, o Chicote de óleo (*whip*). Imagem retirada de [7].

4.3 Problemas de Origem Elétrica

Problemas de origem elétrica também afetam os sinais de vibração. A análise de tais sinais permite descobrir a natureza da falha ocorrida. No geral, os problemas elétricos se devem à forças desiguais ou mal distribuídas que atuam no rotor ou no estator do gerador. Tais forças podem surgir devido à:

- Enrolamentos abertos ou em curto no rotor ou no estator;
- Barra quebrada no rotor;
- Desequilíbrio de fases;
- Entreferro desigual ao longo do gerador.

Assim como no desbalanceamento, os problemas elétricos citados provocarão um aumento na frequência 1X. Uma técnica simples para identificar a origem dos problemas é analisar o espectro

de frequências do sinal continuamente e então desligar a alimentação da máquina. Se o pico na frequência 1X desaparecer instantaneamente, a natureza do problema é elétrica [7]. Por outro lado, se a vibração em 1X diminuir gradativamente, é mais provável que o problema tenha origem mecânica. É necessário cuidado para que o intervalo de tempo entre a análise de um espectro e outro não influencie no resultado do procedimento, atrasando, por exemplo, a queda na amplitude da vibração.

Quando a corrente ou o campo magnético que flui sobre as barras do rotor são interrompidos, as forças de interação entre o rotor e o estator se tornam diferentes, resultando em uma força radial no rotor que causa vibração. A barra quebrada é um exemplo de problema que pode gerar essa força de desbalanceamento. Tal força gira com o rotor, com uma carga constante mais uma carga extra que varia com 2 vezes o escorregamento. A frequência de escorregamento, F_S , é dada por:

$$F_S = N_S - V_R \quad (4.1)$$

Onde N_S é a frequência síncrona (em *rpm*) de rotação do campo, e V_R é a frequência de rotação da máquina (em *rpm*).

A frequência síncrona é calculada em função do número de pólos, P do gerador, e da frequência da linha elétrica, F_L (60 Hz).

$$N_S = \frac{120F_L}{P} \quad (rpm) \quad (4.2)$$

A Frequência de Passagem dos Pólos, F_P é dada por:

$$F_P = \frac{F_S \times P}{60} \quad (Hz) \quad (4.3)$$

Barras quebradas no rotor, juntas ruins entre as barras e laminação do rotor em curto-circuito provocam vibrações radiais na frequência 1X com bandas laterais dadas pela frequência de passagem dos pólos, F_P , ou seja, surgem picos em $1X \pm F_P$, como mostra a Figura 4.10. Essa Figura mostra ainda que esse problema pode gerar também bandas laterais F_P em torno de 2X, 3X, 4X e 5X.

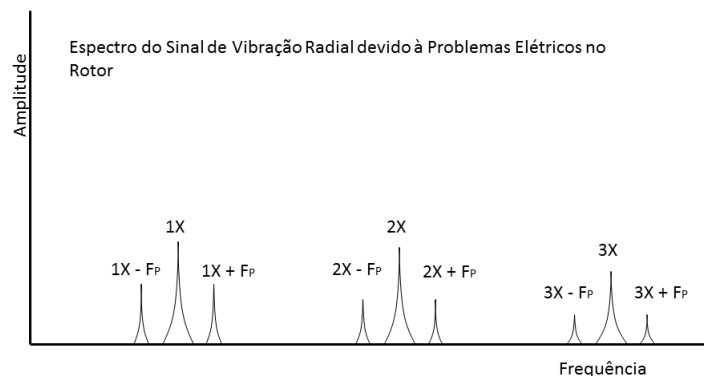


Figura 4.10: Espectro da vibração radial devido a problemas elétricos no rotor.

Rotores excêntricos produzem um entreferro de comprimento variável entre o rotor e o estator, induzindo uma vibração pulsada, verificada no gerador, com frequência normalmente entre $2F_L$ (F_L é a frequência da linha elétrica) e o harmônico da velocidade de rotação mais próximo. O rotor excêntrico gera pico em $2F_L$ acompanhado de bandas laterais de distância igual a F_P . Surgem também bandas laterais em torno de $1X$ e a própria frequência de passagem dos pólos aparece com um pico nas baixas frequências, como mostra a Figura 4.11.

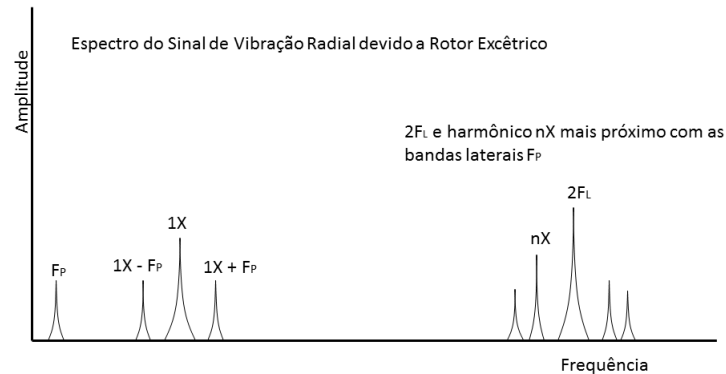


Figura 4.11: Espectro da vibração radial devido a rotor excêntrico.

A excentricidade pode ser causada também pelo estator. Nesse caso, existirá um entreferro desigual e estacionário entre o rotor e o estator, produzindo uma vibração radial bem direcionada. Laminções do estator em curto-circuito podem causar um aquecimento desigual e localizado, que pode distorcer o estator gerando a variação no entreferro. Estes problemas gerarão altas vibrações na frequência $2F_L$.

4.4 Problemas devido à Excitações Hidráulicas

O nível e o tipo das flutuações de pressão no circuito hidráulico de uma unidade geradora hidrelétrica são resultados de vários fatores. Excitações são criadas pelo fluxo de água no interior da turbina, na interação deste fluxo com o distribuidor entrando no duto espiral ou por ondas estacionárias na água. Neste caso, as pulsações de pressão se propagam acima e abaixo no fluxo da água, alterando o modo de vibração do duto forçado e em alguns casos, no tubo de sucção. A amplitude e o tipo de excitação depende do ponto de operação da unidade. Uma vez que a turbina pode trabalhar com diversas velocidades e em cada velocidade, com uma determinada carga, existe uma grande variedade de possíveis excitações.

O desequilíbrio hidráulico (ou desbalanceamento hidráulico) gera vibrações que são harmônicos da frequência de rotação da máquina. As variações na amplitude de cada componente dependerão da carga da máquina. As vibrações causadas pela interação entre o rotor e o distribuidor estão relacionadas ao número de pás da turbina, segundo a Equação 4.4, onde BPF é a frequência de passagem das pás (*Blade Pass Frequency*):

$$BPF = w_m \times \text{Número de pás} \quad (4.4)$$

Uma vibração de grande amplitude na frequência BPF e nas suas harmônicas ocorre se o espaço entre as pás girantes e as partes estacionárias do distribuidor não é mantido igual por todo o caminho ao redor da turbina.

Quando a turbina trabalha com cargas parciais, o fluxo dentro do tubo de sucção e na saída da turbina terá uma componente de rotação produzida por uma componente de velocidade tangencial. Formam-se vórtices, normalmente cavitantes, gerando excitações na frequência:

$$f_{rs} = (0,25 a 0,35) \times n \times w_m, \quad \text{com } n = 1, 2, \dots \quad (4.5)$$

A turbulência no fluxo de água também gera vibrações, tipicamente aleatórias, de baixa frequência (às vezes menor que $1X$), conforme mostra a Figura 4.12.

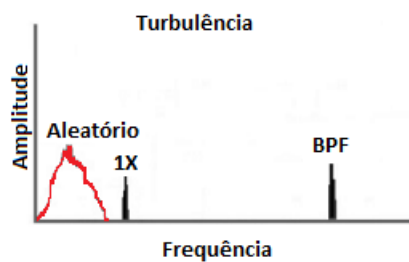


Figura 4.12: Espectro característico de turbulência do fluxo de água na turbina.

4.4.1 Cavitação

A cavitação ocorre quando um grande número de bolhas é formado na água dentro da turbina ou no duto de adução. Gases sob pressão podem se dissolver em um líquido. Quando se reduz a pressão do líquido, estes gases escapam na forma de bolhas. Da mesma forma, quando a pressão absoluta interna da turbina decresce rapidamente para abaixo do valor da pressão de vapor saturada da água (a uma determinada temperatura), bolhas de ar são formadas. Quando estas bolhas se chocam em regiões da turbina, como as pás do rotor, elas se condensam. A implosão das bolhas gera impactos que tendem a causar vibrações aleatórias em alta frequência, como mostra a Figura 4.13.

Segundo [15], a técnica mais comum para detectar cavitações consiste no estudo da vibração, da emissão acústica e de níveis de pressão dinâmica na turbina, em altas faixas de frequência.

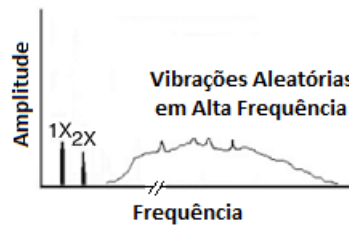


Figura 4.13: Espectro característico da cavitação.

4.5 Conclusão

As falhas abordadas neste capítulo, podem ser detectadas, em sua grande maioria, pela análise do espectro de frequência, ora do sinal de vibração radial, ora do sinal de vibração axial. Algumas deformam a órbita e deslocam o centro do eixo, podendo ser detectadas através do *full spectrum*, diagrama de órbita e o *shaft centerline*. E outras provocam efeitos secundários, como aquecimento de determinadas partes da máquina. Por isto, a análise do monitoramento de vibrações se torna mais eficiente quando se correlaciona outras grandezas medidas no processo.

Observa-se que praticamente todas as falhas excitam a frequência correspondente à frequência de rotação da máquina. E mesmo em máquinas em excelentes condições operativas, essa componente estará presente no sinal de deslocamento radial do eixo, pois o desbalanceamento não pode ser completamente eliminado. O quanto essa componente pode crescer depende do tipo da máquina, da sua condição operativa e de muitos outros fatores, estruturais e de projeto. Nem sempre é possível identificar precisamente a falha que causa picos em determinadas frequências, mas pode-se observar que, quando a vibração aumenta as componentes de baixa frequência, entre 0 e até cerca do harmônico 10X, há uma grande probabilidade do problema que está ocorrendo ser de origem mecânica. Excitações aleatórias em baixa ou em alta frequência podem ser devidas a problemas de origem hidráulica, tais como turbulência e cavitação. E excitações em frequências harmônicas da frequência da rede elétrica, ou próximo dela, e harmônicos da velocidade de rotação em frequências mais elevadas, apresentam maior probabilidade de terem origem elétrica.

No próximo capítulo, são apresentados os resultados experimentais da análise dos sinais de vibração coletados em uma unidade geradora da Cemig, utilizando as técnicas descritas no Capítulo 2 e associando às características dos problemas abordados neste capítulo.

Capítulo 5

Processamento dos Sinais e Resultados Experimentais

5.1 Introdução

Para testar as técnicas mais adequadas para o processamento dos sinais do sistema de monitoramento de vibrações, foram feitos dois ensaios de coleta de dados na Usina de Emborcação da CEMIG. A usina hidrelétrica de Emborcação situa-se a 80 km de Uberlândia no município de Araguari/MG. Situada no rio Paranaíba, possui uma potência instalada de 1192 MW, operando com 4 unidades geradoras.

Cada unidade pode gerar até 313,6 MVA de potência, com uma tensão de 16,5 kV. Todas as unidades possuem turbina do tipo Francis, e gerador com 26 pares de pólos, operando à uma velocidade nominal de 138,5 rpm e vazão turbinada de 239, 5 m^3/s . Duas dentre as quatro unidades podem operar como gerador ou como motor síncrono, consumindo potência da rede. Devido ao porte das unidades e à potência produzida pela usina, Emborcação é classificada como uma GCH - Grande Central Hidrelétrica, sendo operada diretamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

No primeiro ensaio feito em Emborcação, foi utilizado um osciloscópio ligado diretamente aos bornes dos cartões de aquisição do COMPASS da Brüel & Kjær, que é o sistema de monitoramento de vibração instalado na usina, e que pode ser visto na Figura 5.1.

Foram coletados os sinais em grupos de quatro sensores simultaneamente, durante 100s a uma taxa de amostragem de 10 kHz. Este ensaio foi feito nas Unidades 2 e 4, operando de forma continuada no modo gerador e motor síncrono, respectivamente.

Um segundo ensaio foi feito na Unidade 3, posteriormente, utilizando a controladora NI cRio 9082 da National Instruments, com os cartões de aquisição da série NI9215, que podem ser vistos na Figura 5.2. Estes cartões possuem quatro canais diferenciais, e conversor A/D (Analogico/Digital) de 16 bits do tipo SAR (*Successive Approximation Register*). Os quatros canais são amostrados



Figura 5.1: Módulos do sistema de monitoramento de vibrações da Usina de Emborcação.

simultaneamente com frequência de amostragem máxima de 100 kS/s. A medição é feita em tensão com faixa máxima de -10 V à 10 V.

Utilizando os 3 cartões acoplados à controladora, foi possível adquirir os sinais de todos os sensores de proximidade e acelerômetros do sistema de monitoramento de vibrações, simultaneamente, a uma frequência de amostragem de 10 kHz. O ensaio se iniciou com a Unidade 3 parada. Após um tempo, foi dado o comando de partida na Unidade que operou à potência máxima permitida para o nível do reservatório no dia, 165MW, durante cerca de 40 minutos. Em seguida, colocou-se a unidade para operar em uma faixa de baixa potência, 100MW, em uma condição de operação proibitiva, dado o nível do reservatório. Por último, foi dado o comando de parada e o ensaio foi finalizado cerca de 15 minutos após a unidade estar totalmente parada. A Figura 5.3 mostra o gráfico da potência ativa da Unidade 3 durante o período de realização do ensaio. Esse dado foi retirado do servidor PIMS instalado na Usina de Emborcação, ligado diretamente aos CLPs (Controlador Lógico Programável) do sistema digital.

Todos os sinais foram filtrados por um filtro anti-aliasing analógico, que será descrito na Seção 5.3 deste capítulo.

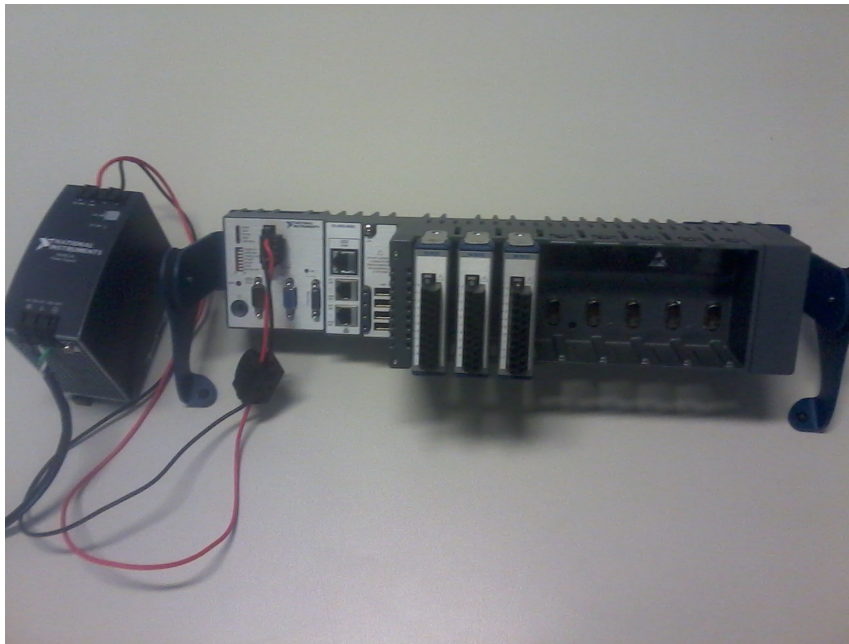


Figura 5.2: Controladora NI cRio 9082, com os cartões de aquisição analógica NI9215 e a fonte de alimentação.

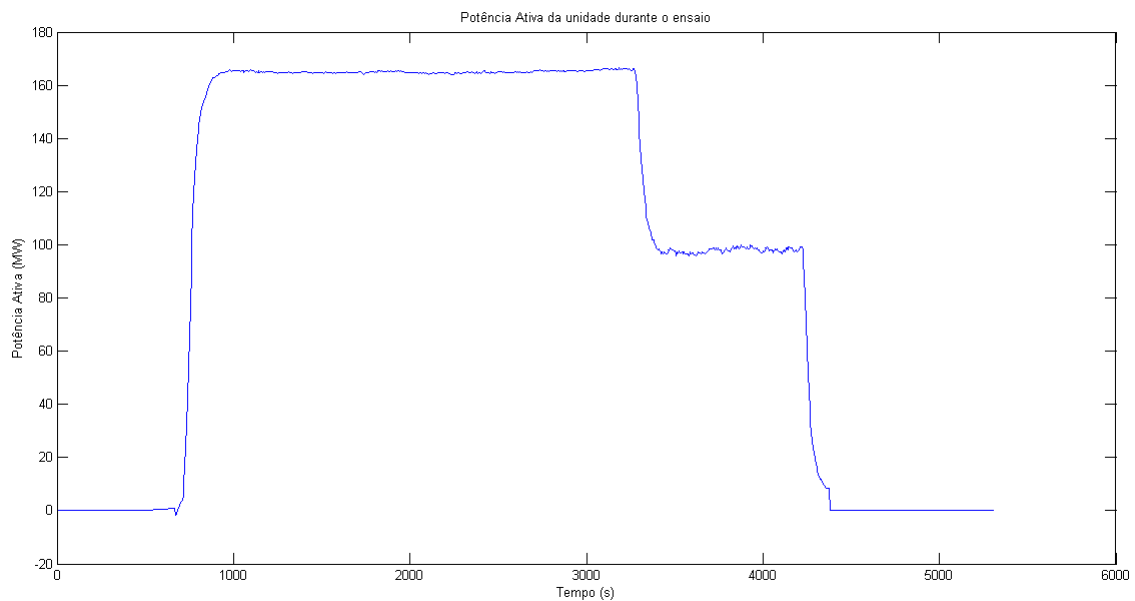


Figura 5.3: Potência Ativa da Unidade Geradora durante o ensaio realizado.

5.2 Monitoramento dos Sinais dos Sensores de Proximidade

A função principal dos pares de sensores de proximidade em quadratura é o registro da órbita do eixo da máquina, mas não apenas isso. No que diz respeito à oscilação do eixo, monitora-se o valor pico-a-pico do sinal de cada sensor de proximidade. Para estes pares de sensores, será adotado neste capítulo, a nomenclatura: sensor X e sensor Y, para facilitar a visualização de suas posições com relação aos gráficos de órbitas. Os sensores cuja nomenclatura terminam em 0 (zero) - LRDS0, IRDS0

e URDS0, são sensores instalados na usina no sentido Montante, e os sensores cuja nomenclatura terminam em 1 - LRDS1, IRDS1 e URDS1, são sensores instalados no sentido Hall de Montagem, perpendicular ao sentido Montante. Os sensores no sentido Montante serão denominados Sensores Y e os sensores no sentido Hall de Montagem serão denominados Sensores X. Para o registro da órbita, utiliza-se o sinal do *keyphasor* para se ter a referência de um giro completo do eixo. Principalmente para análise do espectro da órbita, durante a partida e a parada da máquina, o uso do *keyphasor* se torna indispensável. Dada sua importância, primeiro são feitas considerações sobre o tratamento do seu sinal.

5.2.1 Sinal do *Keyphasor*

O sinal do *keyphasor* é semelhante ao de qualquer sensor de proximidade instalado na unidade, entretanto, ocorre nele a presença de picos periódicos, que indicam o momento que o sulco presente no eixo passa na frente do sensor durante uma rotação. Nenhuma análise acerca da vibração relativa do eixo é feita com o sinal do *keyphasor*, sua função é apenas fornecer a referência para a análise dos sinais dos outros sensores. É necessário que a frequência de amostragem do *keyphasor* seja elevada, para garantir que o sulco seja detectado com precisão em todas as voltas do eixo. Recomenda-se uma frequência de amostragem de no mínimo 10 kHz para a unidade estudada, cuja rotação nominal é de 138rpm.

Como é necessário apenas detectar os picos do sinal, basta definir um limiar (*threshold*) e comparar o sinal do *keyphasor* com esse limiar continuamente, conforme mostra a Figura 5.4. Quando o sinal ultrapassa o valor do limiar é registrado o início de uma volta.

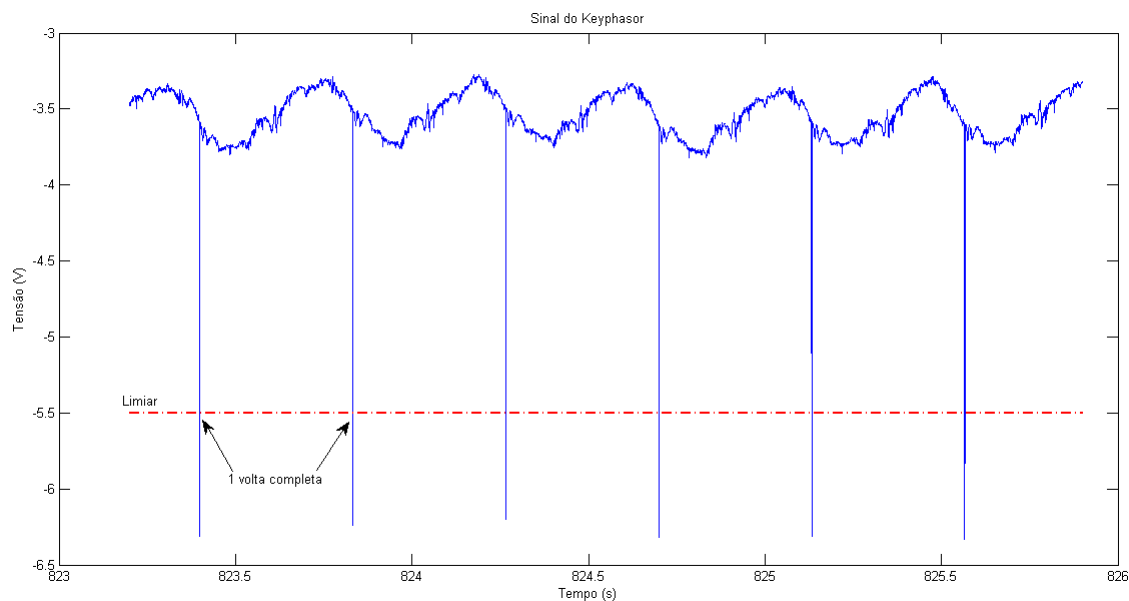


Figura 5.4: Sinal do *Keyphasor* e limiar para detecção do início das voltas.

O sinal mostrado na Figura 5.4 corresponde ao sinal do *keyphasor* da unidade 03, coletado no segundo ensaio. Os sinais dos sensores de cada unidade podem ter características diferentes, devido à

instalação, calibração e estrutura da unidade. O sinal do *keyphasor* da unidade 02, coletado durante o primeiro ensaio, é mostrado na Figura 5.5. Pode-se ver que os sinais são muito diferentes, e no caso do sinal do primeiro ensaio, o deslocamento do eixo é tão grande que se aproxima do valor do pico provocado pelo sulco que marca a volta. Neste caso, a comparação com um valor limiar pode gerar erros.

O sinal da Figura 5.5 foi coletado com o osciloscópio usando alta resolução e acoplamento CA, por isso não foi registrado o nível CC do sinal, apenas a sua oscilação. O sinal da Figura 5.4 foi coletado com a controladora e o filtro anti-aliasing utilizado na aquisição apresenta ganho 0,41 na faixa de passagem do sinal. A escala do sensor vai de -0,2 à -20 Vcc, com fator de conversão: $8mV/\mu m$.

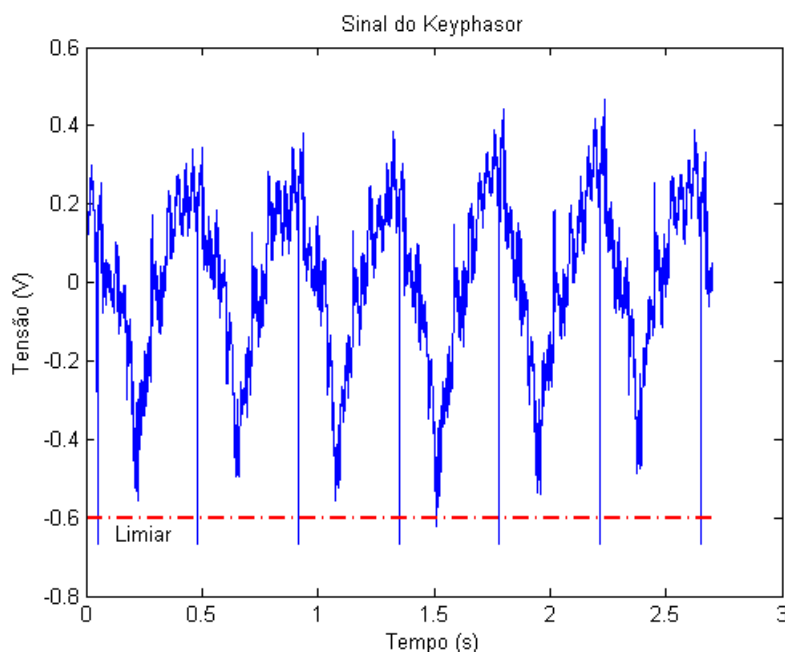


Figura 5.5: Sinal do *keyphasor* da unidade 02 medido no primeiro ensaio.

Para separar o sinal de sincronismo do *keyphasor* do sinal devido às oscilações do eixo, realiza-se a filtragem digital do sinal utilizando um filtro passa alta. Com um filtro Butterworth de segunda ordem e frequência de corte de 30Hz (uma década acima da frequência de rotação da máquina), pode-se eliminar esse problema. O sinal do *keyphasor* da unidade 2 do primeiro ensaio, filtrado, pode ser visto na Figura 5.6.

Utilizando o sinal do *keyphasor* é possível monitorar a frequência de rotação da máquina ao longo do tempo, durante todo o ensaio, conforme mostra a Figura 5.7, onde a frequência foi calculada para cada volta registrada pelo *keyphasor*.

A partida da unidade analisada consiste da seguinte sequência de eventos, conforme informado pela equipe de Engenharia de Manutenção da CEMIG GT:

1. Comando de abertura dos disjuntores do vão da Unidade Geradora.

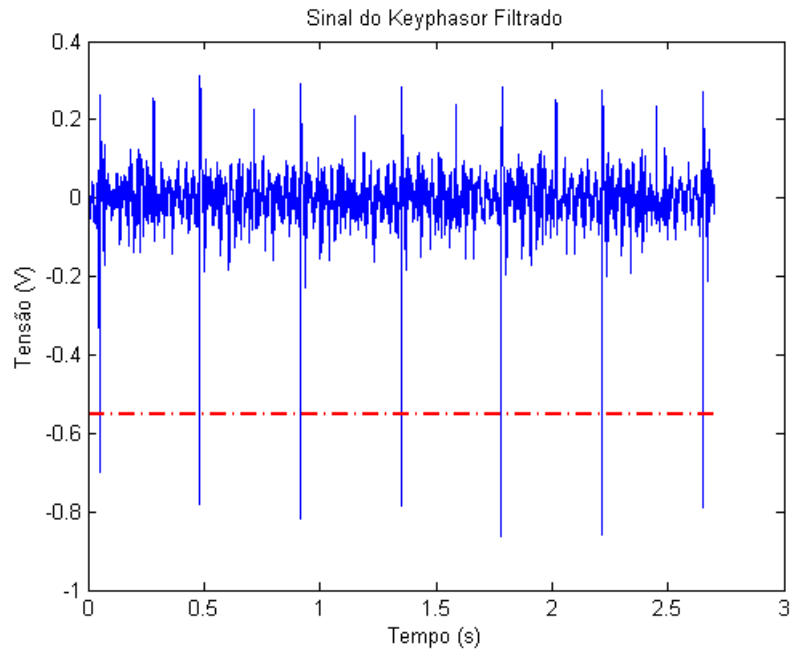


Figura 5.6: Sinal do *keyphasor* da Unidade 2, filtrado e o limiar de detecção de pico.

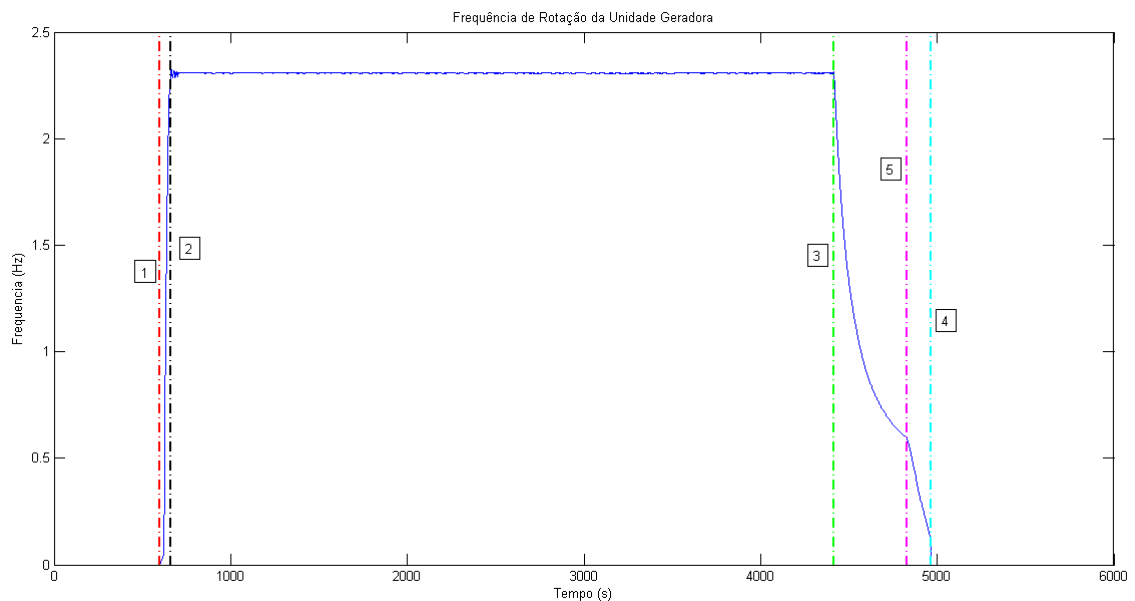


Figura 5.7: Frequência de Rotação da Unidade 2 ao longo do tempo durante o ensaio realizado.

