

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

**METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO DE UM
SISTEMA DE MANUTENÇÃO PREDITIVA VISANDO À
MELHORIA DA CONFIABILIDADE DE ATIVOS DE
USINAS HIDRELÉTRICAS**

RODRIGO DE QUEIROZ SOUZA

ORIENTADOR: ALBERTO JOSÉ ÁLVARES

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM SISTEMAS MECATRÔNICOS

PUBLICAÇÃO: ENM.DM – 23A/08

BRASÍLIA/DF: JULHO – 2008

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

**METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE
MANUTENÇÃO PREDITIVA VISANDO À MELHORIA DA
CONFIABILIDADE DE ATIVOS DE USINAS HIDRELÉTRICAS**

RODRIGO DE QUEIROZ SOUZA

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA MECÂNICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA
DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE
MESTRE EM SISTEMAS MECATRÔNICOS**

APROVADA POR:

**Prof. Alberto José Álvares, Dr. Eng. (ENM-UnB)
(Orientador)**

**Prof. Edson Paulo da Silva, Dr. Eng. (ENM-UnB)
(Examinador Interno)**

**Prof. Ricardo Ribeiro Gudwin, Dr. Eng. (FEEC-UNICAMP)
(Examinador Externo)**

BRASÍLIA/DF, 29 DE AGOSTO DE 2008

FICHA CATALOGRÁFICA

SOUZA, RODRIGO DE QUEIROZ

Metodologia e desenvolvimento de um sistema de manutenção preditiva visando à melhoria da confiabilidade de ativos de usinas hidrelétricas [Distrito Federal] 2008.

xvii, 226p., 210 x 297 mm (ENM/FT/UnB, Mestre, Sistemas Mecatrônicos, 2008).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Mecânica.

1. Manutenção centrada em confiabilidade

2. Sistema especialista

3. Análise dos modos e efeitos de falhas

4. Manutenibilidade

I. ENM/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SOUZA, R. Q. (2008). Metodologia e desenvolvimento de um sistema de manutenção preditiva visando à melhoria da confiabilidade de ativos de usinas hidrelétricas. Dissertação de Mestrado em Sistemas Mecatrônicos, Publicação ENM.DM-23A/08, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 226p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Rodrigo de Queiroz Souza.

TÍTULO: Metodologia e desenvolvimento de um sistema de manutenção preditiva visando à melhoria da confiabilidade de ativos de usinas hidrelétricas.

GRAU: Mestre

ANO: 2008

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Rodrigo de Queiroz Souza

SQN 405 Bloco I Apartamento 302, Asa Norte.

70.846-090 Brasília – DF – Brasil.

*“As grandes mudanças que acontecem em
nossas vidas são frutos de pequenas e
corajosas opções cotidianas”.*

Chiara Lubich

AGRADECIMENTOS

Agradeço, de forma especial, à minha família e à namorada cujo apoio, estímulo e compreensão foram muitas vezes o motor deste trabalho.

A todos os meus colegas de curso e amigos que me acompanharam nesta jornada.

A todo o corpo docente do programa de pós-graduação em Sistemas Mecatrônicos.

Ao meu orientador Prof. Dr. Alberto José Álvares, por seus conselhos e pela confiança em mim depositada.

À ELETRONORTE (Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.) pelo apoio financeiro a este trabalho, o qual está inserido no contexto do projeto de P&D de número 128 da referida empresa, sob contrato de número 4500052325, intitulado “Modernização da área de automação de processos das usinas hidrelétricas de Balbina e Samuel”.

Ao Prof. Dr. Ricardo Ribeiro Gudwin, pelo apoio no desenvolvimento computacional.

À equipe de pesquisadores participantes do P&D, Edgar Amaya Simeón, Rosimarci Pacheco Tonaco e Giovanni Sena Gomes, por compartilharem e vivenciarem comigo todos os desafios, as dificuldades e as conquistas proporcionadas pelo projeto.

Meus sinceros agradecimentos.

RESUMO

METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE MANUTENÇÃO PREDITIVA VISANDO À MELHORIA DA CONFIABILIDADE DE ATIVOS DE USINAS HIDRELÉTRICAS

A reestruturação do setor elétrico no Brasil, o recente avanço tecnológico e as crescentes exigências do mercado consumidor impuseram às empresas de geração de energia elétrica padrões mais rigorosos de qualidade, continuidade e segurança. Tornou-se imperativo para a área de manutenção, principal responsável pela qualidade da energia e pela disponibilidade dos equipamentos, conhecer os recursos disponíveis, dominar técnicas avançadas, realizar o inter-relacionamento entre sistemas, utilizar sistemas informatizados para histórico e análise dos dados dos equipamentos e para o planejamento dos trabalhos de manutenção, e utilizar de índices para comparação e controle.

O presente trabalho se propõe a apresentar uma solução neste contexto. Tem como objetivo desenvolver uma metodologia para construção de um sistema de manutenção baseada em condição visando dar suporte às atividades de manutenção de ativos de usinas hidrelétricas e melhorar a confiabilidade destes ativos. A metodologia proposta apresenta conceitos de manutenção centrada em confiabilidade e técnicas de sistemas especialistas reunidas num sistema inteligente de apoio à tomada de decisão. Esta metodologia baseia-se no modelo de referência OSA-CBM (*Open System Architecture for Condition-Based Maintenance*) adaptado a uma arquitetura computacional cliente/servidor.

Para a validação da metodologia foi implementado um sistema computacional que ficou designado como SIMPREBAL. Realizou-se um estudo de caso do sistema SIMPREBAL na usina hidrelétrica de Balbina. Os resultados deste estudo sugerem que a metodologia proposta possui um enorme potencial na detecção de falhas e sugestões de ações de manutenção, mas a implementação computacional tem muito a evoluir. O prognóstico de falhas e a análise da confiabilidade dos equipamentos são propostos na metodologia, mas não conduziram a resultados completamente conclusivos no estudo de caso em função do pouco tempo em que o sistema SIMPREBAL esteve em funcionamento e das poucas variáveis que puderam ser monitoradas.

ABSTRACT

METHODOLOGY AND DEVELOPMENT OF A PREDICTIVE MAINTENANCE SYSTEM FOR RELIABILITY IMPROVEMENT OF HIDROELETRIC POWER STATION ASSETS

The electric sector's rearrangement in Brazil, the recent technological progress and the growing demands of the consuming market had imposed to the electric power generation companies more rigorous patterns of quality, continuity and safety. It became imperative for the maintenance area, main responsible for the energy quality and for the equipments availability, that it know the available resources, dominate advanced techniques, accomplish the inter-relationship among systems, use computerized systems to report and analyse the equipments' data and to plan and program the maintenance works, and use indexes for comparison and control.

The present work proposes to present a solution in this context. Its objective is to describe a methodology for development of a condition-based maintenance system aiming to give support to the maintenance activities of hydroelectric power stations assets and to improve the reliability of these assets. The proposed methodology presents concepts of reliability-centered maintenance and techniques of expert systems gathered in an intelligent decision support system. This methodology is based on the OSA-CBM (Open System Architecture for Condition-Based Maintenance) reference model adapted to a client/server computational architecture.

For validation of this methodology a computational system was implemented, designated as SIMPREBAL. A case study was done on SIMPREBAL system in the Balbina hydroelectric power station. The results of this study suggest that the proposed methodology has a huge potential on detecting failures and suggesting maintenance actions, but the computational implementation has a lot to develop. Failures prognostic and equipments reliability analysis are proposed in the methodology, but they didn't lead to completely conclusive results in the case study, due to the little time in that the SIMPREBAL system was in operation and to the little variables that could be monitored.

SUMÁRIO

1 - INTRODUÇÃO.....	1
1.1 -MOTIVAÇÃO	2
1.2 -OBJETIVOS DO TRABALHO	5
1.2.1 -Objetivos gerais.....	5
1.2.2 -Objetivos específicos	5
1.3 -DELIMITAÇÕES DO ESTUDO.....	6
1.4 -ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	7
2 -REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	8
2.1 -EXCELÊNCIA DA PRODUÇÃO	8
2.2 -SISTEMAS DE GESTÃO DA QUALIDADE	9
2.3 -DEFINIÇÃO E MODALIDADES DE MANUTENÇÃO.....	10
2.3.1 - Manutenção corretiva.....	12
2.3.2 - Manutenção sistemática	14
2.3.3 - Manutenção condicional.....	14
2.4 -POLÍTICAS DE MANUTENÇÃO.....	16
2.4.1 - Manutenção Produtiva Total – TPM	17
2.4.2 - Manutenção Baseada no Risco – RBM.....	19
2.4.3 - Manutenção Centrada na Confiabilidade – MCC.....	19
2.5 -FERRAMENTAS PARA APLICAÇÃO DA METODOLOGIA MCC.....	22
2.5.1 - Análise dos modos e efeitos de falhas – FMEA	24
2.5.2 - Análise de árvore de falhas – FTA	27
2.5.3 - Indicadores-chave de desempenho – KPIs	28
2.6 -MÉTODOS DE MANUTENÇÃO BASEADA EM CONDIÇÃO.....	30
2.6.1 - Métodos para monitoração da condição.....	30
2.6.1.1 - Análise de vibrações	31
2.6.1.2 - Análise de óleos	32
2.6.1.3 - Análise estrutural	33
2.6.1.4 - Análise de dissipação de energia	34
2.6.1.5 - Monitoramento de pontos de alerta.....	35
2.6.2 - Métodos para diagnóstico e prognóstico.....	39

2.6.2.1 - Análise estatística de desempenho	40
2.6.2.2 - Sistemas inteligentes	41
2.7 - SISTEMAS ESPECIALISTAS	42
2.7.1 - Definições e fundamentação.....	43
2.7.2 - Arquitetura de um sistema especialista	44
2.7.2.1 - Base de conhecimento.....	44
2.7.2.2 - Motor de inferência.....	45
2.7.3 - Desenvolvimento de um sistema especialista.....	46
2.8 - TECNOLOGIAS DE COMUNICAÇÃO EM AMBIENTE INDUSTRIAL ...	47
2.8.1 - Padrão OPC.....	48
2.8.1.1 - Arquitetura OPC	49
2.8.2 - Arquitetura de controle centralizado.....	50
2.8.3 - Arquitetura de controle distribuído	52
2.8.4 - Redes industriais	53
2.8.4.1 - <i>Foundation Fieldbus</i>	54
2.9 - ESPECIFICAÇÃO OSA-CBM.....	56
3 - METODOLOGIA.....	60
3.1 - ESCOPO DE APLICAÇÃO.....	60
3.2 - ABORDAGEM DO MODELO DE REFERÊNCIA OSA-CBM.....	60
3.2.1 - Aquisição de dados.....	62
3.2.2 - Processamento de sinal.....	62
3.2.3 - Monitoração de condição	62
3.2.4 - Avaliação de saúde.....	62
3.2.5 - Prognóstico	63
3.2.5.1 - Modelos de Markov	64
3.2.5.2 - Estimação da manutenibilidade.....	66
3.2.5.3 - Estimação da confiabilidade	67
3.2.6 - Tomada de decisão	69
3.2.7 - Apresentação	70
4 - DESENVOLVIMENTO.....	72
4.1 - PROJETO DO SISTEMA	72
4.1.1 - Requisitos de usuário.....	73

4.1.1.1 - Requisitos Funcionais	73
4.1.1.2 - Requisitos não-funcionais	75
4.1.2 - Requisitos de sistema	77
4.1.2.1 - Aplicação <i>I-Kernel</i>	77
4.1.2.2 - Aplicação de configuração e monitoramento.....	80
4.1.3 - Modelagem IDEF0	85
4.1.4 - Modelagem IDEF1X	92
4.1.5 - Arquitetura.....	94
4.2 -IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL	97
4.2.1 -Servidor SIMPREBAL.....	97
4.2.1.1 - Aquisição de dados	97
4.2.1.2 - Processamento de sinal	99
4.2.1.3 - Monitoração de condição	102
4.2.1.4 - Avaliação de saúde.....	103
4.2.1.5 - Prognóstico.....	106
4.2.1.6 - Tomada de decisão	106
4.2.2 -Cliente SIMPREBAL	107
4.2.2.1 - Home	109
4.2.2.2 - Sistema	109
4.2.2.3 - Históricos	109
4.2.2.4 - KPIs.....	112
4.2.2.5 - Produtos Gerados	114
4.2.2.6 - Colaboradores	115
4.2.2.7 - Editar cadastro.....	116
4.2.2.8 - Sinótico SIMPREBAL (SimpребalClient)	116
4.2.3 -Arquivo de configuração	121
4.2.3.1 - Configurações gerais.....	122
4.2.3.2 - Servidores OPC	124
4.2.3.3 - Servidores de Bancos de dados	124
4.2.3.4 - Dispositivos de controle de campo	125
4.2.3.5 - Variáveis monitoradas.....	126
4.2.3.6 - Servidores e grupos de email	127
4.2.4 -Arquivo de indexação	127

4.2.5 - Base de regras.....	129
5 - ESTUDO DE CASO	133
5.1 - APRESENTAÇÃO DO CENÁRIO.....	133
5.1.1 - Descrição da usina	133
5.1.2 - Descrição funcional dos equipamentos	134
5.1.2.1 - Sistema de mancal.....	135
5.1.2.2 - Sistema da turbina	138
5.1.2.3 - Sistema do gerador.....	139
5.1.2.4 - Considerações gerais.....	140
5.2 - MÉTODO DE ANÁLISE	140
5.3 - RESULTADOS E DISCUSSÕES	142
5.3.1 - Análise das falhas.....	142
5.3.2 - Sistema de Mancal	145
5.3.3 - Sistema da turbina	149
5.3.4 - Sistema do gerador	153
5.3.5 - Indicadores de desempenho	154
5.3.6 - Avaliação geral.....	159
6 - CONCLUSÃO.....	161
6.1 - CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	161
6.2 - SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	162
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	165
APÊNDICES	173
APÊNDICE A - ASPECTOS CONSTRUTIVOS DO SISTEMA DE MANCAL	174
A.1.1 - Mancal guia da turbina.....	174
A.1.2 - Mancal combinado	175
A.1.3 - Mancal guia do gerador	178
APÊNDICE B - INSTRUMENTAÇÃO DA UHE BALBINA.....	180

APÊNDICE C - ANÁLISE DOS MODOS E EFEITOS DE FALHAS (FMEA).....	186
APÊNDICE D - ANÁLISE DA QUALIDADE DO SINAL.....	195
D.1 - QUALIDADE DO SINAL OPC	195
D.2 - QUALIDADE DO SINAL <i>FIELD</i>BUS.....	197
APÊNDICE E - MELHORIAS NAS REGRAS DE PRODUÇÃO	200
E.1 - CRIAÇÃO DE ZONAS DE HISTERESE.....	200
E.2 - ALTERAÇÃO DE DIAGNÓSTICOS	202
E.3 - ALTERAÇÃO DE FAIXAS DE VALORES MUITO RIGOROSAS.....	203
APÊNDICE F - TELAS DE CÁLCULO DOS KPIS	204

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Paradigmas da manutenção (adaptado – Moubray, 1999).	11
Tabela 2.2 - Formulário FMEA (IQA, 1997).	27
Tabela 2.3 - Principais diferenças entre um sistema especialista e um sistema convencional (modificado – Bauchspiess, 2004).	44
Tabela 4.1 - Exemplo da planilha FMEA preenchida.	104
Tabela 4.2 - Critérios de severidade do efeito de falhas em unidades geradoras.	105
Tabela 4.3 - Critérios de ocorrência de falhas em unidades geradoras.	105
Tabela 4.4 - Critérios de detecção de falhas em unidades geradoras.	106
Tabela 4.5 - Exemplo de análise da criticidade das falhas do mancal guia da turbina.....	106
Tabela 5.1 - Instrumentação do sistema de mancal da UHE Balbina.....	137
Tabela 5.2 - Instrumentação do sistema da turbina da UHE Balbina.....	139
Tabela 5.3 - Instrumentação do sistema do gerador da UHE Balbina.....	140
Tabela 5.4 - Exemplos de registros de ordens de serviço.....	141
Tabela 5.5 - Ordens de serviço para o SRV5.	151
Tabela B.1 - Instrumentação dos mancais da usina hidrelétrica de Balbina	181
Tabela D.1 - Componentes <i>quality</i> do byte de qualidade do sinal OPC	196
Tabela D.2 - <i>subquality</i> do byte de qualidade associados ao valor de <i>quality</i> igual a 0 ...	196
Tabela D.3 - <i>subquality</i> do byte de qualidade associados ao valor de <i>quality</i> igual a 1 ...	197
Tabela D.4 - <i>subquality</i> do byte de qualidade associados ao valor de <i>quality</i> igual a 3 ...	197
Tabela D.5 - Conjuntos de <i>substatus</i> associados a cada <i>status</i> (adaptado - Smar, 2005)..	199

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1- Fases da manutenção preditiva (Arato Jr., 2004).....	16
Figura 2.2- Os 8 pilares de sustentação do TPM (IM&C International, 2000).	18
Figura 2.3- Diagrama de processo da MCC (Siqueira, 2005).	23
Figura 2.4- Processo em malha fechada para definição dos KPIs (adaptado – Beck, 2004)	29
Figura 2.5- Medição ultra-sônica pela técnica do Pulso-Eco.	33
Figura 2.6- Inspeção termográfica dos enrolamentos de um motor elétrico.	34
Figura 2.7- Pirâmide da automação (modificado - Pimentel, 1990).	36
Figura 2.8- Estrutura de um SE baseado em regras de produção (Bittencourt, 2001).	44
Figura 2.9- Esquema de interação entre o EC e o especialista no domínio do problema....	47
Figura 2.10- Arquitetura OPC (Duarte <i>et. al</i> , 2006).....	49
Figura 2.11- Arquitetura de controle centralizado: SCADA cliente-servidor + CLP.	51
Figura 2.12- Arquitetura do SDCD implantado em Balbina.	52
Figura 2.13- Estratégia de controle em malha fechada usando blocos de função.....	55
Figura 2.14- Camadas do modelo OSA-CBM.	57
Figura 3.1- Arquitetura conceitual do sistema.	61
Figura 3.2- Modelo markoviano de manutenção (Adaptado - Siqueira, 2005).....	65
Figura 3.3- Tempos médios para falha e defeito.	68
Figura 3.4- Fluxo de informações entre as camadas do sistema de manutenção preditiva. 71	
Figura 4.1- <i>Kernel</i> de processamento inteligente do sistema e sua interação com outros módulos (Gudwin, 2006) e (Álvares, 2006).	76
Figura 4.2- Casos de uso do sistema (Gudwin, 2006).....	77
Figura 4.3- Diagrama de atividade 1: Iniciação do <i>I-Kernel</i> (Gudwin, 2006).	78
Figura 4.4- Diagrama de atividade 2: Processamento inteligente (Gudwin, 2006).....	79
Figura 4.5- Diagrama de atividade 3: Verificação de alarmes e alertas (Gudwin, 2006). ..	80
Figura 4.6- Diagrama de atividade 4: Iniciação da ferramenta de C&M (Gudwin, 2006)..	81
Figura 4.7- Diagrama de atividade 5: Inspeção de variáveis (Gudwin, 2006).	82
Figura 4.8- Diagrama de atividade 6: Solicitação de mensagem de alerta (Gudwin, 2006).	83
Figura 4.9- Diagrama de atividade 7: Atualização de sinótico (Gudwin, 2006).	83
Figura 4.10- Diagrama de atividade 8: <i>Shutdown</i> do <i>I-Kernel</i> (Gudwin, 2006).	84

Figura 4.11- Diagrama de atividade 9: <i>Shutdown</i> da ferramenta de C&M (Gudwin, 2006).	84
Figura 4.12- Modelo IDEF0: Diagrama A0 do sistema SIMPREBAL.....	86
Figura 4.13- Modelo IDEF0: Diagrama-filho da função A0.....	88
Figura 4.14- Modelo IDEF0: Diagrama-filho da função A1.....	89
Figura 4.15- Modelo IDEF0: Diagrama-filho da função A2.....	91
Figura 4.16- Modelo IDEF1X: Banco de dados relacional do sistema.....	92
Figura 4.17- Diagrama de classe 1: Pacotes do sistema (Gudwin, 2006).	94
Figura 4.18- Diagrama de classe 2: Pacote i-kernel (Gudwin, 2006).....	95
Figura 4.19- Diagrama de classe 3: Pacote confmonittol (Gudwin, 2006).	96
Figura 4.20- Mecanismos de aquisição de dados.	99
Figura 4.21- Construção do objeto <i>Tag</i> para a temperatura do óleo do mancal combinado.	101
Figura 4.22- Mapa de navegação do SIMPREBAL.	107
Figura 4.23- Tela de login.	108
Figura 4.24- Tela inicial do SIMPREBAL.....	108
Figura 4.25- Históricos de anomalias: Tela de seleção de equipamentos.	110
Figura 4.26- Históricos de anomalias.....	110
Figura 4.27- Edição da data de término de uma anomalia.	111
Figura 4.28- Modelo markoviano simplificado de análise de falhas.....	113
Figura 4.29- Cálculo dos KPIs.	115
Figura 4.30- Sinótico SIMPREBAL.....	116
Figura 4.31- Link para detalhamento da anomalia.....	117
Figura 4.32- Análise dos modos e efeitos de falha.....	118
Figura 4.33- Inspeção de variáveis.....	119
Figura 4.34- Menu da tela de inspeção de variáveis.....	120
Figura 4.35- Gráfico em tempo real da temperatura de ar quente do radiador das 5 UGHs.	120
Figura 4.36- Seleção do intervalo de aquisição dos dados históricos.	121
Figura 4.37- Gráficos históricos.	121
Figura 4.38- Arquivo Config.ini.....	122
Figura 4.39- Configuração dos parâmetros de email.....	128
Figura 4.40- Exemplo de email enviado pelo SIMPREBAL.	128

Figura 4.41- Relacionamentos entre os arquivos de regras de produção.	130
Figura 4.42- Exemplos de regras de produção para testes gerais de comunicação.	130
Figura 4.43- Regras de produção para processamento de sinal e monitoração de condição.	131
Figura 4.44- Regras de produção para avaliação de saúde.....	132
Figura 5.1- Usina hidrelétrica de Balbina.....	133
Figura 5.2- Vista superior das 5 unidades geradoras.....	134
Figura 5.3- Ilustração do grupo turbina-gerador.	135
Figura 5.4- Eixo e mancal guia da turbina.	136
Figura 5.5- Indicadores de temperatura do metal e do óleo do mancal combinado.	136
Figura 5.6- Sensor de densidade tipo touché.....	137
Figura 5.7- Sensor de densidade tipo touché.....	138
Figura 5.8- Sonda de temperatura do enrolamento do estator.....	139
Figura 5.9- Faixas de valores para monitoração de condição.....	141
Figura 5.10- Anomalias detectadas na usina de Balbina.	142
Figura 5.11- Oscilações de uma variável monitorada entre as faixas de alerta e alarme. .	143
Figura 5.12- Curva de histerese para manipulação das variáveis.....	144
Figura 5.13- Curva de histerese para manipulação das variáveis.....	145
Figura 5.14- Anomalias detectadas no sistema de mancal.	146
Figura 5.15- Gráfico de temperatura do óleo no LCB1 no período de 29/03/2008 a 01/04/2008.	146
Figura 5.16- Gráfico densidade do óleo no LCB1 no período de 29/03/2008 a 01/04/2008.	147
Figura 5.17- Comparação entre os valores das sondas de temperatura da UGH2 no período de 01/07/2008 a 04/07/2008.	148
Figura 5.18- Anomalias detectadas no sistema da turbina.	149
Figura 5.19- Curva de temperatura da água de resfriamento do SRV5.....	150
Figura 5.20- Evolução da temperatura do óleo de regulação de 28/03/2008 a 06/07/2008.	152
Figura 5.21- Valor da tag 26AR observado nas 5 UGHs no dia 05/07/2008.....	152
Figura 5.22- Anomalias detectadas no sistema do gerador.	153
Figura 5.23- Curvas de temperatura de ar frio dos radiadores da UGH4.....	154
Figura 5.24- Histórico de anomalias da UGH5 fornecido por páginas PHP.....	155

Figura 5.25- Tela de KPIs da UGH2.	157
Figura 5.26- Tela de KPIs da UGH5.	158
Figura 5.27- sistema SIMPREBAL em funcionamento sinalizando alarmes.	160
Figura A.1- Mancal de casquilho bi-partido (vista isométrica).....	175
Figura A.2- Mancal guia (vista frontal).....	175
Figura A.3- Croqui do mancal de escora (vista em corte frontal).	176
Figura A.4- Montagem dos patins sobre o conjunto de membranas do mancal escora. ...	177
Figura A.5- Sistema de lubrificação e resfriamento do mancal combinado.....	178
Figura A.6- Sistema de lubrificação e resfriamento do mancal guia do gerador.	179
Figura B.1- Transmissores de temperatura do mancal guia da turbina.	184
Figura B.2- Rede <i>Fieldbus</i> controlada pela DFI1A.....	184
Figura D.1- Estrutura de um item OPC.	195
Figura D.2- Composição padrão da qualidade de sinal OPC (adaptado - Smar, 2005). ...	196
Figura D.3- Composição padrão da qualidade de sinal <i>Fieldbus</i> (adaptado - Smar, 2005).	198
Figura F.1- Tela de KPIs da UGH1.....	204
Figura F.2- Tela de KPIs da UGH2.....	205
Figura F.3- Tela de KPIs da UGH3.....	206
Figura F.4- Tela de KPIs da UGH4.....	206
Figura F.5 - Tela de KPIs da UGH5.....	207

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

Símbolos Latinos

F_i	Frequência de ocorrência do estado i [ocorrências/h]
F_{ij}	Frequência de transição de i para j [transições/h]
P_i	Probabilidade de ocorrência do estado i
T_i	Período de permanência no estado i [h]
T_{ij}	Período de transição de i para j [h]

Símbolos Gregos

λ_{ij}	Taxa de transição entre os estados i e j [transições/h]
----------------	---

Siglas

CBM	<i>Condition-Based Maintenance</i>
COGH	Gerência de Operação e Manutenção da Geração Hidráulica
FMEA	<i>Failure Mode and Effect Analysis</i>
FT	<i>Fault Tree</i>
FTA	<i>Fault Tree Analysis</i>
IA	Inteligência Artificial
IDEF	<i>Integration Definition for Function Modeling</i>
IDEF0	<i>Integration Definition Language 0</i>
IDEF1X	<i>Integration Definition for Information Modeling</i>
IP	<i>Internet Protocol</i>
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
MBC	Manutenção Baseada em condição
MCC	Manutenção Centrada em Confiabilidade
MTTF	Tempo médio para falha
MTTD	Tempo médio para defeito
MTTR	Tempo médio para reparo
MTTM	Tempo médio de manutenção preventiva
MTTC	Tempo médio de manutenção corretiva
NPR	Número de Prioridade de Risco
OSA-CBM	<i>Open System Architecture for Condition Based Maintenance</i>

PING	<i>Packet Internet Groper</i>
RCM	<i>Reliability Centered Maintenance</i>
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SDCD	Sistema Digital de Controle Distribuído
SE	Sistema Especialista
UGH	Unidade Geradora Hidráulica
UHE	Usina Hidrelétrica

1 - INTRODUÇÃO

Nesta época de rápidas mudanças as organizações devem estar sempre sondando por novos cenários, novos concorrentes, mudanças constantes nos requisitos, mudanças nas tendências dos negócios, tecnologias inovadoras, aumento da complexidade dos sistemas, exigências ambientais mais rigorosas, entre outros. Todos estes desafios devem ser enfrentados pela organização como um todo e com todos os recursos que possui, ou seja, ninguém e nenhuma função administrativa e produtiva podem ficar à margem ou indiferente, sem fazer o seu melhor esforço (Campos, 1992).

O novo ambiente de competitividade, ocasionado pela evolução, crescimento e globalização da economia, impõe que as empresas tenham um compromisso ainda maior com o contínuo aperfeiçoamento de seus produtos e processos (Huge, 1993). Segundo Siqueira (2005), o desafio da otimização dos ativos de produção é um processo que envolve a avaliação de funções, tarefas e atividades com o objetivo de conseguir um equilíbrio entre atividades reativas, preventivas e preditivas para garantir a preservação das funções dos ativos. Este processo é conseguido através da identificação dos modos de falha dos equipamentos, assim como, das respectivas conseqüências de falha.