2. Comando de fechamento da seccionadora da Unidade Geradora.
3. Comando de partida da Unidade.
4. Partida dos sistemas auxiliares - Ligar bomba de injeção de ar; ligar sistema de óleo da Unidade.
5. Desaplicar freios.
6. Abrir válvula de partida/parada.

7. Desaplicar travas automáticas.
8. Início da rotação.
9. Rotação maior que 90% atingida.
10. Gerador pronto para excitar.
11. Fechar disjuntor de campo.
12. Gerador pronto para sincronizar.
13. Sincronismo selecionado.
14. Interligar Unidade Geradora.
15. Comando de acoplamento do vão da Unidade Geradora.

A sequência de parada da unidade consiste dos seguintes eventos:

1. Comando de parada da Unidade.
2. Redução de potência.
3. Limite mínimo de potência atingido.
4. Abertura dos disjuntores do vão da Unidade.
5. Fechamento do distribuidor.
6. Aplicação das travas do distribuidor.
7. Redução da rotação da Unidade.
8. Valor de rotação para aplicação dos freios atingido.
9. Aplicação dos freios.
10. Parada da Unidade.
11. Desligar sistemas auxiliares. - Fechar válvula de partida/parada.

Alguns momentos importantes do processo de partida e parada podem ser observados através da análise do sinal de velocidade obtido com o *keyphasor*, e registrados na Figura 5.7. São eles:

1. O início do movimento da Unidade.
2. Unidade atinge velocidade nominal.
3. Início da parada da Unidade.
4. Máquina totalmente parada.

5. Momento de aplicação dos freios.

No momento de aplicação dos freios a velocidade da unidade para de decrescer de forma exponencial e passa a decrescer linearmente.

5.2.2 Diagrama de Órbita

Com o sinal do *keyphasor* filtrado, detectando os picos de forma correta, é possível traçar a órbita descrita pelo eixo usando um par de sensores de proximidade. A Figura 5.8 mostra os sinais do *keyphasor* em uma volta completa do eixo, e os sinais dos sensores de proximidade, já convertidos para medida de deslocamento (em *mm*).

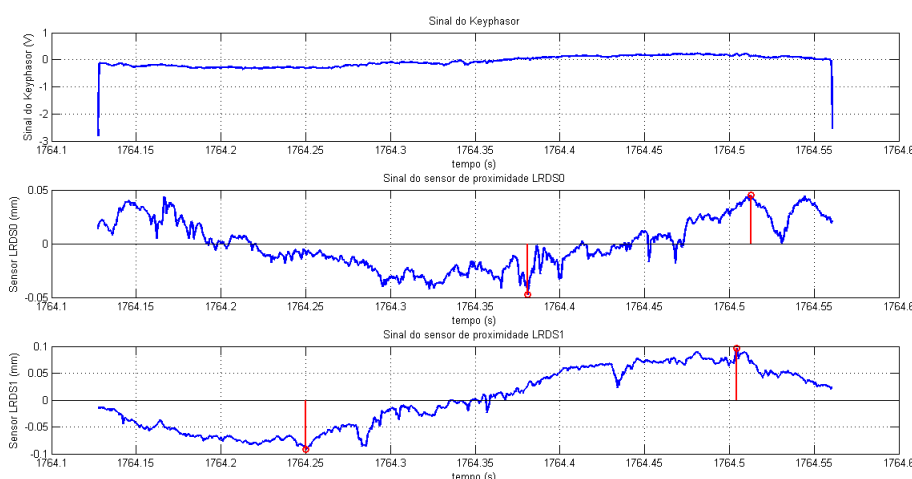


Figura 5.8: Sinais do *keyphasor*, sensor LRDS0 e LRDS1 do mancal guia da turbina da Unidade 3.

A principal característica que pode ser extraída destes sinais no tempo, em uma única órbita é o valor de pico, tanto máximo quanto mínimo. É importante lembrar que para registro da órbita é utilizado apenas o nível CA do sinal do sensor, então apenas a oscilação do sinal em torno do seu valor médio é levado em conta. Os picos máximo e mínimo estão registrados na Figura 5.8 para ambos os sensores de proximidade.

Registrando em um mesmo gráfico, o sinal do sensor LRDS0 pelo sinal do sensor LRDS1, da Figura 5.8, tem-se o gráfico de órbita conforme a Figura 5.9.

As órbitas registradas pelos sensores de proximidade do mancal combinado intermediário e do mancal guia superior podem ser vistas nas Figuras 5.10 e 5.11.

Tais órbitas foram registradas em um instante no qual a unidade geradora estava operando de forma continuada em potência máxima. As órbitas são muito distorcidas e com muitas oscilações, com um grande número de pontos devido à alta taxa de amostragem dos sensores durante o ensaio realizado, 10 kHz. O contorno médio da órbita pode ser obtido utilizando um filtro de média móvel nos sinais, ou com decimação.

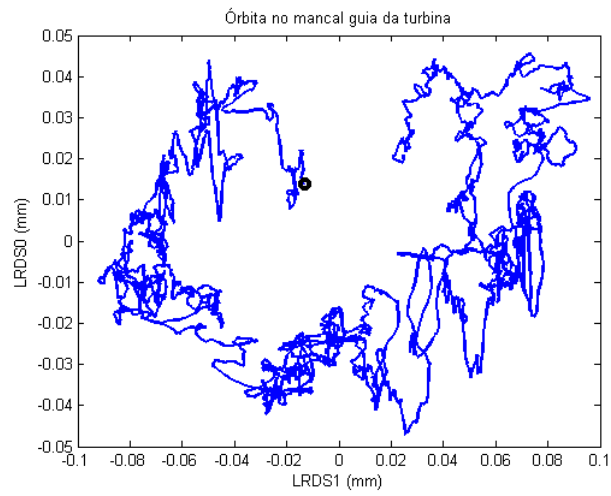


Figura 5.9: Órbita do mancal guia da turbina da Unidade 3.

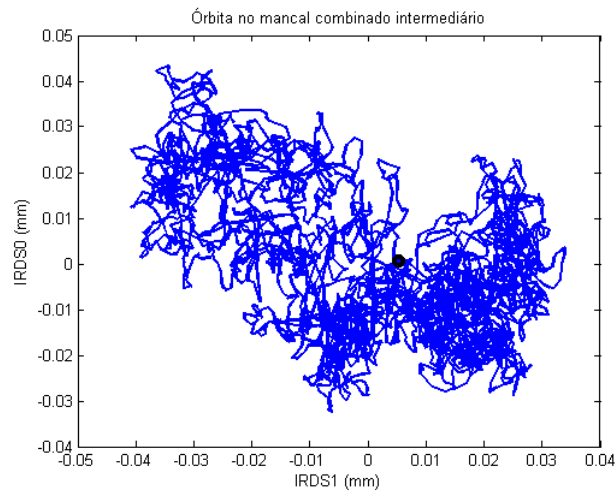


Figura 5.10: Órbita do mancal combinado intermediário da Unidade 3.

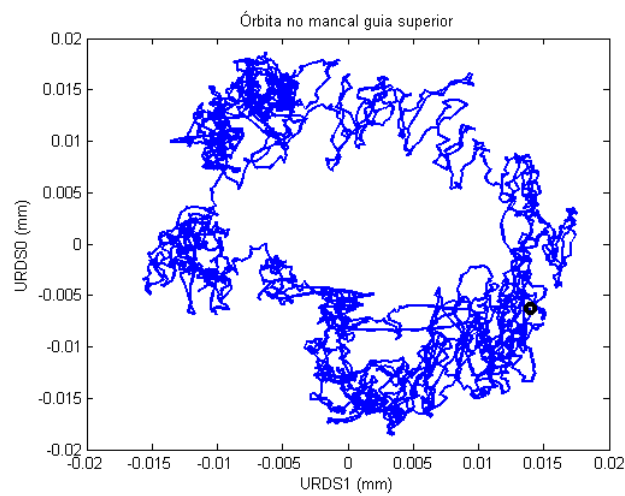


Figura 5.11: Órbita do mancal guia superior da Unidade 3.

Outra forma de registrar o deslocamento axial do eixo é através da órbita polar. Nela registra-se o valor resultante dos sinais dos sensores de proximidade, em função da posição angular do eixo, conforme a Equação 5.1.

$$s(t) = \sqrt{x(t)^2 + y(t)^2} \quad (5.1)$$

O ângulo de 0° (zero graus) corresponde ao instante em que o *keyphasor* registra um pico, sendo que no pico imediatamente posterior completa-se 360° , e já se inicia a órbita seguinte. Para as órbitas das Figuras 5.9, 5.10 e 5.11, as órbitas polares correspondentes são mostradas nas Figuras 5.12, 5.13 e 5.14, respectivamente.

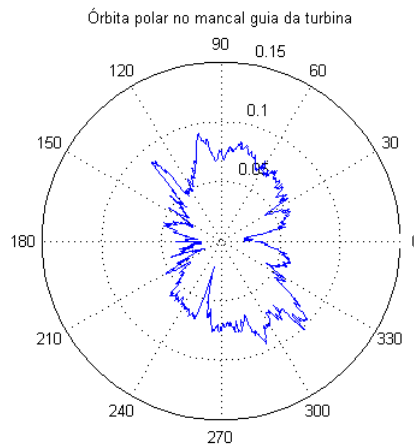


Figura 5.12: Órbita Polar do mancal guia da turbina da Unidade 3.

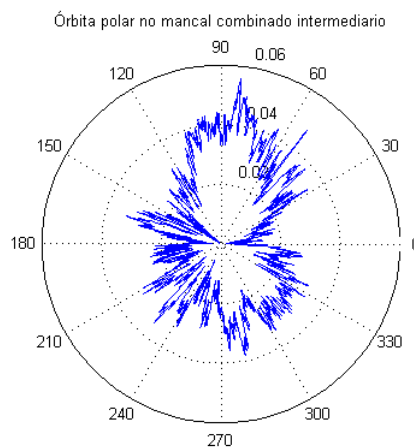


Figura 5.13: Órbita Polar do mancal combinado intermediário da Unidade 3.

A órbita polar é mais adequada para o monitoramento no tempo. Como se pode ver na Figura 5.15, com apenas dez órbitas consecutivas o diagrama de órbita se torna bem poluído impossibilitando qualquer inspeção visual para detecção de anomalias e dificultando a implementação de alguma téc-

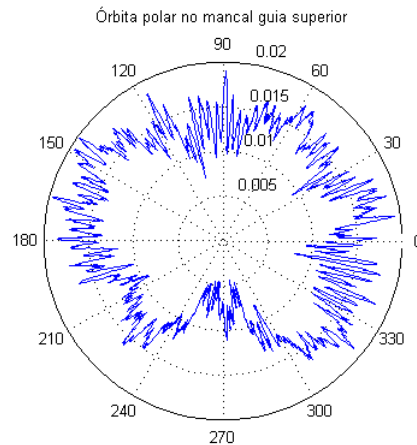


Figura 5.14: Órbita Polar do mancal guia superior da Unidade 3.

nica de monitoramento.

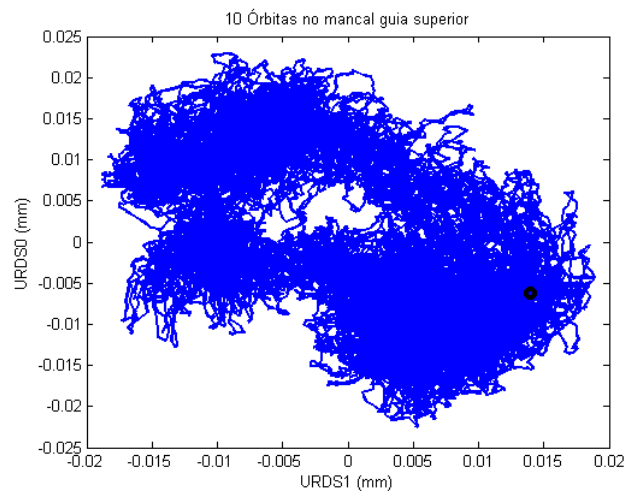


Figura 5.15: Dez órbitas consecutivas registradas no mancal guia superior da Unidade 3.

Com a órbita polar, como pode ser visto na Figura 5.16, é possível manter um registro contínuo de várias órbitas para inspeção e monitoramento no tempo sem que o diagrama se torne ilegível. Ainda é possível definir um limite máximo para o raio da órbita, como exemplificado na Figura 5.16 com um raio de 0,02, gerando alarmes quando, em algum momento, o raio da órbita ultrapassar esse valor.

5.2.3 Monitoramento de Tendência Temporal

Segundo [8], a CEMIG adota como referência para medição de oscilação radial do eixo, a norma DIN ISO 7919 parte 5, que define o valor de deslocamento pico-a-pico como critério de avaliação da severidade de vibração com os sensores de proximidade. Os limites entre as zonas de avaliação para esse critério podem ser vistos na Figura 5.17.

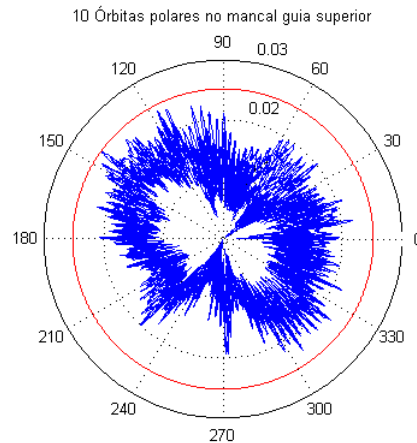


Figura 5.16: Dez órbitas polares consecutivas registradas no mancal guia superior da Unidade 3. Limite para o raio da órbita registrado em vermelho.

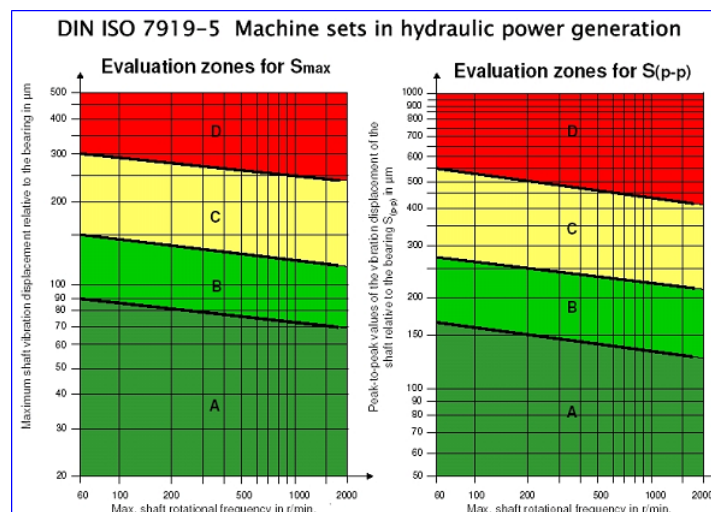


Figura 5.17: Zonas de avaliação da máquina segundo a norma DIN 7919-5. Imagem retirada de [8].

Para o monitoramento da oscilação do eixo, calculou-se para cada volta executada pelo eixo, o valor pico-a-pico registrado nos sinais dos sensores de proximidade dos três mancais da unidade. O gráfico de tendência deste critério de severidade, pode ser visto na Figura 5.18, para o mancal guia da turbina.

De acordo com a Norma DIN ISO 7919-5, os limites entre as zonas de avaliação da máquina com velocidade nominal de aproximadamente 2,308 Hz (138,46 rpm), são:

- Limite A-B: 0,16 mm.
- Limite B-C: 0,26 mm.
- Limite C-D: 0,52 mm.

Na Figura 5.19 pode-se ver as zonas de avaliação da unidade com o sinal pico a pico registrado

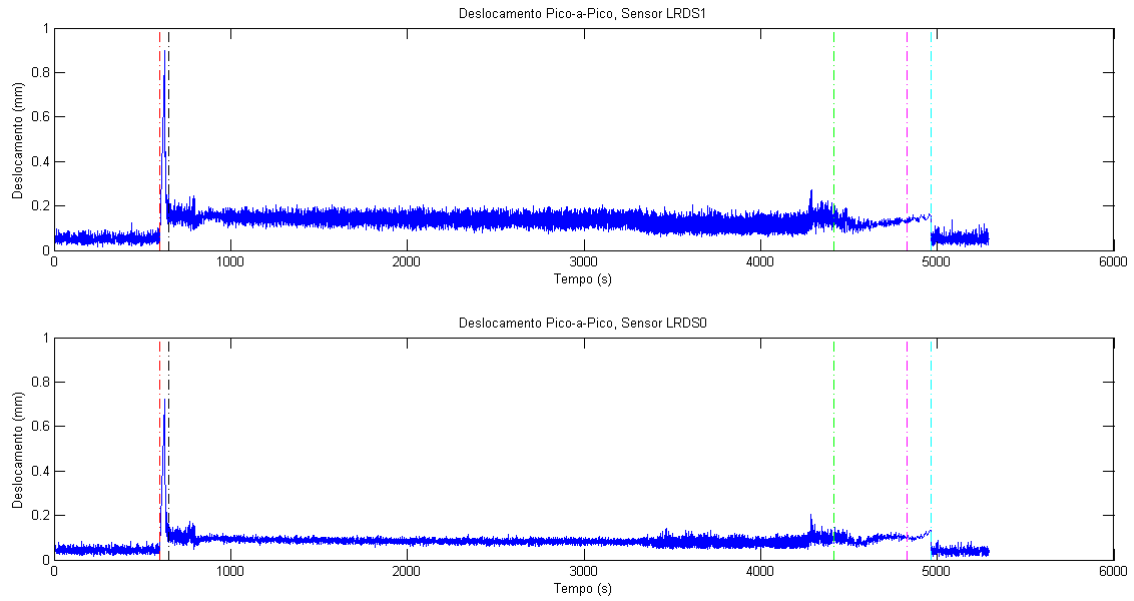


Figura 5.18: Valor pico-a-pico dos sinais dos sensores de proximidade do mancal guia da turbina ao longo do tempo durante o ensaio realizado.

durante o ensaio. Alarmes podem ser gerados quando o sinal ultrapassa os limites da zona C ou D.

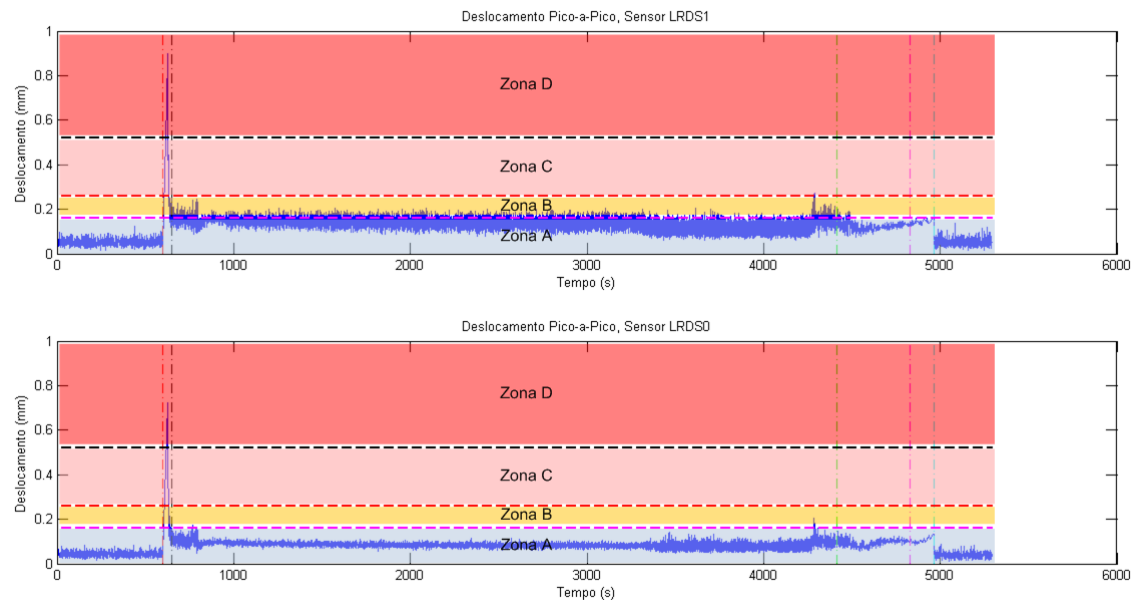


Figura 5.19: Valor pico-a-pico dos sinais dos sensores de proximidade do mancal guia da turbina, ao longo do tempo durante o ensaio realizado, com zonas de avaliação da unidade.

Os valores pico-a-pico ao longo do tempo durante o ensaio dos sinais dos sensores do mancal guia intermediário e o mancal guia superior podem ser vistos nas Figuras 5.20 e 5.21, respectivamente.

De acordo com o registro da potência ativa, mostrado na Figura 5.3, no instante $t = 3270s$ ocorre a mudança no ponto de operação da unidade. Essa mudança se reflete no padrão de oscilação do eixo e é perceptível em todos os sinais. Ao longo do ensaio, mesmo quando a unidade opera nessa

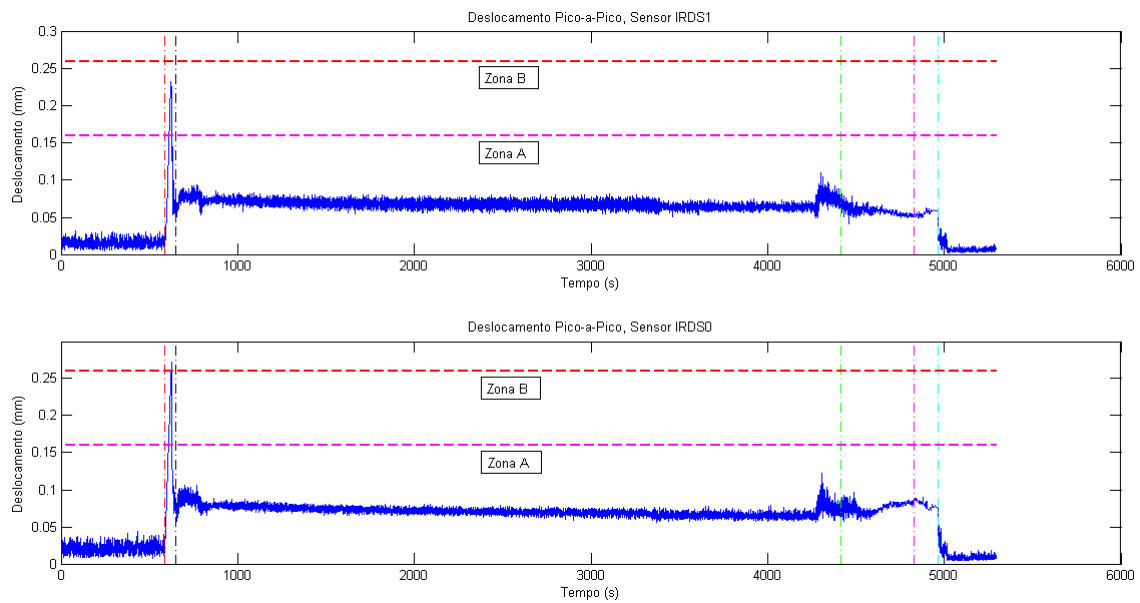


Figura 5.20: Valor pico-a-pico dos sinais dos sensores de proximidade do mancal combinado intermediário, ao longo do tempo durante o ensaio realizado, com zonas de avaliação da unidade.

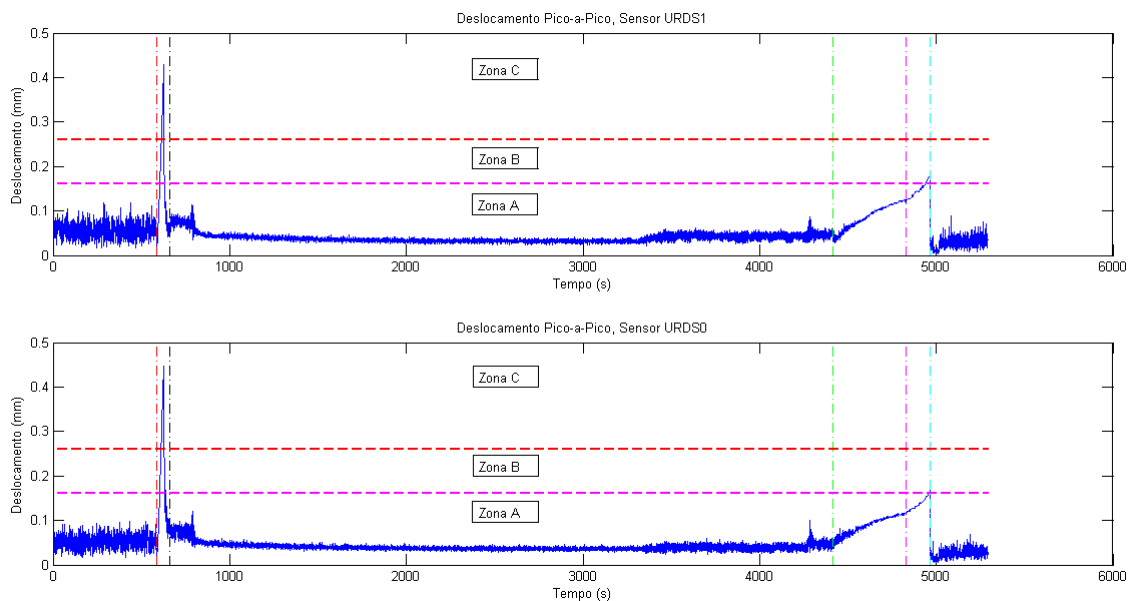


Figura 5.21: Valor pico-a-pico dos sinais dos sensores de proximidade do mancal guia superior, ao longo do tempo durante o ensaio realizado, com zonas de avaliação da unidade.

condição indesejada, os valores pico-a-pico da oscilação radial permanecem dentro das zonas A ou B. No início da sequência de partida, entretanto, os valores pico-a-pico da oscilação radial em ambos os sensores chegam a atingir as zonas C e D. Esta ocorrência deve ser ignorada por se tratar apenas de um evento transitório, que ocorre quando a máquina está iniciando seu movimento e vencendo as forças de inércia. O comportamento observado em todo restante do ensaio indica que a máquina está em condições de operar de forma continuada em segurança.

Outra característica útil para o monitoramento no domínio do tempo consiste do valor máximo de deslocamento resultante, $s_{max}(t)$, calculado através da órbita polar. Se a órbita polar é calculada a cada volta, toma-se o valor máximo registrado e monitora-se esse valor ao longo do tempo. O resultado pode ser visto nas Figuras 5.22, 5.23 e 5.24, para os sensores dos mancais guia da turbina, intermediário e superior, respectivamente.

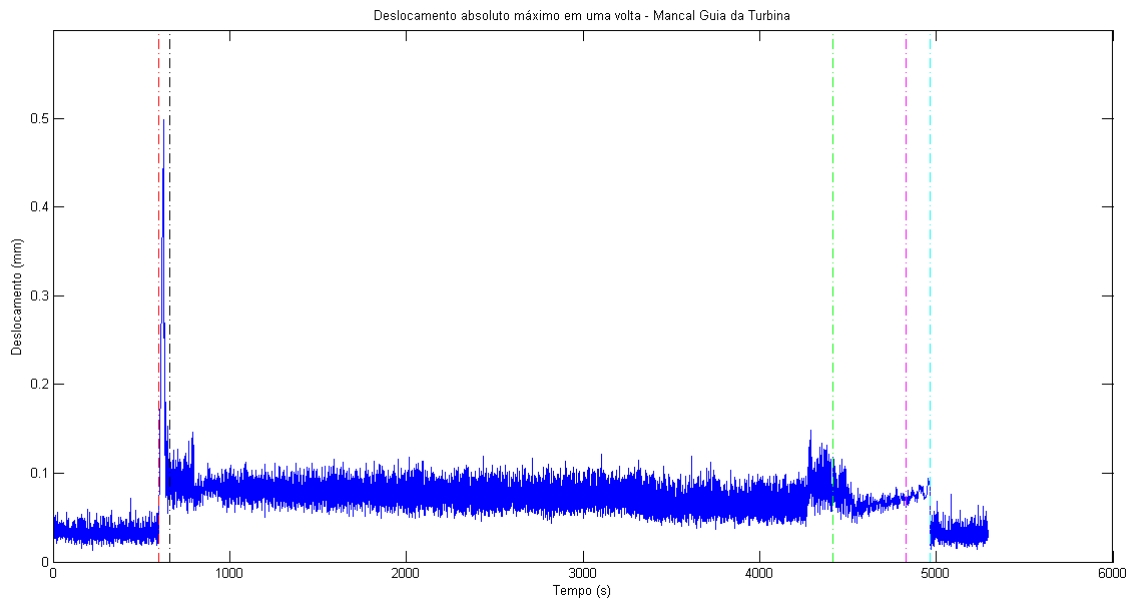


Figura 5.22: Deslocamento absoluto máximo em uma volta, ao longo do tempo durante o ensaio realizado, registrado no mancal guia da turbina.

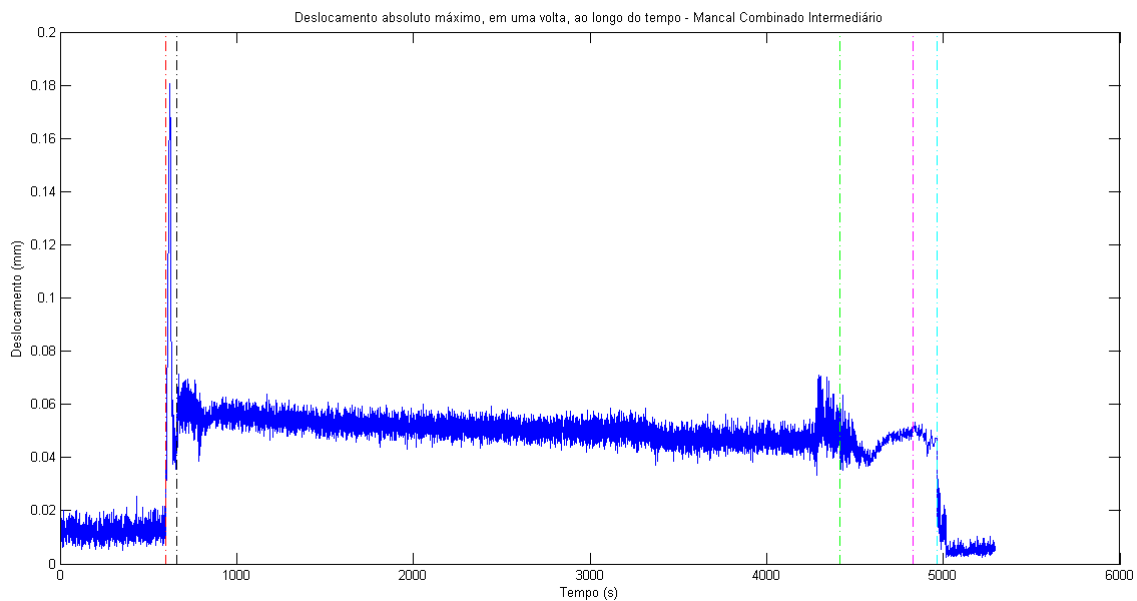


Figura 5.23: Deslocamento absoluto máximo em uma volta, ao longo do tempo durante o ensaio realizado, registrado no mancal combinado intermediário.