As tecnologias de diagnóstico (vibrações, análise de lubrificantes, inspeções de manutenção preventiva, termografia, entre outras) têm um papel importante na identificação dos sintomas que conduzem a falhas, permitindo a previsão futura de uma eventual impossibilidade de um determinado equipamento funcionar com as especificações desejadas. Entretanto, muitas vezes a informação que identifica os sintomas não é sempre disponibilizada nem de fácil compreensão.

Raramente existe um processo estruturado de tomada de decisão para identificação das falhas e especificação das ações corretivas necessárias. A completa compreensão do problema e a avaliação da probabilidade de falha de um componente permitem a realização de um melhor julgamento com relação às ações corretivas a serem tomadas a curto e a longo prazo.

O objetivo da otimização da eficiência dos ativos de produção é atingir o mais elevado

nível de confiabilidade com o menor investimento em componentes e mão-de-obra. Neste contexto, a tecnologia da informação tem um papel fundamental: Identificar automaticamente sintomas de falhas, realizar diagnósticos e tomadas de decisão direcionando a ação dos gestores, por meio da utilização de redes de comunicação, sistemas de informação, aplicações intranet e internet, sistemas de automação, sistemas de monitoração e diagnóstico periódico ou contínuo. Também, pode-se incluir nesta área de tecnologia de informação sistemas de engenharia, gestão da manutenção, planejamento e financeiros.

A tecnologia da informação deve permitir a integração de informações provenientes de diversas fontes. Um sistema real de apoio à decisão deve fundir vários tipos de informação, como dos dados da instrumentação de campo, dos históricos de variáveis monitoradas e dos relatórios de manutenção preventiva e corretiva. Esta fusão possibilita uma tomada de decisão apropriada com vistas ao planejamento de manutenção.

1.1 - MOTIVAÇÃO

O presente trabalho foi realizado no contexto do projeto de pesquisa ANEEL-Eletronorte, intitulado “Modernização da Área de Automação de Processos da Usina Hidrelétrica de Balbina”. Surgiu da necessidade de desenvolver um sistema computacional de manutenção preditiva capaz de gerar diagnósticos e prognósticos de falhas visando auxiliar os funcionários da usina hidrelétrica de Balbina na tomada de decisão com relação às ações de manutenção.

Este trabalho é fruto das exigências crescentes de padrões aceitáveis de continuidade, qualidade e segurança na geração de energia elétrica. Desde a reestruturação do setor elétrico, no início da década de 90, as empresas do setor enfrentam o desafio da sobrevivência com as novas regras impostas de relacionamento e de mercado, bem como o desafio da obsolescência tecnológica e gerencial. Por outro lado, devido à sofisticação dos equipamentos elétricos e eletrônicos utilizados pelos consumidores, a exigência em termos da confiabilidade do suprimento de energia elétrica tem aumentado consideravelmente.

A fim de reduzir a probabilidade, frequência, duração e os efeitos dos eventos de falha, é

necessário realizar investimentos financeiros no sentido de aumentar a confiabilidade dos sistemas e equipamentos de geração de energia elétrica. A integridade dos equipamentos passou a ser uma questão estratégica, visto que atualmente uma indisponibilidade operativa pode representar, em termos de custos, muitas vezes mais do que custaria reparar a própria falha. Assim sendo, a área de manutenção sofre mais desafios do que qualquer outra área de gerenciamento. As técnicas de manutenção condicional¹ – em que o equipamento é monitorado durante o seu funcionamento e as paradas são realizadas somente se forem identificados indícios que conduzem a uma possível falha – tornaram-se absolutamente necessárias.

Este problema foi bastante estudado na comunidade de engenharia, levando à criação do padrão OSA-CBM, que uma vez implantado deve contemplar essa demanda por qualidade e confiabilidade. O padrão OSA-CBM (*Open System Architecture for Condition-Based Maintenance*) é um conjunto de especificações de uma arquitetura padronizada para manipulação de informações em sistemas de manutenção baseada em condição (MBC). Estas especificações propõem desenvolver um sistema MBC estabelecido por sete módulos funcionais os quais possuem uma interface bem definida entre si. Tais módulos são: aquisição de dados, processamento de sinais, monitoração de condição, diagnóstico, prognóstico, tomada de decisão e apresentação.

Entretanto, o padrão OSA-CBM não especifica a maneira com que deve ser implementado cada um dos módulos, além disso, não define quais tecnologias utilizar nem quais algoritmos desenvolver, tampouco especifica os detalhes sobre o tratamento das informações. Em outras palavras, este padrão não define procedimentos específicos para monitoração de condição, diagnóstico de defeitos e o prognóstico de falhas. A norma em questão apenas define os tipos de dados recebidos na entrada e produzidos na saída de cada módulo funcional, e sua forma de tramitação, de modo a prover independência entre os módulos.

¹No presente trabalho, os termos “manutenção condicional” e “manutenção baseada em condição” são utilizados indistintamente.

Diante das lacunas apresentadas no padrão OSA-CBM, a motivação para este trabalho foi conceber uma metodologia que instancia o referido padrão, em sua estrutura organizada em sete camadas – mantendo as concepções gerais de cada camada –, e propõe a elaboração de sistemas computacionais para manutenção preditiva de instalações automatizadas. A metodologia apresentada neste trabalho não trata simplesmente da descrição de um *framework* ou uma plataforma para desenvolvimento de sistemas de manutenção baseada em condição (MBC), como é o caso da norma OSA-CBM, mas descreve detalhadamente todos os procedimentos necessários para a concepção de sistemas MBC completos, isto é, cujas funcionalidades se estendem desde a aquisição de dados até a tomada de decisão e apresentação dos resultados, explicitando todas as técnicas envolvidas e preenchendo as lacunas verificadas no modelo OSA-CBM.

A metodologia proposta destaca-se por:

- integrar ao modelo OSA-CBM técnicas de inteligência artificial – sistema especialista baseado em regras de produção – garantindo um processamento rápido e eficiente dos dados;
- utilizar a ferramenta FMEA (*Failure Mode and Effect Analysis*) para elaborar a base de conhecimento do sistema especialista;
- agregar ao sistema indicadores de desempenho relacionados à política de manutenção centrada em confiabilidade (MCC) direcionando os esforços de manutenção para o aumento da disponibilidade e confiabilidade dos ativos de produção;
- adaptar o modelo OSA-CBM a uma arquitetura cliente/servidor de modo que os parâmetros monitorados, bem como os diagnósticos, prognósticos e tomadas de decisão possam ser acessados remotamente através de um *web browser*.

Conforme apresentado, a contribuição deste trabalho está em unir diferentes vertentes tecnológicas de tal forma que permita monitorar as condições de um sistema, avaliar suas tendências evolutivas, diagnosticar e prognosticar falhas potenciais e funcionais, adquirir e armazenar experiências práticas em manutenção e disponibilizá-las de forma padronizada para futuro uso organizacional. Constituindo assim um sistema completo de manutenção baseada em condição e de apoio à tomada de decisão.

1.2 - OBJETIVOS DO TRABALHO

1.2.1 - Objetivos gerais

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver uma metodologia para a concepção de um sistema de manutenção baseada em condição para dar suporte às atividades de manutenção de ativos de usinas hidrelétricas visando à melhoria da confiabilidade dos ativos. Será apresentado também o sistema computacional SIMPREBAL, gerado a partir da implementação da metodologia proposta.

1.2.2 - Objetivos específicos

Podem-se listar os seguintes objetivos específicos:

- ✓ Apresentar os conceitos, modalidades, metodologias e técnicas de manutenção e análise de falhas que contextualizam o estado-da-arte do sistema apresentado neste trabalho;
- ✓ Apresentar técnicas e ferramentas de inteligência artificial, para representação do conhecimento, apropriadas a este trabalho;
- ✓ Apresentar a metodologia de manutenção centrada na confiabilidade e as ferramentas da qualidade, como análise dos modos e feitos de falhas (FMEA);
- ✓ Apresentar as principais tecnologias de sensoriamento, aquisição e transmissão de dados em sistemas de automação industrial, destacando-se a instrumentação inteligente *Foundation Fieldbus*, as redes de comunicação *Fieldbus H1* e *HSE*, e o padrão *OPC (OLE for Process Control)*.
- ✓ Desenvolver uma análise FMEA para os equipamentos da usina hidrelétrica de Balbina;
- ✓ Especificar, modelar e desenvolver, a partir da metodologia proposta, um protótipo de sistema especialista baseado em regras de produção para apoio à manutenção de ativos de usinas hidrelétricas que seja monitorado via web disponibilizando informações para toda a empresa;
- ✓ Desenvolver uma base de conhecimento para o sistema especialista a partir da análise FMEA;
- ✓ Realizar um estudo de caso aplicado à usina hidrelétrica de Balbina para validar a

metodologia e o sistema computacional desenvolvido;

- ✓ Apresentar resultados qualitativos e quantitativos considerando-se a adequação dos métodos empregados e a análise dos diagnósticos e tomadas de decisão fornecidos pelo sistema.
- ✓ Propor o desenvolvimento de indicadores de desempenho e prognósticos de falhas objetivando estimar a confiabilidade e estabelecer metas para melhorar a gestão dos ativos.

1.3 - DELIMITAÇÕES DO ESTUDO

Embora a metodologia proposta seja aplicável a qualquer sistema automatizado dotado de um método padronizado para aquisição de dados a partir de sensores ou de dispositivos concentradores, sua implementação computacional apresentada neste trabalho foi direcionada para manutenção de ativos de usinas hidrelétricas. Mais especificamente, para as unidades geradoras hidráulicas (UGHs) da usina hidrelétrica de Balbina. A referida usina, localizada no estado do Amazonas, é dotada de cinco unidades geradoras com capacidade total de geração de 250MW.

Foram monitorados parâmetros de temperatura e densidade a partir de sensores distribuídos entre os equipamentos de todas as cinco UGHs de Balbina. Tais parâmetros são:

- Temperatura do óleo contido na cuba do mancal guia da turbina, do mancal guia do gerador e do mancal combinado (guia e escora);
- Temperatura do metal dos mancais supracitados;
- Temperatura e densidade do óleo na tubulação do sistema de resfriamento do mancal combinado;
- Temperatura do óleo no tanque de resfriamento do sistema de regulação de velocidade;
- Temperatura da água nos trocadores de calor do sistema de regulação de velocidade;
- Temperatura do enrolamento e do núcleo do estator do gerador;
- Temperatura do ar na entrada e saída dos radiadores do sistema de resfriamento do gerador.

1.4 - ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O presente trabalho está estruturado em seis capítulos. No primeiro capítulo, é apresentada uma introdução sobre o tema abordado, indicando o contexto em que se insere o trabalho e as justificativas para a escolha do tema, bem como os objetivos a serem alcançados e o método escolhido para atingí-los. No final deste capítulo são descritas as delimitações do estudo.

O segundo capítulo é constituído pela revisão bibliográfica sobre os assuntos pertinentes ao tema da dissertação. Através da revisão, procura-se apresentar de forma clara e detalhada a relação entre manutenção e qualidade, bem como as políticas, modalidades e tecnologias utilizadas em sistemas de manutenção.

O terceiro capítulo descreve a metodologia proposta para o desenvolvimento de sistemas inteligentes de manutenção preditiva.

No quarto capítulo do trabalho, é apresentada uma aplicação da metodologia destinada à manutenção preditiva da usina hidrelétrica de Balbina. São descritos o projeto e a implementação computacional do sistema desenvolvido. No projeto é apresentada a modelagem funcional do sistema, modelagem da informação, análise de requisitos e sua arquitetura. E na implementação computacional são relatados os módulos do sistema, a estrutura de seus arquivos de configuração e da base de regras, e a interface com o usuário.

O quinto capítulo é responsável por apresentar o estudo de caso realizado na usina hidrelétrica de Balbina para a validação da metodologia proposta. Neste capítulo são detalhados o processo de implantação do sistema, os métodos de análise e os resultados obtidos.

Finalmente, as conclusões decorrentes do desenvolvimento do trabalho, bem como sugestões para estudos futuros sobre o tema, são apresentadas no sexto e último capítulo.

2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O presente capítulo tem como objetivo apresentar uma abordagem sobre a qualidade como fator fundamental para a competitividade e sobrevivência de uma empresa, expor o processo de gerenciamento, bem como, discorrer sobre os desafios enfrentados pela gerência de manutenção na busca por melhor qualidade de produção. Serão apresentados os fundamentos de manutenção, suas modalidades e as diferentes metodologias de manutenção vigentes, com enfoque especial à metodologia de manutenção centrada em confiabilidade e suas principais ferramentas de implementação (FMEA e FTA). Em seguida são apresentados os principais métodos de monitoração, diagnóstico e prognóstico de falhas (ferramentas da manutenção baseada em condição), e os sistemas computacionais inteligentes para apoio à manutenção. São mostrados o estado-da-arte desses sistemas e os casos de sucesso em aplicações para sistemas de potência. Posteriormente, são apresentadas as tecnologias de comunicação em ambientes industriais, incluindo a ferramenta de comunicação OPC e as redes de campo, em especial o barramento *Foundation Fieldbus*. E, por último, é apresentada a especificação OSA-CBM (*Open System Architecture for Condition-Based Maintenance*) a qual foi adotada como modelo de referência para a construção do sistema inteligente descrito no presente trabalho.

2.1 - EXCELÊNCIA DA PRODUÇÃO

A crescente competição entre as empresas, as mudanças nas exigências dos clientes e dos órgãos setoriais e governamentais de regulação, e o ritmo intenso das inovações tecnológicas infundiram um novo paradigma no cenário industrial. Não se trata da automação ou robótica ou alguma das tecnologias orientadas para computadores, apesar de utilizar estes e outros novos conceitos e técnicas. O novo paradigma é a chamada filosofia da excelência de produção. Segundo Campos (1992), trata-se de uma filosofia poderosa que une as pessoas, dá significado e propósito a seus esforços e guia as decisões em toda a organização. Mais criticamente, esta filosofia assume a prioridade e informa o planejamento estratégico.

As empresas que conquistaram este nível de excelência alcançam menores custos, melhor qualidade, maior flexibilidade e processos inovativos de produtos tecnológicos. Mais do

que uma filosofia, é uma revolução da produção. Hige (1993) afirma que esta revolução pode ser legitimamente considerada o mais importante desenvolvimento da indústria do século XX. Segundo Hige (1993), a excelência da produção está baseada em dois princípios, o de aperfeiçoamento contínuo e o de eliminação dos desperdícios:

- ✓ Aperfeiçoamento contínuo – Produtividade, qualidade, serviços ao cliente e flexibilidade no projeto do produto e mudanças na programação devem melhorar continuamente. Não há um raciocínio de compromisso de qualidade versus custo. É possível melhorar em todas as dimensões simultaneamente. Há sempre oportunidade para mais um melhoramento e um melhoramento conduz a outro, estabelecendo um processo cíclico.
- ✓ Eliminação de desperdícios – Desperdício é algo que não adiciona nenhum valor ao produto. Por esta definição, desperdício inclui atividades como contagem de peças, todas as formas de inspeção, testes, armazenamento, movimentação de materiais, elaboração de relatórios, má qualidade (isto é, retrabalho, rejeito, garantia, tempo de processamento excessivo e estoque).

2.2 - SISTEMAS DE GESTÃO DA QUALIDADE

A excelência da produção é uma conquista que pode ser alcançada pelo gerenciamento correto e obstinado de todas as atividades de qualidade, buscando sistematicamente a eliminação total das falhas, com vistas à satisfação total das necessidades dos consumidores, mobilizando a participação de todos da empresa.

O aperfeiçoamento contínuo, um dos pilares da excelência de produção pode ser atingido por meio de atividades de otimização de produtos e processos. Tais atividades devem considerar as características de qualidade demandadas pelo cliente, atendendo as especificações de engenharia e garantindo as condições técnicas para o produto satisfazer as necessidades de funcionalidade e desempenho. Segundo Juran (1991), a qualidade consiste em características que vão ao encontro das necessidades dos clientes e, desta forma, proporcionam a satisfação em relação ao produto. Esta definição contempla o entendimento de qualidade como adequação ao uso ao mesmo tempo em que contempla conformidade com as especificações do produto. Nesse sentido, a norma ISO 8402

(*Quality Management and Quality Assurance - Vocabulary*) define a qualidade como a totalidade de características de uma entidade que lhe confere a capacidade de satisfazer as necessidades explícitas e implícitas.

A eliminação de desperdícios, outro pilar da excelência da produção, também está ligada diretamente à qualidade de uma empresa. Segundo a Norma ISO 9004 (*Quality Management Systems - Guidelines for performance improvements*) uma das principais vantagens da implantação de um sistema eficiente de gestão da qualidade é a redução de falhas nos processos e nos produtos, e de desperdício de materiais e tempo.

Pode-se dizer então que, para obter qualidade dentro de uma empresa, o Sistema de Qualidade desenvolvido deve permitir que as falhas sejam identificadas, os clientes, tanto externos como internos, estejam satisfeitos e os desperdícios sejam eliminados. Para que isso aconteça – o que se deve salientar que não é tão simples quanto parece – o direcionamento dos esforços deve passar, de forma inevitável, por um efetivo serviço de manutenção, já que a referida área tem a importante missão de manter funcionando e melhorando a infra-estrutura produtiva da organização.

Teixeira (2001) e Kardec (2003) concordam com o fato que a manutenção tem um papel importante no apoio para manter a logística da empresa, a qual está diretamente relacionada com a competitividade do sistema industrial. A gestão da manutenção deve ter por princípio ser um apoio efetivo para conseguir a excelência empresarial. As seções subsequentes retratam os diferentes tipos de manutenção, bem como o estado-da-arte dos sistemas de gerenciamento de manutenção.

2.3 - DEFINIÇÃO E MODALIDADES DE MANUTENÇÃO

Moubray (1997) *et al.* definem a manutenção como o conjunto de ações que permitem manter ou restabelecer um bem a um estado operacional específico ou, ainda, assegurar um determinado serviço. E, segundo definição do dicionário de engenharia de produção (Miyake, 2002), “manter” significa efetuar operações que possibilitem conservar o potencial do equipamento ou sistema, para garantir a continuidade e a qualidade de seu serviço (produção).

Ao longo dos anos, o processo de manutenção industrial passou por uma série de inovações que conduziram a um novo paradigma. Moubrey (1999) resume em seu artigo alguns pontos considerados importantes para a compreensão do novo paradigma a respeito do gerenciamento da manutenção (Tabela 2.1).

Tabela 2.1 - Paradigmas da manutenção (adaptado – Moubrey, 1999).

Velho	Novo
Manutenção trata da preservação física dos equipamentos.	Manutenção trata da preservação das funções dos equipamentos.
Manutenção de rotina trata da prevenção de falhas.	Manutenção de rotina trata de evitar, reduzir ou eliminar as conseqüências das falhas.
O objetivo primário da função manutenção é otimizar a disponibilidade da instalação ao menor custo.	Manutenção afeta todos os aspectos de eficácia e risco do negócio – segurança, integridade do meio ambiente, qualidade do produto e serviço ao cliente, não somente a disponibilidade da instalação e os custos.
A maioria dos equipamentos é mais suscetível a falhas quando envelhece.	A maioria das falhas não é mais suscetível de acontecer quando o equipamento envelhece.
Dados abrangentes de taxa de falhas devem estar disponíveis antes, para realmente possibilitar o desenvolvimento de programas de manutenção de sucesso.	Decisões sobre o gerenciamento das falhas do equipamento quase sempre devem ser tomadas com pouca informação sobre a taxa de falha.
A freqüência das atividades de manutenção preditiva deve ser baseada na freqüência das taxas e/ou na criticidade da falha do item.	A freqüência das atividades de manutenção preditiva deve ser baseada no período de falhas (também conhecido como “lead time to failure” – tempo de condução para falha ou “P-F interval” – intervalo P-F).
Se ambos são tecnicamente apropriados, o intervalo fixado para revisão/substituição normalmente é mais econômico quanto mais efetivo for a manutenção preditiva.	Se ambos são tecnicamente apropriados, a manutenção preditiva é quase sempre mais econômica quanto mais efetivo for o intervalo fixado para revisão/substituição por toda a vida do equipamento.
Acidentes sérios e catástrofes envolvendo falhas múltiplas de equipamentos são normalmente resultado de “má sorte”, “casualidade” ou “atos de Deus”, e são, portanto, ingerenciáveis.	Para uma considerável extensão, a probabilidade de falhas múltiplas é uma variável controlável, especialmente em sistemas protegidos.

Tabela 2.1 (continuação) – Paradigmas da manutenção (adaptado – Moubray, 1999).

Velho	Novo
O meio mais rápido e seguro de melhorar o desempenho de um equipamento existente não confiável é realizar uma atualização (<i>upgrade</i>) do projeto.	É quase sempre mais rentável tentar melhorar o desempenho não confiável de um equipamento, melhorando a operação e manutenção, e somente revisar o projeto se isto não puder fornecer o desempenho requerido.
Políticas de manutenção genéricas podem ser desenvolvidas para a maioria dos equipamentos semelhantes.	Políticas genéricas devem somente ser aplicadas para equipamentos idênticos, cujo contexto de operação, função e desejos de padronização de performance são também idênticos.
Políticas de manutenção devem ser formuladas por gerentes e programas de manutenção redigidos por especialistas qualificados ou contratados externos (uma abordagem de cima para baixo).	Políticas de manutenção devem ser formuladas por pessoas próximas aos equipamentos. O papel da gerência é prover as ferramentas para ajudá-los a tomar decisões corretas e assegurar que as decisões são sensíveis e defensáveis.
O departamento de manutenção, por si só, pode desenvolver um programa de manutenção duradouro e bem sucedido.	Um programa de manutenção duradouro e bem sucedido somente pode ser desenvolvido por “mantenedores” e usuários dos equipamentos, trabalhando juntos.
Fabricantes de equipamentos estão na melhor posição para desenvolver programas de manutenção para novos equipamentos.	Fabricantes de equipamentos somente podem desenvolver seu papel limitado (mas ainda importante) no desenvolvimento de programas de manutenção para novos equipamentos.

Existem basicamente 3 tipos de manutenção, os quais são classificados segundo a norma NBR 5462/1994 em: manutenção corretiva, manutenção sistemática e manutenção condicional ou preditiva. As subseções a seguir apresentam uma descrição de cada um desses tipos.

2.3.1 - Manutenção corretiva

É uma política de manutenção que corresponde a uma atitude curativa, ou seja, efetua-se com o conserto após a avaria (ABNT NBR 5462, 1994). Seus inconvenientes são inúmeros, acarretando, entre outras, duas conseqüências:

- ✓ O custo de manutenção aumenta fortemente à medida que os equipamentos vão envelhecendo;
- ✓ As quebras não previstas traduzem-se por uma parada imprevista, acarretando grandes prejuízos devidos às perdas de produção.

Kirby (2002), em sua análise da pesquisa efetuada pelo SMRP (*Society for Maintenance & Reliability Professionals*), destaca que hoje os custos de manutenção representam entre 8 e 12% dos custos do produto. A indústria americana gasta mais de 200 bilhões de dólares todo ano com manutenção de equipamentos de fábricas e instalações, o que torna claro o impacto representado pela operação de manutenção sobre a produtividade e o lucro.

A estratégia de manutenção corretiva agrava ainda mais o cenário apresentado, pois a ela estão associados os maiores custos da manutenção: são altos custos de estoques de peças sobressalentes, altos custos de trabalho extra, elevado tempo de paralisação da máquina, baixa disponibilidade de produção, além das elevadas perdas decorrentes da indisponibilidade de maquinário. Para minimizar o impacto sobre a produção criada por falhas inesperadas das máquinas, o pessoal da manutenção deve estar apto a reagir imediatamente a todas as falhas da máquina, o que acarreta alto custo de mão-de-obra. A análise dos custos da manutenção desenvolvida por Almeida (2005) indica que um reparo realizado no modo corretivo-reativo terá em média um custo cerca de 3 vezes maior que quando o mesmo reparo for feito dentro de um modo programado ou preventivo.

Na manutenção corretiva, a máquina é desmontada e inspecionada para determinar os reparos específicos requeridos para retorná-la ao serviço. Se as peças de reparo não estiverem no estoque, elas devem ser encomendadas, a custo de mercado, e deve ser solicitado o envio expedito. Mesmo quando as peças de reparo já estão no estoque da planta industrial, o pessoal de manutenção deve desmontar a máquina para localizar a fonte do problema ou problemas que forçaram a falha. Admitindo que eles identifiquem corretamente o problema, o tempo e o custo requerido para desmontar, reparar, e remontar a máquina seria, pelo menos, maior do que teria sido requerido por um reparo planejado. Com um tempo maior para reparo, as perdas associadas às paradas de máquina serão conseqüentemente maiores.

2.3.2 - Manutenção sistemática

É um tipo de manutenção preventiva na qual, com a aplicação de critérios estatísticos, recomendações do fabricante e conhecimentos práticos sobre o equipamento é estabelecido um programa de inspeções e intervenções com intervalos fixos (ABNT NBR 5462, 1994).

Segundo (Arato Jr., 2004), a implementação da manutenção preventiva real varia bastante. Alguns programas são extremamente limitados e consistem de lubrificação e ajustes menores. Os programas mais abrangentes de manutenção preventiva programam reparos, lubrificação, ajustes, e recondiçionamentos de máquinas para toda a maquinaria crítica na planta industrial. O denominador comum para todos estes programas de manutenção preventiva é o planejamento da manutenção *versus* tempo.

A vantagem deste tipo de manutenção é que as operações de paradas são pré-definidas, permitindo um gerenciamento adequado da produção. Suas desvantagens são:

- ✓ Alguns fatores como o modo de operação e variáveis específicas da planta industrial ou do sistema afetam diretamente a vida operacional normal da maquinaria. O resultado normal do uso da estatística de tempo médio entre falhas (MTBF) para programar a manutenção ou é um reparo desnecessário ou uma falha catastrófica. Isto é, dependendo das condições operacionais de um determinado equipamento, a manutenção prevista pode ser totalmente desnecessária, desperdiçando mão-de-obra e material, ou o mesmo pode falhar num intervalo de tempo menor do que o presumido em seu planejamento de manutenção, o que força a utilização de técnicas corretivas para reparo, tornando o procedimento ainda mais caro pelas razões citadas anteriormente.
- ✓ A desmontagem, mesmo parcial, de um equipamento incita a substituição de peças, seja por quebras ou pela síndrome da precaução.
- ✓ A prática da desmontagem/montagem aumenta o risco de introdução de novas avarias.

2.3.3 - Manutenção condicional

É um tipo de manutenção preventiva em que as intervenções estão condicionadas a algum

tipo de informação reveladora do estado de degradação do sistema ou equipamento. Em razão desta forma de determinação dos momentos de intervenção, essa prática se tornou conhecida no Brasil por manutenção preditiva (ABNT NBR 5462, 1994).

Nesse tipo de manutenção, as inspeções periódicas se limitam à monitoração de parâmetros que possam indicar o estado operacional de um sistema ou equipamento. Se a análise desses parâmetros indicar a existência de um funcionamento não adequado, estima-se a tendência evolutiva do defeito e programa-se uma parada de correção.

Escolher a manutenção preditiva significa que se intervirá sobre uma máquina de forma condicional, isto é, unicamente se os parâmetros de controle evoluírem de forma significativa para níveis que sejam considerados não admissíveis. A principal vantagem desse processo de manutenção é a diminuição do custo de produção devido às interrupções periódicas e a diminuição da probabilidade de introdução de novos defeitos nas operações sistemáticas de montagem e desmontagem. As outras vantagens são:

- ✓ Aumento do tempo médio entre cada revisão;
- ✓ Eliminação de panes não atendidas;
- ✓ Diminuição do estoque de peças de reposição;
- ✓ Diminuição do custo de cada intervenção;
- ✓ Eliminação da substituição de componentes em estado operacional;
- ✓ Minimização de paradas não programadas decorrentes de quebras de componentes durante o serviço.

A prática de manutenção preditiva ou condicional envolve três fases: detecção do defeito, estabelecimento de um diagnóstico e estabelecimento de um prognóstico (Arato Jr., 2004). A Figura 2.1 apresenta um diagrama evolutivo do processo envolvendo as três fases deste tipo de manutenção.

A detecção do defeito consiste na observação de que os valores medidos dos parâmetros de controle indicam uma evolução mais acelerada que a decorrente da degradação normal do equipamento.

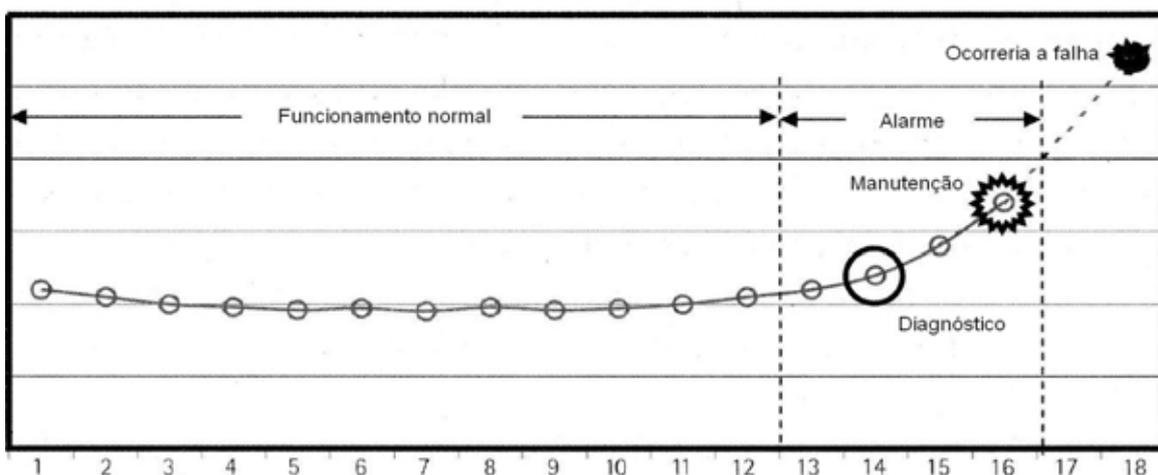


Figura 2.1- Fases da manutenção preditiva (Arato Jr., 2004).

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

Estabelecer um prognóstico consiste em se ampliar o diagnóstico e se prever, na medida do possível, quanto tempo se dispõe antes da parada forçada pela quebra propriamente dita ou quais serão as conseqüências futuras em se prorrogar um eventual defeito. Nessa fase, o equipamento é submetido a uma vigilância estrita e se faz a programação do reparo. O presente trabalho propõe o estabelecimento de prognósticos baseados em cálculos estatísticos de tempo médio entre falhas e taxas de falha, permitindo estimar desta maneira o tempo restante até a falha do equipamento. Outra proposta de prognóstico é discutida por Simeón (2008) o qual sugere em seu trabalho a aplicação de redes neurais ao sistema inteligente de Balbina para previsão de séries temporais.

2.4 - POLÍTICAS DE MANUTENÇÃO

As ações de manutenção são utilizadas para restaurar a função requerida de um equipamento ou para mantê-lo em seu estado operacional. As decisões mais importantes que devem ser tomadas na gestão da manutenção se referem à identificação de quais itens devem ser submetidos à manutenção, que tipo de manutenção deve ser realizado e quando as ações de manutenção devem ser realizadas. Para se obter as respostas a tais questionamentos é preciso adotar uma política de manutenção.

Segundo Waeyenbergh (2005), a política de manutenção se manifesta como um conjunto de ações necessárias para desenvolver as tarefas específicas de manutenção numa organização. É a customização da forma como a organização pensa sobre o papel (função a cumprir) da manutenção vista como uma função operativa. Assim, a política de manutenção se traduz em um conjunto de variadas formas de intervenções de manutenção (corretiva, preventiva, condicional, etc.) e da estrutura geral nas quais essas intervenções serão realizadas.

Em uma política de manutenção, reflete-se a ênfase e a percepção que tem a empresa sobre o papel da função manutenção. Por exemplo, se a empresa decide integrar os operadores na manutenção dos equipamentos para aumentar os padrões de qualidade, tratará de adequar à política da Manutenção Produtiva Total. Outra que está mais focalizada no controle dos custos da manutenção ao longo do ciclo de vida de um determinado produto, optará pela concepção de Custo do Ciclo de Vida (*Life Cycle Costing* – LCC). Diversas abordagens de gestão de manutenção têm sido propostas e cada uma delas com distintos graus de sucesso ou insucesso nas suas aplicações.

Segundo Kirby (2002), as três políticas de manutenção mais referenciadas e adotadas pelas empresas são: Manutenção Produtiva Total – TPM (*Total Productive Maintenance*), Manutenção Baseada no Risco – RBM (*Risk Based Maintenance*) e Manutenção Centrada na Confiabilidade – MCC. Serão abordadas, sucintamente, nas próximas seções as metodologias de TPM e RBM, e será dado um destaque maior à metodologia de MCC, a qual foi utilizada para o desenvolvimento da metodologia e do sistema computacional descritos neste trabalho.

2.4.1 - Manutenção Produtiva Total – TPM

A manutenção produtiva total (TPM) é o conjunto de atividades em que se mantém o compromisso voltado para o resultado. Sua excelência está em atingir a máxima eficiência do sistema de produção, maximizar o ciclo total de vida útil dos equipamentos aproveitando todos os recursos existentes e buscando perda zero. Para tanto, o TPM utiliza-se da manutenção autônoma, onde os próprios operadores desenvolvem rotinas de

inspeção, lubrificação e limpeza. Padrões de limpeza e lubrificação são utilizados em um desenvolvimento na capacidade do operador em encontrar e resolver anomalias (Osada, 1993).

Para atingir a eficiência global do sistema de produção, o TPM visa a eliminação total das perdas que a prejudicam. A metodologia TPM define “seis grandes perdas” que são: perdas por quebra, perdas por demora na troca de ferramentas e regulagem, perdas por operação em vazio (espera), perdas por redução da velocidade em relação ao padrão normal, perdas por defeitos de produção, e perdas por queda de rendimento. Para a eliminação destas perdas, implementam-se as 8 (oito) atividades seguintes, designadas pelo instituto japonês de manutenção de plantas industriais (*IM&C International*, 2000) como “oito pilares de sustentação do desenvolvimento do TPM” (Figura 2.2), que são:

- ✓ melhoria individual dos equipamentos para elevar a eficiência;
- ✓ elaboração de uma estrutura de manutenção planejada realizada pelo departamento de manutenção;
- ✓ elaboração de uma estrutura de controle inicial do equipamento;
- ✓ treinamento para a melhoria da habilidade do operador e do técnico de manutenção;
- ✓ elaboração de uma estrutura de manutenção autônoma realizada pelo operador;
- ✓ manutenção com vistas à melhoria da qualidade;
- ✓ gerenciamento;
- ✓ segurança, higiene e meio ambiente.

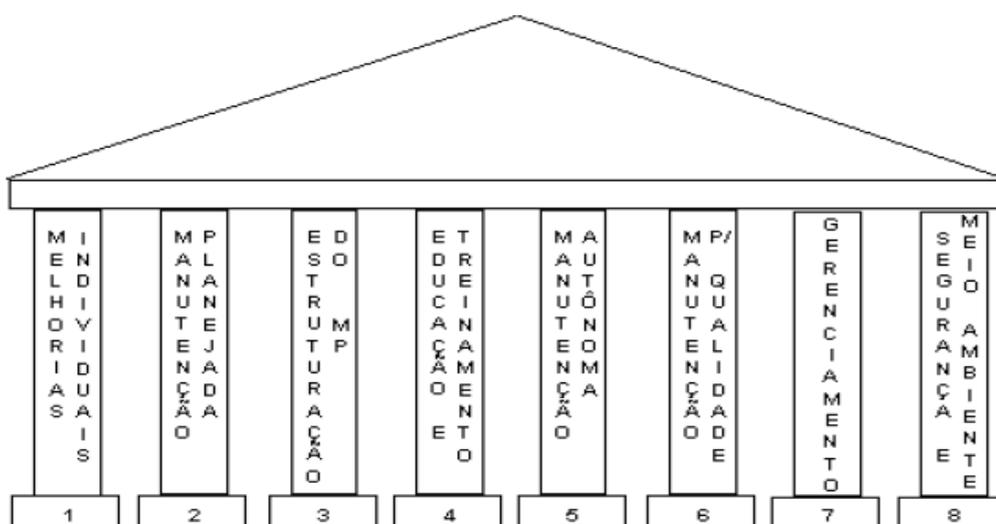


Figura 2.2- Os 8 pilares de sustentação do TPM (IM&C International, 2000).

2.4.2 - Manutenção Baseada no Risco – RBM

A manutenção baseada no risco é uma política de manutenção centrada na busca da redução do risco global do equipamento produtivo. Trata-se de um método quantitativo no qual o valor do risco é usado para priorizar as inspeções e tarefas de manutenção. RBM sugere um conjunto de recomendações sobre a quantidade e a especificidade das tarefas preventivas que devem ser realizadas. A implementação da RBM visa reduzir a probabilidade de uma falha inesperada que desembocaria em um acidente, humano ou ambiental (Starr, 2003).

Segundo Starr (2003), a metodologia para a manutenção baseada no risco está composta de três módulos principais:

- ✓ Determinação do risco, que consiste na identificação e estimativa do risco;
- ✓ Avaliação do risco, cujo objetivo é definir um nível de risco aceitável para cada sistema em estudo conforme a sua natureza e tipo, e comparar o risco estimado com o nível definido como aceitável;
- ✓ Planejamento da manutenção considerando os fatores de risco. Os passos deste módulo são as estimativas do intervalo ótimo para as manutenções e uma reestimativa e reavaliação do risco.

A aplicação desta metodologia permite concentrar manutenção maior nas áreas onde o risco é alto ou médio, e, em áreas com um risco menor, definir esforços de manutenção menores com a finalidade de minimizar o escopo de trabalho e os custos do programa de manutenção numa forma estruturada e justificada.

2.4.3 - Manutenção Centrada na Confiabilidade – MCC

Fleming (1997) sintetiza a MCC como uma política de manutenção que envolve uma consideração sistemática das funções do sistema, o modo como estas funções falham e um critério de priorização explícito baseado em fatores econômicos, operacionais e de segurança para identificação das tarefas de manutenção que são aplicáveis e eficientes em termos de custo.

Moss (1985) observa que a MCC está estruturada com o princípio fundamental de que toda tarefa de manutenção deve ser justificada, antes de ser executada. O critério de justificativa corresponde à segurança, à disponibilidade e à economia em postergar ou prevenir um modo específico de falha. Este critério compreende a principal característica da aplicação da MCC, ou seja, a partir de uma avaliação acurada das funções desempenhadas, por cada componente de um sistema produtivo ou equipamento, são estabelecidas as tarefas de manutenção mais adequadas para a garantia do desempenho operacional da instalação.

Rausand (1998), por sua vez, afirma que o principal objetivo da MCC é reduzir o custo de manutenção, centrando o foco nas funções mais importantes do sistema e evitando ou removendo ações de manutenção que não são absolutamente necessárias. Se um programa de manutenção já existe, o resultado da análise de MCC eliminará tarefas ineficientes da manutenção preventiva.

Enfim, a literatura aponta a MCC como uma metodologia de manutenção cujo objetivo principal é a preservação das funções desempenhadas pelos sistemas e processos industriais de modo a garantir a confiabilidade e a segurança operacional dos equipamentos e da instalação ao menor custo. É importante ressaltar que, conforme afirma Smith (1992), preservar a função não é o mesmo que preservar a operação do equipamento. A operação de um equipamento diz respeito à sua atuação, enquanto a função se confunde com sua própria finalidade de existência e com as relações estabelecidas entre o equipamento e o todo sistema, a fim de se atender uma ou mais características do sistema.

A MCC, mais do que as demais metodologias, encontrou grande aceitação no setor elétrico em função de seus requisitos de confiabilidade. Diferentemente do que almeja o TPM, o enfoque da manutenção dos sistemas de potência não é aumentar a eficiência da produção, uma vez que a capacidade máxima de geração de uma usina hidrelétrica (UHE) é fixa e a geração de energia é controlada pela demanda de mercado. E mais do que realizar uma avaliação sistemática dos riscos de falhas, como defende a metodologia RBM, é necessário avaliar sistematicamente os modos, os efeitos e a criticidade das falhas orientando as atividades de manutenção para a maximização da disponibilidade e confiabilidade dos equipamentos. A concepção de manutenção no setor elétrico busca manter a funcionalidade do processo e de seus ativos físicos, identificando-se melhor, portanto, com

a concepção da metodologia MCC.

Há na literatura diversos exemplos de aplicação desta metodologia no setor elétrico:

- ✓ Vizzoni (1999) desenvolve um projeto piloto de manutenção centrada em confiabilidade na subestação de Adrianópolis e avalia a aplicabilidade e adaptação desta metodologia;
- ✓ Nunes (2001) discute o impacto de aplicação da metodologia MCC na sistemática de manutenção da Central Hidrelétrica de Itaipu, particularmente no sistema de operação e manutenção (SOM);
- ✓ Rosolem *et al.* (2003) apresenta um estudo de caso realizado na Light o qual utiliza a metodologia MCC para a avaliação de baterias;
- ✓ Sá *et al.* (2003) apresentam a aplicação da MCC nas usinas hidrelétricas de Furnas Centrais Elétricas S.A;
- ✓ Santos *et al.* (2005) sugere várias ações embasadas na metodologia MCC para alcançar a máxima operacionalidade, produtividade e confiabilidade do sistema elétrico de Furnas.

Objetivando estabelecer métodos adequados de manutenção, a MCC procura obter respostas corretas e precisas a um conjunto de sete questões, colocadas em uma ordem seqüencial específica, aplicáveis ao sistema objeto da manutenção:

- ✓ Quais as funções preservar?
- ✓ Quais as falhas funcionais?
- ✓ Quais os modos de falha?
- ✓ Quais os efeitos das falhas?
- ✓ Quais as conseqüências das falhas?
- ✓ Quais as tarefas aplicáveis e efetivas?
- ✓ Quais as alternativas restantes?

Para responder cada questão, a MCC utiliza muitos métodos e ferramentas de um conjunto aberto de soluções, algumas tradicionais, outras recentes e modernas, segundo uma seqüência estruturada e bem documentada. Tal seqüência é composta basicamente de sete etapas, conforme apresentado por Siqueira (2005), assim denominadas:

- ✓ Seleção do sistema e coleta de informações;

- ✓ Análise de modos de falha e efeitos;
- ✓ Seleção de funções significantes;
- ✓ Seleção de atividades aplicáveis;
- ✓ Avaliação da efetividade das atividades;
- ✓ Seleção das atividades aplicáveis e efetivas;
- ✓ Definição da periodicidade das atividades.

Estas etapas estão detalhadas no Diagrama do Processo da Figura 2.3, que ilustra os produtos e relacionamentos entre os diversos processos de análise. Em cada etapa são utilizadas ferramentas de modelagem ou análise de sistemas, destinadas a responder e, principalmente, documentar os critérios e respostas a cada questão da MCC. A seção seguinte aborda as principais ferramentas utilizadas pela metodologia MCC para apoiar efetiva e eficientemente as decisões de manutenção.

2.5 - FERRAMENTAS PARA APLICAÇÃO DA METODOLOGIA MCC

Na segunda etapa de aplicação da MCC, Análise dos Modos de Falha e Efeitos, são identificadas e documentadas todas as funções e seus modos de falha, assim como os efeitos adversos produzidos por elas. As principais ferramentas de confiabilidade designadas para ajudar na identificação das possíveis falhas funcionais e suas respectivas causas e efeitos, bem como na elaboração de um plano de ação para eliminar essas falhas (terceira e quarta etapas), são FMEA (*Failure Mode and Effects Analysis*) e FTA (*Fault Tree Analysis*). Esta utilização ampla, segundo Araújo *et al.* (2001b), se deve provavelmente ao fato destas técnicas serem as únicas citadas textualmente nas normas ISO 9000, em particular na ISO 9004, subitem 8.4 - Qualificação e Validação de Projeto. Tais ferramentas serão discutidas nas Subseções 2.5.1 e 2.5.2.

A última etapa da seqüência de aplicação da MCC, Definição da Periodicidade das Atividades, envolve uma avaliação sistemática do processo de implantação da metodologia MCC na empresa. Nesta etapa estabelecem-se os métodos e critérios para a definição da periodicidade ou frequência das atividades selecionadas. São coletadas rotineiramente medidas de confiabilidade ou de desempenho a fim de se identificar melhorias nos processos de trabalho e a periodicidade ótima das atividades. Tais métricas de

desempenho, vinculadas aos objetivos da metodologia proposta, são genericamente chamadas de KPIs (*Key Performance Indicators*). Os KPIs serão discutidos na Subseção 2.5.3, como uma importante ferramenta para a aplicação da MCC.

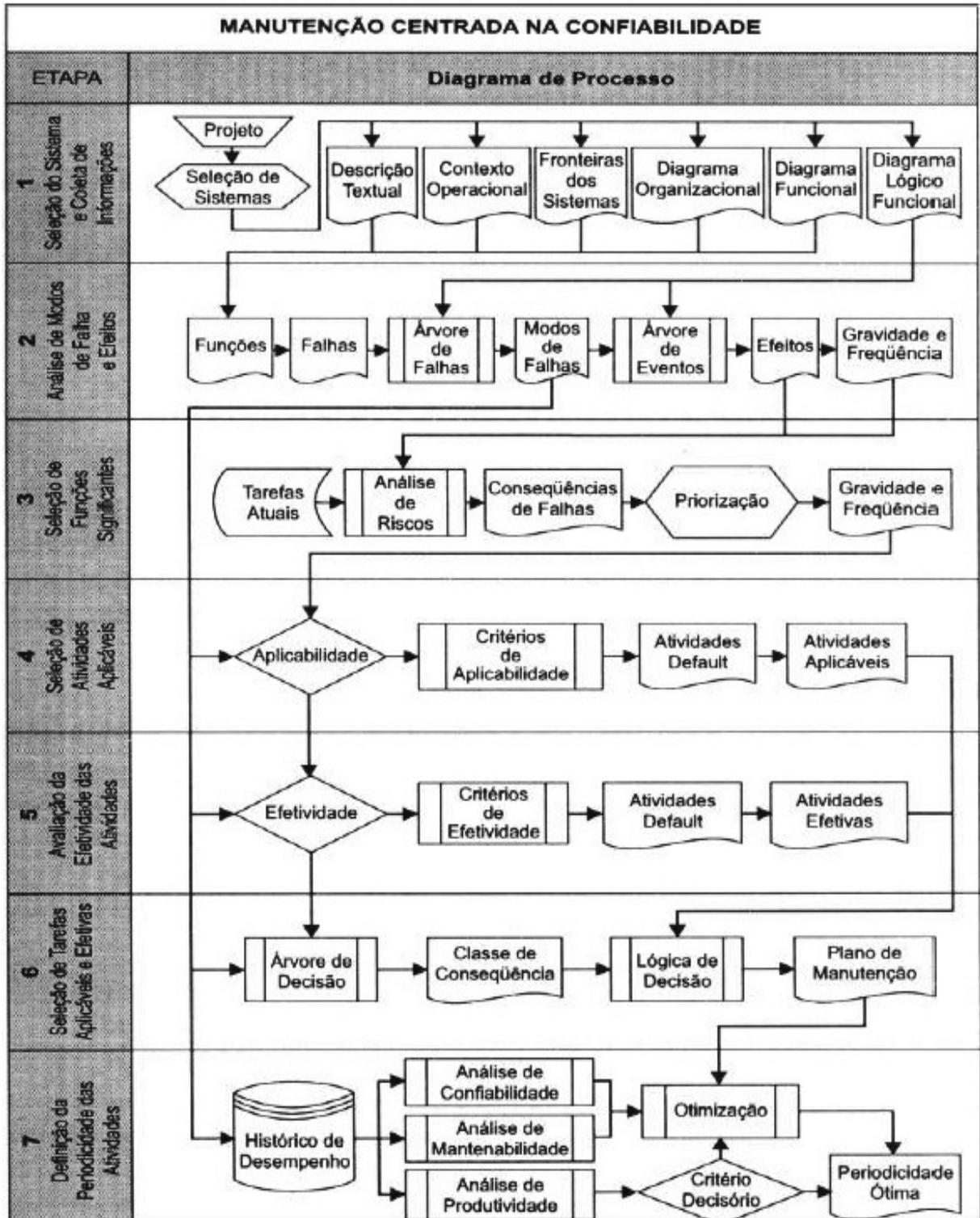


Figura 2.3- Diagrama de processo da MCC (Siqueira, 2005).

2.5.1 - Análise dos modos e efeitos de falhas – FMEA

A FMEA (*Failure Mode and Effect Analysis*) é um método analítico utilizado para identificar todos os modos potenciais de falha de forma sistemática e completa e determinar o efeito de cada falha sobre o desempenho de um produto ou processo (Siqueira, 2005). Este método fornece pistas para a execução de melhorias no produto ou processo mediante a descoberta dos pontos problemáticos, relacionando as falhas com suas conseqüências no sistema como um todo. Seu desenvolvimento é formalmente documentado e permite que procedimentos sejam padronizados, que todas as análises de falhas sejam registradas e que os projetos de melhorias sejam priorizados.

Segundo Helman e Andery (1995), na FMEA utiliza-se uma abordagem de “baixo para cima” (*bottom-up*), isto é, examinam-se as possibilidades de falha nos componentes de nível mais elementar e quais são as suas conseqüências nos níveis superiores. Para auxiliar na busca destas falhas, os autores apresentam um roteiro construído em torno de seis perguntas-chave, que são:

- ✓ De que maneiras o processo pode falhar?
- ✓ Que tipos de falha são observadas?
- ✓ Que partes do processo são afetadas?
- ✓ Quais são os efeitos da falha sobre o processo?
- ✓ Qual a importância da falha?
- ✓ Como preveni-la?

Estas questões devem ser levantadas pelos funcionários de diversos departamentos da empresa e respondidas através de *brainstormings*. O roteiro de elaboração da análise FMEA, sugerido por Helman e Andery (1995), aborda as seguintes etapas:

- ✓ Definir a equipe responsável pela execução;
- ✓ Definir os itens do sistema que serão considerados;
- ✓ Preparação prévia e coleta de dados;
- ✓ Análise preliminar dos itens considerados;
- ✓ Identificação dos modos de falha e seus efeitos;
- ✓ Identificação das causas das falhas;
- ✓ Identificação dos índices de criticidade (ocorrência, gravidade, detecção e risco);

- ✓ Análise das recomendações;
- ✓ Análise dos procedimentos;
- ✓ Preenchimento dos formulários de FMEA, a partir das listas de verificação;
- ✓ Reflexão sobre o processo.

Para quantificar os riscos envolvidos em cada falha potencial, são utilizados os três índices de criticidade supracitados que mensuram cada um dos aspectos envolvidos. Esses índices são a ocorrência (probabilidade da falha ocorrer), severidade (conseqüências para o cliente) e detecção (probabilidade de detectar a falha antes de ser percebida pelo cliente). São atribuídos valores crescentes para cada um deles de acordo com suas implicações negativas sobre a falha potencial. Os valores desses índices são multiplicados e o resultado é comparado com um índice base pré-estabelecido. No caso de um resultado maior, são tomadas ações corretivas para garantir a melhoria contínua do processo e redução do risco da falha (Oliveira e Rozenfeld, 1997).

A documentação da análise das falhas potenciais é feita através do preenchimento de um formulário padronizado. O Formulário FMEA serve também como uma forma de dispor e organizar as informações obtidas. Os campos do formulário são (IQA, 1997):

- ✓ Número do FMEA: Número do documento do FMEA, o qual pode ser usado para rastreabilidade;
- ✓ Identificação do item: A identificação do componente, subsistema ou sistema que está sendo analisado;
- ✓ Modelo/Ano: O modelo e o ano dos produtos que irão utilizar ou ser afetados pelo processo em análise;
- ✓ Departamento: O departamento, seção ou grupo responsável pelo estudo;
- ✓ Preparado por: O nome e o telefone do engenheiro responsável pela coordenação do estudo;
- ✓ Data limite: A data limite para o fechamento do estudo, a qual não deve exceder a própria data limite do início da produção;
- ✓ Data do FMEA: A data em que este estudo foi efetuado pela primeira vez e a data da última revisão;
- ✓ Equipe de estudo: Os nomes e departamentos dos indivíduos com autorização para identificar e executar tarefas;

- ✓ Operação/propósito: Uma descrição simples de cada operação a ser analisada;
- ✓ Modos potenciais de falha: São definidos como eventos ou fenômenos físicos que provocam a transição da função de um equipamento do estado normal para o estado anormal;
- ✓ Efeitos potenciais de falha: São as conseqüências dos modos potenciais de falha, conforme percebidos pelo cliente;
- ✓ Severidade (S): É definida em termos do impacto que o efeito do modo potencial de falha tem sobre a operação do sistema;
- ✓ Classificação: Esta coluna pode ser usada para classificar qualquer operação como crítica para a segurança ou para a qualidade. Nesse caso, podem ser necessários controles especiais sobre a operação;
- ✓ Causas/Mecanismos potenciais de falha: Esta é uma das etapas mais importantes do FMEA, onde busca-se identificar a origem do modo potencial de falha;
- ✓ Ocorrência (O): Está relacionada com a freqüência em que ocorrem as causas / mecanismos de falha. Sempre que possível, a taxa de falha e a capacidade devem ser estimados aplicando-se procedimentos estatísticos aos dados históricos coletados em processos similares. Caso contrário, será preciso fazer uma análise subjetiva (consenso entre os engenheiros), classificando a probabilidade de ocorrência em baixa, moderada, alta, etc. De qualquer forma, a avaliação é feita em uma escala de 1 a 10;
- ✓ Controles atuais no processo: Devem ser descritos os controles incorporados no processo que podem impedir ou detectar um modo de falha;
- ✓ Detecção (D): Aqui busca-se fazer uma estimativa da habilidade dos controles atuais em detectar os modos potenciais de falha em considerações, antes do produto deixar a zona de manufatura;
- ✓ Número de Prioridade de Risco (NPR): É calculado para priorizar as ações de correção / melhoria. O cálculo do risco é feito a partir do produto entre Severidade, Ocorrência e Detecção;
- ✓ Ações recomendadas: Após a priorização dos modos de falha através do Risco, a ação recomendada deve reduzir a Severidade, a Ocorrência ou a não Detecção;
- ✓ Responsável e data (para ação): Indica-se o grupo ou indivíduo responsável pela ação recomendada, assim como a data alvo para se completar a tarefa;
- ✓ Ações efetuadas: Uma breve descrição das ações de correção/melhoria

efetivamente implantadas e com a correspondente data da implantação;

- ✓ Risco resultante (R): Depois que as ações corretivas tiverem sido identificadas, mas antes de serem efetuadas, faz-se uma estimativa da situação futura para Severidade, Ocorrência e Detecção. Se nenhuma ação é prevista, essas últimas colunas permanecem em branco.

A Tabela 2.2 mostra um exemplo de formulário FMEA sugerido pela norma ISO 9004.

Tabela 2.2 - Formulário FMEA (IQA, 1997).

FORMULÁRIO DE FMEA - ANÁLISE DOS MODOS E EFEITOS DE FALHAS															
() Processo () Produto		Data de confecção da FMEA:				Versão:			Número:						
Objeto de estudo:				Coordenador:				Setor:							
Equipe de estudo:															
Equipamento	Função	Modo Potencial de falha	Efeito Potencial de Falha	S	Cla	Causa Potencial de Falha	O	Controles Atuais	D	N P R	Ação Recomendada	Responsável e data	Ação efetuada	S	O D N P R

2.5.2 - Análise de árvore de falhas – FTA

Outra forma de se identificar e catalogar as falhas funcionais de um sistema é através da FTA. A FTA é uma análise dedutiva detalhada que geralmente requer considerável volume de informações sobre o sistema. Trata-se de um modelo gráfico que permite mostrar o encadeamento dos diferentes eventos relacionados com determinada falha. De acordo com Araújo *et al.* (2001a), a FTA consiste na construção de um diagrama lógico (árvore de falhas), através de um processo dedutivo que, partindo de um evento indesejado pré-definido, busca as possíveis causas de tal evento. O processo segue investigando as sucessivas combinações de falhas dos componentes até atingir as chamadas falhas básicas (ou eventos básicos da FT), as quais constituem o limite de resolução da análise. Segundo Helman e Andery (1995), Na FTA raciocina-se “de cima para baixo” (*top-down*). A falha do sistema é denominada de “evento topo”, que é decomposta a partir do nível superior para os inferiores, como galhos de uma árvore. O conceito fundamental da FTA consiste na tradução de um sistema físico em um diagrama lógico estruturado, em que certas causas específicas conduzem a um evento topo de interesse.

A grande popularidade da FTA advém, fundamentalmente, de dois aspectos:

- ✓ primeiro, da maior flexibilidade da representação gráfica de sistemas complexos proporcionada pela simbologia específica e,
- ✓ segundo, da maior facilidade computacional devido ao menor número de algoritmos significativos necessários para o cálculo das probabilidades de falhas quando comparado ao necessário para o caso dos valores típicos das probabilidades de sucesso.