Através do gráfico de tendência do valor pico-a-pico e do deslocamento absoluto máximo, ambos em cada volta, é possível perceber mudanças significativas no padrão destas características em ins-

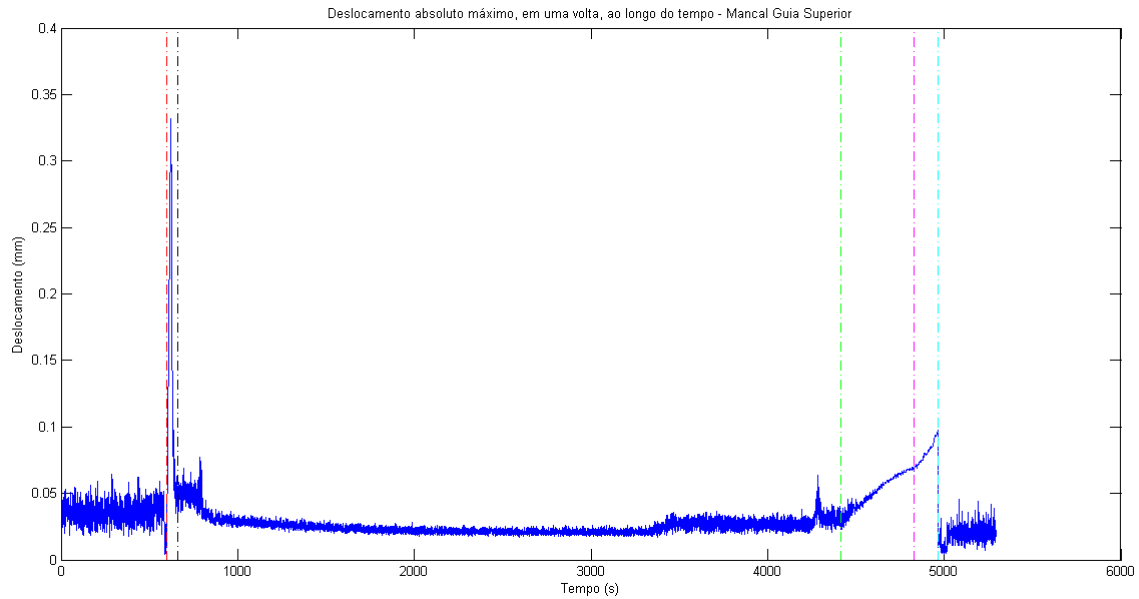


Figura 5.24: Deslocamento absoluto máximo em uma volta, ao longo do tempo durante o ensaio realizado, registrado no mancal guia superior.

tantes da partida e da parada. Em torno do instante 775 segundos percebe-se uma mudança transitória brusca nos sinais. Certamente, nesse instante ocorre o início do sincronismo da unidade geradora e seu interligamento na rede, o que condiz com o comportamento da curva de potência da unidade mostrada na Figura 5.3 (como o sistema de coleta de dados e o PIMS não estão sincronizados, pode haver uma diferença de tempo entre os registros dos sinais de vibração e do sinal de potência, desta forma, não se pode afirmar que tal evento ocorreu exatamente neste instante de tempo). Esse transitório termina aproximadamente no instante 815 segundos.

Por inspeção visual nos gráficos, em cerca de 950 segundos se percebe uma nova mudança no padrão das características, no geral reduzindo sua variabilidade. Certamente nesse instante o procedimento de partida da máquina está finalizado. Considerando o instante de início de rotação detectado pelo *keyphasor*, toda a sequência de partida da máquina duraria aproximadamente 5 minutos e meio. O que corresponde ao tempo aproximado, informado pelos operadores da usina, para completa execução da sequência de partida.

Para a sequência de parada, pelos gráficos de tendência, observa-se uma mudança no padrão das características monitoradas antes da velocidade de rotação da máquina começar a reduzir efetivamente. Esse instante, no qual a variabilidade do sinal aumenta significativamente, pode corresponder aos eventos de redução de potência da unidade até o limite mínimo, ou abertura dos disjuntores do vão da unidade ou de fechamento do distribuidor. Apenas após o distribuidor estar travado é que a velocidade de rotação da unidade começa a reduzir. Certamente, neste instante, aproximadamente 4260 segundos, ocorre o evento de abertura dos disjuntores do vão da unidade.

Na Figura 5.25 pode-se ver o sinal do valor pico-a-pico para os sensores de proximidade do mancal guia da turbina ao longo do tempo e os supostos instantes de ocorrência destes eventos observados para a partida e a parada da máquina.

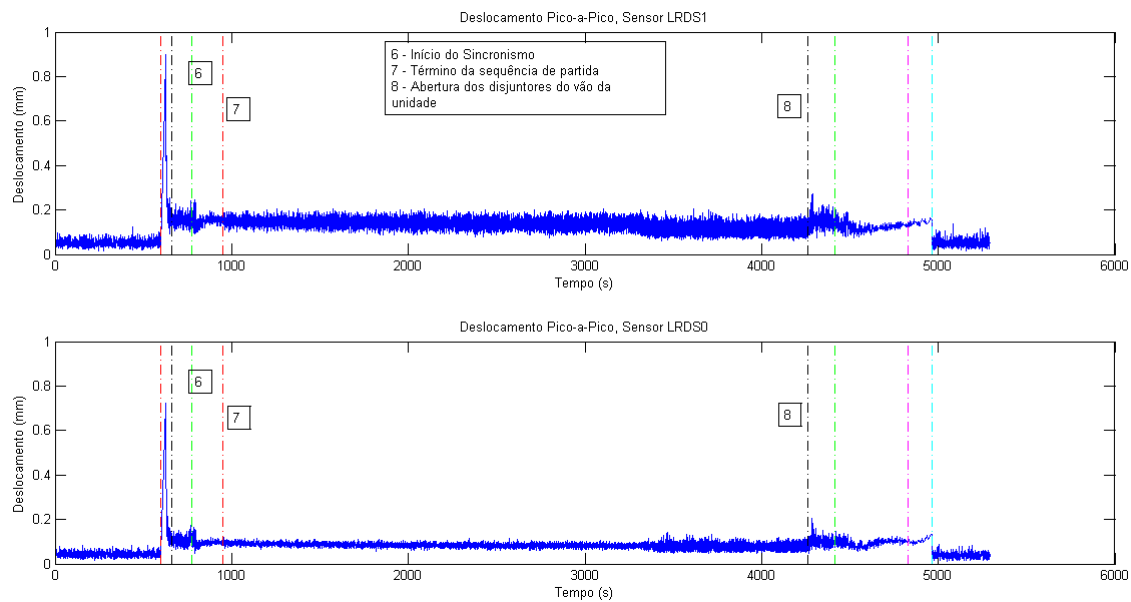


Figura 5.25: Valor pico-a-pico dos sinais dos sensores de proximidade do mancal guia da turbina ao longo do tempo durante o ensaio realizado.

Vale observar que a mudança no ponto de operação da máquina, que ocorre por volta do instante de tempo igual a 3270 segundos, também é perceptível em todos os gráficos de tendência do valor de deslocamento máximo absoluto em cada um dos mancais. O efeito observado, entretanto, varia de acordo com o mancal.

5.2.4 Shaft Centerline

Outra variável a ser monitorada é o valor médio dos sinais dos sensores de proximidade por volta executada. Com essa variável, constrói-se o *Shaft Centerline*.

Nas Figuras 5.26, 5.27 e 5.28 são mostrados os gráficos de tendência do valor médio, em cada volta, dos sinais dos sensores de proximidade do mancal guia da turbina, do mancal guia intermediário e do mancal guia superior, respectivamente, durante o ensaio.

Observa-se que o valor médio da posição do eixo, com a máquina parada, antes e depois da operação é diferente em todos os sensores de todos os mancais. Certamente, ao terminar o movimento, devido à inércia do eixo, ele ainda demora para se acomodar e retornar à posição de repouso em que se encontrava no início do ensaio.

A mudança no ponto de operação ao longo do ensaio também é facilmente percebida em todos os sinais. Entretanto, o maior efeito observado é o grande aumento na sua variância, principalmente no mancal guia superior. No mancal guia intermediário, o valor médio varia menos a cada volta, e mesmo após o término da sequência de partida, seu valor não estabiliza em torno de um nível médio, e, no caso do sensor IRDS0, continua a aumentar gradativamente até que ocorre a mudança no ponto de operação. Percebe-se que os sinais começam a variar antes do marco de início do movimento da

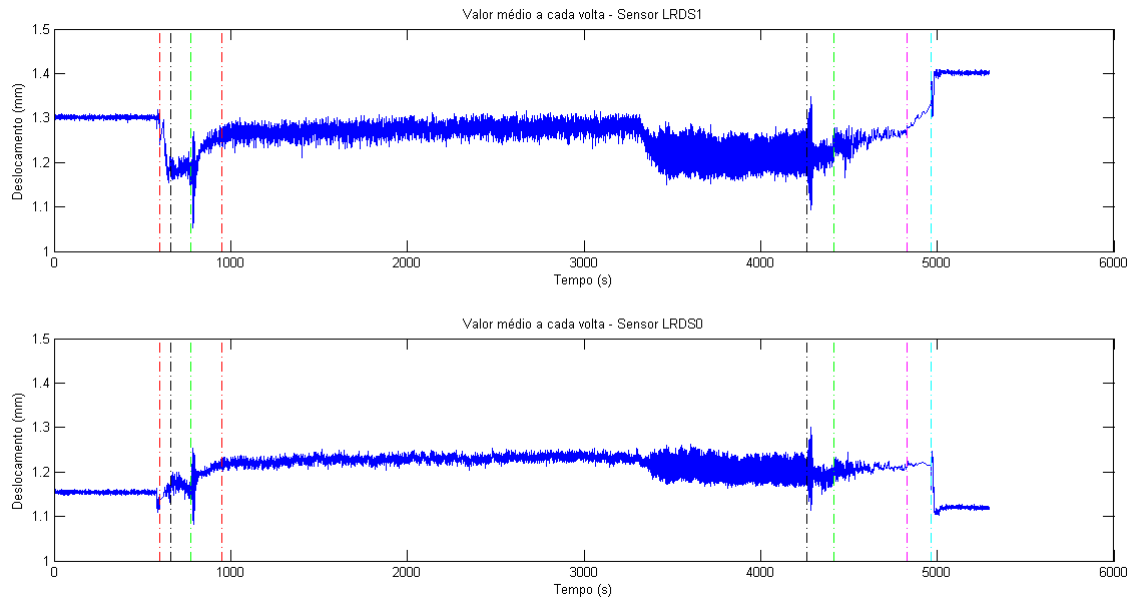


Figura 5.26: Valor médio dos sinais dos sensores de proximidade do mancal guia da turbina, da Unidade 3, ao longo do tempo durante o ensaio realizado.

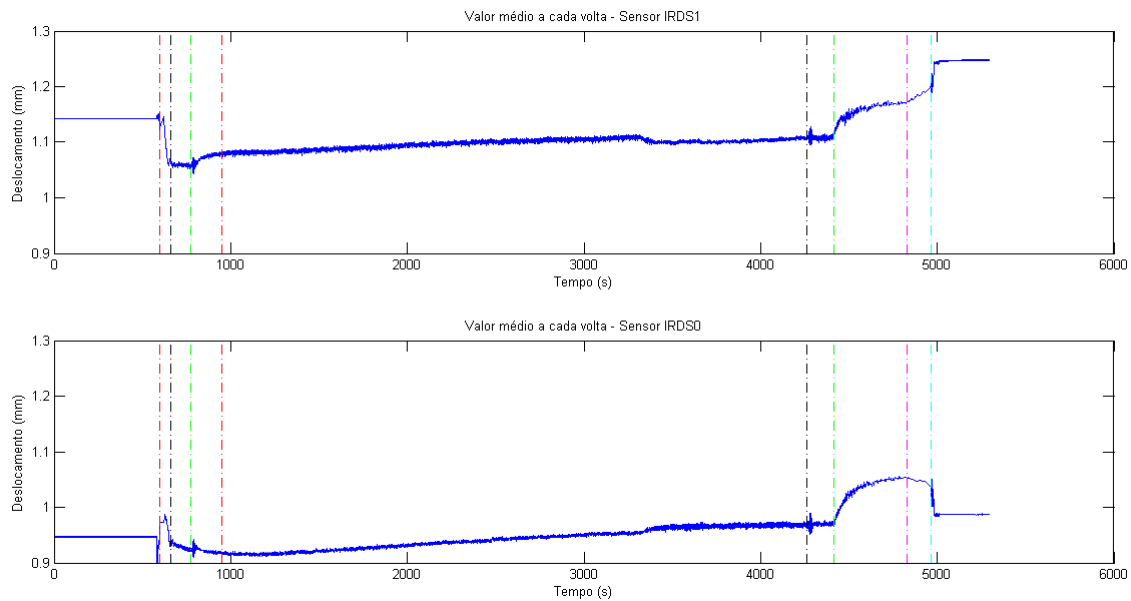


Figura 5.27: Valor médio dos sinais dos sensores de proximidade do mancal guia da intermediário, da Unidade 3, ao longo do tempo durante o ensaio realizado.

máquina, isto porque o instante de início do movimento foi obtido analisando o sinal do *keyphasor*, e a máquina provavelmente já estava se movendo (lentamente) antes do primeiro pico ter sido registrado.

Com o valor médio da posição do centro do eixo é possível obter o *shaft centerline*. Para utilizar esta técnica é preciso ter a distância de folga dentro do mancal em ambas as direções. A posição de linha de centro do eixo é obtida com o nível CC dos sinais dos sensores de proximidade, obtido calculando a média dos mesmos.

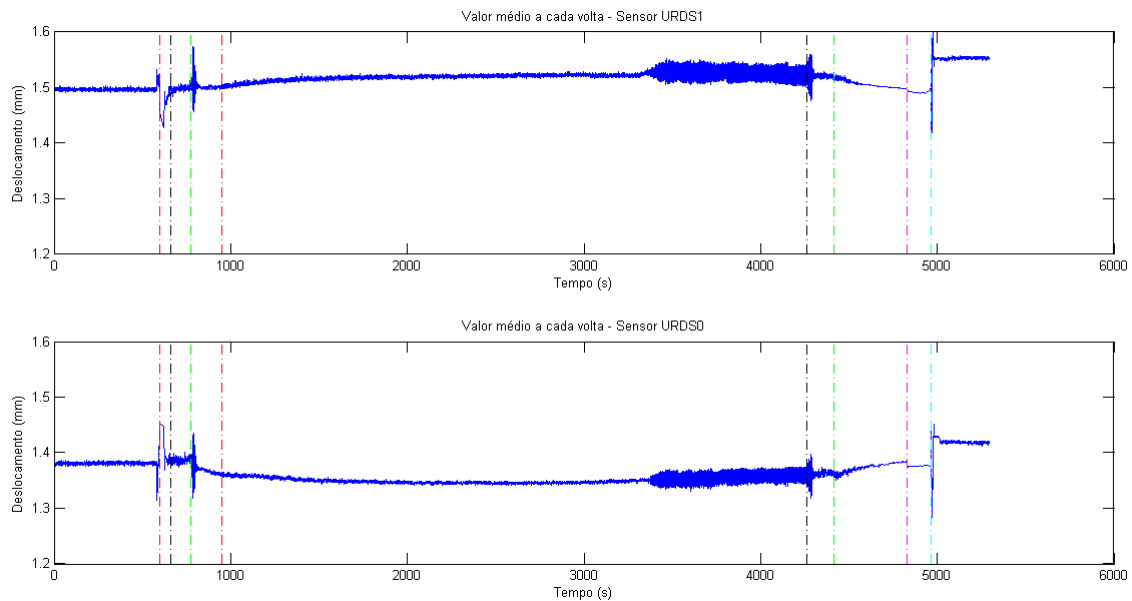


Figura 5.28: Valor médio dos sinais dos sensores de proximidade do mancal guia superior, da Unidade 3, ao longo do tempo durante o ensaio realizado.

A folga diametral no interior de cada mancal da Unidade 3 é dada na Tabela 5.1, [8]:

Tabela 5.1: Folga diametral no interior de cada mancal

Mancal Guia da Turbina	800 μm
Mancal Combinado Intermediário	900 μm
Mancal Guia Superior	400 μm

O *centerline* é muito utilizado no monitoramento da partida da máquina. Levando em consideração toda a sequência de partida, e não apenas o período até atingir a velocidade nominal, o *shaft centerline* no mancal guia da turbina, pode ser visto na Figura 5.29. Nele são registrados os pontos da posição média do eixo a cada volta. Por causa da grande quantidade de pontos, o gráfico se torna muito poluído e de difícil análise. Optou-se, então, por fixar o número de 10 voltas para o cálculo da média do sinal. Quando a máquina está partindo, entretanto, o número de voltas aumenta linearmente, partindo de uma volta, até chegar ao valor máximo de 10 voltas, permanecendo nesse valor até que complete a sequência de partida. O resultado, para o mancal guia da turbina pode ser visto na Figura 5.30.

Da mesma forma, foi obtido o *shaft centerline* para os sinais do mancal intermediário e do mancal guia superior durante a partida, que podem ser vistos nas Figuras 5.31 e 5.32, respectivamente.

Um comportamento inesperado é observado: no mancal guia da turbina o centro do eixo se desloca no sentido horário durante a partida, sentido esse inclusive que é contrário ao sentido de rotação da máquina. Em compensação no mancal intermediário o centro do eixo se desloca no sentido anti-horário.

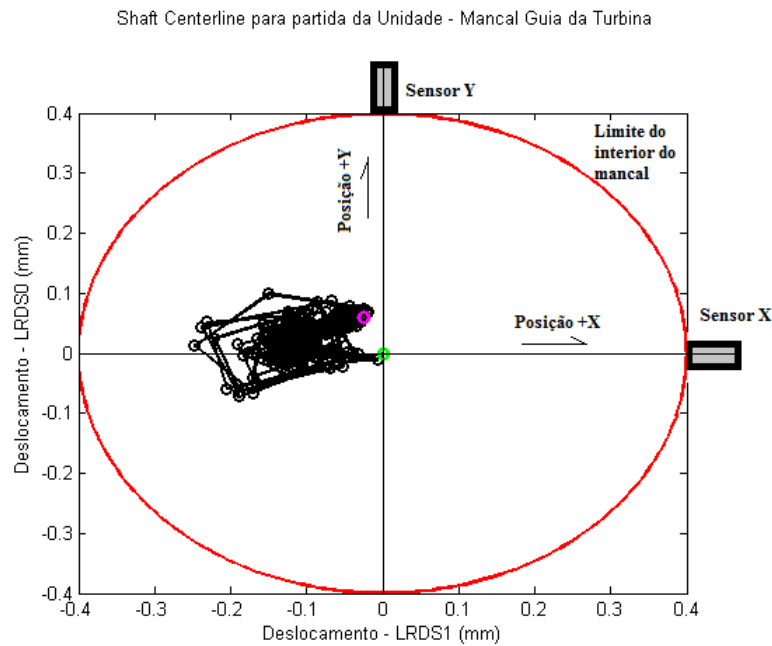


Figura 5.29: Shaft CenterLine da partida no mancal guia da turbina. Em verde o ponto de partida, considerado como a posição central do mancal. Em magenta o ponto final registrado.

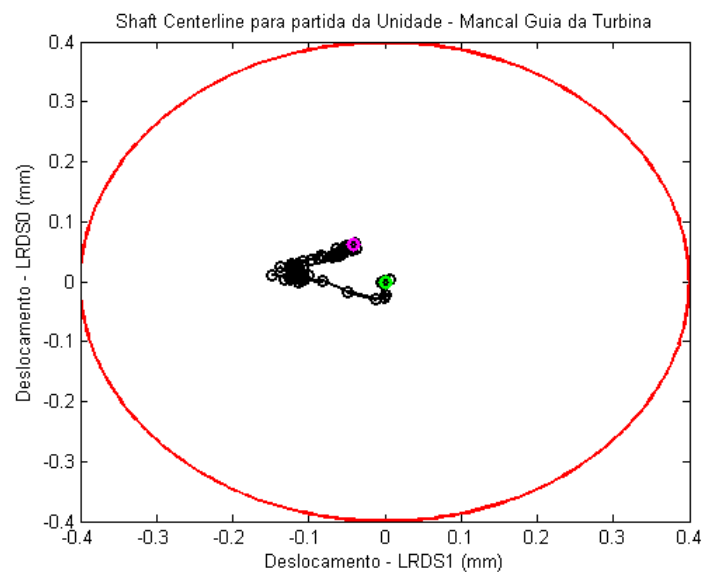


Figura 5.30: Shaft CenterLine da partida no mancal guia da turbina. Em verde o ponto de partida, considerado como a posição central do mancal. Em magenta o ponto final registrado.

5.2.5 Full Spectrum e o Multicanal

A análise espectral dos sinais dos sensores de proximidade pode ser feita em separado, em cada sinal, aplicando a Transformada de Fourier. Entretanto, o diagnóstico mais completo é feito analisando o espectro da própria órbita registrada com ambos os sensores. Para o cálculo do espectro da órbita utiliza-se, como nos outros casos, o *keyphasor* como referência para garantir que se tenha o registro

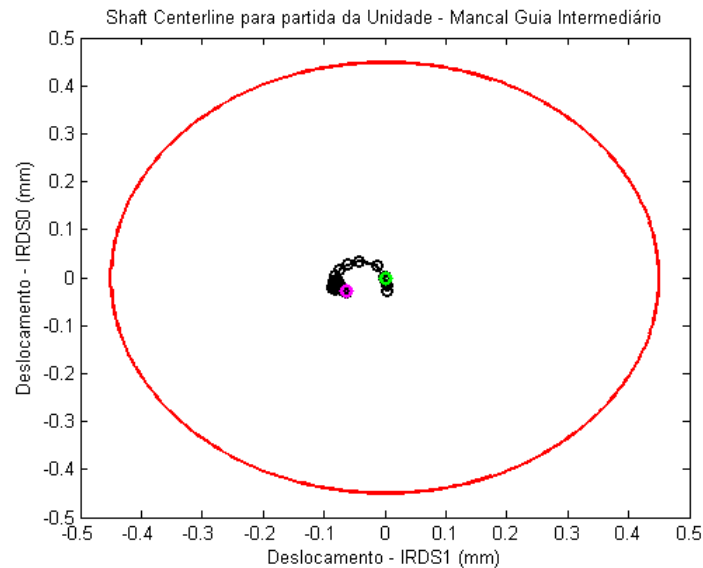


Figura 5.31: Shaft CenterLine da partida no mancal guia intermediário. Em verde o ponto de partida, considerado como a posição central do mancal. Em magenta o ponto final registrado.

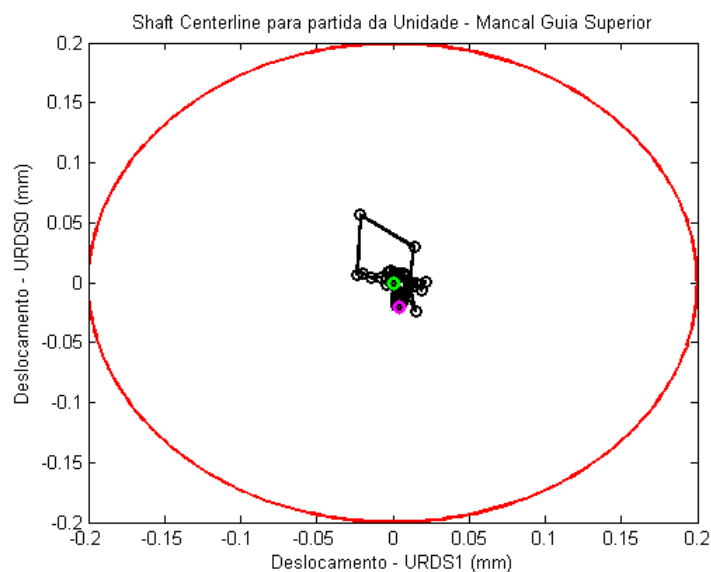


Figura 5.32: Shaft CenterLine da partida no mancal guia superior. Em verde o ponto de partida, considerado como a posição central do mancal. Em magenta o ponto final registrado.

de voltas completas do rotor evitando vazamento espectral. A componente fundamental da órbita é a frequência correspondente à velocidade de rotação da máquina, que, de acordo com os dados do projeto é de 138,5 rpm, ou seja, 2,3083Hz. Essa é a frequência denominada 1X. As componentes de principal interesse para o monitoramento são os harmônicos e sub-harmônicos de 1X. Uma resolução de $0,1X$ permite uma boa detecção sem aumentar demais o custo computacional no cálculo da FFT. Com essa resolução: 0,23083Hz, é necessário que o tamanho da janela de observação seja de 4,3322s. Como será usado o algoritmo FFT base 2 para o cálculo do Full Spectrum, é necessário que, dentro dessa janela de observação se tenha um número de pontos que seja potência de 2. As componentes de

interesse relativas às falhas do rotor vão até 10X, ou seja, 23,083Hz. Mas, as forças de interação entre o distribuidor e a turbina geram vibrações na frequência de passagem das pás: BPF. A unidade analisada possui 13 pás na turbina, logo a frequência BPF é dada por 30,0079Hz. É interessante monitorar essa frequência e também sua segunda harmônica: 60,015 Hz. O distribuidor também interage com as pás da turbina excitando o eixo, o que resulta em mais duas frequências de interesse, dadas pelo produto do número de palhetas do distribuidor (24 palhetas) pela velocidade de rotação da máquina: $24 \times 2,308 = 55,4Hz$ e pelo produto do número de palhetas do distribuidor (24), o número de pás da turbina (13) e a velocidade de rotação da máquina: $13 \times 24 \times 2.308 = 720,10Hz$. Utilizando a DFT nos sinais em todos os mancais, não se observou amplitude significativa na componente de 720,10 Hz. Frequências muito acima da velocidade de rotação da máquina, são notáveis na vibração absoluta dos mancais, e não na vibração relativa do eixo. Dessa forma, com a resolução de 0.1X para FFT, obtém-se informação do espectro em até no mínimo a frequência de 60 Hz.

Com uma taxa de amostragem de 119Hz, em um intervalo de 4,3322s, tem-se aproximadamente 515 pontos, sendo possível realizar uma FFT de 512 pontos sem perda de informação. Entretanto, não é possível detectar o segundo harmônico da frequência BPF. Com a taxa de amostragem de 238Hz, durante o intervalo de 4,3322s tem-se aproximadamente 1031 pontos. É possível calcular uma FFT com 1024 pontos sem perda significativa de informação. Decimando o sinal obtido durante o ensaio, para simular uma frequência de amostragem de 238Hz, calculou-se a FFT com 1024 pontos, que pode ser vista na Figura 5.33 juntamente com a DFT do sinal original (10kHz) para o mesmo intervalo de observação. Não há perda significativa de informação dentro das frequências de interesse, e isso mostra que os sinais dos sensores de proximidade não precisam ser amostrados a uma frequência acima de 250Hz para o monitoramento proposto.

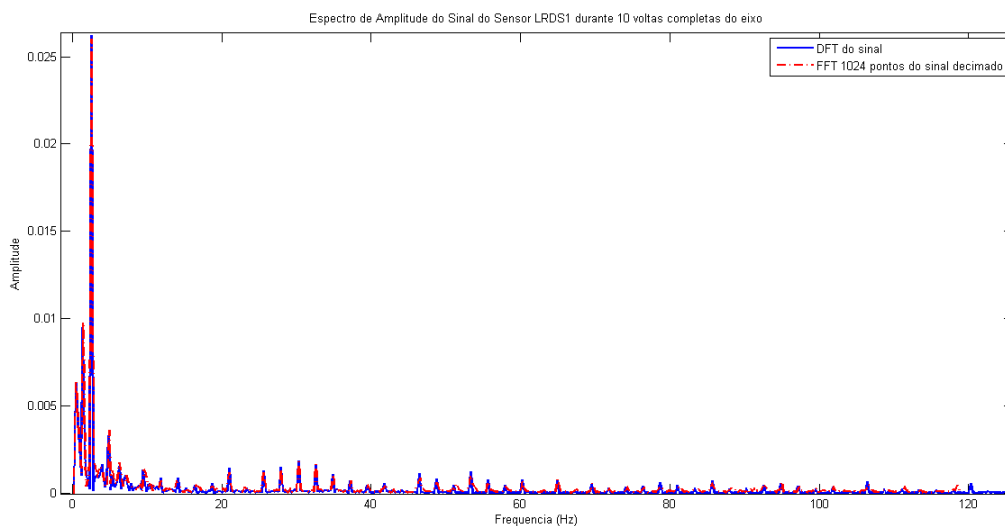


Figura 5.33: Espectro de amplitude do sinal do sensor LRDS1 calculados diretamente pela DFT e pela FFT do sinal amostrado, decimado, com 1024 pontos.

O *Full Spectrum* dos sinais obtidos no ensaio pode ser calculado ajustando taxa de amostragem do sinal de forma a se ter, dentro da janela de observação equivalente à 10 voltas, um número de pontos que seja potência de dois. As Figuras 5.34 e 5.35 mostram os sinais dos sensores de proximidade do

mancal guia da turbina durante 10 voltas com a órbita formada, e o seu espectro, respectivamente.