2.5.3 - Indicadores-chave de desempenho – KPIs

KPIs são medições quantificadas que antecipadamente refletem os fatores críticos de sucesso numa empresa. Eckerson (2006) afirma que KPIs são direcionadores de valor estratégico. Sejam quais forem, eles devem ser selecionados e devem ajudar a organização a definir e medir seu progresso em direção as suas metas organizacionais.

A metodologia dos indicadores-chave de desempenho (*Key Performance Indicators - KPIs*), teve origem nos prêmios de qualidade nos Estados Unidos (*Malcom Baldrige Award*) e do Japão (*Deming Award*). Ao pregar a gestão baseada em fatos e dados e a orientação dos processos internos da organização para a satisfação dos clientes finais, a Gestão pela Qualidade Total (*Total Quality Management - TQM*) deu grande impulso à utilização de indicadores de desempenho. No início da década de 1990, com a consolidação do Prêmio Nacional da Qualidade, baseado nos prêmios japonês e americano, a metodologia dos KPIs passou a ser fortemente difundida no Brasil (Cordeiro *et. al*, 2007).

O processo de definição dos indicadores de desempenho, segundo a metodologia dos KPIs, segue o fluxograma básico apresentado na Figura 2.4. Cada KPI formulado deve ser observável, mensurável, confiável e específico. Como mostra a Figura 2.4, KPIs são formulados a partir de objetivos específicos, aliados aos objetivos corporativos, e devem ser capazes de traduzir resultados e ser contabilizado por eles. Desta forma, devem permitir o direcionamento dos processos de trabalho aos objetivos não-alcançados.

A utilização de KPIs se estende a todas as áreas-chave do negócio: clientes, mercados, operação, manutenção, fornecedores, recursos humanos e comunidade e sociedade.

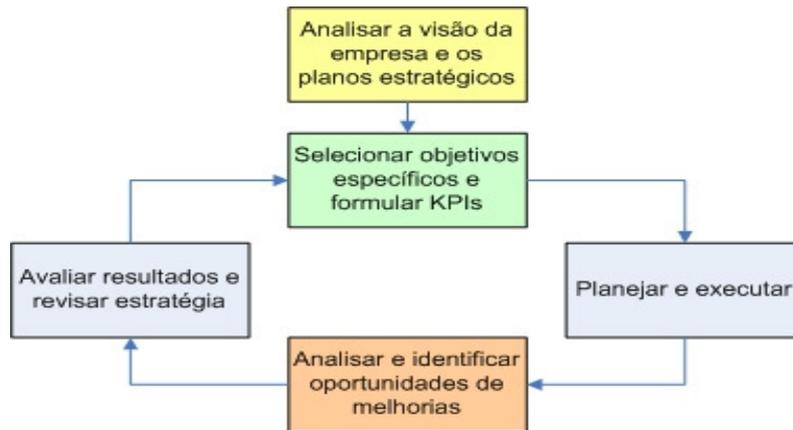


Figura 2.4- Processo em malha fechada para definição dos KPIs (adaptado – Beck, 2004)

Os KPIs relacionados à manutenção encontraram grande aplicação na avaliação do grau de sucesso alcançado ou previsto em decorrência da introdução de novas políticas de manutenção, como a MCC, numa empresa. Moubray (1997) propôs em seu livro “*Reliability-centered maintenance II*” a incorporação de KPIs, regulamentados pela norma internacional ISA-95 da *Instrumentation, Systems and Automation Society*, à metodologia MCC visando avaliar e acompanhar sua execução e assim monitorar e corrigir eventuais desvios de implementação. Moubray (1997) recomenda avaliar o desempenho da manutenção sob dois aspectos. O primeiro é focado em quantificar as melhorias proporcionadas pela MCC na confiabilidade e disponibilidade dos ativos de produção. É referido como “efetividade da manutenção”. E o segundo, focado em otimizar a utilização dos recursos de manutenção. Sendo referido como “eficiência da manutenção”.

Os KPIs de efetividade da manutenção consistem em estatísticas descritivas de confiabilidade e manutenibilidade. São, em geral, cálculos de tempo médio para falha (MTTF), tempo médio para defeito (MTTD), tempo médio para reparo (MTTR), taxa de falha (λ_f), entre outros. Já os KPIs de eficiência da manutenção consistem em análises logísticas e financeiras. São, em geral, cálculos de custo de manutenção, condições do material em estoque, entre outros.

No presente trabalho foram tratados os KPIs de efetividade da manutenção. As análises foram realizadas a partir do estado atual dos equipamentos e do histórico de seu perfil operacional. O Capítulo 3.1.5 apresenta o memorial de cálculo utilizado para definição destes KPIs inseridos numa política de manutenção centrada na confiabilidade.

2.6 - MÉTODOS DE MANUTENÇÃO BASEADA EM CONDIÇÃO

Nas seções anteriores, estudaram-se os fundamentos da metodologia de manutenção centrada em confiabilidade. A referida metodologia exige um tratamento matemático para avaliar a probabilidade das falhas e a disponibilidade e confiabilidade dos equipamentos a fim de se estabelecer o plano de manutenção mais adequado. Em sistemas complexos, com componentes mecânicos, elétricos e eletrônicos, como é o caso de unidades geradoras hidráulicas, tal tratamento matemático é viável somente se houver uma monitoração adequada dos parâmetros que caracterizam a condição do sistema. Ou seja, a aplicação da metodologia MCC em sistemas complexos só é possível se for respaldada por métodos de manutenção baseada em condição.

Soares (2007) afirma que, quando economicamente interessante, mecanismos e procedimentos de inspeção e monitoração devem ser implementados para tornar as tomadas de decisão oriundas da MCC mais precisas. Manuseios só devem ser feitos quando os diagnósticos forem conclusivos e, quando ocorrerem, devem seguir procedimentos rigorosos.

Como foi visto na Seção 2.3.3, a característica básica do processo de manutenção baseada em condição (MBC) consiste em monitorar parâmetros que caracterizam o estado de funcionamento dos equipamentos, portanto, os métodos empregados envolvem técnicas e procedimentos de medida, acompanhamento e análise desses parâmetros. Serão descritos nas próximas subseções os métodos mais comuns de manutenção preditiva empregados em usinas hidrelétricas, objetos de estudo deste trabalho. Tais métodos foram divididos, conforme a finalidade, em: métodos para monitoração da condição e métodos para diagnóstico e/ou prognóstico.

2.6.1 - Métodos para monitoração da condição

Os principais métodos para monitoração da condição utilizados em usinas hidrelétricas são:

- ✓ análise de vibrações;
- ✓ análise de óleos;

- ✓ análise estrutural;
- ✓ análise de dissipação de energia;
- ✓ monitoramento de pontos de alerta.

2.6.1.1 - Análise de vibrações

A idéia básica desse método é que as estruturas das máquinas, excitadas pelos esforços dinâmicos decorrentes de seu funcionamento, respondem com sinais vibratórios cuja frequência é idêntica àquelas dos esforços que os provocam. O sinal de vibração, tomado em algum ponto do equipamento, será a soma das respostas vibratórias da estrutura às diferentes frequências dos esforços excitadores. Pode-se, a partir da tomada do sinal vibratório em pontos determinados do equipamento, acompanhar a evolução desses sinais e identificar o aparecimento de esforços dinâmicos novos ou o aumento abrupto da amplitude da resposta, que são indicadores do surgimento de defeitos ou degradação do funcionamento.

O método de análise de vibrações tem sido largamente utilizado em diversas usinas hidrelétricas. Arato Jr. (2004) desenvolveu um interessante estudo de caso em três grupos geradores hidráulicos com turbinas tipo Kaplan na usina hidrelétrica de Cuará-Una situada no estado do Pará. Segundo o pesquisador, a análise espectral é uma ferramenta de grande valia no processo de manutenção preditiva por permitir diagnóstico de defeitos como desbalanceamento de massa, rotor excêntrico, eixo com desalinhamento angular, eixo torto, danos em mancais, cavitação nas pás do rotor da turbina, folgas mecânicas de bases e estruturas não-girantes que fixam os mancais, problemas em acoplamentos e problemas nos pólos do gerador. Defeitos tais que podem ser descobertos em estágio inicial, o que oferece uma importante vantagem de tempo para o planejamento da parada e dos trabalhos.

Arato Jr. (2004) afirma ainda que a grande deficiência deste método é que se trata fundamentalmente de uma análise visual, exigindo que o responsável observe atentamente o espectro, comparando resultados obtidos para direções de medidas diferentes, pontos diferentes, padrões existentes, espectros anteriores do mesmo equipamento, caso existam, e ainda, procurando combinações lineares de frequências. Tal cenário torna imprescindível a presença de um especialista em análise de vibrações ou de um robusto e complexo sistema

computacional capaz de identificar os diferentes padrões de defeitos.

Outros estudos de caso utilizando o método supracitado foram desenvolvidos por Castella (2001), na usina hidrelétrica de Itaipu, e por Azevedo (2002), em Tucuruí.

2.6.1.2 - Análise de óleos

O objetivo inicial da análise de óleo de um conjunto lubrificado é o de economizar por meio da otimização do intervalo entre as trocas. Como as análises efetuadas resultam em indicadores que informam sobre o desgaste dos componentes lubrificados, o segundo objetivo desse processo passou a ser o controle de efeitos para a manutenção preditiva.

A metodologia utilizada consiste na medida da taxa de contaminação do óleo e da análise dessa contaminação. A idéia envolvida é que, ao longo do funcionamento, as peças lubrificadas contaminam o lubrificante com os materiais provenientes de seu desgaste. Verificando-se a taxa de contaminação por partículas sólidas, o material e sua dimensão, é possível identificar a presença de um mau funcionamento e sua origem.

As principais técnicas utilizadas na análise do resíduo sólido dos óleos que se prestam para estabelecer uma classificação das partículas para um diagnóstico por desgaste são:

- ✓ Análise espectroscópica;
- ✓ Ferrografia por leitura direta;
- ✓ Ferrografia analítica.

Experimentos envolvendo espectrometria e ferrografia são desenvolvidos periodicamente nos laboratórios da empresa AES Eletropaulo, na cidade de São Paulo, para manutenção preditiva de seus transformadores de potência (Aulísio, 2007).

Há também um método de análise de óleo que permite identificar a contaminação de óleo por água nos trocadores de calor, por exemplo. Tal método é denominado *água de Karl Fischer*.

A grande desvantagem na utilização do método de análise de óleo para manutenção

preditiva é que se trata de um método intrusivo. É necessário programar periodicamente paradas da máquina para se retirar uma amostra de óleo dos sistemas lubrificadas, como os mancais e o sistema de regulação de velocidade, por exemplo.

2.6.1.3 - Análise estrutural

Esta análise pode ser voltada para verificar fissuras e defeitos de soldas ou para verificar perda de rigidez por afrouxamento ou quebras em chapas metálicas, tubulações ou estruturas de concreto. É utilizada, principalmente, a técnica de medição ultra-sônica por pulso-eco. A Figura 2.5 mostra o princípio do Método de Pulso-Eco, em que uma onda de ultra-som pulsada é gerada por um transdutor transmissor (pulso) e se propaga através do corpo de provas com a velocidade respectiva ao material que o constitui. Ao atingir um obstáculo, quer seja uma estrutura não-homogênea no interior do material, como um defeito ou trinca, ou uma parede ou uma interface, parte da onda é transmitida e parte é refletida de volta a um transdutor receptor (eco), se este estiver em uma posição favorável.

O sinal obtido do receptor é mostrado como um pico. A distância horizontal entre os picos é proporcional ao tempo e, portanto, conhecida a velocidade de propagação da onda de ultra-som no respectivo meio, podem-se obter as informações de comprimento, como espessura da parede e localização da trinca, por exemplo.

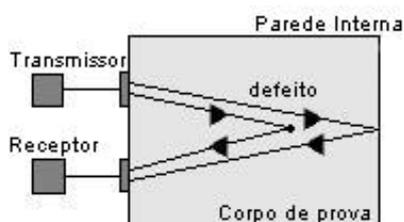


Figura 2.5- Medição ultra-sônica pela técnica do Pulso-Eco.

Ensaio de ultra-som foram realizados com sucesso por Caldas (2003) na detecção de fissuras e perdas de rigidez na usina hidrelétrica de Machadinho em Santa Catarina. De acordo com Caldas, as principais vantagens deste método são o baixo custo dos transdutores, a excelente precisão e a não-interferência no desempenho da unidade geradora. As desvantagens são que os transdutores devem ser posicionados de forma precisa com as distâncias entre elementos exatamente conhecidas, o que leva à necessidade

de mão-de-obra especializada para a instalação e operação do sistema de medição.

2.6.1.4 - Análise de dissipação de energia

A análise de dissipação de energia é aplicada para controlar desgaste em transformadores, motores elétricos, bombas hidráulicas e geradores. Pode ser usada para verificar aquecimento de rolamentos, redutores e, especialmente, para verificar aquecimentos anormais (pontos quentes) em instalações elétricas.

A principal técnica de medição da dissipação de energia é a termografia. Esta técnica parte do princípio da transmissão de calor por radiação. A inspeção termográfica (termografia) é uma técnica não destrutiva que utiliza os raios infravermelhos, para medir temperaturas ou observar padrões diferenciais de distribuição de temperatura, com o objetivo de propiciar informações relativas à condição operacional de um componente, equipamento ou processo. Em qualquer dos sistemas de manutenção considerados, a termografia se apresenta como uma técnica de inspeção extremamente útil, uma vez que permite: realizar medições sem contato físico com a instalação (segurança); verificar equipamentos em pleno funcionamento (sem interferência na produção); e inspecionar grandes superfícies em pouco tempo (alto rendimento).

Uma câmara de imagens térmicas (Figura 2.6) apresenta uma imagem que usa diferentes cores para representar diferentes temperaturas. Esta imagem permite que a verificação visual da temperatura de superfícies e que a identificação de pontos quentes se faça rapidamente. Frequentemente, os pontos quentes ou uma subida na temperatura indicam uma avaria iminente.



Figura 2.6- Inspeção termográfica dos enrolamentos de um motor elétrico.

Os aplicativos desenvolvidos para a posterior análise das informações termográficas obtidas, como a classificação de componentes elétricos defeituosos, avaliação da espessura de revestimentos e o cálculo de trocas térmicas, permitem que esses dados sejam empregados em análises preditivas. Trata-se de uma técnica altamente difundida, com uma extensa gama de aplicações industriais.

2.6.1.5 - Monitoramento de pontos de alerta

A partir do monitoramento de pontos predeterminados dos equipamentos podem-se identificar condições específicas que tendem a provocar falha prematura. Deste modo, as condições anormais são identificadas antes que ocorram danos nos equipamentos.

Os pontos de amostragem são identificados com base no tipo de equipamento, em sua importância para a operação da instalação, no custo de reparo e em normas governamentais. Os parâmetros são monitorados por sensores, e são, em geral, grandezas como: temperatura, pressão, vazão, entre outras, as quais fornecem informações importantes sobre o estado de funcionamento do processo.

Para melhor representar o processo de monitoramento em um sistema de automação, Pimentel (1990) divide o sistema em níveis, conforme apresentado na Figura 2.7. No primeiro nível encontram-se os sensores, dispositivos de campo responsáveis por traduzir informações do processo, como temperatura ou pressão, e as enviar a estações de processamento e controle (CLPs, controladores, unidades terminais remotas, etc.). Também estão presentes neste nível os atuadores, os quais não serão abordados neste trabalho, visto que a finalidade do sistema aqui discutido não trata da realização de controle, mas sim de monitoração, diagnóstico e tomada de decisão, funções que, por sua vez, não envolvem atuadores.

Atualmente encontra-se em franca expansão a utilização de sensores e atuadores “inteligentes”, ou seja, dispositivos com capacidade de processamento digital local, dotados de lógicas específicas de controle e de informações sobre a qualidade do sinal medido, que podem ser conectados diretamente ao sistema de controle através de conexões seriais ou mesmo através de redes de campo. A instrumentação da usina hidrelétrica de

Balbina, objeto de estudo deste trabalho, é composta por tais sensores “inteligentes”, os quais são descritos no Apêndice B.



Figura 2.7- Pirâmide da automação (modificado - Pimentel, 1990).

As informações provenientes dos sensores são transmitidas ao segundo nível por meio de cabeamento 4-20 mA (no caso de sensores analógicos) ou por meio de redes industriais digitais (vide Seção 2.8).

O segundo nível é responsável pela execução das tarefas de supervisão e controle do processo, com base nas informações intercambiadas com o nível de campo. Ou seja, ele responde pela coordenação da operação dos equipamentos e dispositivos que compõem o processo. Este nível é constituído por sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), RTUs (*Remote Terminal Units*), CLPs (Controladores Lógicos Programáveis) e, eventualmente, *Linking Devices*.

Sistemas SCADA são sistemas que utilizam software para monitorar e supervisionar as variáveis e as grandezas físicas rastreadas de um processo produtivo ou instalação. As informações são coletadas através de equipamentos de aquisição de dados e, em seguida, manipuladas, analisadas, armazenadas e, posteriormente apresentadas aos operadores de forma amigável através de computadores PC ou de interfaces homem-máquina (IHM). Os sistemas SCADA podem assumir topologia mono-posto, cliente-servidor ou múltiplos servidores-clientes e dispõem de basicamente quatro funções:

- ✓ A monitoração de *tags*, que permite a visualizar remotamente e de forma contínua o estado real do processo.

- ✓ O controle à distância, responsável pelo ajuste remoto dos parâmetros do processo (por exemplo, ajuste de *setpoint* dos controladores ou calibração remota dos sensores).
- ✓ O comando remoto, *i.e.*, o envio de comandos para os atuadores do processo (por exemplo, ligar remotamente uma bomba).
- ✓ E a monitoração de eventos, *i.e.*, a verificação de condições de alarmes, identificadas quando o valor da *tag* ultrapassa uma faixa ou condição pré-estabelecida, sendo possível programar a gravação de registros em Bancos de Dados, ativação de som, mensagem, mudança de cores, envio de mensagens por pager, e-mail, celular, etc.

As unidades terminais remotas (RTUs), por vezes referidas simplesmente como “remotas”, e os CLPs (controladores lógicos programáveis) são unidades computacionais específicas, utilizadas nas instalações fabris (ou qualquer outro tipo de instalação que se deseje monitorar) para a funcionalidade de ler entradas, realizar cálculos ou controles, e atualizar saídas. A diferença entre os CLPs e as RTUs é que os primeiros possuem mais flexibilidade na linguagem de programação e controle de entradas e saídas, enquanto as RTUs possuem uma arquitetura mais distribuída entre sua unidade de processamento central e os cartões de entradas e saídas, entretanto, possuem uma linguagem de programação mais limitada.

O advento de sensores “inteligentes” proporcionou uma série de avanços na automação industrial. Dentre eles pode-se citar a mudança do antigo padrão 4-20 mA, que transmite sinais de forma analógica, para a transmissão digital. Surgiu uma profusão de padrões e protocolos (vide Seção 2.8), onde cada um pretendia ser o único e melhor barramento de campo.

Os barramentos de campo trouxeram um novo conceito de controle. A capacidade de qualquer equipamento de campo poder assumir o papel de controlador possibilita uma troca de paradigma, saindo da estratégia de controle centralizado, feito pelos CLPs, para controle descentralizado, exercido por instrumentos diferentes conectados através de redes de comunicação digitais. Os sistemas de controle descentralizado ficaram conhecidos como sistemas digitais de controle distribuído (SDCD), e os diferentes instrumentos que

compõem uma arquitetura de controle distribuído, capazes de gerenciar o fluxo de informação nos sensores e atuadores “inteligentes” e garantir o controle distribuído no campo são genericamente denominados de *Linking Devices*. As arquiteturas de automação bem como os *Linking Devices* serão discutidos mais adiante, na Seção 2.8.

O terceiro nível da pirâmide da automação industrial é representado por sistemas de gerência do processo, os quais foram desenvolvidos para resolver o problema da fragmentação de dados e proporcionar uma visão unificada do processo, eliminando as tradicionais “ilhas de informação” típicas dos ambientes industriais. As aplicações produzidas para este nível são genericamente designadas, quanto aos seus aspectos construtivos, pelo termo *middleware*, pois fazem a mediação entre tipos diversos de hardware e software em uma rede, de modo a possibilitar a integração de seus aplicativos.

E, quanto às funções que desempenham, são denominados de sistemas de gerenciamento da produção (EPS - *Enterprise Production System*). Sendo que, as categorias com maior destaque são: *Manufacturing Execution System* (MES), *Plant Information Management System* (PIMS), *Warehouse Management System* (WMS), *Supply Chain Management*, e *Customer Relationship Management* (CRM). As aplicações de MES e PIMS são as mais consolidadas ao longo dos últimos anos.

Estes sistemas são responsáveis por concentrar todas as informações relevantes da célula de produção diretamente ligadas aos sistemas de supervisão e controle – por exemplo, informações de taxas de falha, relatórios de anomalias, ordens de serviço de manutenção, relatórios de disponibilidade. Dessa forma, passam a coletar os dados dos sistemas SCADA, SDCD e sistemas legados e os armazenam em uma base de dados em tempo real para que esta possa ser acessada posteriormente com o intuito de tomada de decisões estratégicas de caráter econômico-financeiro.

Uma vez disponibilizados os dados da produção, desde o chão-de-fábrica até o produto final, pode-se subir mais um nível na pirâmide transformando esses dados em informação de negócio. O ERP (*Enterprise Resource Planning*) é um amplo sistema de soluções e informações, uma arquitetura de software multi-modular com o objetivo de facilitar o fluxo de informações entre todas as atividades da empresa como fabricação, compras, estoque,

logística, finanças, interação com fornecedores, vendas, serviços a clientes e recursos humanos. O ERP é responsável, portanto, pela integração de todas as áreas da empresa, definindo, deste modo, um sistema de automação completo, que reúne desde informações de processo até informações de negócio de forma integrada.

O sistema descrito no presente trabalho, denominado SIMPREBAL (Sistema Inteligente de Manutenção Preditiva de Balbina), compreende parte dos níveis dois e três da pirâmide de automação. Parte do nível dois (nível de supervisão e controle), pois agrega funções de um sistema SCADA no que diz respeito à monitoração de *tags* (a partir de dados fornecidos pela instrumentação inteligente digital) e monitoração de eventos (identificando as condições de alarme e promovendo registros no banco de dados, mudança de cores e envio de mensagens de email). E parte do nível três (nível de planta), pois agrega funções de um sistema EPS (MES/PIMS) na medida em que permite tanto a visualização de dados em tempo real quanto de dados históricos da planta, permite também gerar informações de taxas de falha, confiabilidade e disponibilidade dos equipamentos e indicadores-chave de desempenho (KPIs - *Key Performance Indicators*), através de cálculos específicos buscando apoiar as tomadas de decisão por parte da gerência de manutenção, e permite ainda gerar relatórios de anomalias e ordens de serviço de manutenção. Este sistema foi projetado e construído utilizando como modelo de referência a arquitetura OSA-CBM (*Open System Architecture for Condition Based Maintenance*), cuja especificação é apresentada na Seção 2.9.

2.6.2 - Métodos para diagnóstico e prognóstico

Coletados os dados de monitoramento, procede-se o diagnóstico e prognóstico de falhas. O diagnóstico de falhas em máquinas é um procedimento de mapeamento das informações extraídas dos dados de monitoramento da condição e de eventos em um espaço de modos de falha, também conhecido como reconhecimento de padrões (Arato Jr., 2004). Identificados os padrões que configuram um determinado modo de falha incipiente, procede-se uma análise da tendência de evolução destes padrões estabelecendo-se o prognóstico da falha. Geralmente esse reconhecimento de padrões é realizado por especialistas num domínio específico de diagnóstico. Dessa forma, é necessário pessoal altamente treinado e habilitado ou então, o que é bastante desejável, o reconhecimento

automático de padrões. Várias técnicas de diagnóstico automático foram desenvolvidas, com ênfase nas abordagens estatísticas e de inteligência artificial (IA). Serão apresentados nas próximas subseções os principais métodos dessas abordagens.

2.6.2.1 - Análise estatística de desempenho

Os métodos da abordagem estatística são: teste de hipótese estruturado, gráficos controle estatístico do processo (SPC), análise estatística multivariável, medidas de distância (*e.g.*, Euclidiana, Bayesiana, etc.), máquina de vetor suporte (SVM), cadeias de Markov, dentre outros. Tais métodos são amplamente utilizados, juntamente com as ferramentas da qualidade, para medir e avaliar sistematicamente um processo. A análise estatística de desempenho tem por filosofia o monitoramento do processo, com seus respectivos pontos críticos de controle, através de suas variáveis, análise e, se necessário, ajuste do processo a fim de minimizar a possibilidade de produzir produtos inadequados ao consumo (Abdallah, 1997).

Caso seja diagnosticado num determinado processo uma situação indicativa de um estado de descontrole estatístico, devem-se prever as conseqüências futuras do referido descontrole, extrapolar os dados do processo a fim de se calcular o tempo disponível para o reparo (*i.e.*, realizar prognóstico), e determinar e executar ações corretivas de forma a restabelecer a estabilidade do processo. Após o restabelecimento do estado de estabilidade, é possível determinar a capacidade do processo de satisfazer as especificações ou requisitos dos clientes e, ainda, conduzir o processo a níveis de qualidade desejáveis (Souza, et al., 1998).

Com relação ao prognóstico, o método de predição de falhas em máquinas mais amplamente difundido é o modelo da vida útil restante (RUL), cuja idéia é predizer ou estimar o quanto de tempo de vida resta antes que a falha ocorra, dados o estado atual da máquina e o histórico do perfil operacional. Esta predição pode ser obtida a partir da extrapolação dos dados da série histórica ou a partir de modelos estocásticos, sendo que o método mais comum utilizado para extrapolação estatística é o método dos mínimos quadrados e o modelo matemático mais utilizado para o cálculo estocástico do tempo restante para a falha são as cadeias de Markov.

2.6.2.2 - Sistemas inteligentes

Sistemas inteligentes são sistemas computacionais desenvolvidos a partir do uso de técnicas de inteligência artificial. Definindo de forma indireta, considera-se um sistema *inteligente* quando este realiza uma tarefa, que se fosse feita por um ser humano, seria considerada inteligente (Bauchspiess, 2004).

A inteligência artificial fornece um método simples e estruturado de se projetar programas complexos de tomada de decisão. Conforme afirma Levine (1998), as técnicas de IA permitem a construção de um programa no qual cada parte representa uma etapa altamente independente e identificável em direção à solução de um problema ou de um conjunto de problemas. Um programa de IA possui uma característica notável, equivalente a uma característica vital da inteligência humana: cada parte minúscula pode ser modificada sem alterar a estrutura do programa inteiro. Essa flexibilidade permite maior eficiência e compreensibilidade na programação – em uma palavra, inteligência.

Conforme discutido na Seção 2.3.3, a manutenção condicional ou preditiva possui, intrinsecamente, um componente computacional relacionado a instrumentos, redes industriais e dados de monitoramento. A sua relação com sistemas inteligentes, e outras técnicas, tais como análise estatística mencionada anteriormente, vem da necessidade de tratar esses dados automaticamente e, principalmente, tomar decisões relacionadas ao diagnóstico e/ou prognóstico de falhas em máquinas e equipamentos durante a sua fase de operação.

As técnicas de IA mais difundidas em sistemas de manutenção são:

- ✓ Sistemas especialistas;
- ✓ Redes neurais;
- ✓ Algoritmos genéticos;
- ✓ Agentes inteligentes.

A grande flexibilidade dos programas de IA garantiu, portanto, sua extensa aplicabilidade no campo da manutenção industrial, em especial em sistemas de potência, conforme pode ser constatado pelas referências a seguir:

- ✓ Botelho (1991) revela esforços de aplicação de IA no processo decisório para análise de falha de aviões da Força Aérea Brasileira. Neste trabalho, destacaram-se entre outros benefícios da aplicação de sistemas especialistas no gerenciamento da manutenção como: redução de erros de diagnósticos, melhoria na tecnologia de treinamento com sistemas tutorais e a otimização do manuseio da informação técnica da manutenção;
- ✓ Lin (1992) apresenta um sistema especialista baseado em conhecimento para auxiliar na tomada de decisão da manutenção programada de gerador na Taiwan Power Company;
- ✓ Tomsovic (1994) sugere vários métodos para extração de informações de dados de teste para monitoração da condição de equipamento usando conjuntos fuzzy e redes neurais artificiais;
- ✓ Ribeiro (1995) apresenta utilização de sistema especialista no restabelecimento inteligente de subestações;
- ✓ Martino (1995) apresenta diagnóstico de transformadores de potência utilizando redes neurais;
- ✓ Lacerda (1997) analisa a informatização integrada da manutenção industrial com a manufatura e aplicações de sistemas especialistas na manutenção;
- ✓ Reis (2000) discute sistemas especialistas para diagnósticos de máquinas e manutenção baseada em condição, seu desenvolvimento nos laboratórios das universidades americanas, sua aplicação na indústria e reconstrução de softwares no Japão;
- ✓ AANN (2002) reúne um *pool* de dezenas de autores que apresentam aplicações de redes neurais, algoritmos genéticos e lógica *fuzzy* em sistema de potência. Envolvem trabalhos apresentados entre 1993 a 1995 em fóruns como o ISAP 94, CIGRE, IEEE dos EUA e IEE do Japão;
- ✓ Alkain (2003) descreve uma metodologia para estabelecer bases de conhecimento padronizadas e reutilizáveis para o setor elétrico utilizando um estudo de caso de aplicação de sistema especialista na subestação de Adrianópolis - SC.

2.7 - SISTEMAS ESPECIALISTAS

Esta seção visa aprofundar o estudo de sistemas especialistas visto que este assunto vai ao

encontro dos objetivos do presente trabalho: descrever a metodologia e desenvolvimento de um sistema especialista para manutenção preditiva. Inicia-se esta seção provendo alguns conceitos e fundamentos sobre os Sistemas Especialistas (SE). A seguir são apresentadas suas características, aplicações e arquitetura básica. Por fim descreve-se o seu processo de desenvolvimento.

2.7.1 - Definições e fundamentação

Vinadé (2003) define, de uma forma geral, sistema especialista como um programa de computador desenvolvido para resolver problemas de uma área específica, tal como o raciocínio de um especialista humano da mesma área. Para emular a habilidade de um especialista, este tipo de programa utiliza a capacidade de relacionar as informações do problema a ser resolvido com o conhecimento já armazenado.

Os Sistemas Especialistas não imitam necessariamente a estrutura da mente humana, nem os mecanismos da inteligência. São programas práticos que usam estratégias heurísticas desenvolvidas por humanos na resolução de classes específicas de problemas. São uma classe de programas na área da Inteligência Artificial, e têm contribuído para o sucesso desta área através de vários produtos comerciais desenvolvidos e aplicações. São aplicados em diversas áreas como química, eletrônica, medicina, geologia e ciência da computação. Para cada uma destas áreas foram criados sistemas especialistas específicos para resolver problemas de configuração, diagnóstico, instrução, interpretação, monitoração, planejamento, prognóstico e controle. São problemas que não dispõem de uma solução exata ou ótima, isto é, não podem ser resolvidos por um programa computacional convencional, baseado numa seqüência de procedimentos com entradas e saídas bem definidas.

Os sistemas especialistas são recomendados para resolver problemas que possam ter diferentes soluções diante de um conjunto de dados disponíveis. Os dados do problema e os fatos armazenados no sistema especialista são combinados através de heurísticas, que geram informações até encontrar uma solução. A Tabela 2.3 aborda estas características supramencionadas de um SE apresentando as principais diferenças entre um SE e um sistema convencional.

Tabela 2.3 - Principais diferenças entre um sistema especialista e um sistema convencional (modificado – Bauchspiess, 2004).

	Sistema Convencional	Sistema Especialista
Representação do conhecimento	Implícita, inserida em estruturas de dados	Explícita. O conhecimento é representado separadamente do código
Conhecimento traduzido em	Algoritmos determinísticos	Estruturas hierárquicas, redes semânticas, regras, árvores de decisão, tabelas de decisão ou redes de inferência
O computador executa	Processamento numérico (cálculos)	Processamento simbólico (inferências)
Explicação do raciocínio	Geralmente inexistente	Existente e recomendável

2.7.2 - Arquitetura de um sistema especialista

A arquitetura dos sistemas especialistas tem sido baseada no modelo mais simples dos sistemas de produção proposto por Post, em 1936 (Bittencourt, 2001). Sistemas de produção nada mais são do que um nome genérico para todos os sistemas baseados em regras de produção, *i.e.*, pares de expressões simbólicas consistindo em uma condição e uma ação correspondente. A arquitetura apresenta, em geral, três módulos: base de regras, memória de trabalho e motor de inferência, conforme mostrado na Figura 2.8 e discutido nas próximas subseções.

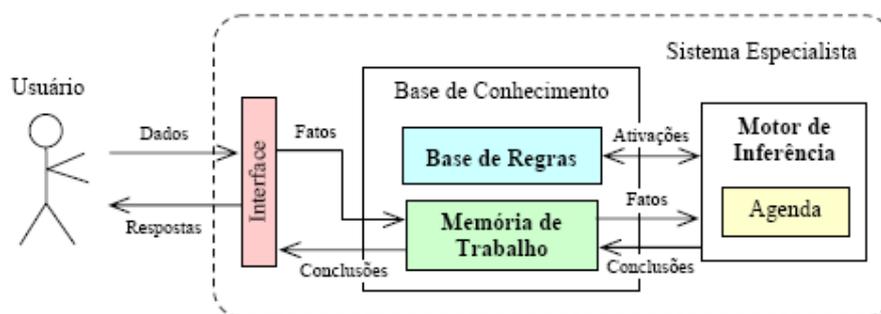


Figura 2.8- Estrutura de um SE baseado em regras de produção (Bittencourt, 2001).

2.7.2.1 - Base de conhecimento

A base de regras e a memória de trabalho formam a chamada base de conhecimento do SE. Conforme Durkin (1994), a base de conhecimento é a parte de um sistema especialista que

contém o domínio de conhecimento codificado e representado na forma computacional.

Atualmente existem várias formas de se representar o conhecimento em um sistema especialista, são elas: estruturas hierárquicas, redes semânticas, regras, árvores de decisão, tabelas de decisão, redes de inferência, entre outras. Contudo, a forma mais estudada e mais difundida nas diversas aplicações continua sendo a forma originalmente apresentada por Post (*apud* Bittencourt, 2001), na qual a representação do conhecimento se dá através de regras de produção. Uma regra é uma estrutura SE/ENTÃO que logicamente relaciona uma informação contida na parte SE com uma ação contida na parte ENTÃO. A regra associa uma dada informação a alguma ação. Esta ação pode ser uma declaração de uma nova informação ou algum procedimento a ser executado, e neste caso, uma regra descreve como resolver um problema.

A memória de trabalho contém os fatos sobre o problema, que são descobertos durante uma consulta. Consultando um sistema especialista, o usuário entra com informações sobre o problema corrente dentro da memória de trabalho. O sistema combina estas informações com o conhecimento contido na base de conhecimento para inferir novos fatos. Então, o sistema entra com estes novos fatos dentro da memória de trabalho e o processo de combinação continua. Eventualmente o sistema coloca algumas conclusões que também entram na memória de trabalho (Vinadé, 2003).

Em um sistema especialista de apoio à manutenção, os fatos fornecidos pelo usuário são informações de grandezas monitoradas dos equipamentos (por exemplo, temperatura de óleo dos mancais, pressão diferencial nos filtros de óleo, e vazão de água na tubulação dos trocadores de calor). A base de regras contém um conhecimento adicional acerca dos modos de falha dos equipamentos e de suas causas primárias. Este conhecimento adicional permite trabalhar inteligentemente com os fatos para estabelecer diagnósticos de possíveis falhas a partir de um conjunto de sintomas. Os diagnósticos, por sua vez, geram tomadas de decisão de manutenção convertendo informação em ordens de serviço.

2.7.2.2 - Motor de inferência

O motor de inferência é o mecanismo de controle do sistema. É responsável por decidir

quais regras são satisfeitas pelos fatos ou objetos do problema, manter uma agenda com uma lista ordenada de regras satisfeitas (ativadas), efetuar o disparo dessas regras conforme sua prioridade e atualizar os fatos sobre o problema que vão ser examinados no próximo ciclo. Nos sistemas especialistas, a máquina de inferência faz o casamento dos fatos, contidos na memória de trabalho, com o domínio do conhecimento, contido na base de regras, para inferir uma conclusão (Durkin, 1994).

Um aspecto dos sistemas especialistas baseados em regras é quanto ao método de inferência usado como estratégia para resolver problemas. Os métodos comumente usados são encadeamento para frente (ou direto) e para trás (ou reverso). O encadeamento para frente é uma estratégia de inferência que começa com um conjunto de fatos conhecidos, tratados como evidências, deriva novas evidências usando regras cujas premissas combinam com fatos conhecidos, e continua este processo até que se alcance uma conclusão ou até não ter mais regras com premissas combinando com fatos conhecidos ou derivados (Durkin, 1994). O encadeamento para trás, por sua vez, começa a partir de uma hipótese e procura uma evidência que a comprove. Provada a hipótese ela passa a ser assumida como uma conclusão.

2.7.3 - Desenvolvimento de um sistema especialista

O processo de construção/desenvolvimento de um SE é chamado de engenharia de conhecimento e pode ser dividido em seis etapas: avaliação, aquisição de conhecimento, projeto, teste, documentação e manutenção, conforme Durkin (1994).

A fase de avaliação conduz estudos para determinar a viabilidade e a justificativa do problema candidato. A segunda fase é a aquisição do conhecimento sobre o problema a ser usado para guiar o esforço de desenvolvimento. Esta fase é considerada como um verdadeiro gargalo do processo de desenvolvimento, pois envolve, tipicamente, uma forma especial de interação entre o desenvolvedor do SE, chamado Engenheiro de Conhecimento (EC), e um ou mais Especialista Humano (EH) em um problema específico de uma área ou domínio de conhecimento (Figura 3.2). O EC é o responsável por extrair o conhecimento tácito – que se encontra implícito na mente do EH sob a forma de procedimentos, estratégias e regras empíricas – utilizado pelos EH na resolução de problemas, e também,

por implementar esse e outros tipos de conhecimento necessários ao desenvolvimento de um SE (Waterman, 1986).

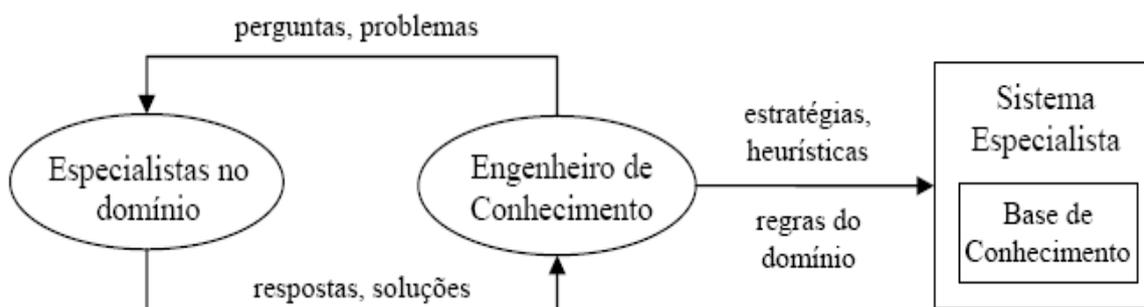


Figura 2.9- Esquema de interação entre o EC e o especialista no domínio do problema.

A fase seguinte, projeto, trata sobre designação de um bom enfoque para representar o conhecimento do especialista e a estratégia para resolver o problema em um SE. Durante esta fase, um protótipo inicial do sistema é construído. A fase de teste não é uma tarefa separada, mas é um processo contínuo durante todo o projeto e consiste em adicionar um novo conhecimento no sistema a cada entrevista com especialista. O maior objetivo do teste é validar a estrutura global do sistema e seu conhecimento. A fase de documentação implica preparar material para explicar como operar o sistema e fornecer um tutorial que mostra a maioria das características do sistema. Após a colocação do sistema especialista no ambiente de trabalho é necessário fazer a manutenção que consiste em refinar ou atualizar o sistema conforme a necessidade.

É importante ressaltar que um sistema especialista, por si só, não realiza prognóstico de falhas ou previsão de estados futuros, mas apenas diagnóstico. Para realização de prognósticos é necessária sua interação com os sistemas de análise de tendências, os quais podem utilizar ferramentas estatísticas, como o cálculo dos mínimos quadrados, ou ferramentas de IA, como redes neurais artificiais, sendo esta última apresentada no trabalho de Simeón (2008).

2.8 - TECNOLOGIAS DE COMUNICAÇÃO EM AMBIENTE INDUSTRIAL

Os sistemas especialistas utilizados para diagnósticos de falhas recebem como entrada de dados (fatos) grandezas monitoradas pelos instrumentos de automação. Necessitam,

portanto, estar conectados a um robusto sistema de comunicação capaz de coletar constantemente dados de sensores. Nesta seção serão discutidas as principais tecnologias de comunicação em ambiente industrial. Serão abordadas as arquiteturas de controle centralizado e distribuído e as redes de comunicação, principais responsáveis pela consolidação do modelo de sistemas distribuídos. Inicialmente será apresentada a ferramenta OPC (*OLE for Process Control*) para compartilhamento de dados, ferramenta de fundamental importância para a interoperabilidade dos sistemas de automação.

2.8.1 - Padrão OPC

O padrão OPC é uma tecnologia de compartilhamento de dados cujo objetivo é prover uma infra-estrutura única, na qual a informação possa ser universalmente compartilhada. O desenvolvimento do padrão OPC foi motivado pela constatação de que grandes quantidades de informação hoje disponíveis nos diversos níveis da indústria não são facilmente compartilhadas. Muitos esforços são dispendidos desenvolvendo-se drivers para a comunicação entre elementos díspares, porém essa solução é limitada, inconsistente e de difícil manutenção frente à rápida evolução de softwares e equipamentos.

Além da premissa de garantir comunicação universal, o padrão OPC foi desenvolvido tendo em vista simplicidade de implementação e flexibilidade para atender às necessidades de diversos segmentos da indústria, agregando o máximo de funcionalidade sem comprometer sua eficiência.

A infra-estrutura por trás do OPC é a tecnologia OLE (*Object Linking and Embedding*), desenvolvida pela Microsoft inicialmente como modelo para comunicação entre aplicativos, mas que evoluiu a ponto de hoje estar intimamente envolvida nos próprios mecanismos dos sistemas operacionais baseados na plataforma Win32 (*Windows Vista, XP, NT, 95, 98*). A versão atual do padrão OLE foi desenvolvida sobre a tecnologia COM (*Component Object Model*). A infra-estrutura provida pelo COM para a criação de componentes de software robustos se mostrou tão flexível que diversas outras tecnologias foram desenvolvidas seguindo esse modelo.

Assim, o padrão OPC se mostra uma alternativa robusta e altamente interoperável. De fato,

todos os maiores fornecedores de produtos para automação industrial atualmente oferecem ou estão desenvolvendo interfaces OPC. A larga utilização deste padrão em todo o mundo, garantindo o compartilhamento de dados entre uma infinidade de dispositivos (CLPs, RTUs, *Linking Devices*, *Bridges*, entre outros), motivou a utilização desta tecnologia no presente trabalho.

2.8.1.1 - Arquitetura OPC

Segundo Duarte *et. al* (2006), os componentes OPC se classificam em duas categorias: Clientes OPC e Servidores OPC. Um Cliente OPC é tipicamente um usuário dos dados tais como uma Interface de Operação ou um sistema supervisório (SCADA). Um Servidor OPC é uma fonte de dados que coleta ou gera dados a partir de um processo, disponibilizando-os aos Clientes OPC. O Cliente OPC interage com o Servidor OPC usando uma interface bem definida. Qualquer Cliente OPC pode se comunicar com qualquer Servidor OPC, independentemente do tipo de dispositivo e do fabricante.

A arquitetura OPC pressupõe três objetos básicos: servidor, grupo e item, apresentados na Figura 2.10. Do ponto de vista do cliente, um servidor é essencialmente uma estrutura de armazenagem para grupos que, por sua vez, têm como função básica o armazenamento de itens².

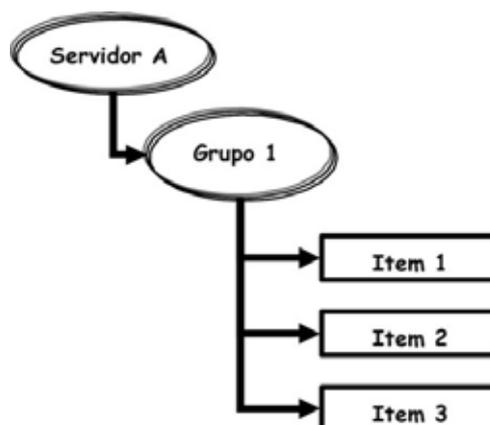


Figura 2.10- Arquitetura OPC (Duarte *et. al*, 2006).

² Neste trabalho, os itens OPC serão referidos genericamente como *tags*.

A função básica do servidor é prover uma infra-estrutura de suporte aos grupos. Além disso, cabe também a ele gerenciar aspectos relacionados à conexão com uma fonte de dados, tais como parâmetros de comunicação ou taxa máxima de amostragem. Outra responsabilidade do servidor é implementar uma estrutura de endereçamento capaz de associar itens com variáveis reais.

A tarefa dos grupos é reunir o conjunto de itens que interessam a um determinado cliente, assumindo o papel principal na interação cliente-servidor. Os grupos também são responsáveis por satisfazer pedidos de leitura e escrita, bem como por enviar atualizações para seus clientes, periodicamente ou por exceção.

E os itens, elementos mais simples na especificação, representam, por sua vez, conexões a pontos de entrada ou saída. Assim, Duarte *et. al* (2006) afirma que o item OPC não é um valor, mas apenas um meio de acesso a um valor. Desta forma, uma única variável de entrada ou saída pode ser representada por itens diferentes, com propriedades distintas e compartilhada por mais de um cliente.

O item é uma estrutura a qual estão associadas três propriedades (Fonseca, 2002):

- ✓ *Value*: último valor armazenado pelo servidor no cache de memória do item e que é atualizado sempre que o servidor faz uma leitura no dispositivo;
- ✓ *Quality*: informação de estado que define a qualidade do dado que pode ser:
 - *Boa*, dado válido;
 - *Ruim*, no caso perda do *link* de comunicação com o dispositivo de campo, por exemplo;
 - *Incerta*, no caso de existir o *link* e o dispositivo de campo estiver fora de operação.
- ✓ *Time Stamp*: representa a data e hora mais recente em que um dispositivo foi acessado pelo servidor OPC.

2.8.2 - Arquitetura de controle centralizado

O sistema de controle centralizado utiliza um controlador central (CLP) que gerencia todas as estratégias de controle e o fluxo de dados do processo. A Figura 2.11 apresenta uma

arquitetura típica de controle centralizado (SCADA + CLP).

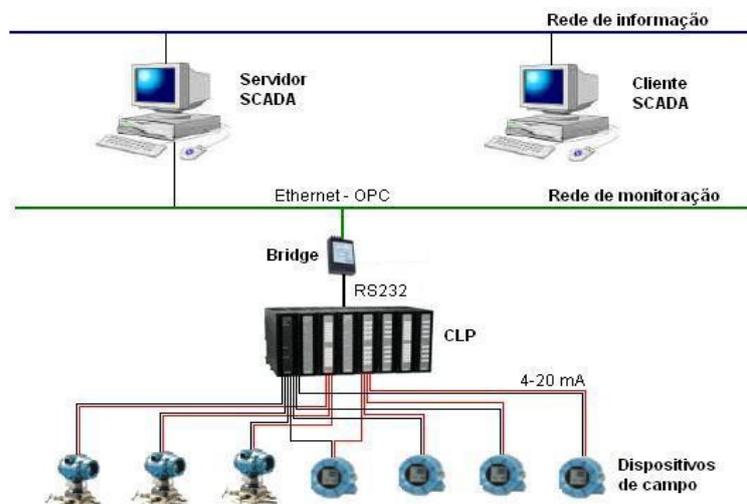


Figura 2.11- Arquitetura de controle centralizado: SCADA cliente-servidor + CLP.

Nesta arquitetura o CLP é usado para ler os sensores discretos ou digitais e os valores dos instrumentos analógicos ou escrever dados nas saídas para o controle dos atuadores. Os dispositivos de campo são ligados diretamente (ponto-a-ponto) aos cartões de entrada e saída (módulos de I/O) do CLP. Os sinais discretos são codificados na faixa de 0 a 24VCC ou 0-110VAC ou 0-220VAC, já os sinais analógicos são geralmente codificados na faixa de 4 a 20 mA ou de 0-10V.

Os módulos de I/O, por sua vez, se comunicam com a unidade de processamento do CLP por meio de um protocolo específico, sendo mais comum o protocolo ModBus. O CLP se comunica com o Servidor SCADA por meio de uma Bridge, a qual obtém os dados do primeiro através de um canal de comunicação específico (em geral, serial RS232 ou RS485) e os publica no segundo através de um canal Ethernet. O servidor SCADA recebe os dados do processo por meio de um driver específico do fabricante do CLP ou, preferencialmente, segundo o padrão OPC.

Os sistemas de controle centralizado tendem a cair em desuso nas grandes instalações em função do aumento do tamanho e da complexidade dos processos, da quantidade de sensores e atuadores requisitados, do comprimento das conexões necessárias e dos requisitos de velocidade de resposta da ação de controle, o que torna o CLP central o gargalo do processo.

2.8.3 - Arquitetura de controle distribuído

Devido às limitações das técnicas “tradicionalmente” utilizadas em automação industrial, um novo modelo baseado em tecnologias mais recentes tais como sistemas operacionais embarcados, barramentos industriais e componentes com alto desempenho (microcontroladores de grande capacidade, microprocessadores, memórias, sensores) tem sido usado para a criação de sistemas mais flexíveis e adaptativos e redes industriais confiáveis inseridas num sistema de controle focado na confiabilidade e na otimização da produtividade, que ficou conhecido como sistema digital de controle distribuído (SDCD).

Sistemas distribuídos, como o próprio nome indica, são aqueles cujas funções de controle estão distribuídas geograficamente. Um SDCD pode ser representado por uma sala central gerenciadora de controle e supervisão global, microprocessada em rede com vários outros controladores de responsabilidade local. Caracteriza-se pela transformação de processos automatizados em verdadeiros sistemas de automação supervisionados com a capacidade de rastreamento de todas as etapas do processo produtivo, bem como pela flexibilização e aumento da integração entre seus componentes, prevendo, portanto, uma possível ampliação do processo e do nível de automação de forma natural e continuada. A Figura 2.12 mostra a arquitetura do SDCD implantado na usina hidrelétrica de Balbina, ilustrando, além dos vários barramentos industriais e do controle distribuído, a aquisição dos dados do processo, via OPC, pelo servidor SIMPREBAL.

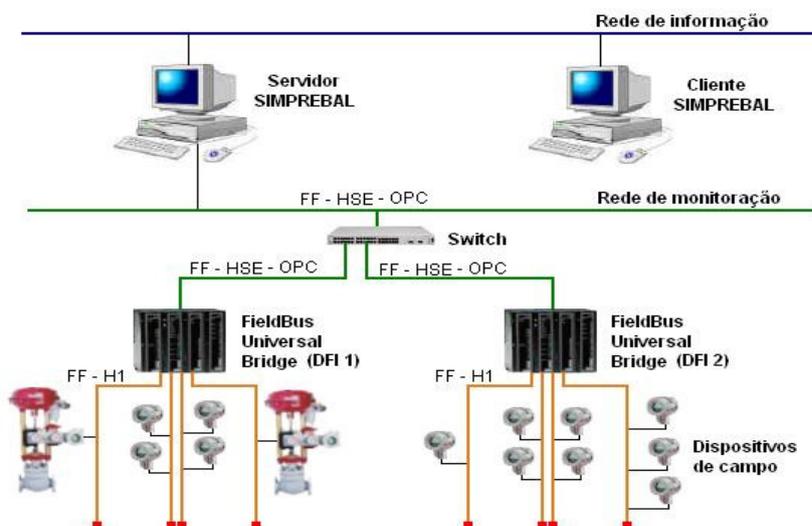


Figura 2.12- Arquitetura do SDCD implantado em Balbina.

A Figura 2.12 apresenta sensores e atuadores com capacidade de processamento e controle local e dispositivos de controle de fluxo de informações, *Linking Devices*, que, no caso da usina de Balbina, são representados pelas *FieldBus Universal Bridges* da Smar (DFI302) as quais servem para conectar e controlar as redes de campo *Foundation Fieldbus* (H1) às redes de supervisão (HSE). A instrumentação da usina de Balbina é descrita com maiores detalhes no Apêndice B.

Conforme apresentado pela Figura 2.12, um sistema distribuído precisa estar interligado via uma rede de comunicação de dados para que haja troca de informações entre os diversos elementos do sistema. Dada a importância fundamental que exercem nos SDCDs, o objetivo da próxima subseção será retratar as redes industriais para automação com enfoque especial à rede *Foundation Fieldbus*, implantada em Balbina.

2.8.4 - Redes industriais

Redes industriais para automação são um grande conjunto de produtos de software, hardware e protocolos utilizados para comunicação entre plataformas de computadores e dispositivos em aplicações de automação industrial (Carvalho, 2003). Tais redes são normalmente classificadas pelo tipo de equipamento a elas conectado e pelo tipo de dado que por elas trafega. São classificadas em redes *Sensorbus*, *Devicebus* ou *Fieldbus*.

Redes *Sensorbus* são redes que conectam instrumentos simples e pequenos diretamente à rede. Os instrumentos deste tipo de rede necessitam de comunicação rápida em níveis discretos e são tipicamente sensores e atuadores de baixo custo tais como chaves limites (*limit switches*), contadores, desviadores e relés. Estas redes não almejam cobrir grandes distâncias, sua principal preocupação é manter os custos de conexão tão baixos quanto for possível (Seixas Filho, 2000). Exemplos típicos de redes *sensorbus* incluem ASI da Siemens, Seriplex e Interbus Loop.

Redes *Devicebus* são redes capazes de interligar dispositivos como CLPs, remotas de aquisição de dados e controle, conversores AC/DC, relés de medição inteligentes, entre outros. Transmitem dados no formato de bytes, podem cobrir distâncias de até 500m, e conectam equipamentos predominantemente de variáveis discretas (Seixas Filho, 2000).

Algumas redes permitem a transferência de blocos de dados com prioridade menor aos dados em formato de bytes. Possuem os mesmos requisitos temporais das redes *sensorbus*, porém conseguem gerenciar mais equipamentos e dados (Carvalho, 2003). Alguns exemplos deste tipo de rede são: DeviceNet, Interbus-S, Smart Distributed System (SDS), LonWorks, CAN, ModBus.

Redes *Fieldbus* são redes concebidas para integrar instrumentos analógicos como transmissores de vazão, pressão, nível e temperatura, válvulas de controle, entre outros. Tais redes são capazes de oferecer vários recursos de controle contínuo, transmitem dados no formato de pacotes de mensagens, e podem cobrir distâncias maiores em comparação com as redes anteriores, porém as taxas de transferência de dados podem ser menores (Seixas Filho, 2000). Os equipamentos acoplados à rede possuem capacidade de processamento para desempenhar funções específicas de controle tais como loops PID e controle de fluxo de informações e processos. Estas são capazes de comunicar vários tipos de dados (discretos, analógicos, parâmetros, programas e informações de usuário) (Coretti, 2003). Exemplos de redes *fieldbus* incluem IECSP50-H1, HART, *Foundation Fieldbus* e *Profibus PA*. O item seguinte irá apresentar a rede *Foundation Fieldbus* por ser este o barramento industrial utilizado na usina de Balbina, objeto de estudo do presente trabalho.

2.8.4.1 - *Foundation Fieldbus*

O *Foundation Fieldbus* (FF) é um sistema de comunicação totalmente digital, multi-drop e bidirecional que conecta dispositivos de automação da planta e sistemas de supervisão. *Fieldbus* é essencialmente uma rede local (LAN) para automação e instrumentação de controle de processos, com capacidade de distribuir o controle no campo (Coretti, 2003).

Existem dois tipos de redes FF, um de baixa velocidade concebido para interligação de instrumentos (rede H1 - 31,25 kbps) e outro de alta velocidade utilizado para integração das demais redes e para conexão à dispositivos de alta velocidade como CLPs (rede HSE - 100 Mbps).

As redes FF possuem um protocolo aberto, padronizado pela *Fieldbus Foundation*, uma organização sem fins lucrativos composta por mais de 100 dos principais fornecedores e

usuários de controle e instrumentação do mundo. O protocolo aberto assegura interoperabilidade aos dispositivos *Fieldbus*, *i.e.*, pode-se mesclar dispositivos de campo e sistemas de vários fornecedores mantendo todas as funcionalidades de cada dispositivo.