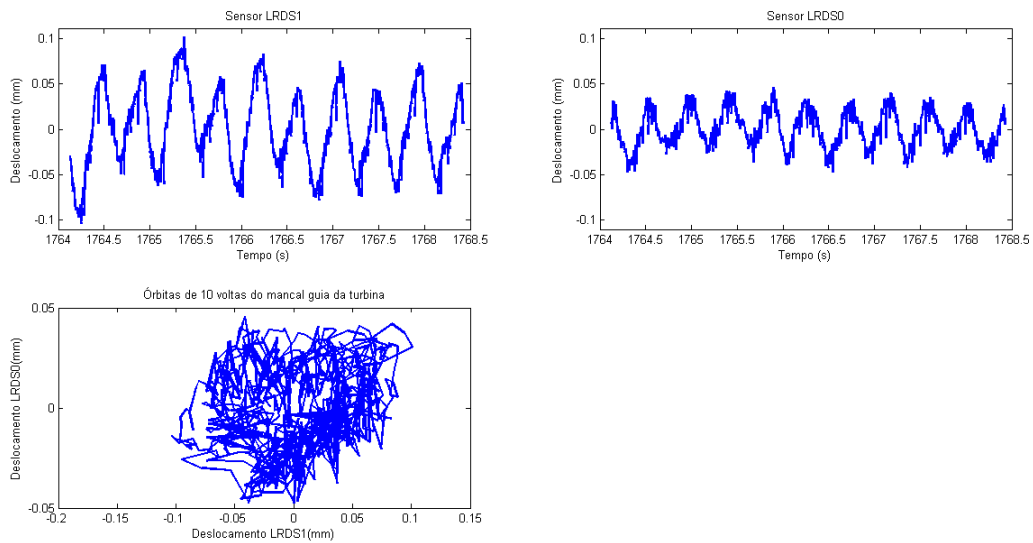


Figura 5.34: Sinais decimados dos sensores de proximidade do mancal guia da turbina e registro das órbitas das 10 voltas.

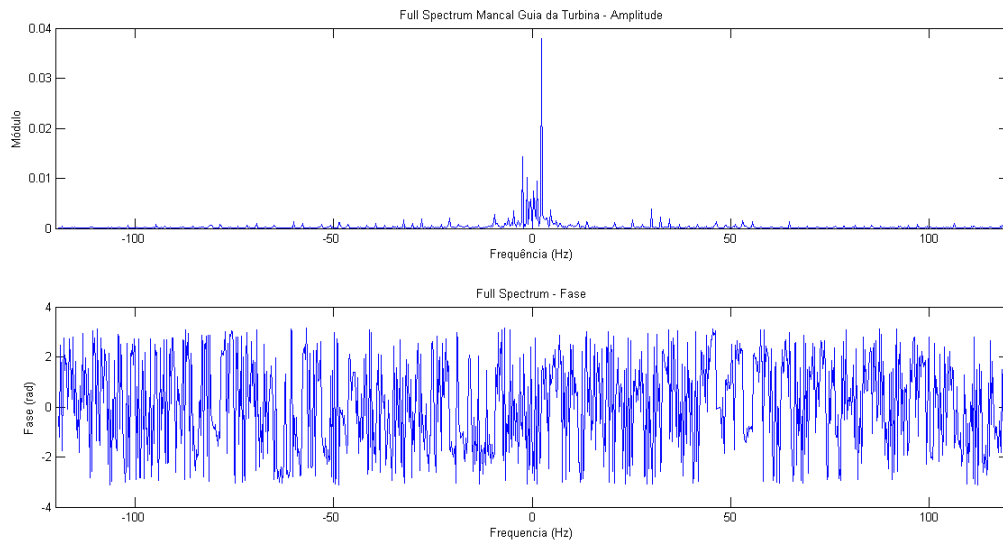


Figura 5.35: Full Spectrum obtido com 10 voltas no mancal guia da turbina, com frequência de amostragem de 238Hz.

Para o cálculo do espectro da órbita, é formado um sinal complexo $s = \text{sensorX} + j * \text{sensorY}$, e a FFT de s é calculada. O sensorX e o sensorY foram definidos anteriormente de forma que a órbita tenha sentido anti-horário para que a componente fundamental seja predominante na frequência direta (frequência positiva), como pode ser visto na Figura 5.35. Essa foi a convenção adotada para a análise feita neste trabalho.

Com as componentes de frequência do *full spectrum*, pode-se separar as elipses correspondentes a cada componente, em especial os harmônicos e sub-harmônicos de 1X. Tais elipses podem ser

somadas e a órbita purificada pode ser obtida com apenas as componentes de frequência desejadas. A Figura 5.36 mostra o registro das órbitas com as 10 voltas e a órbita purificada contendo apenas a frequência fundamental 1X.

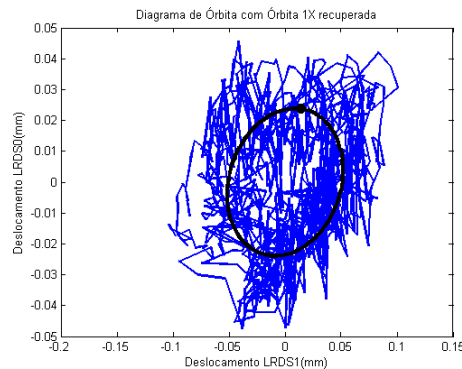


Figura 5.36: Órbitas registradas em 10 voltas no mancal guia da turbina, e em destaque, órbita 1X recuperada.

Para o monitoramento da partida e da parada da máquina, entretanto, o procedimento de decimação do sinal (definindo uma frequência de amostragem de 238 Hz) não é adequado. Primeiramente porque definir um tamanho para janela de observação durante a partida implica em obter sinais que não contemplem voltas completas do eixo, o que resulta em um *full spectrum* com informação falsa sobre a órbita. Uma alternativa seria alterar a taxa de amostragem de acordo com a velocidade da unidade, para ter um número de pontos desejado dentro do período de voltas completas necessárias para se ter o espectro. Neste caso, outro problema ocorre, que é a variação da resolução dos diversos espectros obtidos durante o monitoramento da partida. Isso porque, o período de uma volta é variável, diminuindo progressivamente durante a partida da máquina.

Propõe-se uma abordagem para calcular o *full spectrum* durante a partida e para o monitoramento contínuo utilizando o multicanal e em função da velocidade de rotação da unidade. O multicanal do sinal no tempo dará origem a um multicanal no domínio da frequência, sendo cada canal uma componente de frequência a ser monitorada. Utilizando o *keyphasor*, separa-se o número desejado de voltas do rotor. A resolução da FFT será dada em função da velocidade de rotação média da unidade durante o intervalo de tempo destas voltas. Supondo que se escolham 10 voltas, e a velocidade de rotação média da turbina nestas 10 voltas seja dada por *frot*, o espectro obtido terá resolução igual a $frot/10$. O número de pontos da FFT também é definido previamente, *nfft*, que é igual ao número de canais do multicanal. Os pontos das 10 voltas em cada sinal são divididos igualmente em cada canal. O último canal, geralmente terá menos pontos, pois nem sempre a divisão do número de pontos (em 10 voltas) pelo número de canais dará um número inteiro. É calculado a média de cada canal no tempo e como resultado tem-se um sinal de tamanho *nfft*. Ao calcular a FFT do sinal complexo formado pelos multicanais de cada sensor, obtém-se um vetor com o mesmo número de canais sendo cada canal equivalente a uma frequência específica. O multicanal no tempo é utilizado para obter um multicanal no domínio da frequência. As Figuras 5.37 e 5.38 mostram os sinais correspondentes ao multicanal de cada sensor de proximidade do mancal guia da turbina e o *full spectrum* obtido com esses sinais.

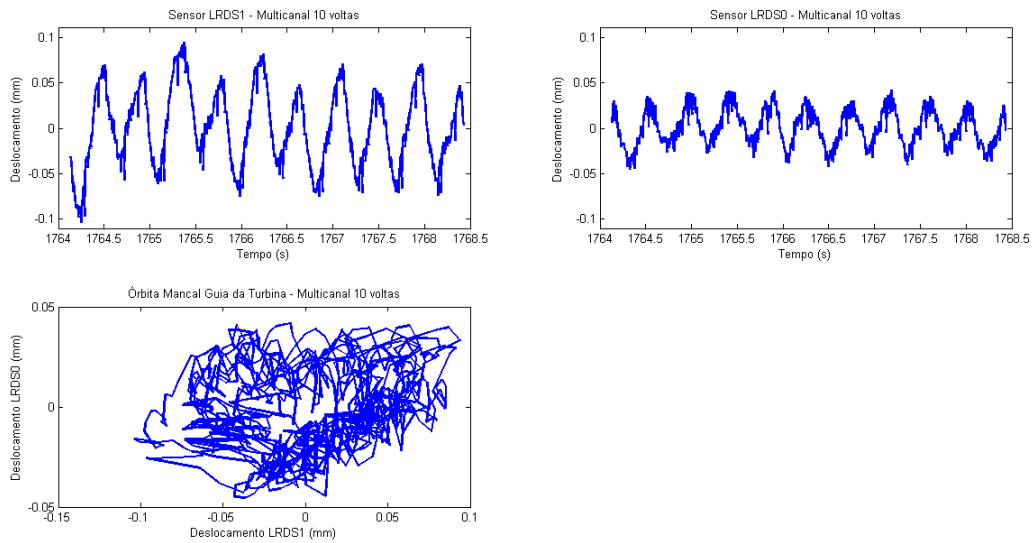


Figura 5.37: Sinais do Multicanal com 1024 canais dos sensores de proximidade do mancal guia da turbina em 10 voltas.

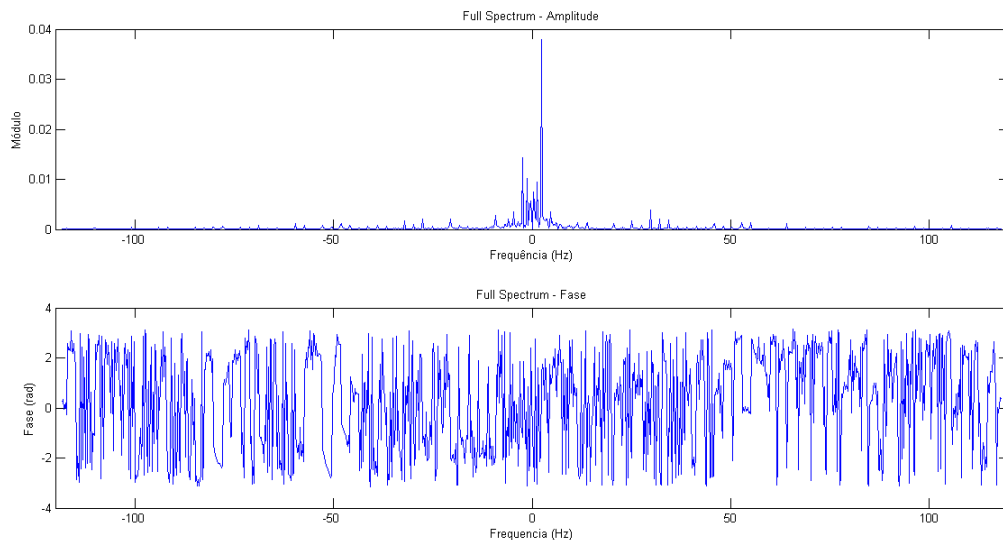


Figura 5.38: Full Spectrum dos sinais do Multicanal com 1024 canais dos sensores de proximidade do mancal guia da turbina.

Durante a partida da máquina, esse procedimento é feito utilizando inicialmente 1 volta, o que resulta em uma resolução de 1X no espectro. O número de voltas aumenta, então, linearmente: 2 voltas, resultando em uma resolução de 0,5X, 3 voltas, resultando em uma resolução de 0,33X, e assim sucessivamente até atingir 10 voltas e chegar na resolução desejada de 0,1X. O algoritmo que sistematiza essa abordagem pode ser visto na Figura 5.39.

Cada espectro obtido na partida terá as componentes de frequência definidas em função da velocidade de rotação da máquina. Estes espectros podem ser registrados em um gráfico de cascata, em função da velocidade de rotação, como mostra a Figura 5.40.

Algoritmo para obtenção do Full Spectrum durante a partida da máquina:

- 1 – Define-se *nfft* (tamanho da FFT e número de canais);
- 2 – Define-se *nvoltas* = 1 (número de voltas);
- 3 – Se máquina parada:
 - 3.1 – Espera detectar o primeiro pico do Keyphasor;
- 4 – Se detectou primeiro pico:
 - 4.1 – Espera o segundo pico e separa os sinais da primeira volta;
- 5 – Calcula a velocidade de rotação durante essa primeira volta = 1X;
- 6 – Divide igualmente os números de pontos da volta em *nfft* canais;
- 7 – Calcula a média de cada canal;
- 8 – Calcula o Full Spectrum do multicanal;
- 9 – Resolução do espectro obtido será igual a 1X ;
- 10 – Se máquina em movimento:
 - 10.1 – Se *nvoltas* < 10:
 - 10.1.1 – Faz *nvoltas* = *nvoltas* + 1;
 - 10.2 – Espera os próximos picos do Keyphasor até completar *nvoltas*;
 - 10.3 – Calcula a velocidade de rotação durante as *nvoltas* (será novo 1X);
 - 10.4 – Divide igualmente os números de pontos das *nvoltas* em *nfft* canais;
 - 10.5 – Calcula a média de cada canal;
 - 10.6 – Calcula o Full Spectrum do multicanal;
 - 10.7 – Resolução do espectro será igual a (1/*nvoltas*)X;
- 11 – Se máquina não atingiu velocidade nominal:
 - 11.1 – Retorna ao Passo 10;
- 12 – Finaliza;

Figura 5.39: Algoritmo para obtenção do full spectrum durante a partida da máquina objetivando o monitoramento do espectro.

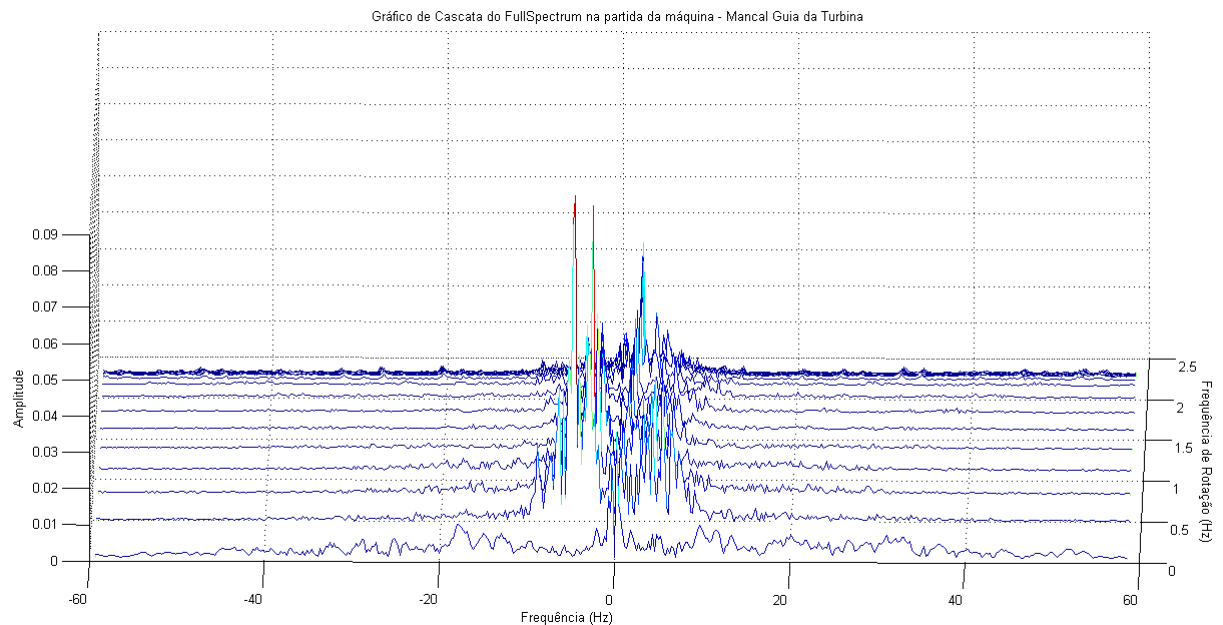


Figura 5.40: Gráfico de cascata do Full Spectrum no mancal guia da turbina durante a partida da Unidade.

Para permitir uma melhor visualização do gráfico de cascata e das componentes de maior interesse (componentes 0.1X à 10X), os gráficos serão apresentados dentro da faixa de frequência de aproximadamente -30Hz à 30Hz. O gráfico de cascata da Figura 5.40, pode ser visto com maior detalhamento dentro desta faixa de frequência na Figura 5.41.

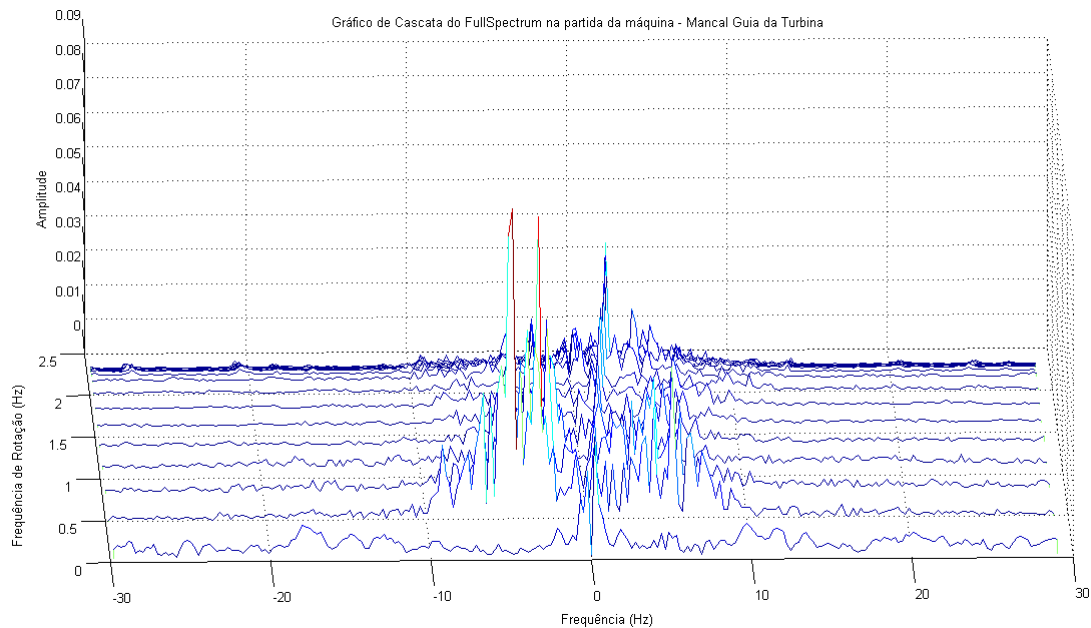


Figura 5.41: Gráfico de cascata do Full Spectrum no mancal guia da turbina durante a partida da Unidade 3.

O pico de amplitude na componente 1X se desloca conforme a velocidade de rotação da máquina aumenta. Isso é melhor visualizado no gráfico de contorno mostrado na Figura 5.42.

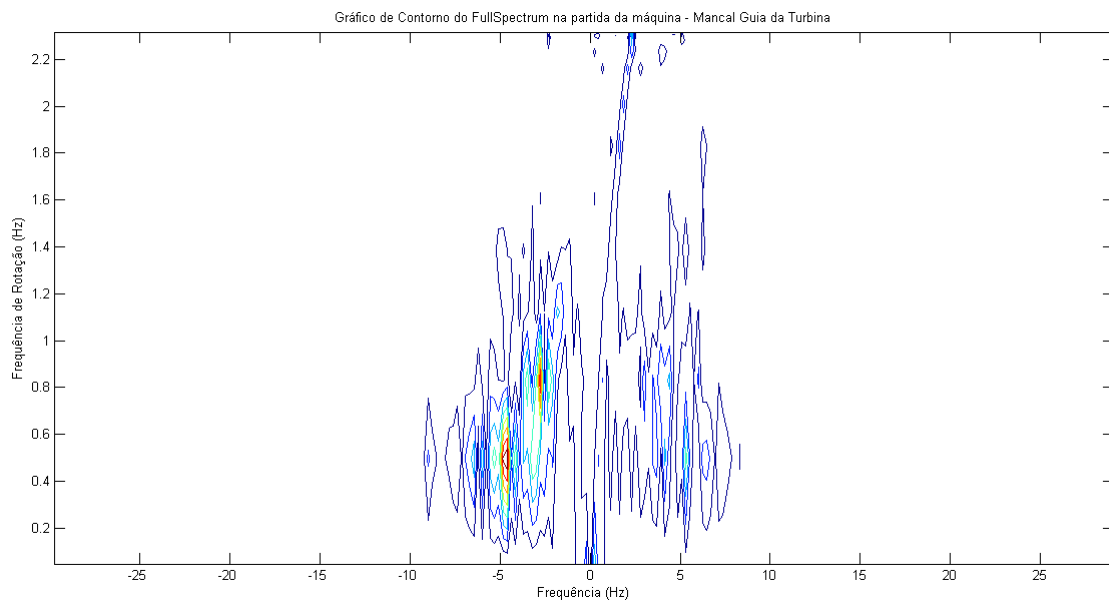


Figura 5.42: Gráfico de contorno do Full Spectrum no mancal guia da turbina durante a partida da Unidade 3.

No início da rotação, observa-se que as componentes de frequência reversa possuem elevada amplitude, muito maiores que as componentes diretas. Os gráficos apresentados registram o espectro apenas até a unidade atingir a velocidade nominal de rotação. Como a sequência de partida prossegue além desse instante, a Figura 5.43 mostra o gráfico de cascata, desta vez em função do tempo, para o

full spectrum a partir do instante que se atingiu a velocidade nominal até o instante de fim da sequência de partida.

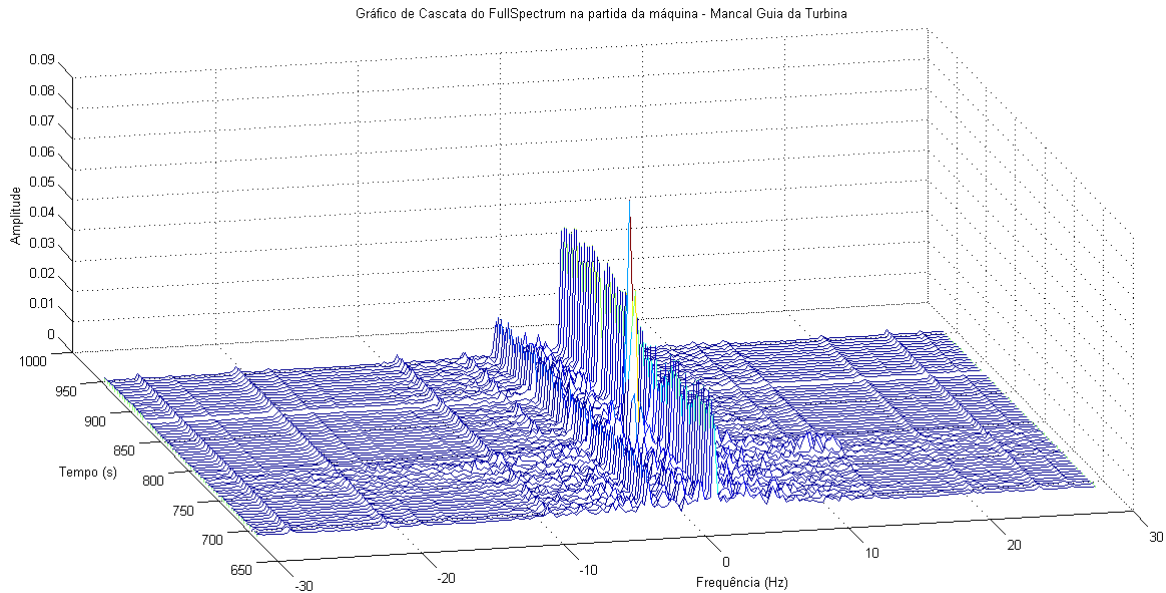


Figura 5.43: Gráfico de cascata do Full Spectrum no mancal guia da turbina durante a partida da Unidade 3.

Para o mancal guia intermediário, o *full spectrum* apresenta componentes harmônicas com amplitudes mais elevadas como pode se ver nas Figuras 5.44 e 5.45.

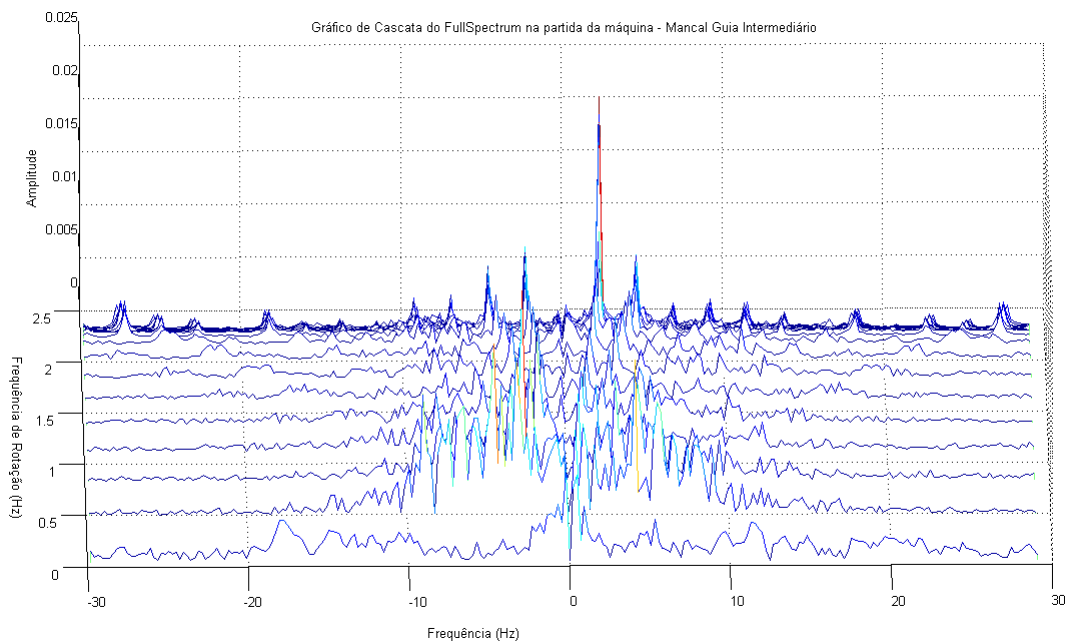


Figura 5.44: Gráfico de cascata do Full Spectrum no mancal guia intermediário durante a partida da Unidade 3, até atingir a velocidade nominal.

No mancal guia superior, o *full spectrum* apresenta menos componentes harmônicas e a frequência 1X direta é predominante desde o início da partida, como se pode ver nas Figuras 5.46 e 5.47.

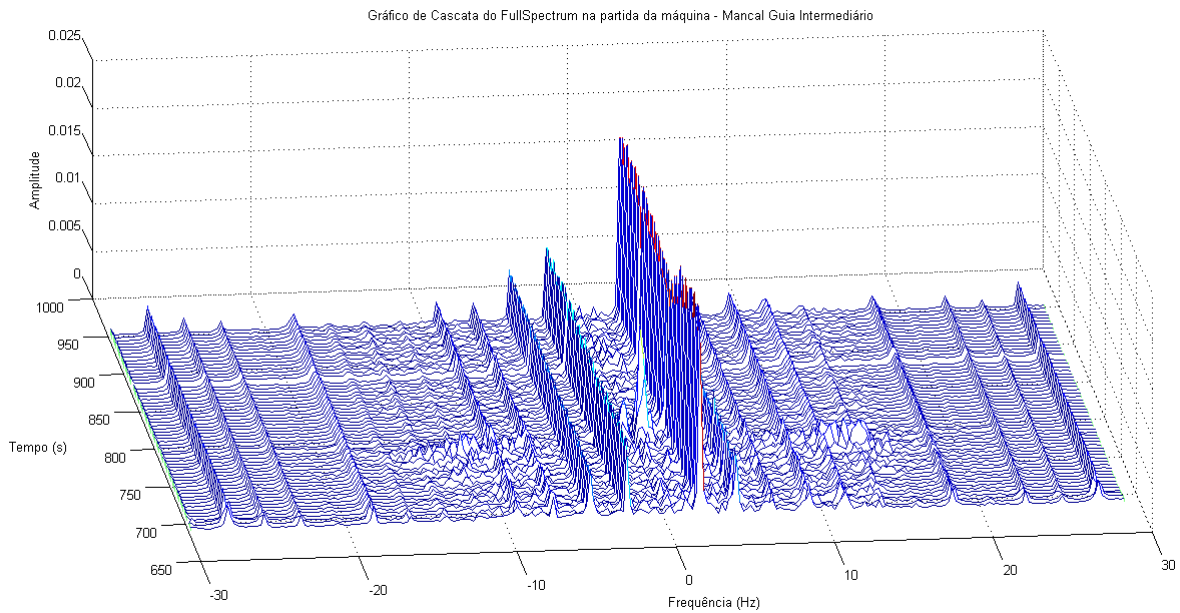


Figura 5.45: Gráfico de cascata do Full Spectrum no mancal guia intermediário durante a partida da Unidade 3, após atingir a velocidade nominal.

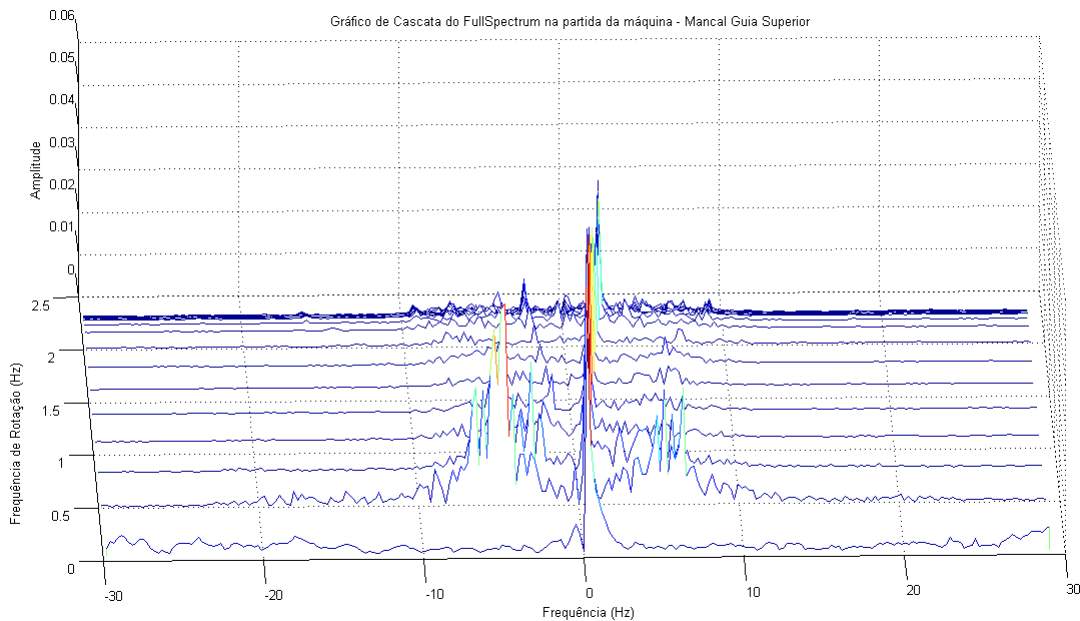


Figura 5.46: Gráfico de cascata do Full Spectrum no mancal guia superior durante a partida da Unidade 3, até atingir a velocidade nominal.