Uma das grandes revoluções da rede FF foi permitir a migração das estratégias de controle do controlador, antes representado por uma unidade terminal remota ou CLP para os elementos de campo, representados pelos transmissores de temperatura, pressão, vazão, entre outros, e pelos atuadores, em sua maior parte válvulas de controle. Tal fato permitiu estender a visão da área de processo até o instrumento de campo, e não até o último elemento com capacidade de processamento então existente que era o CLP ou remota do SDCD. Com a migração das estratégias de controle para os elementos de campo foi possível que dois ou mais instrumentos estabelecessem malhas de controle que, uma vez configuradas remotamente, operam de forma completamente independente do controlador externo garantindo assim maior segurança intrínseca. Estas estratégias de controle constituem os chamados blocos de controle. Os blocos mais conhecidos são os de *Analog Input (AI)*, *Analog Output (AO)*, Controlador PID (PID), *Digital Input (DI)* e *Digital Output (DO)* e são ilustrados na Figura 2.13.

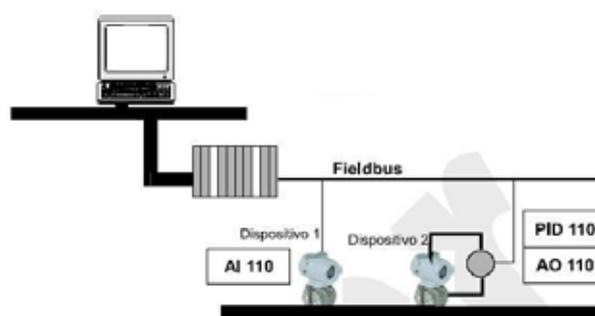


Figura 2.13- Estratégia de controle em malha fechada usando blocos de função (Coretti, 2003).

A instrumentação “inteligente” FF permite a leitura de múltiplas variáveis e conexão a até dois sensores simultaneamente. As variáveis múltiplas de cada dispositivo contêm uma extensa gama de informações – tais como, status de comunicação, calibração dos sensores, identificação de erros de configuração e de conexão dos dispositivos – e podem ser trazidas ao sistema de controle da planta para análise, arquivo, análise de tendência, estudos de otimização de processo e geração de relatórios. Possuem, portanto, uma potencialidade

ampliada de diagnóstico tornando mais fácil a implantação de manutenção baseada em condição.

Outra vantagem do *Fieldbus Foundation* é a redução da necessidade de equipamentos de controle, visto que os dispositivos “inteligentes” possuem controle embarcado, e redução de cabeamento em comparação com as redes tradicionais SCADA + CLP ou 4-20mA.

2.9 - ESPECIFICAÇÃO OSA-CBM

OSA-CBM (*Open System Architecture for Condition-Based Maintenance*) é um conjunto de especificações de uma arquitetura padronizada para manipulação de informações em sistemas de manutenção baseada em condição (MBC). Foi desenvolvida em 2001, por um grupo de empresas e centros de pesquisa, tais como Boeing, Caterpillar, Rockwell Automation, Laboratório de pesquisas aplicadas da Universidade Estadual de Pennsylvania, e MIMOSA (*Machinery Information Management Open Standards Alliance*), cobrindo uma extensa gama de aplicações industriais, comerciais e militares.

Os projetistas de sistemas de manutenção baseada em condição devem lidar com a tarefa de integrar uma variedade de componentes de software e hardware, bem como desenvolver uma interface para estes componentes. OSA-CBM simplifica este processo especificando uma arquitetura padrão para implementação de sistemas de manutenção baseada em condição (MIMOSA, 2006). O padrão OSA-CBM é um sistema de especificações não proprietário cuja proposta é dividir o *software* e o *hardware* para a MBC em módulos funcionais que possuam uma interface bem definida entre si cujos benefícios seriam, segundo a organização MIMOSA (2006):

- ✓ Aumento da facilidade de upgrade dos sistemas e componentes;
- ✓ Componentes de software e hardware intercambiáveis;
- ✓ Uma comunidade de fornecedores mais ampla;
- ✓ Um maior leque de escolhas tecnológicas para o usuário;
- ✓ Desenvolvimento mais rápido de tecnologias;
- ✓ Redução de preços.

A arquitetura OSA-CBM consiste de sete módulos funcionais ou camadas, conforme

apresentado na Figura 2.14. O modelo em camadas proporciona uma divisão dos módulos do sistema em grupos de acordo com sua tarefa, onde cada camada acrescenta um nível de abstração sobre camada inferior (Silva Filho, 2002).

As camadas hierárquicas representam uma transição lógica ou um fluxo da saída dos sensores para a camada de tomada de decisão, através das camadas intermediárias. A camada de apresentação é uma exceção dentro da arquitetura, pois pode obter dados diretamente de qualquer outra camada (Souza, 2006).

Uma breve explicação sobre cada camada é apresentada a seguir, conforme descrito por Bengtsson (2004):

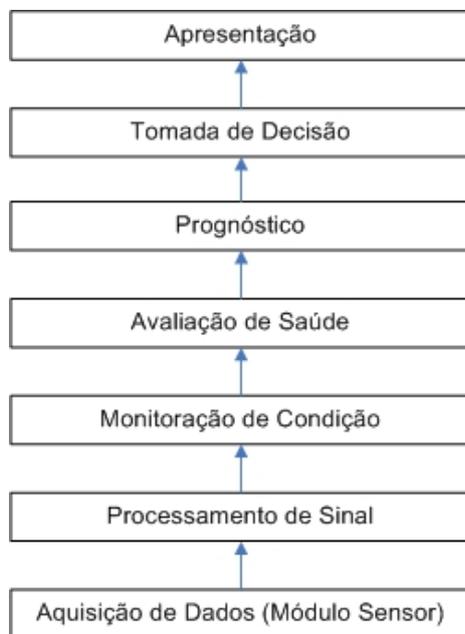


Figura 2.14- Camadas do modelo OSA-CBM.

1. Módulo sensor: O módulo sensor é constituído por transdutores ou dispositivos de aquisição de dados. O transdutor recebe informações na forma de uma ou mais quantidades físicas e as converte em estímulos capazes de serem transmitidos;
2. Processamento de sinal: A camada de processamento de sinal recebe os dados dos transdutores ou demais dispositivos de aquisição de dados e realiza transformações e extração de características adicionais acerca do sinal recebido. A saída desta camada inclui dados filtrados digitalmente, cálculos de frequência, espectro, sinais virtuais, ou outros recursos de manutenção baseada em condição;
3. Monitoração de Condição: A camada de monitoração de condição recebe, em

tempo-real, os dados provenientes da camada de processamento de sinal e os compara com valores previamente estabelecidos. Se necessário esta camada também está apta a gerar sinais de alerta baseados nos limites operacionais determinados;

4. Avaliação de saúde: Esta camada avalia se a condição de funcionamento do sistema, subsistema ou componente monitorado está degradada e, caso positivo, sugere possíveis causas para a eventual falha e gera registros de diagnósticos;
5. Prognósticos: A camada de prognóstico prediz a condição futura do sistema, subsistema ou componente monitorado baseado na estimação do efeito das falhas diagnosticadas;
6. Tomada de decisão: A função primordial desta camada é prover, mediante as informações recebidas da camada de prognóstico, recomendações de ações de manutenção ou alternativas de como atuar sobre o sistema, subsistema ou equipamento visando completar a missão a que se destina;
7. Apresentação: A camada de apresentação recebe dados de todas as camadas anteriores. Esta camada é a interface entre o usuário e os outros módulos de um sistema MBC. É, portanto, possível através desta camada obter informações acerca de todas as outras.

De acordo com Byington (2004), os primeiros sistemas MBC desenvolvidos segundo as especificações OSA-CBM foram aplicados na detecção e análise de falhas em navios da marinha dos Estados Unidos. Estes sistemas eram dotados de módulos de aquisição de dados, a partir de dispositivos concentradores, módulos de processamento de sinal, além de diversas técnicas de classificação de falhas e diagnósticos, as quais variavam desde simples estabelecimento de limiares de alarmes até algoritmos de correlação. Dentre estes sistemas é importante destacar o sistema ICAS (*Integrated Condition Assessment System* - Sistema integrado de avaliação de condição), atualmente instalado em mais de 100 embarcações norte-americanas. Tipicamente, o sistema ICAS recebe dos barramentos de controle todas as informações pertinentes do processo, realiza monitoração de condição e diagnósticos e os transmite aos sistemas de gestão, tais como *Engineering Operational Sequencing System* (EOSS), *Planned Maintenance System* (PMS), e *Integrated Electronic Technical Manuals* (IETMs), os quais inferem recomendações de manutenção específicas a partir das informações recebidas.

Atualmente, diversos sistemas têm sido desenvolvidos baseados na arquitetura OSA-CBM. Tais sistemas oferecem inúmeros avanços tecnológicos, utilizando, inclusive, técnicas de inteligência artificial. Garga *et.al* (2001) desenvolveu um sistema de manutenção baseada em condição definido através de camadas do modelo OSA-CBM e caracterizado pela realização de prognósticos baseados em modelos físicos e aplicações de redes neurais. Naedele *et.al* (2005) concebeu um sistema multi-agente, baseado no modelo OSA-CBM, composto por nove camadas: aquisição de dados, monitoração de condição, detecção, diagnóstico, prognóstico, prognóstico & controle, prognóstico sistêmico & controle, otimização dinâmica/controlado multi-variável, e controle adaptativo/reconfigurável.

A especificação OSA-CBM foi utilizada como modelo de referência para elaboração do sistema inteligente de manutenção preditiva descrito no presente trabalho. Uma diferença entre este sistema desenvolvido e os demais encontrados na literatura está na forma de concepção das camadas de processamento de sinal, monitoração de condição e avaliação de saúde, as quais utilizam técnicas de sistema especialista baseado regras de produção. Outra diferença é a integração da arquitetura cliente-servidor, em que o servidor é responsável pelo processamento inteligente do sistema, e o cliente pela interface com o usuário disponibilizando informações para toda a rede. Por fim, o sistema em estudo destaca-se também por apresentar na camada de tomada de decisão procedimentos de manutenção relacionados a cada modo de falha específico. Tais procedimentos são oriundos de uma análise detalhada dos os modos e efeitos de falha (FMEA) dos equipamentos.

3 - METODOLOGIA

O objetivo deste capítulo é apresentar uma descrição da metodologia utilizada para o desenvolvimento de sistemas inteligentes de manutenção baseada em condição. O capítulo apresenta o escopo de aplicação da metodologia proposta e a abordagem do modelo de referência OSA-CBM utilizada para a sua concepção. São detalhados os procedimentos com que cada um dos módulos deste modelo foi aplicado à metodologia.

3.1 - ESCOPO DE APLICAÇÃO

A metodologia descrita no presente trabalho tem por objetivo a concepção de sistemas computacionais capazes de dar suporte a atividades de manutenção. Utiliza-se de técnicas de sistemas especialistas para realizar diagnóstico e prognóstico de anomalias em equipamentos, alertar o usuário, propor ações de manutenção e disponibilizar as informações via *web*. Esta metodologia é aplicável a qualquer sistema monitorado por sensores, cujas falhas possam ser identificadas a partir dos dados de monitoramento, e dotado de uma forma padronizada para aquisição de dados.

3.2 - ABORDAGEM DO MODELO DE REFERÊNCIA OSA-CBM

Baseando-se no estudo de metodologias de desenvolvimento de sistemas adotou-se o modelo de referência OSA-CBM (*Open System Architecture for Condition-Based Maintenance*). Com relação a este modelo, podem-se listar algumas vantagens:

- ✓ Trata-se de uma metodologia que busca ser genérica o bastante para satisfazer o desenvolvimento tanto de soluções de software como de hardware;
- ✓ Por ser definida em camadas, permite modularização, ou seja, é possível modificar funções lógicas ou elementos de hardware de forma independente de sua relação com os outros elementos pertencentes a outros módulos, facilitando, portanto, a futura manutenção e evolução do sistema e garantindo flexibilidade.
- ✓ Permite construir um sistema aberto de acordo com a definição proposta pela IEEE (1996). Segundo a referida instituição, um sistema aberto fornece as potencialidades que permitem aplicações corretamente desenvolvidas funcionarem em uma variedade de vendedores múltiplos, além disso, interoperarem com outras

aplicações do sistema e ainda mais, apresentam um estilo consistente de interação com o usuário.

Conforme descrito na Seção 2.9, a arquitetura OSA-CBM é formada por sete camadas. A interação entre estas camadas orientaram os procedimentos metodológicos propostos no presente trabalho e resultaram na arquitetura conceitual mostrada na Figura 3.1.

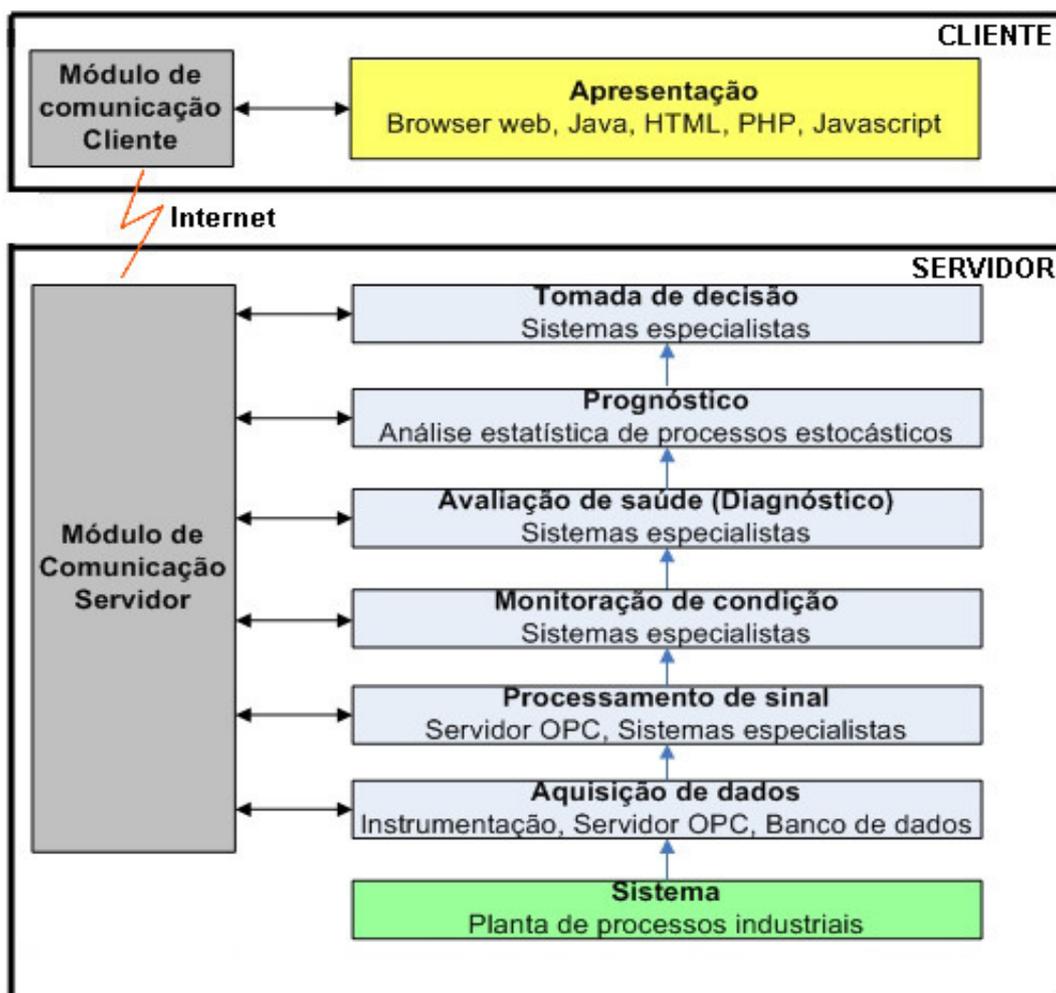


Figura 3.1- Arquitetura conceitual do sistema.

A arquitetura conceitual divide o sistema em duas aplicações claramente diferenciadas: a aplicação servidor e a aplicação cliente. Tais aplicações estão conectadas entre si mediante uma rede através da qual compartilham informações. O servidor é responsável pelo processamento das seis primeiras camadas do modelo OSA-CBM, ou seja, captura de dados e processamento inteligente (que inclui processamento de sinal, monitoração de condição, diagnóstico, prognóstico e tomada de decisão). E o cliente é responsável pela

camada de apresentação, isto é, por apresentar os resultados do processamento inteligente ao usuário através de uma interface gráfica. As seções subseqüentes apresentam as contribuições de cada camada do modelo OSA-CBM à metodologia proposta.

3.2.1 - Aquisição de dados

O módulo de aquisição de dados, aplicado à metodologia proposta, consiste no recolhimento de informações do processo de forma padronizada e interoperável, isto é, a obtenção de dados deve ser independente dos fabricantes de dispositivos de campo. Informações adicionais do processo podem ser obtidas a partir de bancos de dados. Para tanto, é importante que estes bancos estejam constantemente atualizados.

3.2.2 - Processamento de sinal

Na camada de processamento de sinal é avaliada a qualidade e confiabilidade do sinal recebido. São realizadas análises das informações obtidas da camada de aquisição de dados, além de testes de conectividade entre o sistema desenvolvido e a rede de instrumentação. Estas análises relacionadas à qualidade do sinal são processadas pelas regras de produção do sistema especialista e conduzidas às camadas subseqüentes do modelo OSA-CBM.

3.2.3 - Monitoração de condição

Basicamente, a camada de monitoração de condição recebe os dados provenientes da camada de processamento de sinal e os compara com valores previamente estabelecidos de modo a atribuir às variáveis monitoradas uma condição específica. Os valores previamente estabelecidos são faixas de operação previamente especificadas pelo fabricante ou pelas condições operacionais do sistema.

3.2.4 - Avaliação de saúde

Analisando-se as condições específicas de cada variável monitorada é possível estabelecer correlações e inferências entre as diferentes variáveis e detectar eventuais anormalidades

nos equipamentos ou em seus sistemas auxiliares. A camada de avaliação de saúde trata da identificação e diagnóstico de defeitos incipientes ou falhas repentinas nos equipamentos a partir das informações recebidas da camada de monitoração de condição.

As relações entre as condições de operação das variáveis monitoradas e as falhas provocadas por anormalidades nos equipamentos são estabelecidas a partir de um estudo sistemático de todas as falhas conhecidas bem como de suas causas e efeitos. Segundo a metodologia proposta, este estudo deve ser realizado utilizando-se a ferramenta FMEA (*Failure Mode and Effects Analysis*). De acordo com a abordagem do FMEA, deve-se desenvolver uma descrição de cada equipamento e de suas funções, e, para cada função, identificar os possíveis modos de falha, seus efeitos e suas prováveis causas. Este é um trabalho que deve ser realizado junto à equipe de operação e manutenção da planta industrial por meio de reuniões, entrevistas, análises de documentos e visitas técnicas para conhecer detalhadamente os equipamentos.

A partir da análise FMEA são desenvolvidas regras de produção relacionando as grandezas físicas monitoradas a diagnósticos de falha. Além disso, devem ser estabelecidos fatores de criticidade para as falhas diagnosticadas, agregando assim informações sobre os riscos oferecidos por cada falha potencial.

3.2.5 - Prognóstico

Obtidos os diagnósticos de falhas potenciais e informações sobre os riscos potenciais associados a cada falha, a metodologia em estudo propõe estabelecer prognósticos para estas falhas. O prognóstico trata da previsão de falhas objetivando determinar o momento em que uma falha provavelmente irá ocorrer.

As técnicas de prognóstico propostas no presente trabalho estão baseadas na teoria da decisão aplicada à Manutenção Centrada na Confiabilidade (através de métricas de taxas de falha, tempo médio entre falhas, confiabilidade, disponibilidade, tempos de reparo, entre outras) para estimar quando uma falha provavelmente irá ocorrer segundo certas condições e decidir o instante de realização da manutenção. Neste caso, tanto os dados de operação ao longo de uma campanha como os dados de eventos no mesmo período, devem ser

coletados e devidamente armazenados para que possam ser derivados os modelos de previsão de falhas. A metodologia em estudo, portanto, preconiza que os sistemas sejam dotados da capacidade de armazenar automaticamente em banco de dados todas as ocorrências de falhas funcionais e defeitos (falhas potenciais), bem como os valores, de tempos em tempos, das grandezas físicas monitoradas.

A aplicação das técnicas de previsão de falhas requer o desenvolvimento de modelos matemáticos que representem o comportamento estatístico dos modos de falha dos equipamentos. Os modelos devem ser capazes de simular a influência das diversas atividades de manutenção sobre os mecanismos de falhas e sobre as funções da instalação. Dentre os modelos matemáticos utilizados para predição de falhas propõe-se adotar a abordagem markoviana por ser um método amplamente difundido, facilmente encontrado na literatura, capaz de modelar vários fenômenos naturais e artificiais. Aplicações práticas de processos markovianos são encontradas desde a Física da transmutação nuclear e radiação à Teoria das Filas, Teoria de Confiabilidade e Teoria da Decisão, conforme apresentado nos trabalhos de Cruz (2006), Maxstaley (2007), entre vários outros. A modelagem markoviana que representa a aplicação da política de manutenção centrada em confiabilidade será discutida nas próximas seções.

3.2.5.1 - Modelos de Markov

A principal característica de um processo markoviano é sua capacidade de “esquecer” onde esteve no passado. Isto significa que apenas o estado atual do processo é relevante na determinação dos estados futuros. Além de simplificar a análise, esta propriedade permite prever, com relativa facilidade, como uma cadeia de Markov irá se comportar no futuro, e calcular as probabilidades e valores que quantificam o seu comportamento.

Os modelos markovianos são freqüentemente representados por diagramas ou grafos orientados, nos quais cada nó ou vértice representa um estado provável do processo modelado, e os elos representam as possíveis transições entre os estados. A política de manutenção dos equipamentos proposta nesta metodologia foi modelada conforme ilustrado na Figura 3.2. Neste modelo, a ação de reparo após uma falha restaura totalmente a capacidade funcional de um item, trazendo-o ao estado Normal (*good as new*).

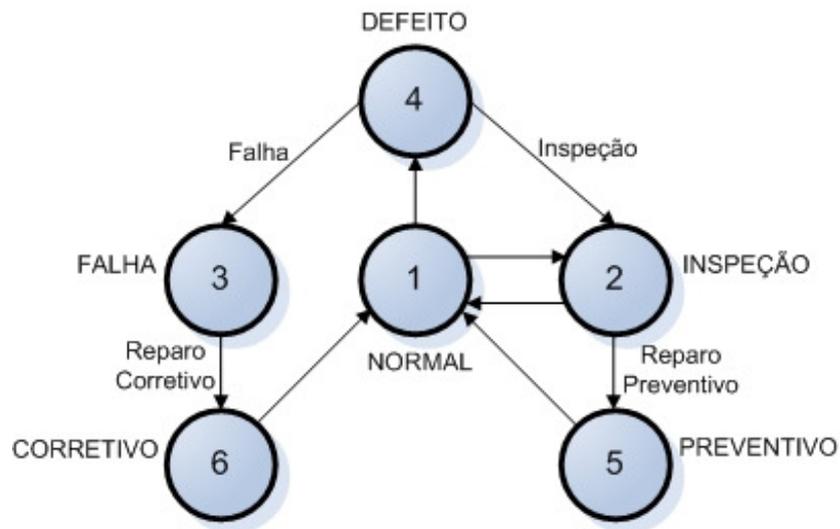


Figura 3.2- Modelo markoviano de manutenção (Adaptado - Siqueira, 2005).

Podem-se conceituar, a partir do modelo apresentado, os seguintes estados de um equipamento:

1. Normal – apto a exercer sua função, sem restrições;
2. Inspeção – Avaliação das condições de funcionamento;
3. Falha – indisponível, após uma falha funcional;
4. Defeito – disponível, mas com falha potencial;
5. Preventivo – em manutenção preventiva, após uma falha potencial;
6. Corretivo – em manutenção corretiva, após uma falha funcional.

Esta numeração será utilizada, doravante, para designar as variáveis relacionadas a cada estado no modelo matemático. No contexto de manutenção baseada em condição, o estado número 2, inspeção, representa a monitoração de parâmetros que possam identificar o estado operacional de um sistema ou equipamento.

As transições, ou eventos que mudam o estado de um equipamento são:

- ✓ Inspeção – início de inspeção de um equipamento;
- ✓ Reparo Corretivo – início de manutenção corretiva para corrigir falha funcional;
- ✓ Reparo Preventivo – início de manutenção preventiva para corrigir falha potencial.

Para a análise do processo de manutenção, será necessária a obtenção de parâmetros de manutenibilidade e confiabilidade.

3.2.5.2 - Estimação da manutenibilidade

Os parâmetros de manutenibilidade são:

- ✓ Frequência de indisponibilidade forçada da função (F_{43});
- ✓ Frequência de manutenção preventiva (F_{42});
- ✓ Tempo médio de manutenção preventiva ($MTTM = T_5$);
- ✓ Tempo médio de manutenção corretiva ($MTTC = T_6$);

Os parâmetros $MTTM$ e $MTTC$ são indicadores de manutenibilidade do equipamento na medida em que estimam a dificuldade em se detectar, reparar e corrigir, respectivamente, falhas potenciais e funcionais no sistema. A estimação destes parâmetros pode ser realizada por estatísticas simples sobre os dados históricos de manutenção, em uma determinada janela de tempo, através das médias amostrais apresentadas nas Equações (3.1) e (3.2), a seguir.

$$MTTM = \frac{\sum_{i=1}^{n_M} t_{Mi}}{n_M}, \quad (3.1)$$

$$MTTC = \frac{\sum_{i=1}^{n_C} t_{Ci}}{n_C}, \quad (3.2)$$

Onde: n_M = número de manutenções preventivas realizadas no período;

n_C = número de manutenções corretivas realizadas no período;

t_{Mi} = tempo gasto na manutenção preventiva i ;

t_{Ci} = tempo gasto na manutenção corretiva i .

As frequências médias de manutenção preventiva e de indisponibilidade forçada, F_{42} e F_{43} , respectivamente, podem ser medidas diretamente da base de dados histórica de manutenção (histórico de ordens de serviço). São definidas conforme mostrado nas Equações (3.3) e (3.4).

$$F_{42} = \frac{n_M}{\Delta T}, \quad (3.3)$$

$$F_{43} = \frac{n_C}{\Delta T}, \quad (3.4)$$

Onde ΔT corresponde ao intervalo de tempo analisado.

3.2.5.3 - Estimação da confiabilidade

Os parâmetros de confiabilidade são:

- ✓ Tempo de permanência no estado de defeito (T_4);
- ✓ Frequência de ocorrência do estado de defeito (F_4);
- ✓ Taxa de falha funcional (λ_{43});
- ✓ Tempo de permanência no estado normal (T_1);
- ✓ Frequência de ocorrência do estado normal (F_1);
- ✓ Taxa de falha potencial (λ_{14});
- ✓ Tempo médio para defeito ($MTTD$);
- ✓ Tempo médio para falha ($MTTF$).

Ao contrário dos parâmetros de manutenibilidade, a identificação exata dos parâmetros de confiabilidade é uma atividade bastante complexa nos sistemas industriais modernos, já que grande parte dos defeitos internos é invisível ou progressiva, não revelando os instantes exatos em que ocorrem. O sistema inteligente de manutenção em estudo procurou contornar este problema estabelecendo limites exatos de caracterização de defeitos, conforme mostrado no Apêndice B, e registrando em banco de dados a duração de cada ocorrência de defeito. Em consequência, os parâmetros de confiabilidade foram calculados, para cada modo de falha, a partir das equações clássicas de Chapman-Kolmogorov da seguinte forma (Equações 3.5 a 3.10):

$$T_4 = \frac{\sum_{i=1}^{n_D} t_{Di}}{n_D}, \quad (3.5)$$

$$F_4 = \frac{n_D}{\Delta T} = F_{43} + F_{42}, \quad (3.6)$$

$$\lambda_{43} = \frac{F_{43}}{F_4 T_4} = \frac{1}{MTTF}, \quad (3.7)$$

$$T_1 = \Delta T - T_5 - T_4 - T_3 - T_2, \quad (3.8)$$

$$F_1 = F_4 + F_2 - F_{42}, \quad (3.9)$$

$$\lambda_{14} = \frac{F_4}{F_1 T_1} = \frac{1}{MTTD}, \quad (3.10)$$

Onde: n_D = número de defeitos observados no período;

t_{Di} = duração de cada defeito i .

O tempo médio para defeito (*MTTD*), calculado pela Equação (3.10), estima o período de funcionamento do equipamento, sem manutenção preventiva, até a contaminação gradual por um defeito latente ou falha potencial, que poderá resultar numa falha funcional ou indisponibilidade forçada. O tempo médio para falha (*MTTF*), calculado pela Equação (3.7), define o intervalo entre a contaminação e sua evolução para uma indisponibilidade; corresponde ao intervalo PF (Potencial Funcional) ou o período de incubação do defeito antes de se transformar em falha, conforme mostrado na Figura 3.3.

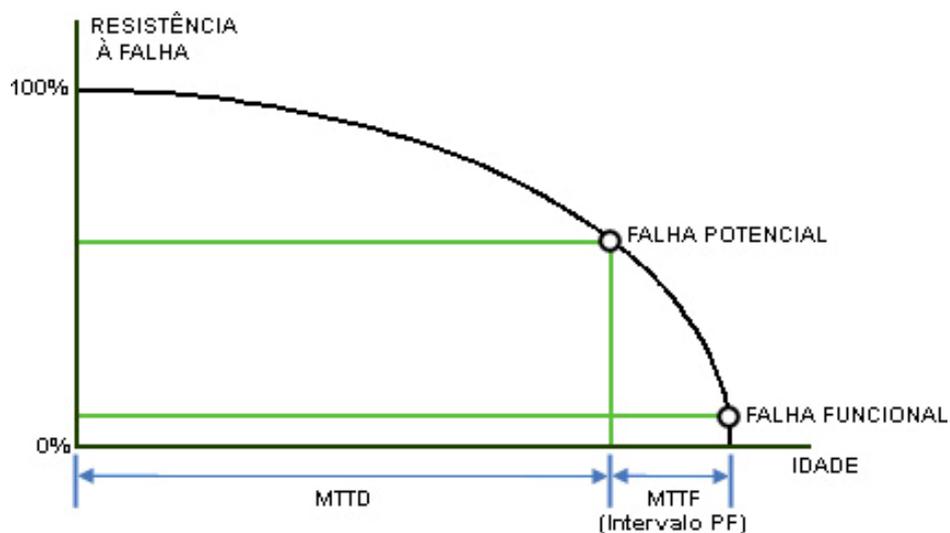


Figura 3.3- Tempos médios para falha e defeito.

As estimativas dos parâmetros de manutenibilidade e confiabilidade são válidas perante as seguintes hipóteses:

- ✓ As atividades Preventivas e Corretivas dependem da presença e localização de defeitos no item, e estes possuem naturezas tipicamente aleatórias, modelados estatisticamente por distribuições exponenciais. Por consequência, as taxas de transição de um estado para outro na cadeia de Markov são aproximadamente constantes;
- ✓ O intervalo de tempo ΔT deve ser longo o suficiente para resolver as equações de Chapman-Kolmogorov em estado permanente, ou seja, $dP_i/dt = 0$ onde P_i é a probabilidade de ocorrência do estado i .

Estas estimativas permitem representar adequadamente cada um dos estados da cadeia de Markov e deduzir as probabilidades associadas a cada estado, entre elas a confiabilidade

(probabilidade do equipamento cumprir sua função ao longo de seu ciclo de vida, i.e., probabilidade de não-ocorrência do estado de falha funcional) e a disponibilidade (probabilidade do equipamento estar em condições para entrar em funcionamento quando for solicitado num determinado instante, i.e., probabilidade de ocorrência do estado normal ou de defeito, uma vez que um defeito ainda não retira a capacidade operativa de um equipamento). Representando matematicamente, a confiabilidade (R) e a disponibilidade (D) são dadas pelas Equações (3.13) e (3.14), respectivamente.

$$R = 1 - P_3 = 1 - MTTR \cdot F_{43} , \quad (3.11)$$

$$D = P_1 + P_4 = T_1 \cdot F_1 + T_4 \cdot F_4 , \quad (3.12)$$

Onde: P_3 = Probabilidade de ocorrência do estado de falha;

P_4 = Probabilidade de ocorrência do estado de defeito;

P_1 = Probabilidade de ocorrência do estado normal.

Estabelecidos os prognósticos das falhas a equipe de manutenção terá respaldo suficiente para realizar o próximo passo do modelo OSA-CBM, a Tomada de Decisão.

3.2.6 - Tomada de decisão

A tomada de decisão consiste em definir especificamente a atividade de manutenção que necessita ser realizada (baseando-se no diagnóstico de falha) e o período ideal para a realização da atividade (baseando-se no prognóstico).

Conforme citado na Seção 3.2.4, as regras de produção do sistema especialista descrito no presente trabalho geram diagnósticos de falhas potenciais ou funcionais eventualmente detectadas. Cada diagnóstico produzido é armazenado em um banco de dados e relacionado a uma determinada tomada de decisão. As tomadas de decisão advêm de uma continuação da análise FMEA abordada na Seção 3.1.4, e consiste em, uma vez identificados os modos de falha, suas causas e efeitos, estabelecer procedimentos padronizados para eliminar ou impedir cada falha funcional. Tais decisões são apresentadas pelo sistema inteligente como sugestões de ordens de serviço de manutenção, e podem ser acatadas ou não pela equipe de manutenção.

3.2.7 - Apresentação

A camada de apresentação, última camada do modelo OSA-CBM, é responsável pela interface com o usuário, apresentando ao mesmo uma série de informações provenientes de todas as outras camadas do modelo de referência. A camada de apresentação deve ser desenvolvida para ser acessada via web. Esta camada consiste num sistema supervisorio dotado telas de sinótico cujas funcionalidades são listadas a seguir:

- ✓ Monitoração *online* de todas as condições operacionais da planta. O sinótico recebe, em tempo real, dados das variáveis do processo obtidas na camada de aquisição de dados, além de informações sobre a qualidade do sinal recebido através da camada de processamento de sinal, e as apresenta ao usuário;
- ✓ Visualização gráfica das variáveis monitoradas. O supervisorio desenvolvido deve ser capaz de gerar gráficos os quais amostram a evolução do valor das variáveis, ou *tags*, monitoradas. A amostragem dos dados pode ser tanto em tempo real, a partir de dados obtidos diretamente dos dispositivos de campo a cada instante, quanto histórica, a partir da recuperação de dados armazenados no banco de dados;
- ✓ Diagnóstico dos equipamentos. O diagnóstico proveniente da camada de avaliação de saúde, gerado pelas regras de produção, deve ser transferido às telas do sinótico para que seja visualizado pelos usuários do sistema;
- ✓ Sinalização de alarmes identificando alguma falha potencial ou funcional. A sinalização deve ser feita por meio de animações visuais, permitindo ao operador usuário do sistema identificar imediatamente a ocorrência de uma falha potencial ou funcional;
- ✓ Sugestões de ações de manutenção. Além de diagnosticar falhas, o sinótico deve apresentar sugestões de ações de reparo ou de prevenção das falhas identificadas. Estas sugestões, provenientes da camada de tomada de decisão, devem ser transmitidas aos campos textuais do supervisorio por meio de conexões com o banco de dados;
- ✓ Visualização do FMEA atualizado a cada ocorrência de falha. A análise FMEA dos equipamentos, gerada para a elaboração da base de conhecimento do sistema, deve ser apresentada ao usuário e atualizada dinamicamente a cada nova ocorrência de falha, de modo que o índice de ocorrência e o número de prioridade de risco (NPR) associado a cada falha possam ser recalculados e atualizados;

- ✓ Visualização de indicadores de desempenho. Os KPIs (*key Performance Indicators*) calculados na camada de prognóstico do modelo OSA-CBM e direcionados para avaliação das atividades de manutenção centrada em confiabilidade devem ser mostrados ao usuário na camada de apresentação. Estes KPIs são: tempo médio para falha (*MTTF*), tempo médio para defeito (*MTTD*), confiabilidade (*R*), disponibilidade (*D*), entre outros explicitados na Seção 3.2.5.

A Figura 3.4 apresenta um diagrama esquemático do fluxo de informações entre as camadas do modelo OSA-CBM, objetivando esclarecer melhor as bases da metodologia apresentada.

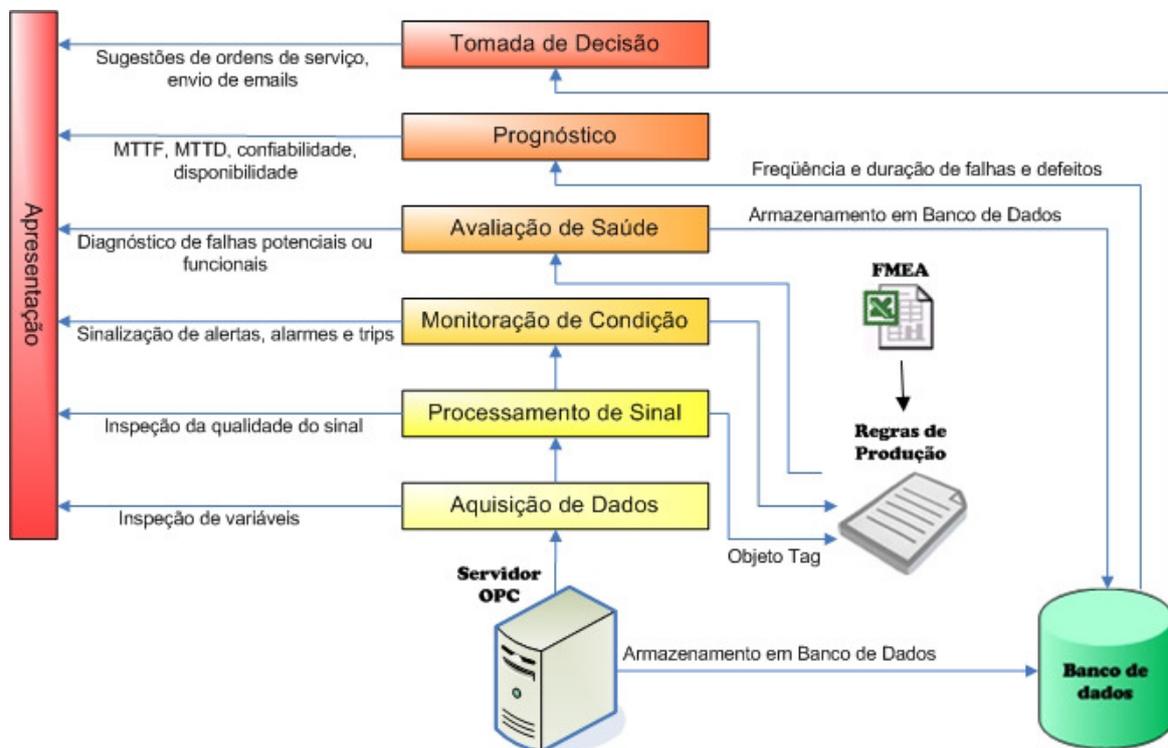


Figura 3.4- Fluxo de informações entre as camadas do sistema de manutenção preditiva.

4 - DESENVOLVIMENTO

A partir da metodologia proposta, foi desenvolvido um sistema inteligente de manutenção preditiva aplicado à usina hidrelétrica de Balbina. O sistema concebido, denominado de SIMPREBAL, é capaz de obter dados da instrumentação de campo associada às unidades geradoras da usina, identificar falhas em iminência de ocorrer e sugerir ações de manutenção. O objetivo deste capítulo é descrever detalhadamente o sistema SIMPREBAL. O capítulo está dividido em duas partes: na primeira é apresentado o projeto do sistema, delineando-se sua análise de requisitos, modelagem funcional, modelagem da informação, e sua arquitetura. E na segunda parte é apresentada a implementação computacional.

4.1 - PROJETO DO SISTEMA

O projeto de um sistema consiste na descrição de uma seqüência coerente de práticas que objetiva representar todas as atividades envolvidas em seu processo de desenvolvimento (Magela, 2006). Segundo a norma internacional ISO/IEC 12207 (1999), as práticas descritas no projeto de qualquer sistema devem englobar as atividades de análise de requisitos, especificação funcional e determinação da arquitetura. Tais atividades serão abordadas nas seções subseqüentes.

A análise dos requisitos do sistema consiste na compreensão completa dos domínios do problema e de sua solução, isto é, consiste em determinar todos os objetivos e restrições do problema em estudo e formular uma solução que atenda efetivamente às suas necessidades. De acordo com Sommerville (2003), uma maneira útil de se estruturar os requisitos de um sistema de software é dividi-los entre requisitos de usuário e requisitos de sistema. Os requisitos de usuário devem capturar as demandas mais gerais dos usuários do sistema. Normalmente, estes requisitos são descritos em linguagem natural e não devem entrar em detalhes técnicos. Os requisitos de sistema são descrições detalhadas das funções e restrições do sistema. Estes requisitos devem ser precisos e descritos de maneira mais técnica.

A especificação funcional é a tarefa de descrever precisamente o sistema que será

desenvolvido (Magela, 2006). Com relação ao sistema desenvolvido no presente trabalho, a especificação funcional foi realizada a partir de sua modelagem funcional e da modelagem da informação contida no banco de dados. A modelagem funcional foi desenvolvida utilizando-se o método de representação de processos IDEF0 (Integration DEFinition language 0) e a modelagem da informação para a estruturação do banco de dados do sistema foi desenvolvida utilizando-se o padrão de representação IDEF1X (Integration DEFinition for Information Modeling). Tanto os padrões IDEF0 quanto IDEF1X pertencem a uma família integrada de métodos para modelagem baseada em representações de diagramas, incluindo uma larga variedade de técnicas. Todas estas técnicas estão formalizadas no *Federal Information Processing Standards* (FIPS, 1993).

Por fim, a arquitetura de um sistema remete a uma representação abstrata daquele sistema. No presente trabalho, a arquitetura foi descrita por meio de diagramas de classe, objetivando apresentar uma referência para a implementação computacional.

4.1.1 - Requisitos de usuário

Os requisitos de usuário tratam de informações acerca das necessidades do usuário sobre o sistema a ser desenvolvido. Um requisito pode ser uma condição ou uma capacidade necessária para que o usuário resolva um problema ou alcance um objetivo (Magela, 2006). De modo geral, os requisitos de usuário podem ser classificados em dois grandes grupos: os requisitos funcionais e os não-funcionais, os quais serão discutidos nas Seções 4.1.4.1 e 4.1.4.2, respectivamente.

4.1.1.1 - Requisitos Funcionais

Os requisitos funcionais são declarações de serviços que o sistema deve fornecer. Informam a maneira com que o sistema deve reagir a entradas específicas e como deve se comportar em determinadas situações. Os requisitos funcionais (*RF*) do sistema SIMPREBAL são listados a seguir, conforme descrito por Gudwin (2006) e Álvares (2006):

- ✓ RF1: O sistema deve acessar os dados da Usina de Balbina a partir dos Bancos de Dados utilizados pelo Sistema de Monitoramento de Balbina, ou diretamente da

instrumentação por meio de um servidor OPC que disponibiliza as informações on-line das variáveis monitoradas.

- ✓ RF2: O sistema deve processar esses dados nas seguintes formas:
 - Na forma de um sistema especialista baseado em regras;
 - Na forma de um sistema de regras fuzzy;
 - Na forma de redes neurais.
- ✓ RF3: O sistema deve alertar o usuário por meio de mensagens de email quando possíveis falhas puderem ser diagnosticadas.
- ✓ RF4: O sistema deve alertar o usuário por meio de uma sinalização visual, quando possíveis falhas puderem ser diagnosticadas.
- ✓ RF5: O sistema deve propiciar a edição de sinótico contendo um conjunto de variáveis sendo monitoradas, escolhidas pelo usuário e compondo uma tela de apresentação customizada.
- ✓ RF6: O sistema deve exibir o valor on-line das variáveis sendo monitoradas que foram selecionadas para compor um determinado sinótico, apresentando-as em uma tela própria previamente desenvolvida.
- ✓ RF7: O sistema deve ser capaz de gerar gráficos para facilitar a visualização da evolução das variáveis monitoradas ao longo do tempo;
- ✓ RF8: O sistema deve ser capaz de apresentar gráficos de dados históricos obtidos do Banco de Dados;
- ✓ RF9: O sistema deve calcular estatísticas de manutenibilidade e confiabilidade gerando indicadores de desempenho para garantir respaldo às tomadas de decisão.
- ✓ RF10: O sistema deve implementar algum mecanismo de aprendizagem, de tal forma que o histórico de falhas e defeitos anteriores possa ser utilizado para prevenir o surgimento de novas falhas.
- ✓ RF11: O processamento das informações se dará na forma de um ciclo operacional fechado, que seguirá a seguinte seqüência:
 1. Verificação dos Dados a serem adquiridos;
 2. Aquisição de Dados do Banco de Dados;
 3. Aquisição de Dados via OPC;
 4. Armazenamento provisório de todos os dados em variáveis do JESS (*Java Expert System Shell*);
 5. Para cada uma de N camadas possíveis de processamento:

- 5.1. Processamento das regras via JESS;
- 5.2. Processamento das Regras *Fuzzy*, via Fuzzy-JESS;
- 5.3. Processamento dos dados via Redes Neurais;
6. Atualização dos Dados no Banco de Dados;
7. Atualização dos Dados via OPC.

É importante observar que o requisito funcional RF10, bem como as funções 5.2 e 5.3 do requisito funcional RF11 não foram implementados nesta primeira versão do sistema, são apenas propostas para possíveis versões futuras.

4.1.1.2 - Requisitos não-funcionais

Segundo Cysneiros (1997) *et al.*, os requisitos não-funcionais, ao contrário dos funcionais, não expressam nenhuma função a ser realizada pelo *software*, e sim atribuições e restrições que este *software* deve satisfazer. Tais requisitos representam necessidades adicionais que definem as qualidades globais ou atributos a serem exibidos pelo sistema resultante. Segurança, precisão, usabilidade, desempenho e manutenibilidade são exemplos de requisitos não funcionais. Os requisitos não-funcionais não possuem mapeamento direto nas funcionalidades do *software* e, por conseqüência, não são fáceis de detectar. Entretanto, desempenham um papel crítico durante o desenvolvimento de sistemas. Erros devido a não elicitação ou a elicitação incorreta destes requisitos estão entre os mais caros e difíceis de corrigir uma vez que o sistema tenha sido implementado.

Os requisitos não-funcionais (*RNF*) do sistema inteligente de manutenção preditiva de Balbina (SIMPREGAL) são expostos a seguir, conforme listado em Gudwin (2006) e Álvares (2006):

- ✓ RNF1: O sistema deve ser desenvolvido na linguagem Java;
- ✓ RNF2: As regras do sistema não devem ser armazenadas diretamente em código-fonte, mas devem ser editáveis e estar disponíveis externamente em um arquivo modificável;
- ✓ RNF3: O sistema deve possuir uma interface web de acesso, por meio da qual seja possível ao usuário visualizar diagnósticos de falhas e tomadas de decisão *online* ou através de históricos, visualizar indicadores de desempenho, e monitorar as

variáveis processadas pelo sistema.

- ✓ RNF4: Os identificadores das variáveis monitoradas e os parâmetros do sistema devem estar disponíveis para edição em um arquivo externo ao código-fonte;
- ✓ RNF5: O sistema deve ser conectável a bancos de dados SQL genéricos, desde que exista um driver JDBC para o respectivo banco de dados;
- ✓ RNF6: Para se conectar ao servidor OPC, o sistema deve utilizar a biblioteca JOPCClient;
- ✓ RNF7: Para processar as regras na forma de sistemas especialistas, o sistema deve utilizar o pacote JESS (*Java Expert System Shell*);
- ✓ RNF8: Para processar as regras *fuzzy*, o sistema deve utilizar o pacote Fuzzy-JESS;
- ✓ RNF9: O sistema deve ser concebido de tal forma que as regras clássicas, regras *fuzzy* e redes neurais possam ser usadas de modo intercambiável para cada uma das camadas de processamento do SIMPREBAL (monitoração de condição, avaliação de saúde, prognósticos, tomada de decisão).

Pelos requisitos não-funcionais preconiza-se a integração de diversos componentes de *software* ao subsistema de processamento inteligente, aqui designado como *I-Kernel* do SIMPREBAL. Tais componentes, mostrados na Figura 4.1, são basicamente drivers JDBC para conexão ao banco de dados, API *JOPCClient* para comunicação com o servidor OPC e pacotes JESS e Fuzzy-JESS para o processamento das regras de produção e regras *fuzzy*, respectivamente. As regras *fuzzy*, porém, não foram implementadas nesta primeira versão do sistema.

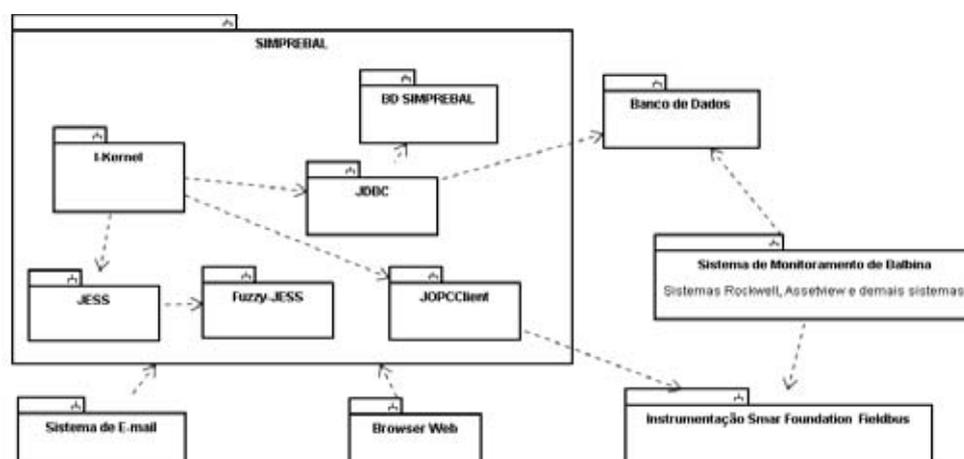


Figura 4.1- *Kernel* de processamento inteligente do sistema e sua interação com outros módulos (Gudwin, 2006) e (Álvares, 2006).

4.1.2 - Requisitos de sistema

Seguindo o processo de desenvolvimento unificado (Jacobson *et. al.*, 1999), os requisitos do sistema SIMPREBAL foram especificados na forma de casos de uso. Um caso de uso representa uma unidade discreta da interação entre um usuário (humano ou máquina) e o sistema. O caso de uso é uma unidade de trabalho significativa e está tipicamente relacionados a "atores". Os atores, que podem ser usuários, máquinas, sensores, entre outros, são entidades que interagem com o sistema. A Figura 4.2, a seguir, mostra um diagrama UML de casos de uso o qual propicia uma visão geral do sistema SIMPREBAL.

Conforme mostrado na Figura 4.2, o sistema é composto de duas aplicações que são executadas de maneira independente: a aplicação I-Kernel e a aplicação de configuração e monitoramento.

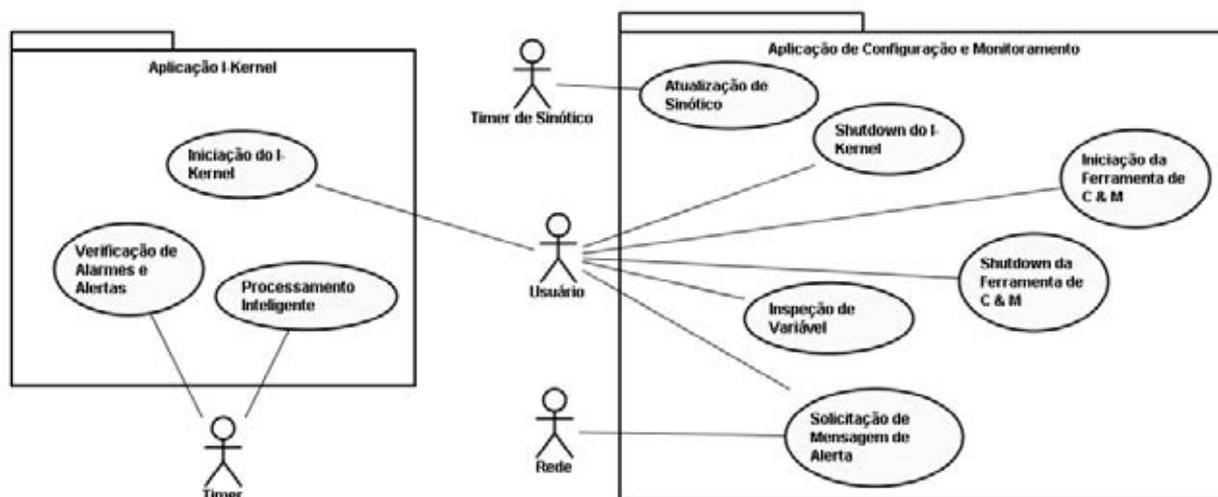


Figura 4.2- Casos de uso do sistema (Gudwin, 2006).

Estas aplicações serão descritas, respectivamente, nas Subseções 4.2.1 e 4.2.2, a seguir. Os casos de uso referentes a cada aplicação serão detalhados por meio de diagramas de atividade, os quais representam todas as atividades inerentes a cada caso de uso e o fluxo de controle de uma atividade para outra.

4.1.2.1 - Aplicação *I-Kernel*

A aplicação *I-Kernel* é um *kernel* de sistemas inteligentes capaz de capturar dados (seja a partir de um banco de dados, seja diretamente da instrumentação de campo via OPC),

processar estes dados utilizando técnicas de sistemas inteligentes, e atualizar o banco de dados com informações resultantes desse processamento. A aplicação *I-Kernel* não possui interface com o usuário, portanto, a única atividade que o usuário pode executar nesta aplicação é iniciá-la. Após iniciada, um timer previamente programado envia “ticks” periódicos que executam ciclos operacionais de processamento inteligente e, desta forma, fazem a verificação de alarmes e alertas. Os casos de uso da aplicação *I-Kernel* foram detalhados pelos seguintes diagramas de atividade:

- ✓ Iniciação do *I-Kernel*;
- ✓ Processamento inteligente;
- ✓ Verificação de alarmes e alertas.

No diagrama 1, iniciação do *I-Kernel* (Figura 4.3), o usuário solicita ao sistema operacional que a aplicação *I-Kernel* seja carregada e o sistema operacional carrega a aplicação e a inicia. A aplicação lê o arquivo de configuração do *I-Kernel* e inicia o timer do processamento inteligente.

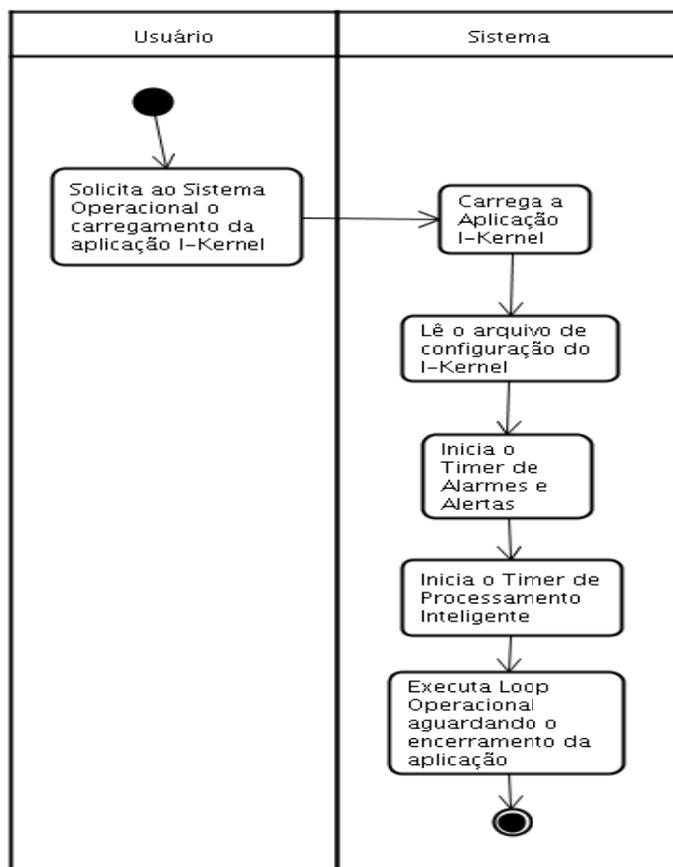


Figura 4.3- Diagrama de atividade 1: Iniciação do *I-Kernel* (Gudwin, 2006).

No diagrama de atividade 2: Processamento Inteligente (Figura 4.4), o timer, uma vez iniciado, envia “ticks” periódicos de relógio promovendo um ciclo de processamento inteligente. Neste ciclo, ocorrem as seguintes atividades: Verificação dos dados a serem adquiridos via banco de dados, conexão com o banco de dados, aquisição dos dados do banco de dados, verificação dos dados a serem obtidos via OPC, aquisição dos dados via OPC, criação de variáveis a serem utilizadas no JESS, processamento das regras de produção via JESS, atualização dos dados no banco de dados. E, após este último ponto, reinicia-se o ciclo.