Em todos os mancais, é possível perceber que ocorre um aumento na amplitude das componentes de sub-harmônicos na frequência direta por volta do instante 800s. Em nenhum dos espectros foi detectada a presença de componentes com grande amplitude em frequências acima de 10X, nem mesmo na frequência relacionada ao distribuidor: 55,44Hz.

Para mostrar que o *full spectrum* representa mesmo o espectro da órbita, ao se somarem as suces-

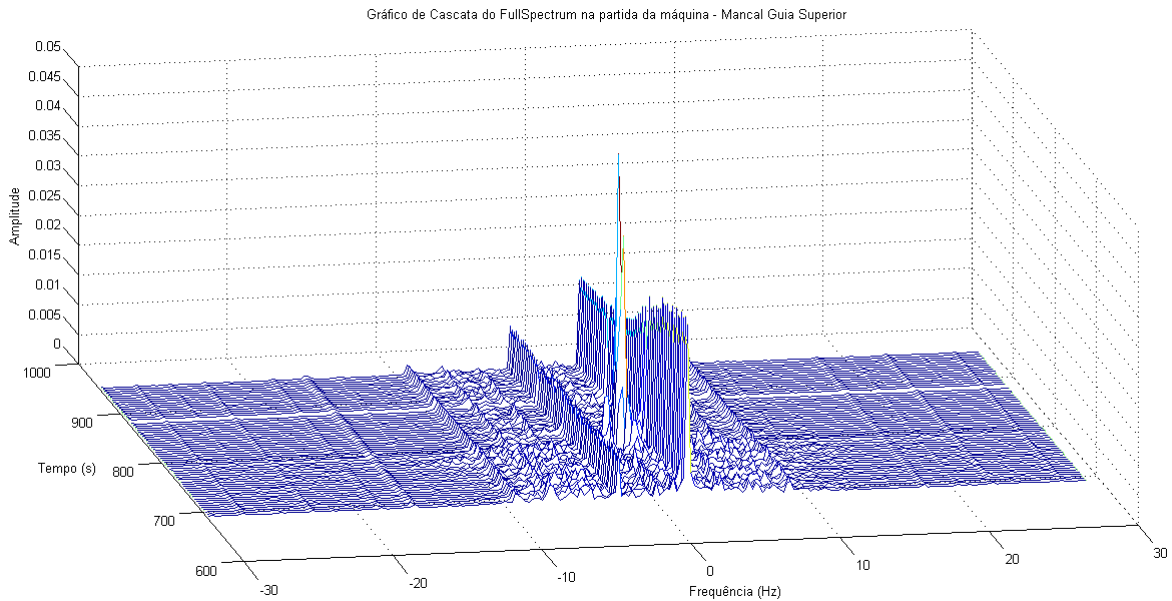


Figura 5.47: Gráfico de cascata do Full Spectrum no mancal guia superior durante a partida da Unidade 3, após atingir a velocidade nominal.

sivas componentes harmônicas na órbita 1X, obtêm-se uma órbita cada vez mais próxima do contorno médio da órbita original, como mostra a Figura 5.48, na qual diversas componentes harmônicas de 1X são recuperadas e somadas sucessivamente.

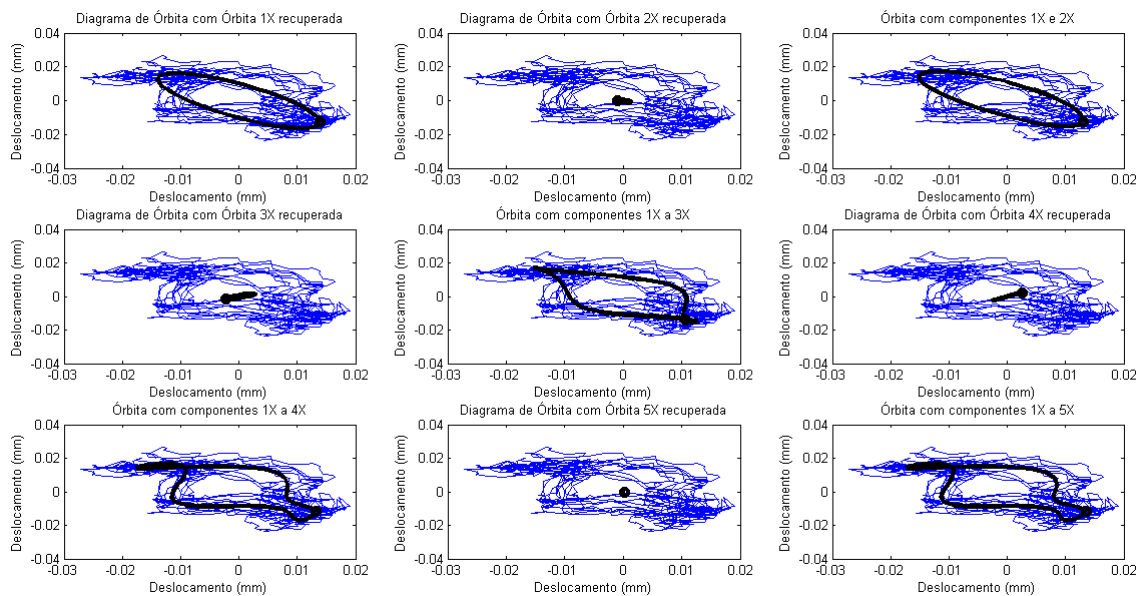


Figura 5.48: Órbitas da componente 1X e suas harmônicas recuperadas através do full spectrum. Órbita registrada no mancal guia superior.

Usando a órbita 1X em cada um dos mancais simultaneamente, pode-se traçar o perfil geral do deslocamento do eixo e ainda visualizar o defasamento entre as órbitas dos três mancais, como mostra a Figura 5.49. Este defasamento não depende do ponto de operação da máquina uma vez que ele

permanece constante durante todo o ensaio realizado. Essa defasagem poderia também ser resultado de uma instalação irregular dos pares dos sensores de proximidade em cada mancal. Entretanto, de acordo com a equipe de Engenharia da CEMIG GT, a Unidade 3 da Usina de Emborcação foi construída com o eixo inclinado (cerca de 2°), e este certamente é o motivo do defasamento observado entre as órbitas.

Ao longo dos anos esta inclinação pode aumentar, necessitando ser corrigida para não acarretar problemas para operação da Unidade. Esse perfil de rotação do eixo pode servir como ferramenta para monitorar a alteração gradativa na inclinação ao longo do tempo.

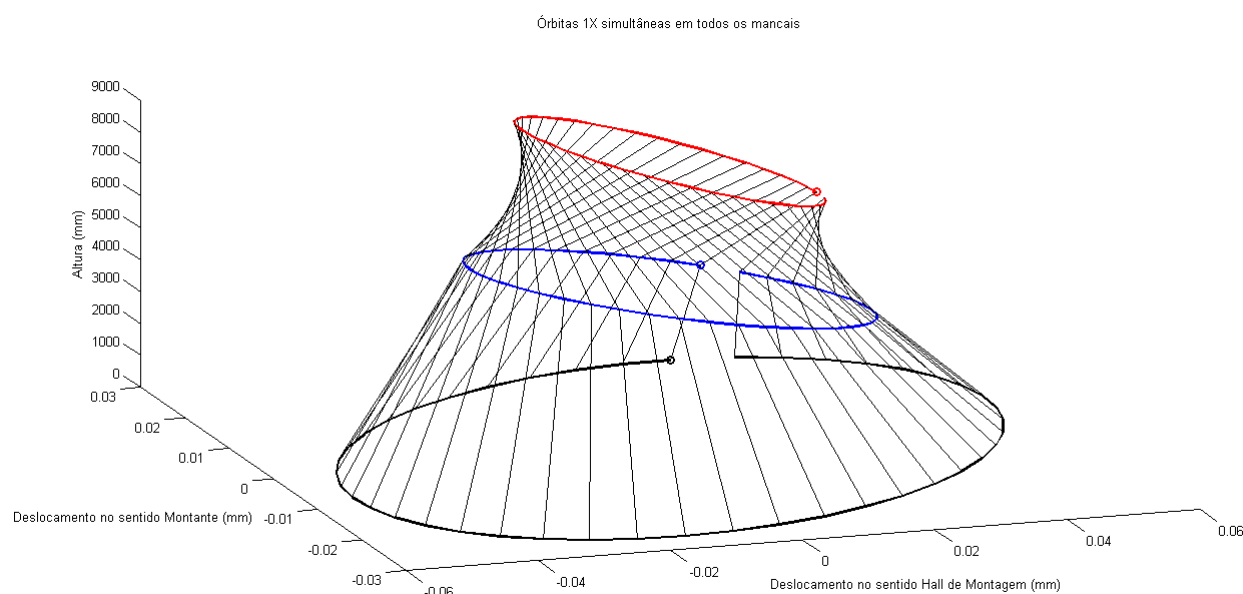


Figura 5.49: Órbitas simultâneas da componente 1X nos três mancais.

Além de apresentar uma órbita 1X muito achatada, o *full spectrum* do mancal guia intermediário apresenta picos em uma grande quantidade de componentes harmônicos (2X, 3X, 4X, 5X, 6X, 8X e 9X), como mostra a Figura 5.45, o que segundo [33], indica a ocorrência de desalinhamento angular ou paralelo. Como o desalinhamento provoca o surgimento de cargas (ou forças) axiais no acoplamento do eixo, essas mesmas forças podem explicar a diferença do deslocamento do centro do eixo nos mancais intermediário e da turbina, a favor e contra o sentido de rotação da unidade, respectivamente, durante a partida, mostrado no *shaft centerline*.

Como grande parte das falhas relacionadas ao eixo provocam alterações nas amplitudes da componente 1X e de seus harmônicos e sub-harmônicos, o monitoramento de tais componentes ao longo do tempo fornece uma maneira simples de detectar a ocorrência de uma anomalia e, ao mesmo tempo, identificar prováveis tipos de falhas que ocorreram.

As Figuras 5.50, 5.51 e 5.52 mostram o *full spectrum* em cascata, no intervalo de tempo em que a mudança de ponto de operação da unidade ocorre, para os mancais guia da turbina, intermediário e superior, respectivamente. É possível ver a mudança expressiva que ocorre no padrão conjunto de amplitudes das componentes do espectro. As mudanças mais drásticas ocorrem nos mancais guias

da turbina e superior, onde observa-se um aumento expressivo na amplitude das componentes sub-harmônicas na frequência direta. O gráfico de contorno do *full spectrum* no mancal guia da turbina mostra que as componentes sub-harmônicas aumentam sem seguir um padrão, e segundo [7], esse comportamento é característico de turbulência no fluido turbinado.

Observa-se que no mancal guia intermediário, ocorre uma diminuição na amplitude da componente 1X na frequência direta, sem haver diminuição significativa nas outras componentes. Segundo [25], esse comportamento indica o aumento em uma força ou carga radial, fazendo com que a órbita se torne mais achatada no sentido de ação dessa força. Todos esses fatores fortalecem a hipótese de ocorrência de desalinhamento do eixo, com efeito maior sobre este mancal, devido ao ajuste irregular das sapatas do mesmo (a pressão exercida pelas sapatas deve ser melhor regulada).

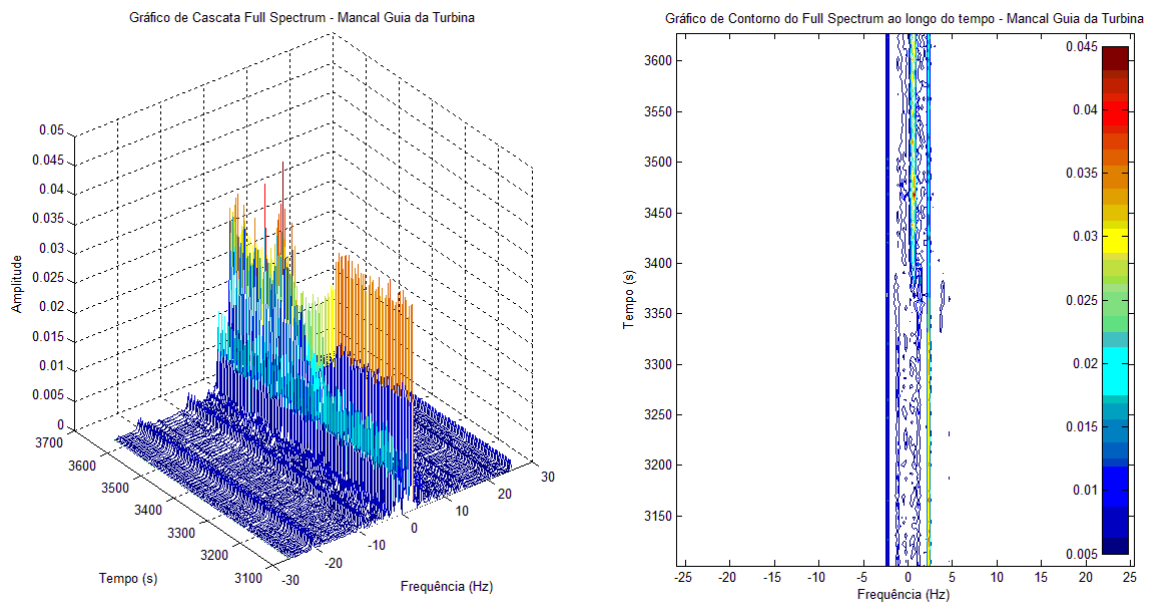


Figura 5.50: Full Spectrum em cascata e gráfico de contorno durante a mudança do ponto de operação da unidade para o mancal guia da turbina.

O *full spectrum* é obtido através da transformação do vetor de canais no tempo, detectando um número de componentes de frequência igual ao número destes canais. Usando a nomenclatura do multicanal, no domínio da frequência, cada frequência pode ser considerada um canal. O monitoramento é feito por frequência ao longo do tempo (separadamente). Tomando como base o mancal guia da turbina, as Figuras 5.53, 5.54, 5.55, 5.56 e 5.57 mostram os gráficos de tendência temporal da amplitude das componentes de frequência correspondentes à 1X, na frequência direta e reversa, e aos seus harmônicos e sub-harmônicos, respectivamente, na frequência direta e reversa.

Um estudo dos diferentes padrões combinados de harmônicos e sub-harmônicos pode ser feito para cada tipo de falha, de forma a detectar e identificar com maior precisão as falhas que ocorrerem na Unidade. Testes estatísticos podem ser empregados nas frequências dos harmônicos e sub-harmônicos, ao longo do tempo, para detecção de alteração na condição de operação.

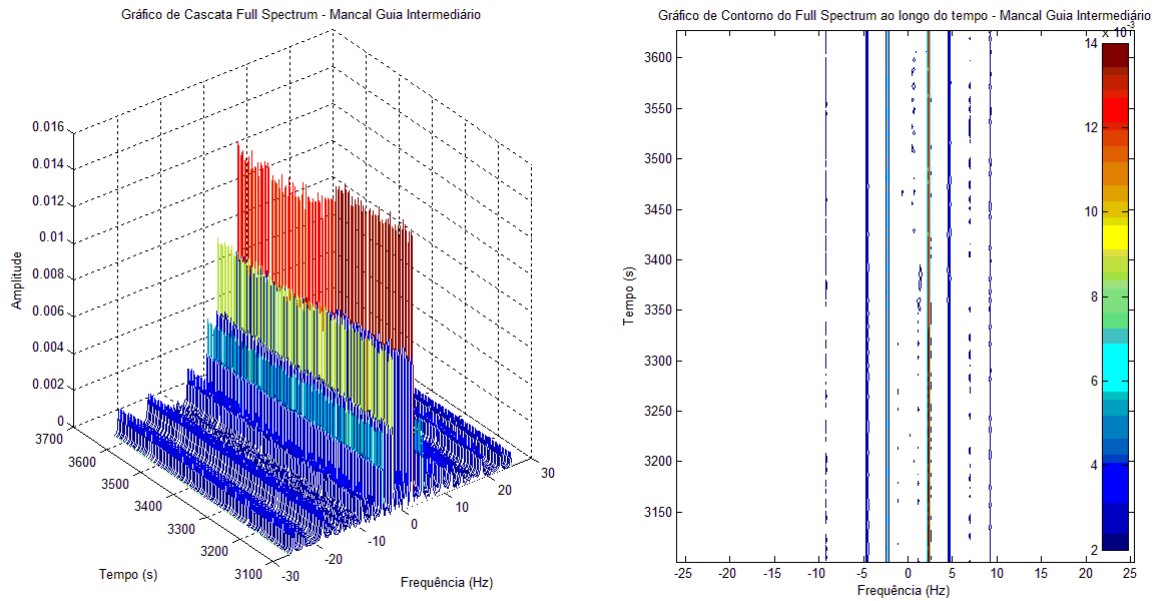


Figura 5.51: Full Spectrum em cascata e gráfico de contorno durante a mudança do ponto de operação da unidade para o mancal guia intermediário.

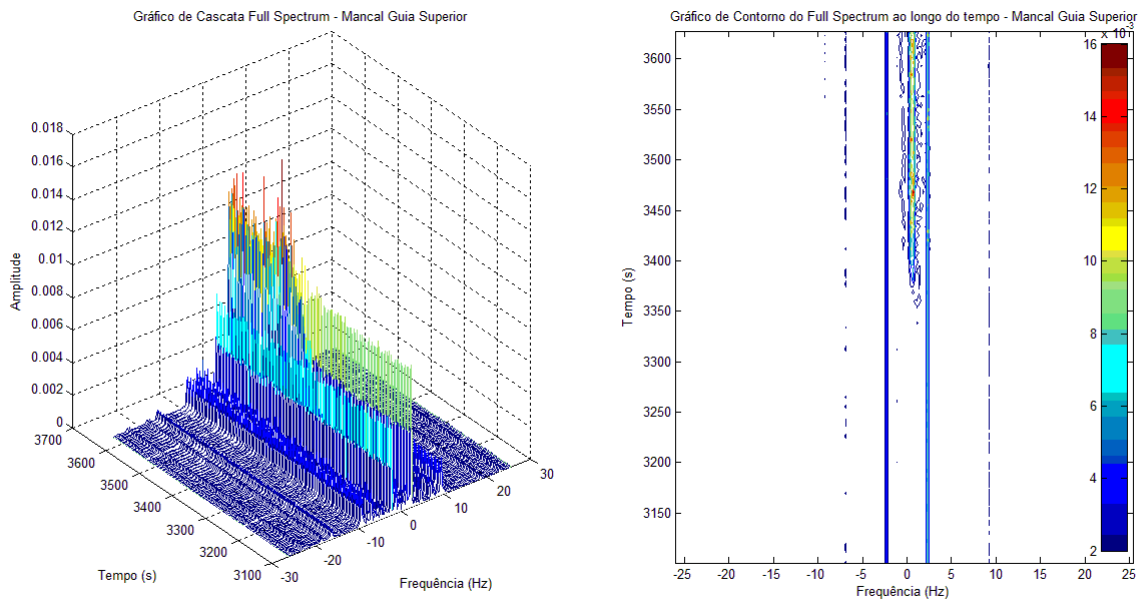


Figura 5.52: Full Spectrum em cascata e gráfico de contorno durante a mudança do ponto de operação da unidade para o mancal guia superior.

5.2.6 Transformada Circular Discreta de Wavelets

Aproveitando a estrutura multicanal para a obtenção do *full spectrum*, testou-se a utilização da transformada de wavelets no sinal dos sensores de proximidade. Foi utilizado o algoritmo da transformada de wavelets circular [22], pois neste algoritmo, N pontos no tempo resultam em N coeficientes de wavelets. É importante, entretanto, que N seja potência de 2. Neste caso, como esse requisito é

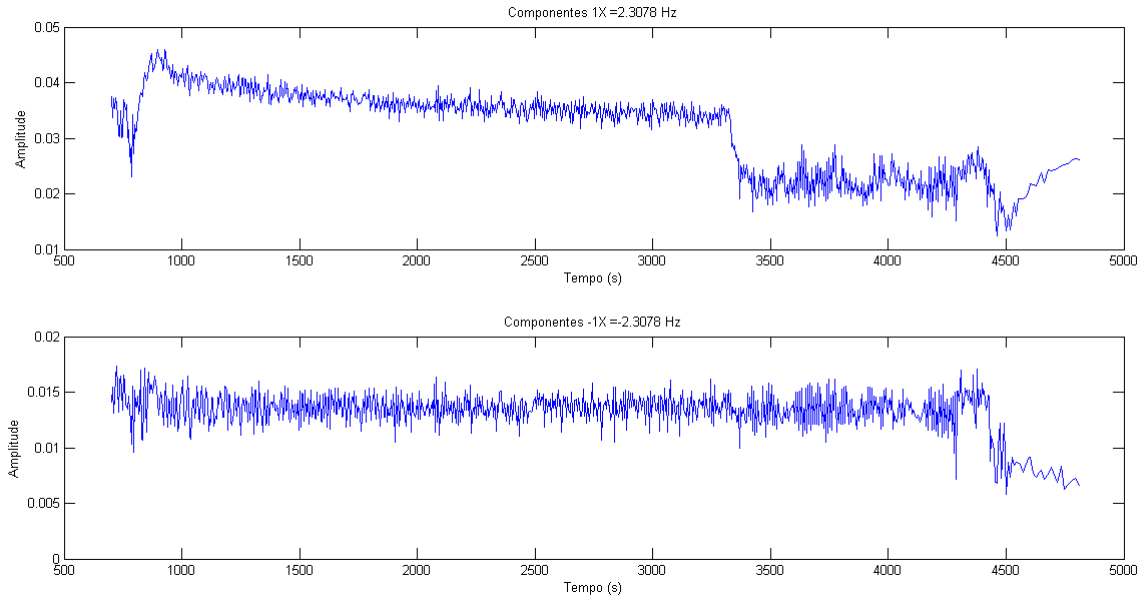


Figura 5.53: Gráfico de tendência das componentes 1X e -1X do full spectrum para os sensores do mancal guia da turbina.

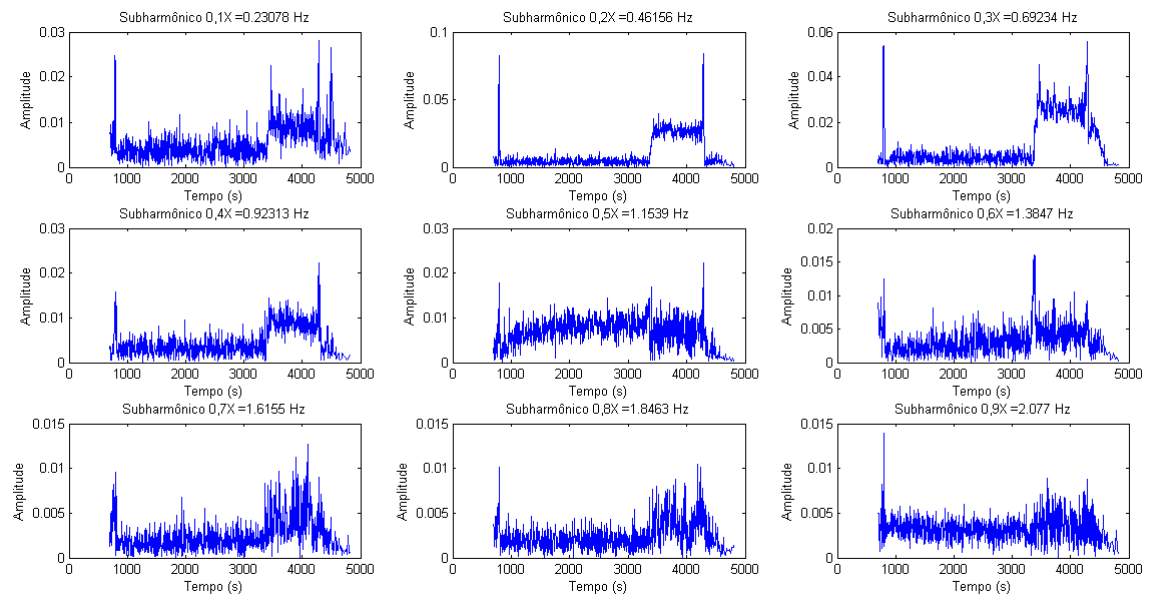


Figura 5.54: Gráfico de tendência das componentes sub-harmônicas de 1X na frequência direta do full spectrum para os sensores do mancal guia da turbina.

exigido também para o cálculo do *full spectrum*, utilizou-se a mesma estrutura para aplicação desta transformada.

A Figura 5.58 mostra os gráficos de cascata com os coeficientes de wavelets dos sinais dos sensores de proximidade do mancal guia da turbina ao longo do tempo, usando a Wavelets de Daubtchies 10 (db10). Os vetores de coeficientes são calculados a cada 10 voltas completas do eixo. A mudança no ponto de operação é perceptível pela inspeção dos gráficos em questão. Observa-se que pratica-

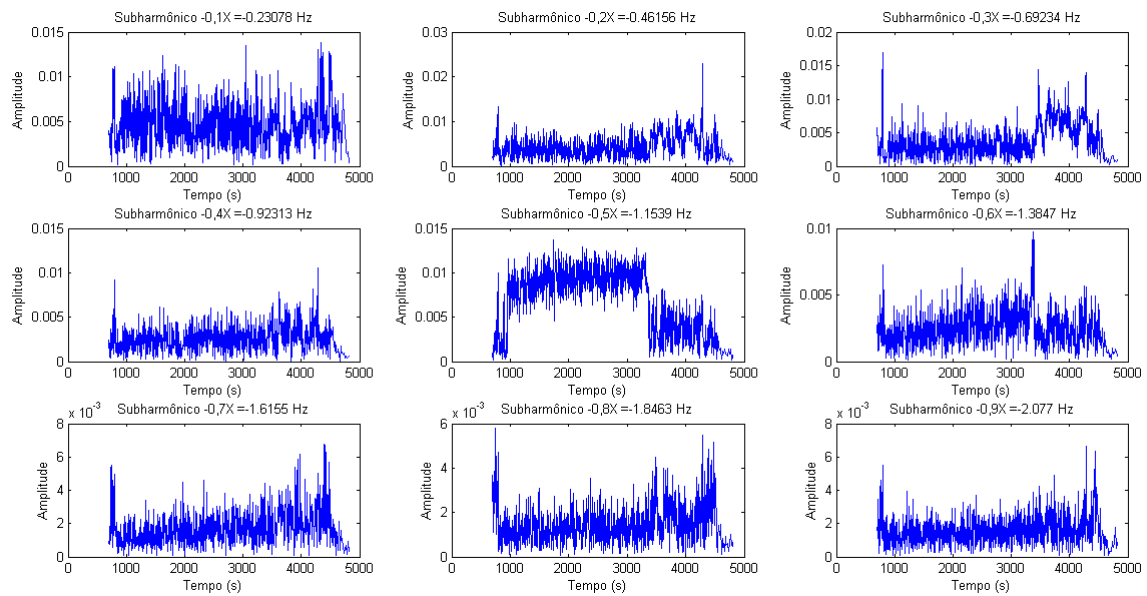


Figura 5.55: Gráfico de tendência das componentes sub-harmônicas de 1X na frequência reversa do full spectrum para os sensores do mancal guia da turbina.

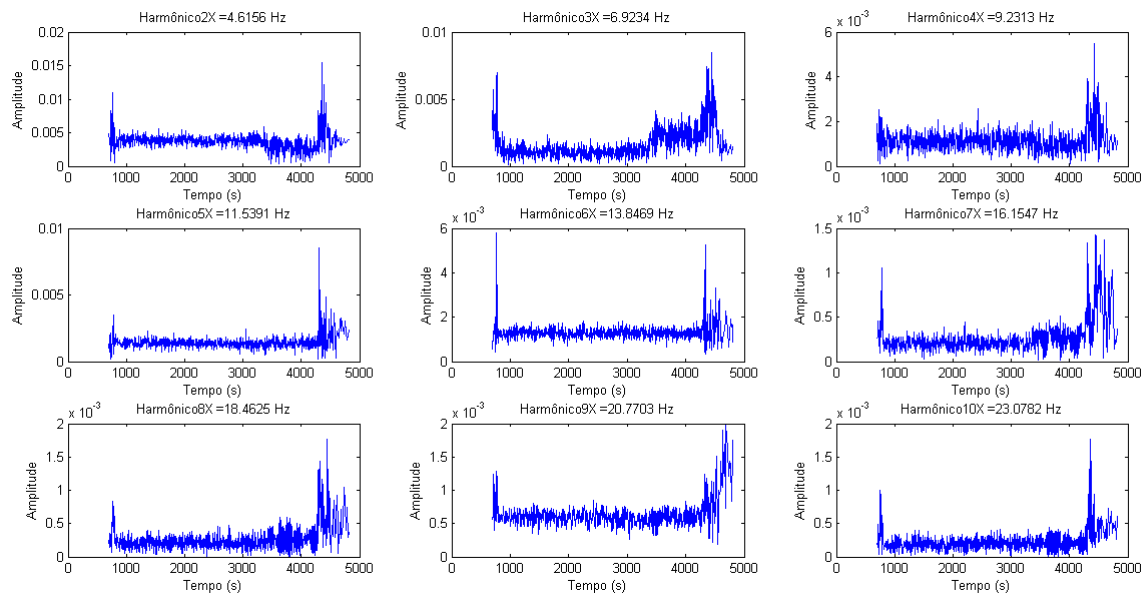


Figura 5.56: Gráfico de tendência das componentes harmônicas de 1X na frequência direta do full spectrum para os sensores do mancal guia da turbina.

mente toda informação do sinal se encontra concentrada nos níveis iniciais da transformada, ou seja, nos coeficientes que representam maiores escalas, e em consequência, menores frequências, o que condiz com os resultados obtidos com as análises espectrais anteriores.

A transformada foi feita com 1024 pontos, o que resulta em 11 níveis ou escalas. Calculando a energia contida em cada escala, obtem-se outro parâmetro de monitoramento capaz de indicar rapidamente a ocorrência de alguma alteração no comportamento operativo da unidade. A Figura 5.59

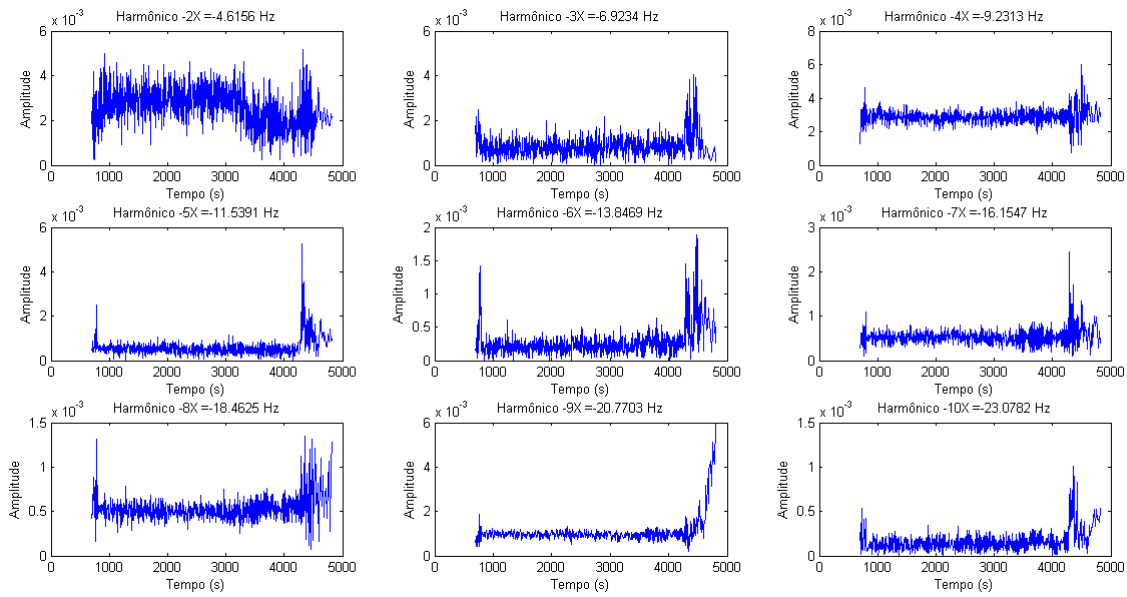


Figura 5.57: Gráfico de tendência das componentes harmônicas de 1X na frequência reversa do full spectrum para os sensores do mancal guia da turbina.

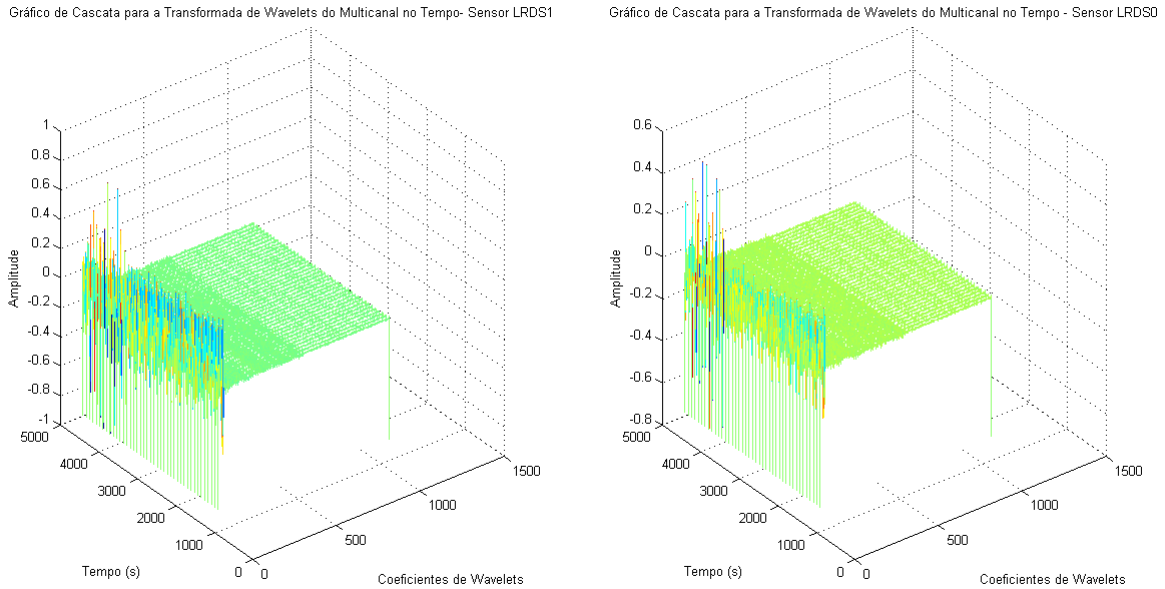


Figura 5.58: Gráfico de cascata da Transformada de Wavelets Circular Discreta para os sinais dos sensores do mancal guia da turbina.

mostra o gráfico em cascata da energia contida em cada escala da transformada de wavelets para os sinais da Figura 5.58. Considerando que o multicanal de 10 volts com 1024 canais, resulta em um sinal com frequência de amostragem média de 238Hz, é possível estimar a faixa de frequência representada por cada escala da transformada, apenas dividindo sucessivamente a frequência de Nyquist do sinal por dois, partindo do nível 9 até o nível -1. Por exemplo, a escala correspondente ao nível 9 representa as componentes de frequência entre 59,5Hz e 119Hz, a escala correspondente ao nível 8

representa as componentes de frequência entre 29,75Hz e 59,5Hz. Na condição de operação normal, o nível 4 é aquele que contém praticamente toda a energia do sinal e corresponde à faixa de frequência entre 1,84Hz e 3,70Hz aproximadamente. O que corresponde exatamente à faixa que contém a componente principal 1X. Ao mudar o ponto de operação, como visto na seção anterior, aumenta-se a amplitude dos sub-harmônicos na órbita percorrida pelo mancal, e da mesma forma, percebe-se que a energia se distribui nas escalas que contém as frequências dos sub-harmônicos, com valores mais elevados de energia do que aquela verificada durante a operação normal.

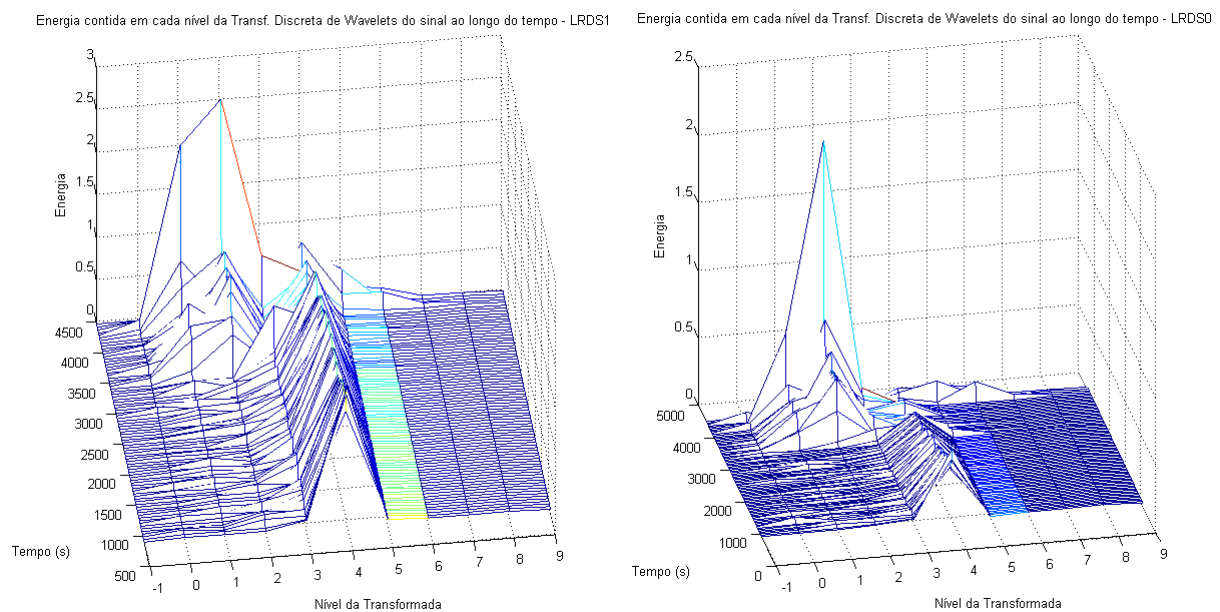


Figura 5.59: Gráfico de cascata da Energia em cada Nível da Transformada de Wavelets Discreta dos sinais dos sensores do mancal guia da turbina.

5.2.7 Deslocamento Axial do Eixo

No caso da topologia do sistema de monitoramento analisado neste trabalho, é utilizado apenas um sensor de proximidade para medir o deslocamento axial do eixo. Mais especificamente, ele mede o deslocamento axial do rotor do gerador em relação ao estator, e ao mesmo tempo, a espessura da camada de óleo que serve de apoio para todo o corpo do rotor.

Tipicamente, esse sinal é monitorado ao longo do tempo juntamente com alguma medida de temperatura do óleo de lubrificação para evitar falhas que danifiquem o rotor do gerador, e evitar sobre-aquecimento do óleo, que pode entrar em combustão dependendo da sua pressão e da sua temperatura. Durante o ensaio, o valor médio, por volta do eixo, para o sinal medido do sensor EADS0, pode ser visto na Figura 5.60.

Observa-se que após iniciar o movimento, o valor médio do sinal decai exponencialmente indicando que a espessura do filme de óleo vai diminuindo gradativamente. Esse decaimento apresenta uma dinâmica relativamente lenta, semelhante à dinâmica de temperatura, o que pode ser verificado com o valor medido da temperatura do óleo do mancal combinado durante o período de realização do

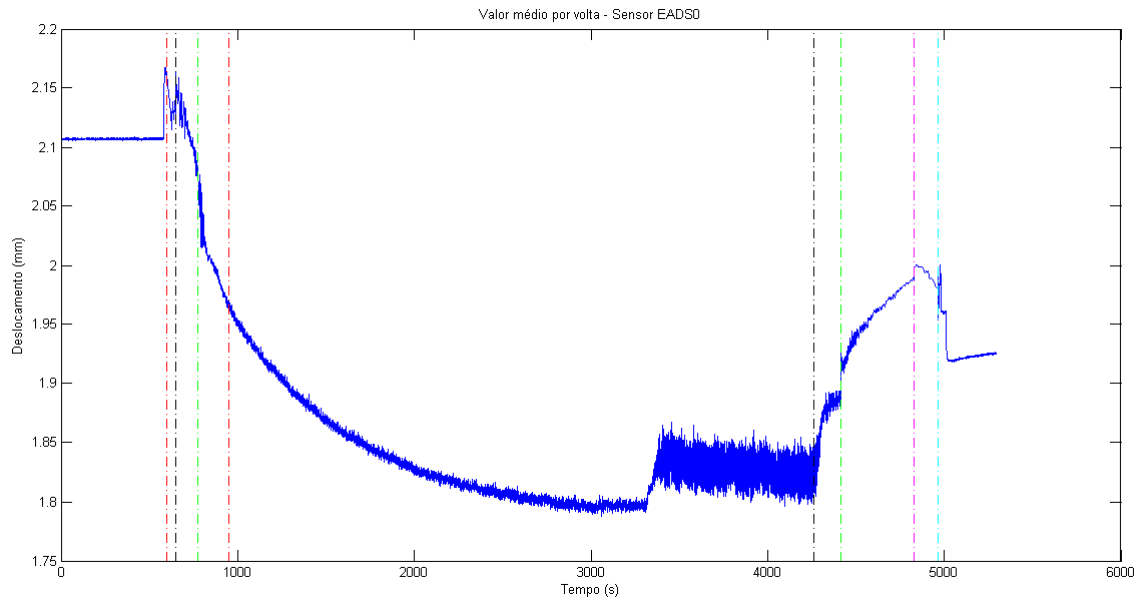


Figura 5.60: Gráfico de tendência do valor médio por volta do eixo, para o sinal do sensor EADS0.

ensaio, conforme mostra a Figura 5.61. Neste caso, pode-se concluir que as medições de temperatura e deslocamento axial do rotor estão diretamente correlacionadas.

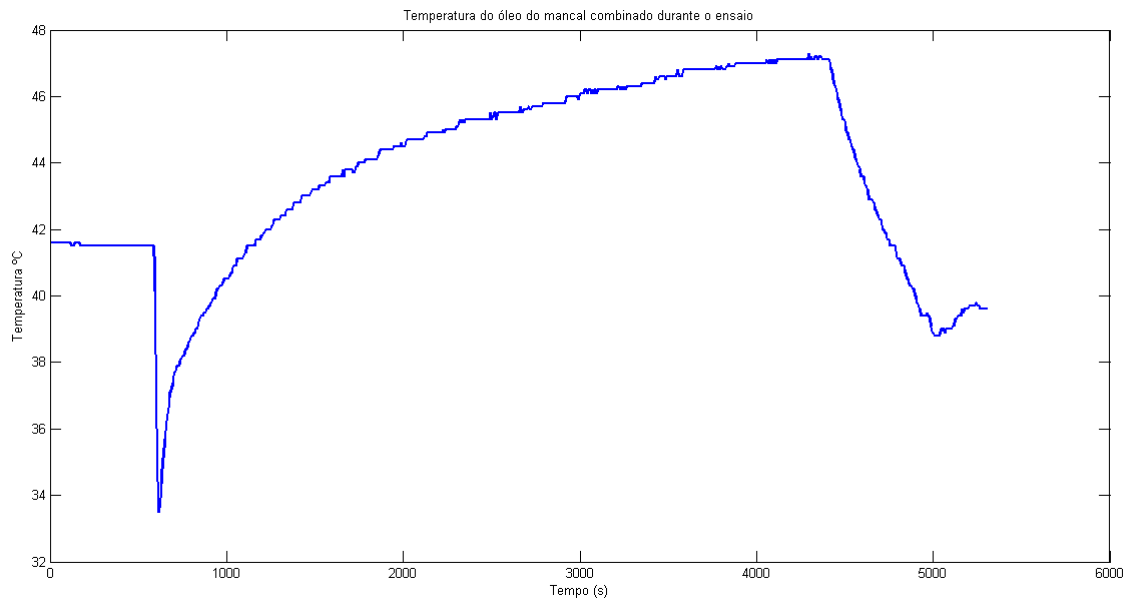


Figura 5.61: Gráfico de tendência da temperatura do óleo de lubrificação do mancal combinado.

Os valores de temperatura foram retirados do servidor PIMS localizado no Laboratório de Validação de Sistemas da UFMG. A taxa de amostragem dos sinais de temperatura, no servidor, é de 5 segundos.

5.3 Monitoramento dos Sinais dos Acelerômetros

O monitoramento da vibração absoluta é feito com os acelerômetros e, tipicamente, nos seus sinais estão presentes as componentes de frequências mais elevadas que aquelas detectadas com os sensores de proximidade. No sistema analisado, a vibração absoluta é monitorada em três pontos: na direção radial, defasados em 120° , no gerador, e na tampa da turbina. Segundo [8], no dia em que o ensaio foi realizado, três dos quatro acelerômetros estavam com defeito. Apenas o acelerômetro GVAS2, instalado no gerador, estava funcionando bem, e portanto, apenas o seu sinal pode ser analisado.

5.3.1 Filtro Anti-Aliasing

Como mostrado no Capítulo 3, na Figura 3.4, todo acelerômetro apresenta uma frequência de ressonância que inevitavelmente estará presente no sinal medido. Supondo que uma excitação na forma de ruído branco esteja presente no sinal do acelerômetro, sabe-se que esse tipo de ruído tem componentes em todo o espectro de frequências. Neste caso, a frequência de ressonância será excitada, e para que ela não seja mascarada em outras frequências durante a amostragem do sinal, é necessário usar um filtro passa-baixas anti-aliasing.

O filtro usado para coleta de dados pode ser visto na Figura 5.62. É um filtro passa-baixas passivo, com frequência de corte igual a 2,2575kHz.

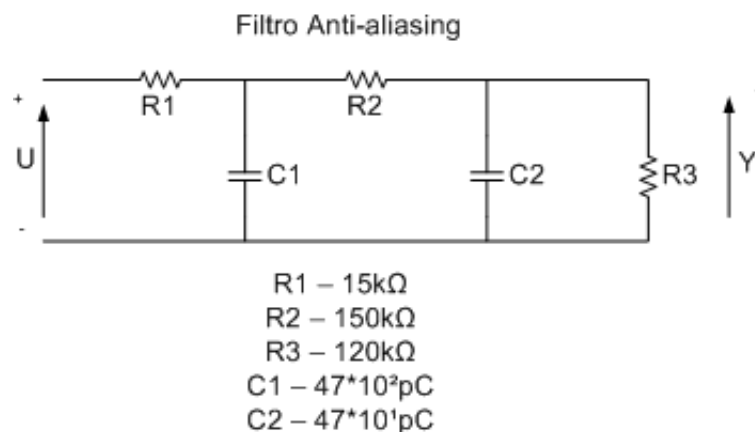


Figura 5.62: Filtro Anti-Aliasing usado na coleta de dados de todos os sinais.

O filtro foi implementado no próprio cabo utilizado para aquisição, que é ligado ao borne BNC do sistema de monitoramento e ao ponto de entrada do cartão de aquisição da controladora NI cRIO, como mostra a Figura 5.63.

Para o cabo utilizado na aquisição do sensor GVAS2, o ganho do filtro na sua faixa de passagem é de 0,41. Com o osciloscópio foi medido o ganho do cabo na frequência de corte do filtro, e o resultado foi 0,25, o que representa uma atenuação de 2,15dB com referência ao ganho na faixa de passagem. Dessa forma, garante-se que a frequência de ressonância do acelerômetro não está mascarada no sinal amostrado na forma de outras componentes.



Figura 5.63: Cabo utilizado no ensaio com o filtro anti-aliasing.

5.3.2 Filtro de Média e Efeito da Temperatura

O sinal do acelerômetro ao longo do tempo, durante o ensaio realizado, é mostrado na Figura 5.64. Observa-se que o nível CC do sinal não estabiliza mesmo depois da unidade atingir a velocidade nominal, e sua dinâmica acompanha a dinâmica da temperatura do núcleo do gerador. Em [34] pode-se ver que a sensibilidade do acelerômetro utilizado é afetada pela temperatura ambiente.

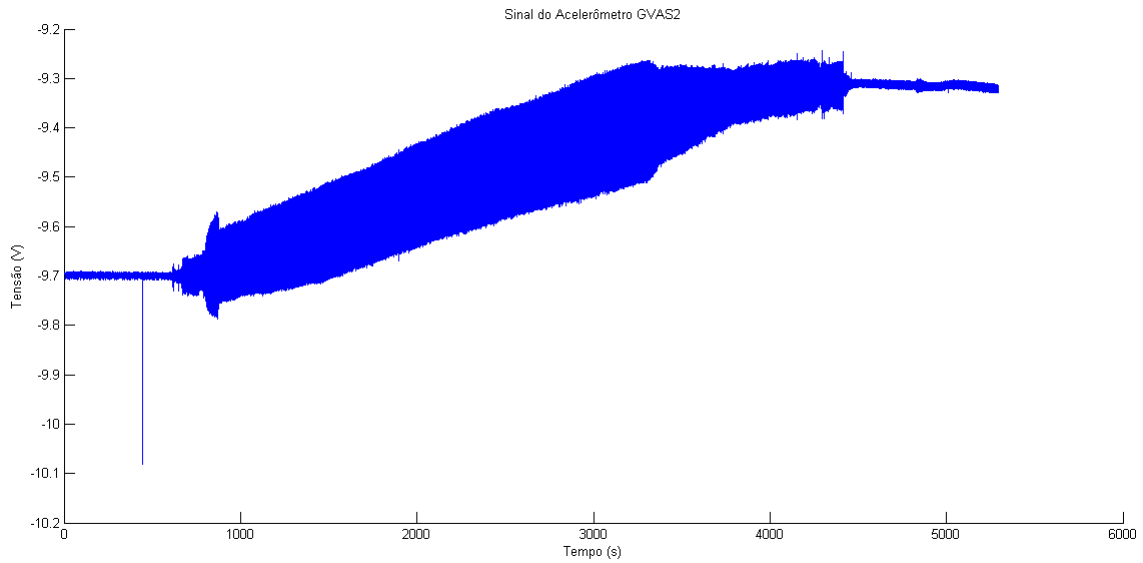


Figura 5.64: Sinal do acelerômetro GVAS2 durante o ensaio realizado.

Observando a Figura 5.65 que mostra o valor da temperatura no núcleo do gerador durante a execução do ensaio, pode-se concluir que o aumento no offset do sensor se deve de fato à variação da temperatura. Inclusive, os dois apresentam comportamentos dinâmicos semelhantes. O offset do sensor não retorna ao valor inicial de quando a unidade estava parada nem depois que a sua velocidade retorna a zero, isto porque a temperatura da unidade ainda permanece em outro patamar.

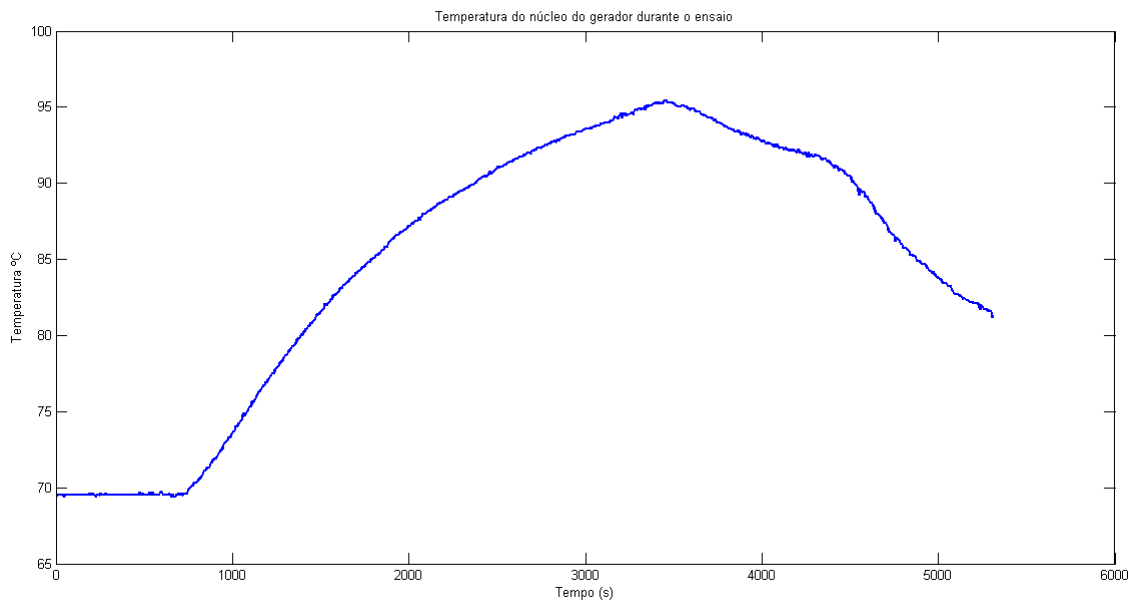


Figura 5.65: Temperatura no núcleo do gerador durante o ensaio realizado.

O processamento inicial do sinal amostrado do acelerômetro consiste na filtragem digital do nível CC, e para isso foi implementado um filtro de média simples utilizando um modelo de primeira ordem

conforme mostra o esquema da Figura 5.66.

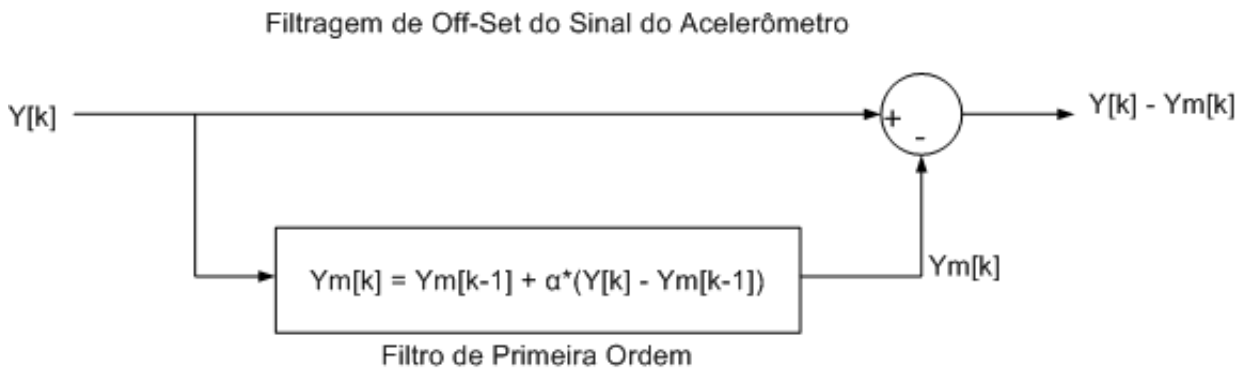


Figura 5.66: Filtro de média para o sinal do acelerômetro.

Na equação recursiva da Figura 5.66, o parâmetro α está diretamente relacionado ao número de pontos, m , de maneira que a variância do erro do cálculo da média aritmética seja a mesma que a variância do erro da média calculada com o filtro exponencial. De forma que $\alpha = \frac{2}{m+1}$. Como a constante de tempo da dinâmica de variação do nível CC do sinal é grande, da ordem de 1000 segundos, utilizou-se um filtro bem conservador para o cálculo da média, com $\alpha = 0,0002$ (que equivale a uma janela de 10000 posições numa média aritmética). O sinal do acelerômetro, após aplicado o filtro de média, pode ser visto na Figura 5.67.

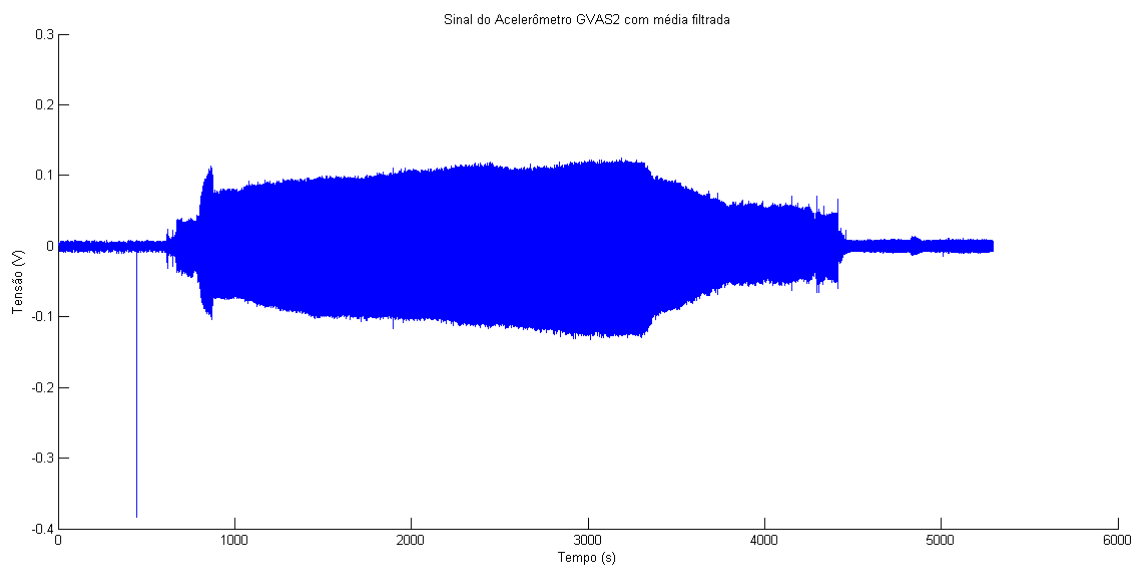


Figura 5.67: Sinal do acelerômetro com nível CC filtrado.

5.3.3 Estimação Espectral

Para análise espectral do sinal do acelerômetro, utilizou-se o periodograma de Welch com 65% de sobreposição e janela de Hanning, conforme indicado no Capítulo 2. Aproveitando o número de 10

voltas usadas no cálculo do *full spectrum*, o periodograma é calculado utilizando a mesma quantidade de voltas. Com um segmento de dados de 2048 pontos, a uma taxa de amostragem de 5kHz e com 65% de sobreposição, para 10 voltas tem-se a média de 28 segmentos no cálculo do periodograma. O sinal pode ser decimado, reduzindo sua frequência de amostragem de 10kHz para 5kHz, uma vez que ele foi filtrado previamente por um filtro anti-aliasing que cortou todas as frequências acima de 2,257 kHz, dessa forma, nenhuma informação é perdida.

O resultado é mostrado na Figura 5.68, onde se pode ver o gráfico em cascata do Periodograma de Welch do sinal do acelerômetro ao longo do tempo. Também é possível perceber a mudança na condição de operação da unidade, pela mudança expressiva na densidade de potência espectral do sinal. Observa-se que algumas componentes sofrem um aumento de frequência ao longo do tempo mesmo na condição de operação normal, o que condiz com o observado com o gráfico de tendência do sinal no tempo, uma vez que a amplitude da vibração continua aumentando gradativamente com o aumento da temperatura. Neste caso, não necessariamente a vibração da máquina tem maior amplitude de fato, mas o valor medido pode estar sendo afetado pela variação na sensibilidade do sensor devido ao aumento da temperatura. Para uma análise absolutamente confiável, é necessário levantar a curva de calibração do sensor de acordo com sua temperatura.

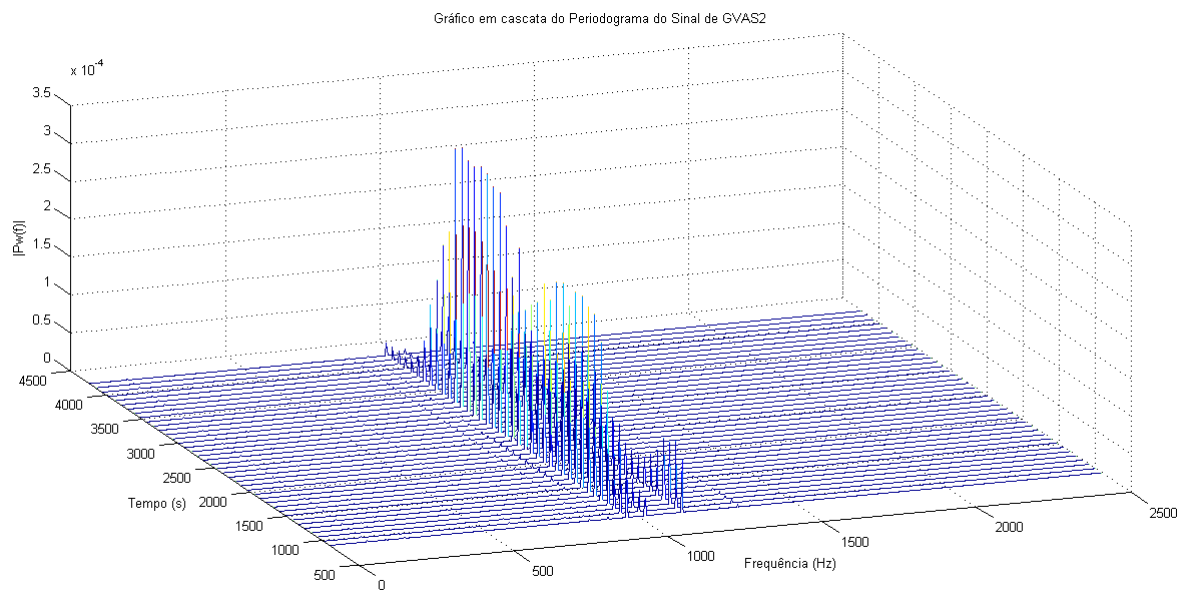


Figura 5.68: Gráfico de cascata do Periodograma do sinal do acelerômetro GVAS2 ao longo do tempo.

É importante destacar as principais frequências que detêm a maior parte da potência do sinal, são elas: 960Hz, 1020Hz e 1140Hz. Em diferentes instantes essas componentes apresentam diferentes razões de amplitudes entre si, como pode se ver na Figura 5.68 e também na Figura 5.69 que mostra três periodogramas do sinal, para três diferentes instantes de tempo, sendo o último quando a máquina já se encontra em condição operativa indesejada.

Ainda analisando essas três componentes de frequência, observa-se que todas são harmônicos de 60Hz, no caso, 16^o, 17^o e 19^o harmônicos, respectivamente. São componentes de vibração que tem origem elétrica. Entretanto, com apenas os dados disponíveis não é possível explicar porque essas

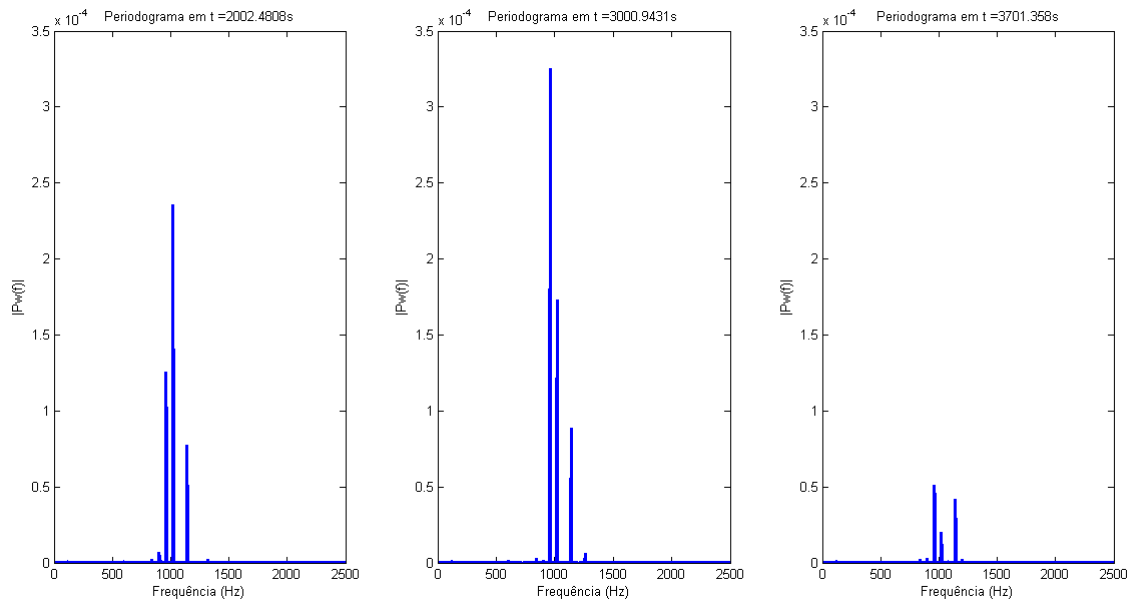


Figura 5.69: Periodogramas do sinal de GVAS2 em três instantes de tempo distintos.

componentes estão presentes no sinal.

Componentes de frequências mais baixas podem estar presentes no sinal, mas apresentam menos potência. A detecção de envelope é uma técnica muito usada para detectar a presença de baixas frequências em sinais de vibração. Uma maneira simples de se fazer isso é usar a transformada de Hilbert. Aplica-se a transformada de Hilbert no sinal filtrado do acelerômetro, obtém-se o sinal analítico correspondente. O envelope é obtido calculando o módulo do sinal analítico no tempo. A Figura 5.70 mostra os Periogramas, nos 3 instantes de tempo distintos, do sinal de envelope obtido. Observa-se que as frequências predominantes são a componente fundamental do sistema elétrico, 60Hz, e suas harmônicas, principalmente 120Hz e 180Hz.

Essas frequências estão presentes no sinal original, mas com baixa potência, modulando levemente o sinal de vibração registrado no acelerômetro, como se pode ver na Figura 5.71 que mostra um zoom no sinal próximo do instante de tempo de 2000s.

5.3.4 Transformada Discreta de Wavelets

A análise de wavelets complementa a análise em frequência feita no sinal do acelerômetro no que diz respeito a detecção de mudança no ponto de operação da unidade. Como o sinal precisa estar amostrado a uma alta taxa para que não se perca a informação das altas frequências, para que não se precise de muita memória no cálculo da transformada, o ideal é definir um intervalo de 1 volta. Dentro desse intervalo é necessário ter um número de pontos que seja potência de dois, entretanto, a cada volta o número de pontos pode variar. Uma solução é utilizar a estrutura multicanal em uma volta, amostrar a uma taxa elevada, por exemplo 10kHz, e dividir o número de pontos de uma volta igualmente de acordo com o número de canais (potência de dois). Depois fazer a média em cada canal

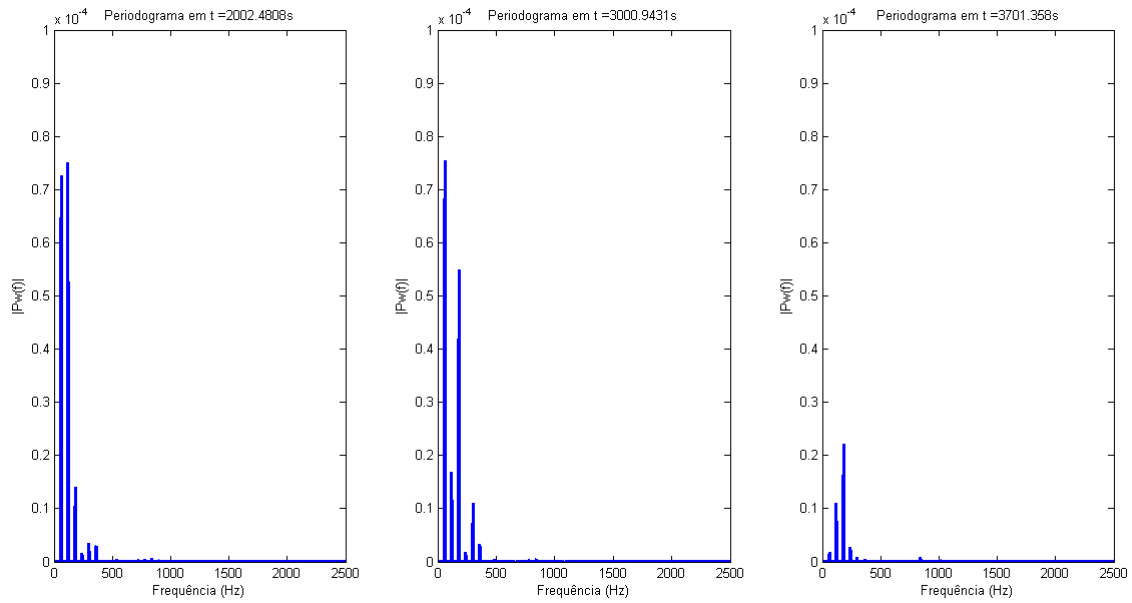


Figura 5.70: Periodogramas do envelope do sinal de GVAS em três instantes de tempo distintos.

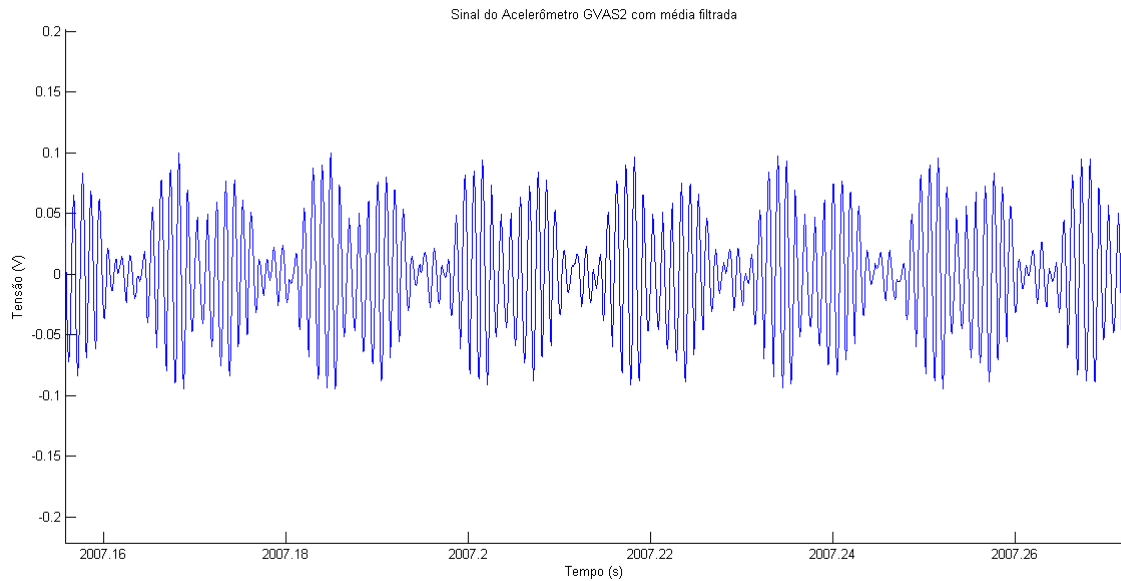


Figura 5.71: Sinal do acelerômetro com nível CC filtrado em detalhe.

e aplicar a transformada de wavelets no resultado. Procedimento idêntico ao realizado no cálculo do *full spectrum*, porém para apenas uma volta. Neste caso, o sinal no multicanal vai ter uma taxa de amostragem reduzida de acordo com o número de canais. Para os dados do ensaio, determinou-se um número de canais igual a 2048, pois, em uma volta a amostragem a 10kHz gera em média 4348 pontos, dividindo em 2048 canais, o sinal resultante tem uma taxa de amostragem próxima de 5kHz, mantendo a informação das componentes de frequência abaixo da frequência de corte do filtro anti-aliasing utilizado.

O resultado para a aplicação da transformada de wavelets usando a estrutura multicanal de 2048

canais, a cada volta do eixo, no sinal do acelerômetro, durante o ensaio realizado, pode ser visto na Figura 5.72 que mostra os respectivos gráficos de cascata e de contorno. A mudança no padrão observado nas wavelets é visível, e bem expressiva. Em estado de operação normal, a amplitude dos coeficientes dos níveis 9 e 10 são bem maiores que nos outros. Estes níveis correspondem aos espaços de escala que representam as componentes de frequência nas faixas de aproximadamente 625Hz à 1,25kHz e 1,25kHz à 2,5kHz, respectivamente.

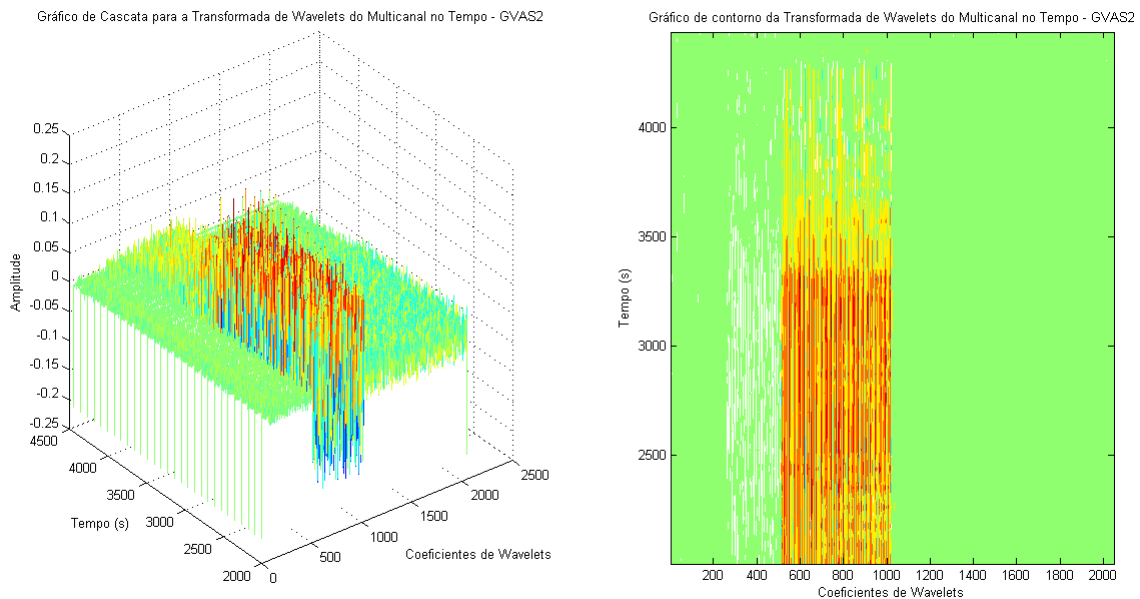


Figura 5.72: Transformada de Wavelets do sinal do acelerômetro em uma volta ao longo do tempo, usando a estrutura multicanal.

A energia acumulada em cada escala da transformada pode ser vista na Figura 5.73. Observa-se que em termos de monitoramento, 2048 pontos foram convertidos em 12 níveis de escala, e em cada nível é monitorado apenas um parâmetro. Esses parâmetros sofrem alterações de acordo com o padrão de operação da unidade e ainda oferecem informação sobre a faixa de frequência das principais componentes presentes no sinal medido.

Como o cálculo do periodograma é feito com o sinal decimado de uma amostra, resultando em uma frequência de amostragem de 5kHz, a transformada de wavelets pode ser calculada sem a necessidade da estrutura multicanal, utilizando o sinal decimado. Cada volta terá tipicamente 2174 pontos, e a transformada pode ser feita com 2048 pontos, sendo que os pontos mais próximos do final de cada volta serão perdidos. O resultado final não apresenta diferenças significativas com o resultado obtido com o multicanal, como mostram as Figuras 5.74 e 5.75, se tornando uma alternativa simplificada para o processamento com wavelets.

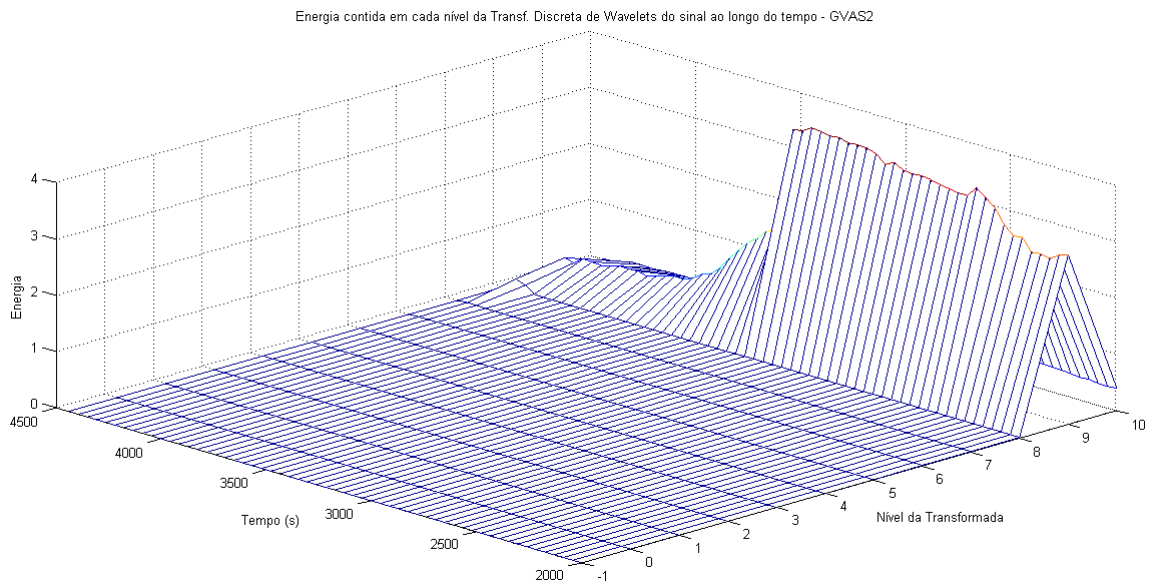


Figura 5.73: Gráfico de cascata da Energia em cada Nível da Transformada de Wavelets Discreta do sinal do acelerômetro GVAS2.

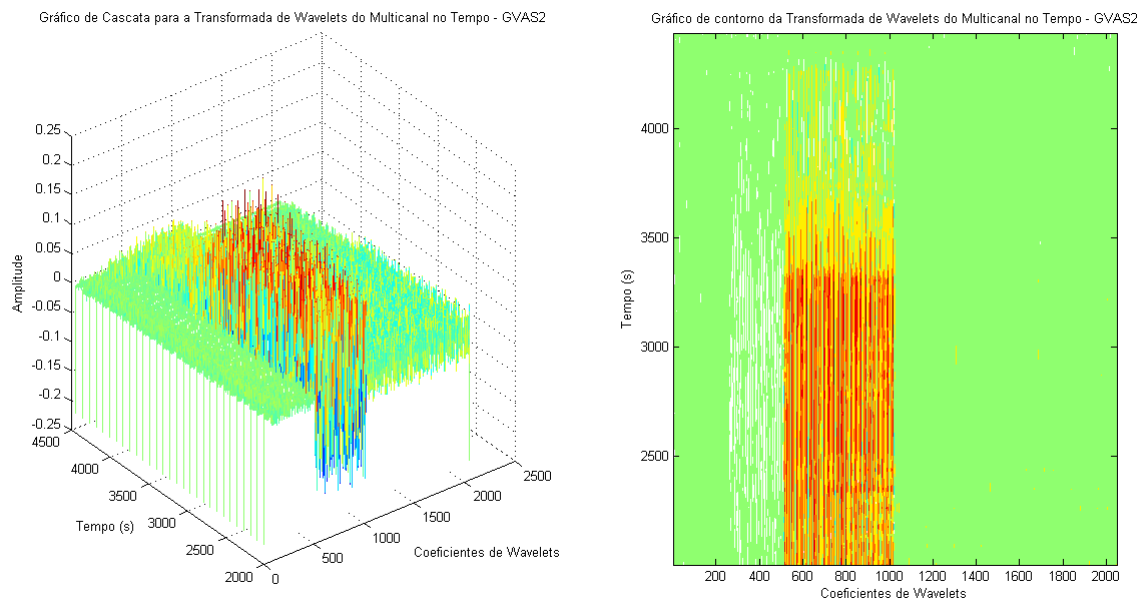


Figura 5.74: Gráfico de cascata da Energia em cada Nível da Transformada de Wavelets Discreta do sinal decimado do acelerômetro GVAS2.

5.4 Conclusão

Neste capítulo foi apresentado um conjunto de técnicas para processamento dos sinais de vibração no domínio do tempo, no domínio da frequência e uma análise tempo-escala, aplicadas à sinais reais coletados de uma unidade operando como gerador, visando o monitoramento de vibração da mesma. Algumas técnicas exigem maior capacidade de processamento, como no caso do *full spectrum* e permitem extrair informações que não são facilmente observadas, como por exemplo a inclinação do

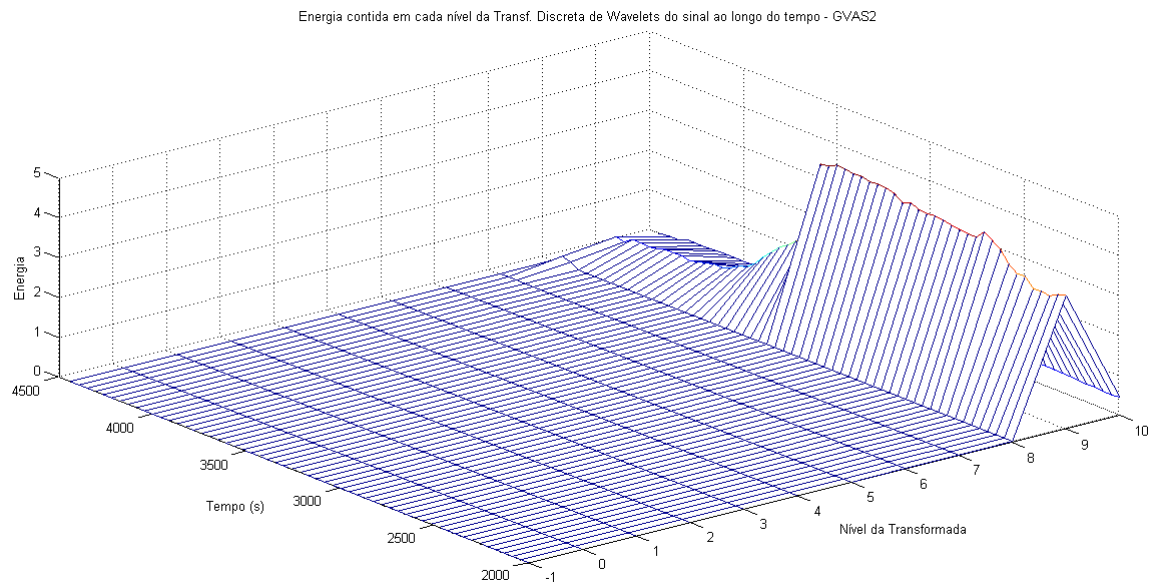


Figura 5.75: Gráfico de cascata da Energia em cada Nível da Transformada de Wavelets Discreta do sinal decimado do acelerômetro GVAS2.

eixo da unidade, que se reflete no defasamento das órbitas registradas em cada mancal. O objetivo deste capítulo foi definir e comparar técnicas que, se implementadas em um sistema de monitoramento de vibração, contribuam extraindo características que efetivamente possam ser utilizadas na detecção de falhas ou de condições operativas indesejadas, ou que permitam uma interpretação sobre a real condição da unidade.

O monitoramento da tendência temporal é importante, primeiramente, para entender o comportamento dinâmico do sistema, passando pela partida, operando em regime estacionário e na parada. Inclusive, por meio da tendência temporal foi possível detectar a ocorrência de diversos eventos presentes nestas etapas. Para análise da órbita, o *full spectrum* se mostrou a ferramenta mais completa (dentre àquelas encontradas na literatura), extraindo uma grande quantidade de informação dos sinais, permitindo reconstrução de órbitas purificadas, análise do perfil de rotação do eixo, detecção de inclinação no mesmo, monitoramento de harmônicos ao longo do tempo, correlação de harmônicos e sub-harmônicos para identificação de falhas, monitoramento durante a partida e a parada da máquina, entre outros. Como contribuição deste trabalho, definiu-se uma forma sistematizada para calcular o *full spectrum* utilizando a estrutura multicanal, obtendo espectros com resolução em função da frequência de rotação da máquina.

A transformada de wavelets também se mostrou muito eficiente para o monitoramento de condição, uma vez que alterações no ponto de operação da unidade são claramente percebidos ao se monitorar a energia em cada nível de escala da transformada. Os resultados apresentados com wavelets são coerentes com as análises na frequência, e como o monitoramento é feito por nível de escala, com apenas 12 parâmetros é possível detectar alterações na condição operativa da unidade.

Capítulo 6

Conclusão

6.1 Conclusão do Trabalho

Este trabalho buscou mostrar a importância de se monitorar a vibração para operação segura de Unidades Geradoras e detalhar a instrumentação necessária e as características dos sinais adquiridos com sensores de proximidade e acelerômetros. Como objetivo do trabalho, foi definido estudar as técnicas de processamento de sinais capazes de extrair características visando o monitoramento de condição da unidade. A escolha das técnicas utilizadas levou em consideração os trabalhos encontrados na literatura, e também as ferramentas disponíveis em sistemas de monitoramento de vibração encontrados no mercado. Buscou-se detalhar as características dos sensores utilizados e das falhas que ocorrem nas unidades mostrando o contexto de aplicação das técnicas, e qual tipo de informação seria desejável obter com as mesmas.

Como o trabalho apresenta um caráter experimental e as técnicas estudadas foram empregadas em sinais coletados de uma unidade em boas condições de operação, não foram encontradas características que indicassem ocorrência de falhas como aquelas mostradas no Capítulo 4. Ainda assim, muita informação pode ser extraída dos sinais, tanto no que diz respeito ao comportamento vibratório da dinâmica da planta, como para verificação de mudanças no ponto de operação da Unidade.

Com a análise de tendência dos sinais dos sensores de proximidade, e de suas características, como valor pico-a-pico e valor médio, podem-se identificar instantes de ocorrência de eventos específicos na partida e na parada da máquina. Pode-se ver também como a mudança no ponto de operação da máquina alterou o padrão dessas características e como normas definidas para monitoramento podem ser utilizadas para classificar a condição da máquina.

O estudo das técnicas de análise no domínio da frequência levou em consideração também a utilização de memória e a velocidade de processamento. O número de pontos da FFT foi definido de forma a realizar o menor número de cálculos sem implicar em perda significativa de informação. Os cálculos de média foram feitos com filtros de primeira ordem para minimizar o uso de memória, não sendo necessário guardar um grande vetor de dados.

O *full spectrum* mostrou resultados consistentes, através do qual foi possível reconstruir a órbita média e verificar que realmente o espectro encontrado traduz o comportamento registrado pelos sinais dos sensores de proximidade. A possibilidade de se monitorar frequências específicas ao longo do tempo e correlacionar as alterações ocorridas em determinadas frequências é uma das grandes contribuições desta ferramenta, pois, além de detectar uma mudança na condição operativa é possível identificar qual é a falha que provavelmente ocorreu, com base no padrão de alteração das componentes.

A transformada de wavelets foi aplicada visando monitoramento de condição, mas ela pode ser utilizada também para filtragem dos sinais e na compactação para registro em bancos de dados temporais. Da forma como foi utilizada, mostrou que é possível reduzir o número de parâmetros a serem monitorados para detecção de mudanças no ponto de operação. Para filtragem e compactação, a escolha da wavelet deve ser feita levando em consideração a dinâmica do sinal a ser filtrado ou compactado. Para monitoramento dos níveis de energia em cada escala, qualquer wavelet pode ser utilizada, sendo verificado, entretanto, uma pequena diferença no padrão de distribuição da energia ao longo dos níveis de escala. Independentemente disto, haverá um padrão bem definido para o funcionamento normal da máquina e o monitoramento pode ser feito baseado nesse padrão.

Como apenas um acelerômetro estava em boas condições, não foi possível fazer uma análise mais detalhada dos sinais de aceleração das partes fixas da máquina, nem correlacioná-las. Esta seria uma análise fundamental para os sinais dos acelerômetros instalados na carcaça do gerador. Não apenas a correlação no domínio do tempo, mas também no domínio da frequência, mostrando a distribuição da vibração espacialmente no corpo do gerador, inclusive possibilitando visualizar eixos radiais sujeitos a maior carga. Essas análises deverão ser feitas em trabalhos futuros.

Considera-se que o objetivo do trabalho foi alcançado e diversas técnicas foram estudadas, detalhando as informações que poderiam ser extraídas de cada sinal e como essas informações descrevem a condição da Unidade. Foram feitas suposições sobre o comportamento da Unidade com base nos resultados experimentais das técnicas. E muitos resultados se mostraram consistentes com as informações dadas pela equipe de Engenharia da Cemig GT.

6.2 Trabalhos Futuros

Como continuidade deste trabalho serão feitas as análises dos sinais dos acelerômetros em conjunto, após troca dos sensores defeituosos da unidade, ou instalação de sensores em unidades da Usina de Sá Carvalho, também presente no projeto no qual este trabalho foi desenvolvido.

Segue como sugestão de trabalhos futuros, o emprego de técnicas de controle estatístico no monitoramento das características extraídas neste trabalho. Inclusive o teste CUSUM (*Cumulative Sum*) em cada uma das componentes harmônicas e sub-harmônicas da componente fundamental no *full spectrum*. Técnicas de reconhecimento de padrões podem ser aplicadas utilizando o conjunto de características extraídas, sejam elas temporais, no domínio da frequência ou nos coeficientes de wavelets obtidos em cada sinal.

As técnicas apresentadas neste trabalho serão implementadas no sistema de monitoramento de vibração que está sendo desenvolvido no projeto GT-338, utilizando a plataforma LabView (mesma plataforma utilizada para desenvolvimento do sistema de coleta de dados do segundo ensaio apresentado neste trabalho). Após isto, o sistema será testado na usina e as técnicas poderão ser validadas oferecendo dados para análise a longo prazo, possibilitando o projeto das cartas de controle estatístico e de sistemas especialistas.

Apêndice A

Análise Multirresolução

Quando se amostra um sinal numa frequência α_j está se fixando uma escala 2^j para representá-lo. Detalhes do sinal que sejam menores que a escala fixada são perdidos nessa representação. Entretanto, todos os detalhes capturados na escala 2^m são também capturados em escalas maiores, 2^k , com $k > m$. Dado um número inteiro $j \in \mathbb{Z}$, define-se um espaço $V_j \subseteq L^2\{\mathbb{R}\}$ que é formado por todas as funções cujos detalhes estão na escala 2^j .

Considerando as operações de translação e de dilatação, T_τ e D_s respectivamente, definidos no Capítulo 2, um sistema ortonormal de translações em \mathbb{R} da forma: $\{T_n g(x)\}_{n \in \mathbb{Z}}$ onde $g(x) \in L^2\{\mathbb{R}\}$, é tal que as translações de $g(x)$ formam uma base ortonormal em $L^2\{\mathbb{R}\}$. Sendo assim qualquer função $f(x) \in L^2\{\mathbb{R}\}$ pertence ao conjunto formado por todas as combinações lineares finitas de $\{T_n g(x)\}$ (ou $\overline{\text{span}}\{T_n g(x)\}$).

O espaço V_j em escala 2^j tem como base um conjunto ortonormal de translações de uma função de escala $\phi_j(x)$. Dado que:

$$\phi_{j,k}(x) = 2^{-j/2} \phi(2^{-j}x - k) \quad (\text{A.1})$$

$\phi_{j,k}$ se refere à família de funções na escala j e todas as suas translações de valor k .

O espaço de escala V_{j+1} contém todas as funções com detalhes na escala 2^{j+1} e escalas menores. Logo:

$$V_j \subseteq V_{j+1}, \quad \forall j \in \mathbb{Z} \quad (\text{A.2})$$

Um sinal cuja frequência de corte α_j está associada à escala 2^{j+1} pertence ao espaço V_{j+1} . Esse sinal pode ser representado no espaço de escala 2^j , V_j , através da operação de projeção ortogonal:

$$\text{Proj}_{V_j}(f) = \sum_k \langle f, \phi_{j,k} \rangle \phi_{j,k} \quad (\text{A.3})$$

Entretanto, neste processo, detalhes do sinal em escala maior que 2^{j-1} serão perdidos e estarão representados no espaço W_{j-1} , ortogonal à V_{j-1} , chamado espaço de wavelets, tal que:

$$V_{j+1} = V_j \oplus W_j \quad (\text{A.4})$$

A representação dos espaços de escala e de wavelets segundo a frequência w pode ser vista na Figura A.1.

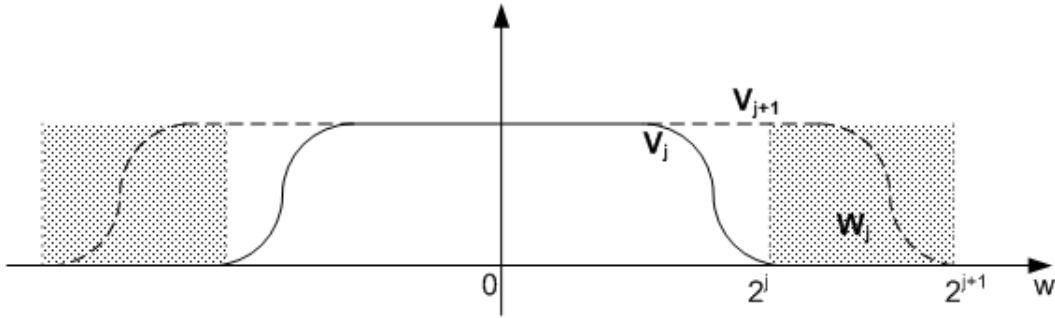


Figura A.1: Espectro de frequência e composição do espaço de escala V_{j+1} .

Para um sinal $x(t) \in V_{j+1}$, tem-se que:

$$x(t) = Proj_{V_j}(x) + Proj_{W_j}(x) \quad (\text{A.5})$$

Observa-se que a projeção $Proj_{V_{j-1}}(x)$ representa a filtragem passa baixa do sinal $x(t)$ por um filtro com frequência de corte igual a α_{j-1} e a projeção $Proj_{W_{j-1}}$ representa uma filtragem passa banda, entre as frequências α_{j-1} e α_j .

O espaço W_{j-1} , que contém todos os detalhes do sinal perdidos na representação na escala de V_{j-1} , é formado por uma base ortonormal de wavelets. As funções de escala definem filtros passa baixa que realizam a projeção de uma função no espaço de escala V_j . A partir da função de escala $\phi_j(x)$, associada ao subespaço V_j , é possível obter a função de escala $\phi_{j-1}(x)$, associada ao subespaço $V_{j-1} \subseteq V_j$. Isto é possível através da equação de dilatação em escala dupla:

$$\phi_j(x) = \sum_k h[k] 2^{(j+1)/2} \phi(2^{j+1}x - k) \quad (\text{A.6})$$

Onde a sequência de coeficientes $h[k]$ é chamada de filtro de escala associado a $\phi(x)$. A partir do filtro de escala, define-se o filtro de wavelet, $g[k]$, como sendo:

$$g[k] = (-1)^k \overline{h[1-k]} \quad (\text{A.7})$$

A partir da função de escala $\phi_j(x)$ e do filtro de wavelet $g[k]$, gera-se a wavelet $\psi_{j-1}(x)$ associada ao subespaço $W_{j-1} = V_j - V_{j-1}$:

$$\psi_{j-1}(x) = \sum_k g[k]2^{(j)/2}\phi_j(2^jx - k) \tag{A.8}$$

As Wavelets $\psi_{j-1}(x)$ geradas a partir da equação A.8 e suas versões transladadas formam uma base ortonormal em \mathbb{R} e são uma base para o subespaço W_{j-1} . Além do mais, dado qualquer $J \in \mathbb{Z}$, $\{\phi_{J,k}(x)\}_{k \in \mathbb{Z}} \cup \{\psi_{j,k}(x)\}_{j \geq J, k \in \mathbb{Z}}$, formam uma base ortonormal em \mathbb{R} . Ou seja, as wavelets transladadas são ortonormais às funções de escala transladas em escalas inferiores.

Um exemplo muito simples é dado pela função escala de Haar e sua Wavelet correspondente, que podem ser vistas na Figura A.2.

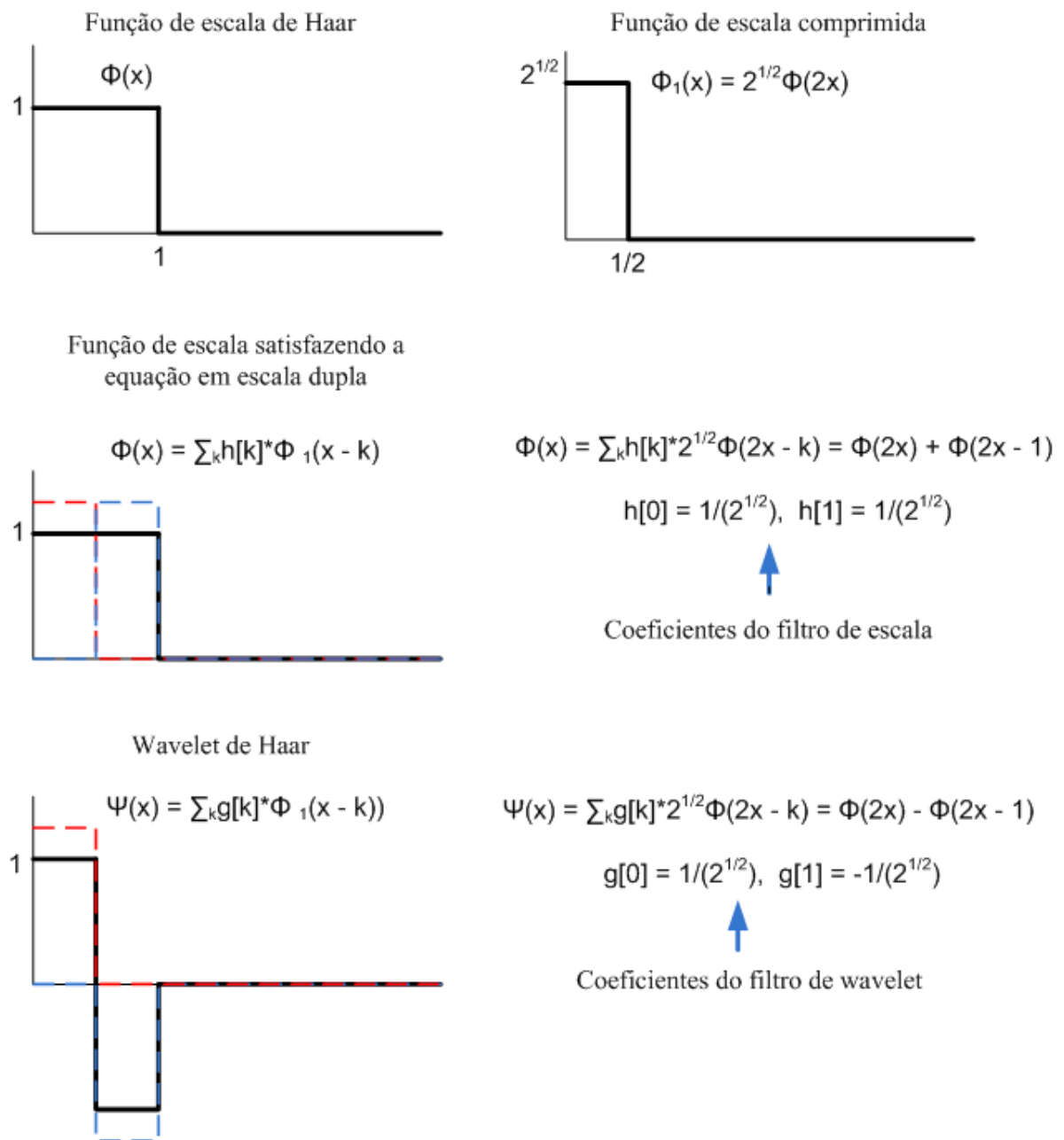


Figura A.2: Função de escala e Wavelet de Haar e seus respectivos filtros associados.

A função de escala $\phi(x)$ deve satisfazer algumas propriedades importantes:

- $\| \int_{-\infty}^{\infty} \phi(x) dx \| = 1$;
- $\hat{\Phi}(n) = 0$ para todo inteiro $n \neq 0$. Sendo $\hat{\Phi}(n)$ a Transformada de Fourier de $\phi(x)$;
- $\sum_n \phi(x+n) = 1$;

Com base em tudo que foi dito, pode-se definir a análise multirresolução em \mathbb{R} como uma sequência de subespaços $\{V_j\}_{j \in \mathbb{Z}}$ de funções em $L^2\{\mathbb{R}\}$ satisfazendo as seguintes condições:

1. $\forall j \in \mathbb{Z}, V_j \subseteq V_{j+1}$;
2. Se $f(x)$ é continuamente diferenciável e tem suporte compacto em \mathbb{R} , então $f(x) \in \overline{\text{span}}\{V_j\}_{j \in \mathbb{Z}}$;
3. $\bigcap_{j \in \mathbb{Z}} V_j = \{0\}$;
4. A função $f(x) \in V_0 \Leftrightarrow D_{2^j} f(x) \in V_j$, sendo $D_{2^j} f(x) = 2^{j/2} f(2^j x)$;
5. Existe uma função $\phi(x) \in L^2\{\mathbb{R}\}$, chamada função de escala, tal que o conjunto $\{T_n \phi(x)\}$ é um sistema ortonormal de translação e $V_0 = \overline{\text{span}}\{T_n \phi(x)\}$.

Apêndice B

Dedução do Full Spectrum a partir dos espectros de cada sinal

Um sinal senoidal qualquer, $x(t)$, pode ser representado na forma fasorial, tal que:

$$x(t) = A \cos(\omega t + \theta) = A \angle \theta \quad (\text{B.1})$$

Onde A é o módulo do fasor e θ a sua fase.

Uma vez que se tem módulo e fase na Transformada de Fourier, é possível também representar o sinal transformado na forma fasorial. Dado $x(t)$ da Equação B.1, sua Transformada pode ser vista na Figura B.1.

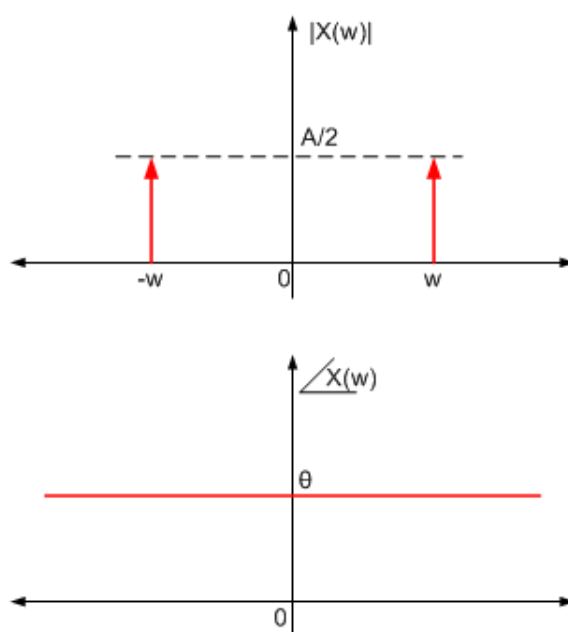


Figura B.1: Transformada de Fourier da função $x(t) = A \cos \omega t + \theta$.

A representação fasorial da Transformada de Fourier da Figura B.1, pode ser vista na Figura B.2. Que consiste de dois fasores de módulo $A/2$ e ângulos de partida igual a θ e $-\theta$, girando no sentido anti-horário e horário, respectivamente, à uma frequência w .

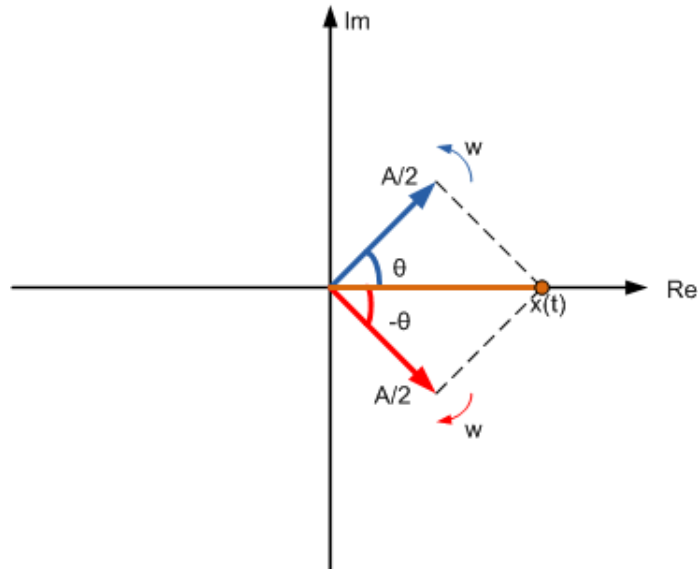


Figura B.2: Representação Fasorial da Transformada de Fourier da função $x(t) = A \cos wt + \theta$.

A órbita é composta por dois sinais, $x(t)$ e $y(t)$ em quadratura. Dados:

$$x(t) = A \cos (wt + \alpha) = A \angle \alpha \tag{B.2}$$

$$y(t) = B \cos (wt + \beta) = A \angle \beta \tag{B.3}$$

As respectivas Transformadas de Fourier na forma fasorial são mostradas na Figura B.3.

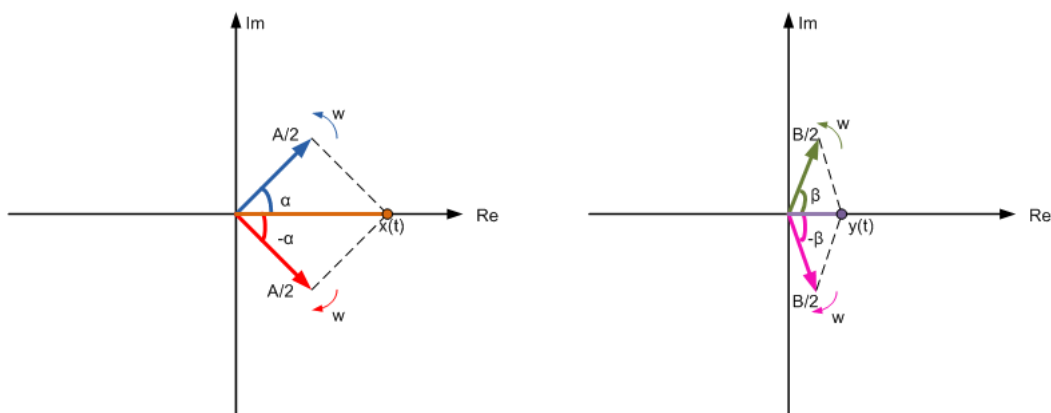


Figura B.3: Representação Fasorial da Transformada de Fourier dos sinais $x(t)$ e $y(t)$.

Transformando o sinal $y(t)$ em um sinal complexo, $jy(t)$, sua Transformada de Fourier terá as partes real e imaginária invertidas, o que resulta em um mesmo espectro de amplitude e um espectro de fase adiantado em $\pi/2rad$. O efeito na representação fasorial é visto na Figura B.4.

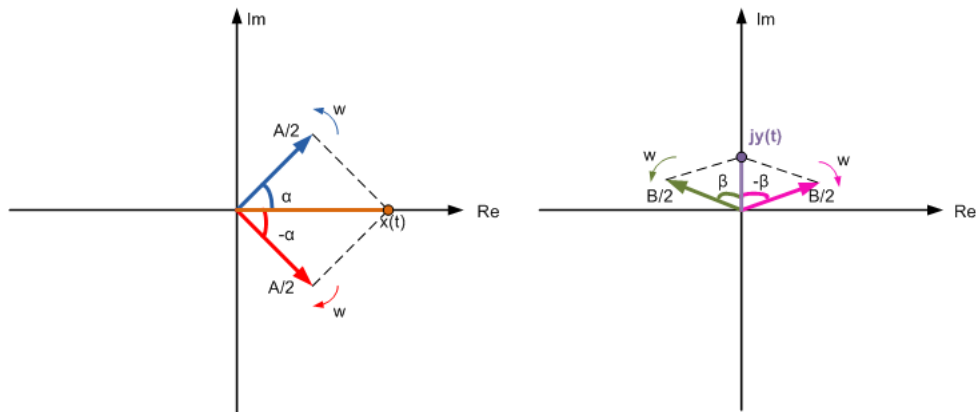


Figura B.4: Representação Fasorial da Transformada de Fourier dos sinais $x(t)$ e $jy(t)$.

A órbita consiste exatamente da composição de dois sinais defasados espacialmente em 90° . Criando um sinal complexo $s(t) = x(t) + jy(t)$, a Transformada de Fourier na forma fasorial, pode ser representada somando os fasores mostrados na Figura B.4. A componente positiva será a resultante das componentes positivas de ambos os sinais, e a componente de frequência negativa será a resultante das componentes de frequência negativa dos dois sinais, como mostra a Figura B.5.

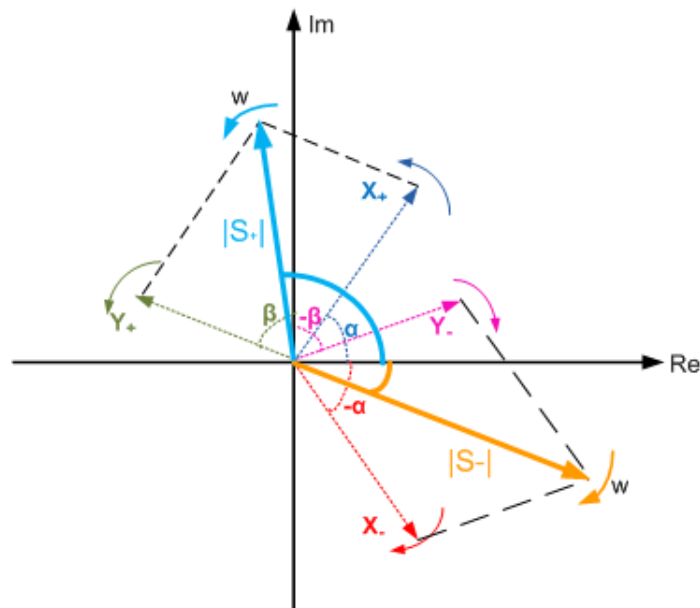


Figura B.5: Representação Fasorial da Transformada de Fourier do sinal complexo $s(t) = x(t) + jy(t)$.

O ângulo formado entre as componentes positivas é mostrado na Figura B.6.

A resultante das componentes positivas é dada por:

$$S_+ = \sqrt{Y_+^2 + X_+^2 + 2X_+Y_+ \cos(\pi/2 + \beta - \alpha)} \tag{B.4}$$

Desenvolvendo a Equação B.4 tem-se:

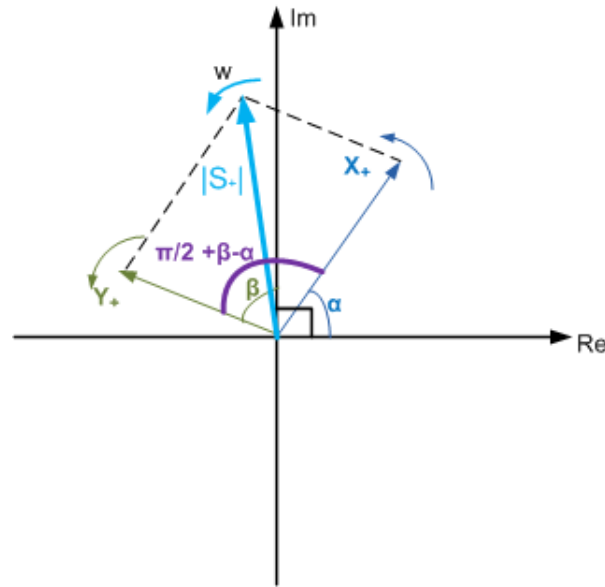


Figura B.6: Ângulo entre os fasores de frequência positiva.

$$S_+ = \sqrt{Y_+^2 + X_+^2 + 2X_+Y_+(\cos(\pi/2)\cos(\beta - \alpha) - \sin(\pi/2)\sin(\beta - \alpha))} \quad (\text{B.5})$$

$$S_+ = \sqrt{Y_+^2 + X_+^2 - 2X_+Y_+\sin(\beta - \alpha)} \quad (\text{B.6})$$

Quando se utiliza o espectro completo de ambos os sinais, a Equação B.6 pode ser aplicada às frequências positivas e negativas e o full spectrum é obtido diretamente. Caso considere-se apenas metade do espectro em ambos os sinais, $x(t)$ e $y(t)$, ou seja, o espectro apenas para as frequências positivas, a resultante de frequências negativas da órbita é obtida fazendo:

$$S_+ = \sqrt{Y_+^2 + X_+^2 + 2X_+Y_+\cos(\pi/2 + \alpha - \beta)} \quad (\text{B.7})$$

Dado que o ângulo entre as componentes negativas pode ser visto na Figura B.7.

Desenvolvendo a Equação B.7, obtém-se:

$$S_+ = \sqrt{Y_+^2 + X_+^2 + 2X_+Y_+\sin(\beta - \alpha)} \quad (\text{B.8})$$

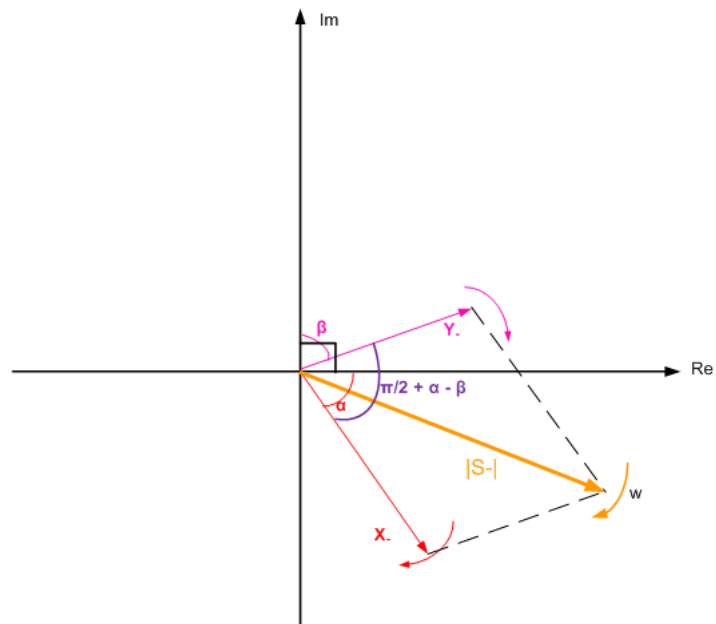


Figura B.7: Ângulo entre os fasores de frequência negativa.

Referências Bibliográficas

- [1] CARVALHO, D. F. *Usinas hidroelétricas turbinas*. FUMARC/PUC-MG, 1981.
- [2] BRIGHAM, E. O. *The fast fourier transform and its applications*. Prentice-Hall International Editions, 1988.
- [3] MEASUREMENTS; GE, C. Shaft centerline radial position. *Orbit*, p. 24–26, Abril 1989.
- [4] MEASUREMENTS; CONTR. Shaft position measurements reveal the cause of turbine failure. *Orbit*, p. 6–9, Janeiro 1986.
- [5] VIBRO, B. . K. Cpb measurements - early fault detection with minimal risk of false alarms. Technical report.
- [6] International Organization for Standardization. *Mechanical vibration - evaluation os machine vibration by measurements on non-rotating parts- part 5: Machine sets in hydraulic power generating and pumping plants*, 2000.
- [7] SCHEFFER, C.; GIRDHAR, P. *Practical machinery vibration analysis and predictive maintenance*. Newnes, 2004.
- [8] DE PAULA MOURA; MARCOS ANTÔNIO CIRINO; CRISTIANO DE MELO NASCIMENTO, A. Relatório de verificação do sistema de monitoramento de vibração e diagnóstico preditivo da unidade geradora 03. Technical report, CEMIG Geração e Transmissão S.A., 2013.
- [9] TAVNER, P. J. Review of condition monitoring of rotating electrical machines. *IET ELECTRIC POWER APPLICATIONS*, v. 2, n. 4, p. 215–247, JUL 2008.
- [10] MUSZYNSKA, A. Vibrational diagnostics of rotating machinery malfunctions. *International Journal of Rotating Machinery*, v. 1, p. 237–266, 1995.
- [11] TAVNER, P.; RAN, L.; PENMAN, J.; SEDDING, H. *Condition monitoring of rotating electrical machines*. The Institution of Engineering and Technology, 2008.
- [12] LYLES, J. F.; GOODEVE, T. E.; STONE, G. C. Using diagnostic technology for identifying generator winding maintenance needs. *Hydro Review*, p. 58–67, Junho 1993.
- [13] PATEL, T. H.; DARPE, A. K. Experimental investigation on vibration response of misaligned rotors. *Mechanical Systems and Signal Processing*, v. 23, 2009.

- [14] LAFLEUR, F.; BÉLANGER, S.; COUTU, E.; MERKOUF, A. Spectral analysis methodology for acoustical and mechanical measurements relative to hydraulic turbine's generator. *Rotating Machinery, Structural Health Monitoring, Shock and Vibration*, v. 5, 2011.
- [15] ESCALER, X.; EGUSQUIZA, E.; FARHAT, M.; AVELLAN, F.; COUSSIRAT, M. Detection of cavitation in hydraulic turbines. *MECHANICAL SYSTEMS AND SIGNAL PROCESSING*, v. 20, n. 4, p. 983–1007, MAY 2006.
- [16] S. LAWRENCE MARPLE, J. *Digital spectral analysis with applications*. Prentice Hall, 1987.
- [17] WELCH, P. D. The use of fast fourier transform for the estimation of power spectra: A method based on time averaging over short, modified periodograms. *IEEE Transactions Audio and Electroacoustics*, v. 15, p. 70–73, 1967.
- [18] YEN, G. Y.; LIN, K.-C. Wavelet packet feature extraction for vibration monitoring. *Proceedings of the 1999 IEEE International Conference on Control Applications*, v. August, p. 22–27, 1999.
- [19] HALIM, E. B.; SHAH, S. L.; ZUO, M. J.; CHOUDHURY, M. A. A. S. Fault detection of gearbox from vibration signals using time-frequency domain averaging. *American Control Conference*, 2006.
- [20] AL-BADOUR, F.; SUNAR, M.; CHEDED, L. Vibration analysis of rotating machinery using time-frequency analysis and wavelet techniques. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 2011.
- [21] DALPIAZ, G.; RIVOLA, A. Condition monitoring and diagnostics in automatic machines: Comparison of vibration analysis techniques. *MECHANICAL SYSTEMS AND SIGNAL PROCESSING*, v. 11, n. 1, p. 53–73, JAN 1997.
- [22] BURRUS, C. S.; GOPINATH, R. A.; GUO, H. *Introduction to wavelets and wavelet transforms - a primer*. Prentice Hall, 1998.
- [23] NEWLAND, D. E. *An introduction to random vibrations, spectral & wavelet analysis*. 3^a. ed. Longman, 1993.
- [24] PENG, Z.; HE, Y.; CHEN, Z.; F. CHU. Identification of the shaft orbit for rotating machines using wavelet modulus maxima. *Mechanical Systems and Signal Processing*, v. 16, p. 623–635, 2002.
- [25] MUSZYNSKA, A. AND GOLDMAN, P. Application of full spectrum to rotating machinery diagnostics. *Orbit*, 1999.
- [26] SHI, D. F.; WANG, W.; UNSWORTH, P. J.; QU, L. S. Purification and feature extraction of shaft orbits for diagnosis large rotating machinery. *Journal of Sound and Vibration*, v. 279, p. 581–600, 2005.
- [27] ZOTOV, L. V. Application of multichannel singular spectrum analysis to geophysical fields and astronomical images. *Advances in Astronomy and Space Physics*, v. 2, p. 82–84, 2012.

- [28] BRAGA, L.; BRAGA, A.; BRAGA, C. On the characterization and monitoring of building energy demand using statistical process control methodologies. *Energy and Buildings*, v. 65, n. 0, p. 205 – 219, 2013.
- [29] PRYOR, B. Determining shaft centerline position in four easy steps. *Orbit*, 1984.
- [30] SOUTHWICK, D. Using full spectrum plots. *Orbit*, p. 11–15, Junho 1994.
- [31] BALBINOT, A.; BRUSAMARELLO, V. J. *Instrumentação e fundamentos de medidas*. 2^a. ed. LTC, 2011. v. 2.
- [32] DE ALMEIDA, F. C. L. *Diagnóstico automático de falhas em grupos geradores hidroelétricos utilizando técnicas preditivas de manutenção e redes neurais artificiais*. 2008. Dissertação (Mestrado em Física) - Universidade Estadual Paulista, 2008.
- [33] JORDAN, M. A. What are orbits plots, anyway? *Orbit*, p. 8–15, 1993.
- [34] KJAER, B. . *Product data deltatron range miniature accelerometer types 4392, 4397 accelerometer types 4395, 4396, 4398, 4399*.