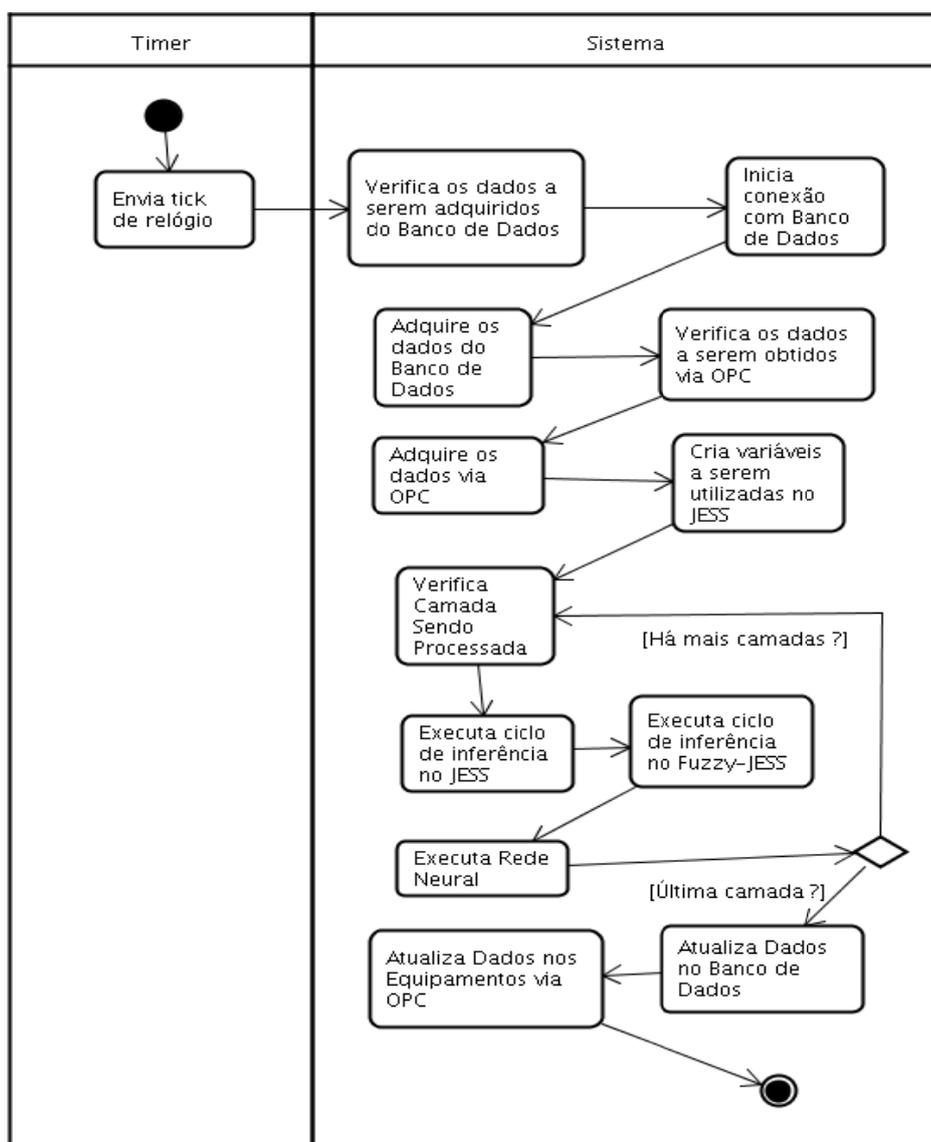


Figura 4.4- Diagrama de atividade 2: Processamento inteligente (Gudwin, 2006).

E no diagrama de atividade 3, verificação de alarmes e alertas (Figura 4.5), a cada ciclo

gerado pelo timer, há uma verificação de falhas funcionais ou potenciais acusadas pelas regras de produção. Caso seja diagnosticada alguma falha ela será armazenada no banco de dados do sistema e irá gerar um alerta de email ou alerta por monitoramento. No alerta por email o sistema especifica o endereço de email para o qual uma mensagem, previamente armazenada em um *template*, será enviada. No alerta por monitoramento, o sistema gera uma solicitação de alerta textual, com uma mensagem previamente armazenada em um *template*.

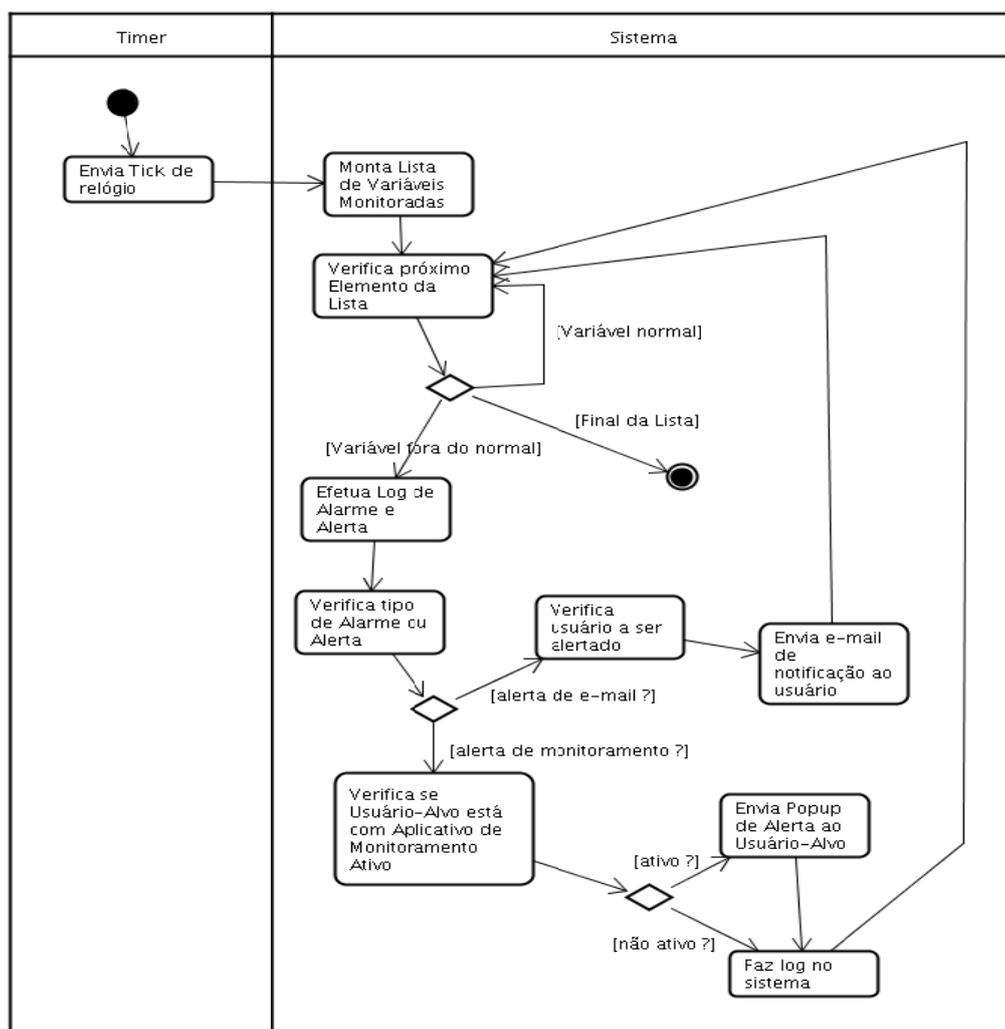


Figura 4.5- Diagrama de atividade 3: Verificação de alarmes e alertas (Gudwin, 2006).

4.1.2.2 - Aplicação de configuração e monitoramento

A aplicação de Configuração e Monitoramento (C&M) é uma aplicação web, destinada a promover o monitoramento e inspeção das variáveis sob controle do sistema e a solicitação

de *shutdown* do *I-Kernel*. Este monitoramento pode ser uma verificação direta do estado das variáveis, selecionando-se a variável dentre todas as disponíveis, ou pode ser um monitoramento por sinótico. No monitoramento direto de variáveis, escolhe-se a variável a ser monitorada, e o sistema exibe diretamente o valor da grandeza física por ela representada. Este tipo de monitoramento visa efetuar uma inspeção isolada acerca do estado de alguma variável do sistema. No monitoramento por sinótico, uma tela do tipo sinótico apresenta ilustrações de cada equipamento monitorado e, caso seja detectada alguma falha num determinado equipamento, surgirá uma solicitação via rede, originada pela aplicação *I-Kernel*, para que sinalizações de alarmes e alertas textuais sejam exibidos notificando o usuário e sugerindo possíveis ações de manutenção. A aplicação de Configuração e Monitoramento encontra-se detalhada por meio dos diagramas de atividade:

- ✓ Iniciação da ferramenta de C&M;
- ✓ Inspeção de variável;
- ✓ Solicitação de mensagem de alerta;
- ✓ Atualização de sinótico;
- ✓ *Shutdown* do *I-Kernel*;
- ✓ *Shutdown* da ferramenta de C&M.

No diagrama 4, Iniciação da Ferramenta de C&M (Figura 4.6), o usuário carrega em um browser Web uma URL que corresponde ao endereço da Ferramenta de Configuração e Monitoramento. A partir daí, o sistema deve iniciar a ferramenta de C&M e abrir sua janela principal de interação com o usuário.

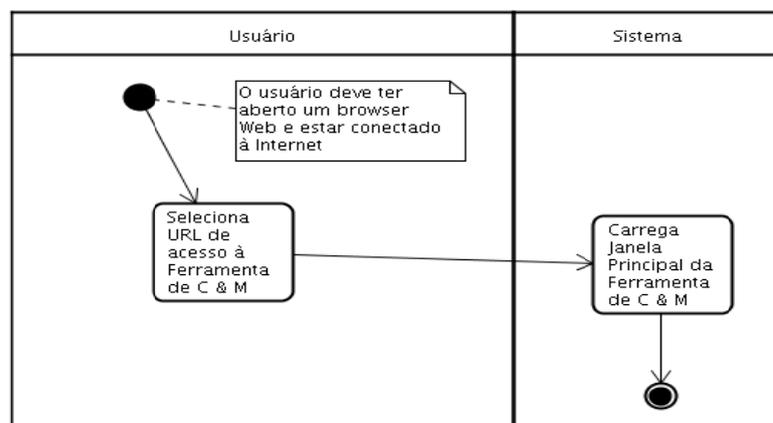


Figura 4.6- Diagrama de atividade 4: Iniciação da ferramenta de C&M (Gudwin, 2006).

No diagrama 5, Inspeção de Variáveis (Figura 4.7), o usuário tem a opção de inspecionar uma ou mais variáveis. Quando o usuário seleciona a inspeção de variáveis, o sistema abre uma janela de inspeção de variáveis. Nela, o usuário pode selecionar qual variável deseja inspecionar, o sistema busca essa variável no lugar adequado e exibe seu valor. O usuário pode então decidir inspecionar outra variável ou então finalizar a operação.

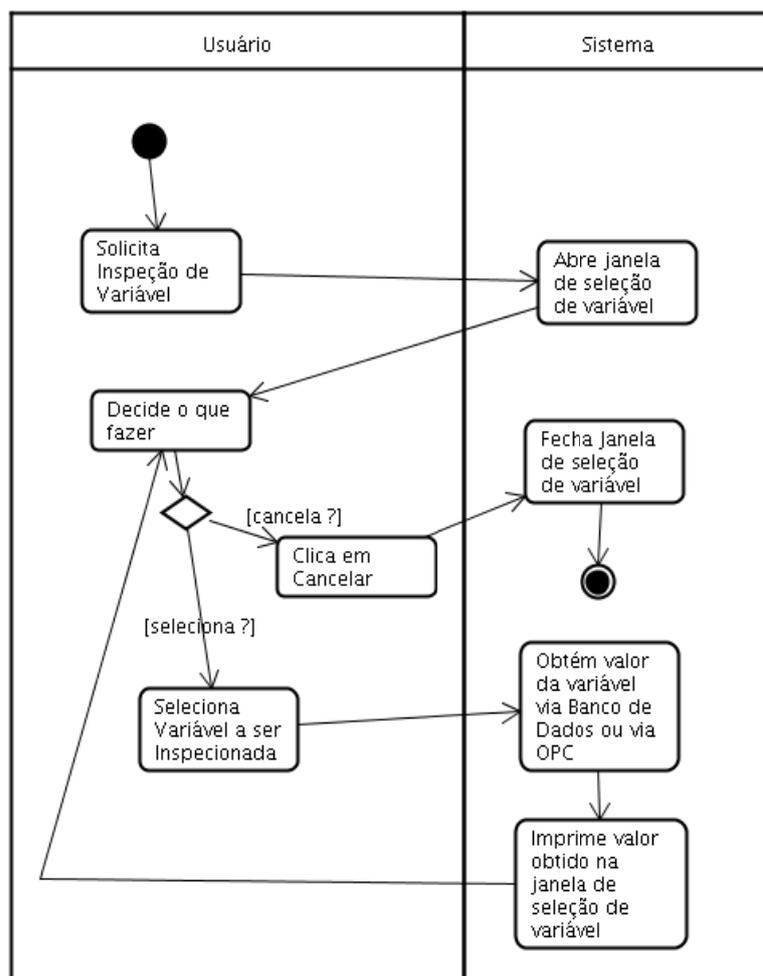


Figura 4.7- Diagrama de atividade 5: Inspeção de variáveis (Gudwin, 2006).

O diagrama de atividade 6, Solicitação de Mensagem de Alerta (Figura 4.8), é utilizado em conjunto com o diagrama 3, Verificação de Alarmes e Alertas. Neste último diagrama, o sistema *I-Kernel* envia uma solicitação via rede para a exibição de uma mensagem de alerta caso alguma variável assim o seja programada. Já no diagrama 6, a solicitação chega via rede, e o sistema C&M mostrando a mensagem desejada ao usuário por meio da tela do sinótico.

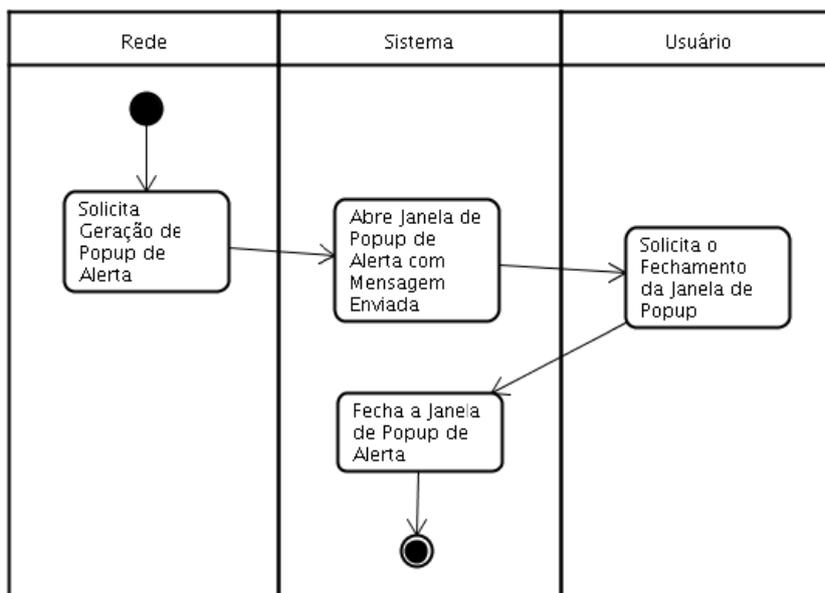


Figura 4.8- Diagrama de atividade 6: Solicitação de mensagem de alerta (Gudwin, 2006).

O diagrama de atividade 7, Atualização de Sinótico (Figura 4.9), complementa os diagramas Solicitação de mensagem de Alerta e Inspeção de variáveis. Basicamente, a solicitação de mensagens de alerta bem como a inspeção de variáveis estão associadas a um timer de Sinótico que envia ticks periódicos de relógio. A cada tick, o sistema captura as variáveis provenientes do processamento inteligente e atualiza a tela do sinótico apresentando novas sinalizações de alerta conforme as variáveis recebidas. Por outro lado, também a cada tick, o sistema captura as variáveis de monitoramento (via OPC ou via banco de dados), atualiza seu valor e redesenha a tela para espelhar os novos valores.

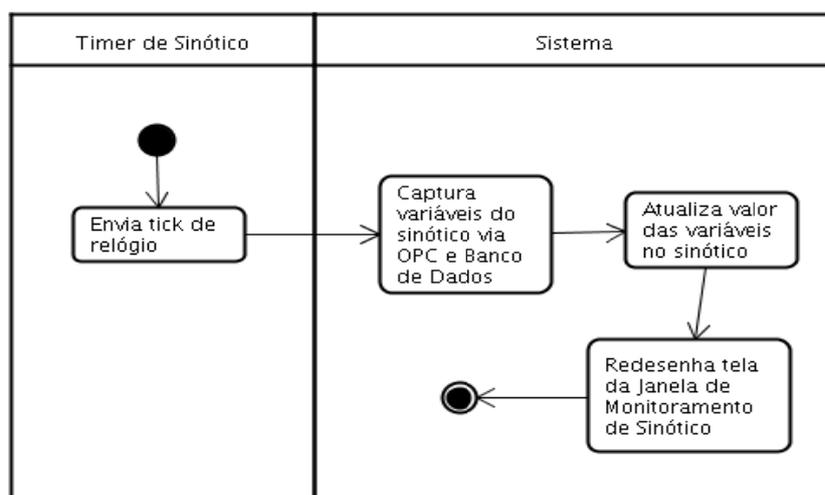


Figura 4.9- Diagrama de atividade 7: Atualização de sinótico (Gudwin, 2006).

No diagrama de atividade 8: *Shutdown* do *I-Kernel* (Figura 4.10), uma vez que o sistema de C&M tenha sido iniciado, o usuário solicita o encerramento do sistema *I-Kernel*. O sistema deve verificar se o *I-Kernel* está de fato operacional e, se estiver, deve encerrar sua operação. Caso o sistema não esteja operacional, deve alertar o usuário de que ele não está operacional.

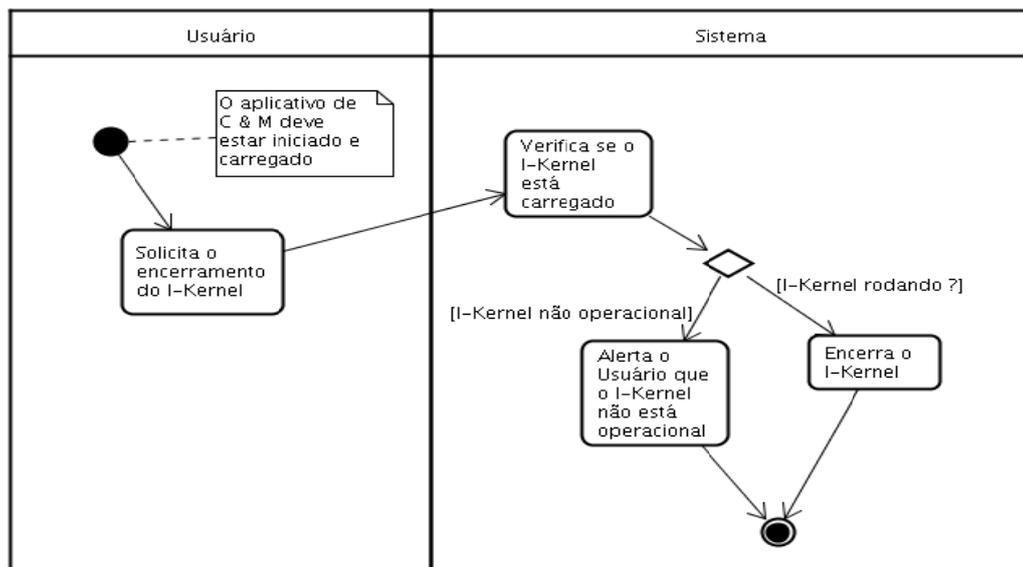


Figura 4.10- Diagrama de atividade 8: *Shutdown* do *I-Kernel* (Gudwin, 2006).

Por fim, no diagrama de atividade 9, *Shutdown* da Ferramenta de C&M (Figura 4.11), uma vez que a ferramenta esteja aberta e operacional, o Usuário solicita que a mesma seja encerrada. A partir daí, o sistema deve encerrá-la.

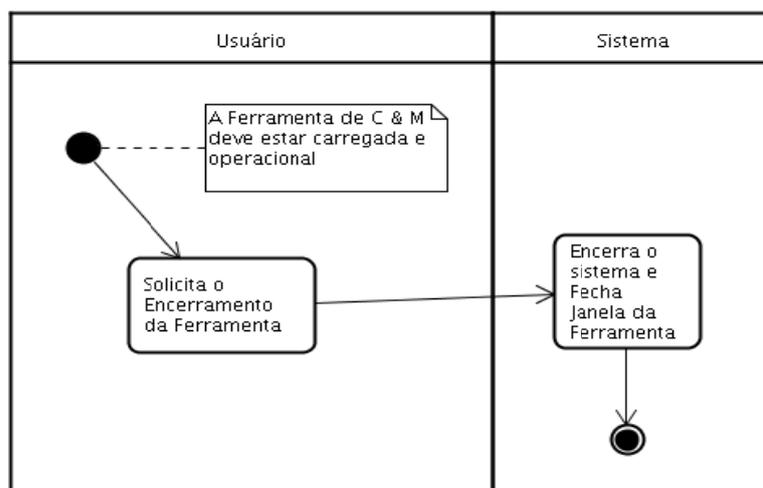


Figura 4.11- Diagrama de atividade 9: *Shutdown* da ferramenta de C&M (Gudwin, 2006).

4.1.3 - Modelagem IDEF0

Concluída a análise de requisitos do sistema, segue-se sua especificação funcional. A especificação funcional do sistema descrito no presente trabalho foi modelada utilizando-se um padrão de representação de processos denominado IDEF0 (*Integration Definition Language 0*), formalizado pelo *Federal Information Processing Standards* (FIPS, 1993). O método IDEF0 realiza a modelagem conceitual de um sistema dividindo-o em atividades ou funções que podem ser decompostas em vários níveis. Cada atividade é representada graficamente por ICOMs (*Input Control Output Mechanism*). O ICOM não inclui apenas dados e informações, mas também tudo que pode ser descrito como sendo um processo (um conjunto de entradas, submetidas a diferentes tipos de controles e mecanismos, produzindo um conjunto de saídas). Os subníveis das atividades seguem as mesmas convenções. Portanto um modelo completo de IDEF0 é uma representação hierárquica do processo composta por atividades ou funções em quantos níveis forem necessários.

Para a modelagem funcional do sistema SIMPREBAL foram utilizados três níveis. O nível superior, chamado de diagrama A0 (Figura 4.12), contém todas as características gerais do sistema. Este nível informa o assunto tratado: um sistema de manutenção baseada em condição, submetido às seguintes entradas, representadas pelas setas entrando no lado esquerdo:

- ✓ Arquivo de configuração: informa os drivers necessários para aquisição de dados, identifica as variáveis a serem monitoradas dividindo-as em grupos hierárquicos, bem como as equipes responsáveis pela operação e manutenção e seus respectivos emails;
- ✓ Licença da biblioteca comercial *JOPCClient*: Por se tratar de uma biblioteca comercial, sua licença é verificada sempre que se inicia o sistema. O *JOPCClient* é a ferramenta responsável pela comunicação com o servidor OPC da Smar para aquisição dos dados da instrumentação *Fieldbus*;
- ✓ Arquivo de regras de produção: a partir da análise dos valores medidos dos parâmetros de controle, determina um código de diagnóstico específico para o equipamento conforme as condições observadas;
- ✓ Usuário remoto: O usuário remoto atua sobre o sistema requisitando informações sobre históricos de falhas e de tomadas de decisão, além de informações sobre a

- evolução histórica ou em tempo real das variáveis monitoradas;
- ✓ Arquivo de indexação (arquivo de códigos de falha): As regras de produção geram códigos de falha ao invés de descrições literais, a fim de minimizar o fluxo de informações entre o sistema e o pacote JESS, uma vez que há necessidade de troca constante de informações entre os mesmos. O arquivo de indexação associa então um determinado código de falha a seu respectivo significado literal.

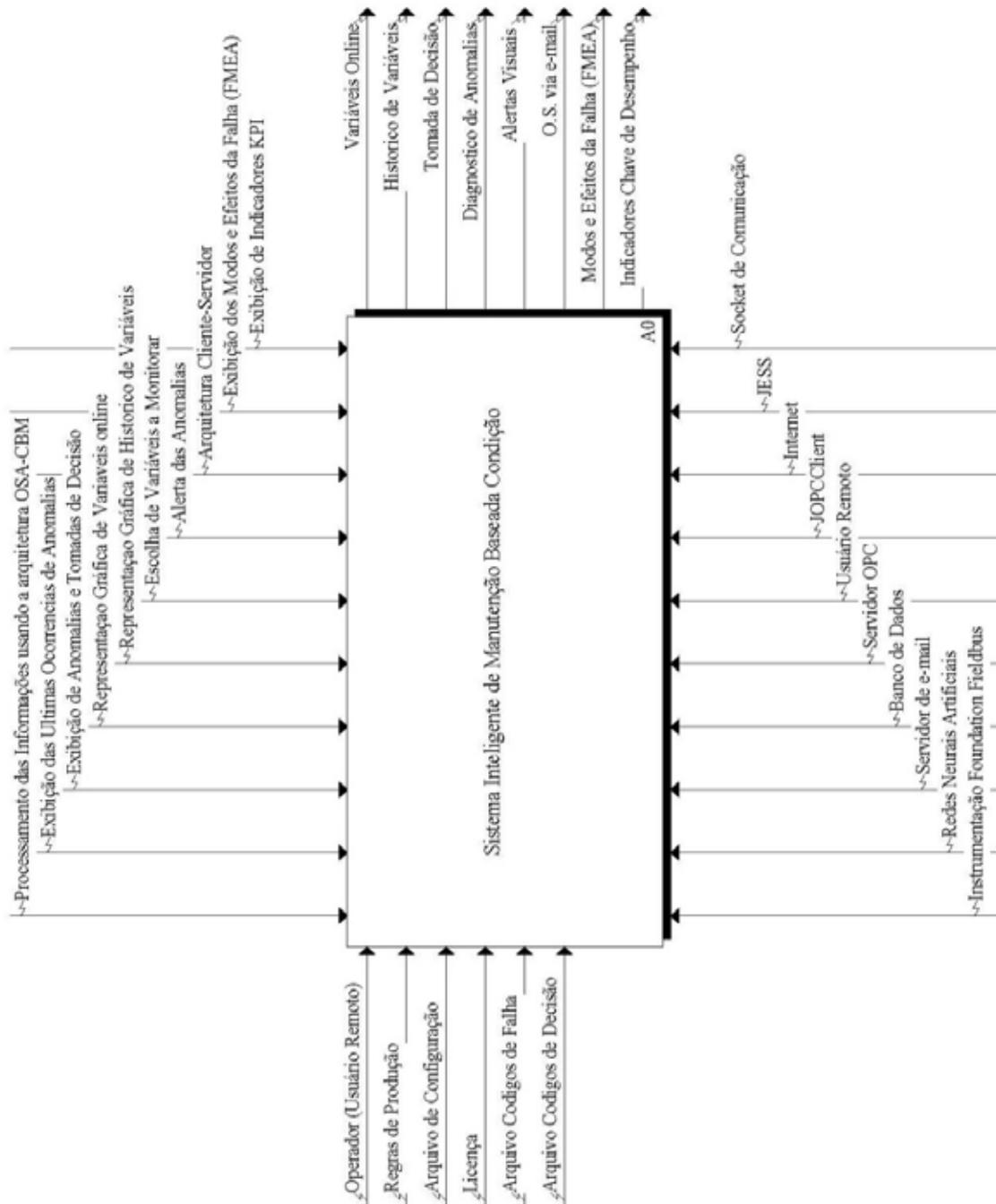


Figura 4.12- Modelo IDEF0: Diagrama A0 do sistema SIMPREBAL.

As entradas supracitadas são utilizadas pelo sistema para produzir as saídas, representadas na Figura 4.12 pelas setas saindo pelo lado direito. As saídas são basicamente diagnósticos de falha, tomadas de decisão, variáveis *online*, variáveis históricas, ordens de serviço via email, sinalizações de alertas visuais e prognósticos de falha através de indicadores de vida útil média restante e indicadores de desempenho.

As setas entrando pelo lado de cima são controles, *i.e.*, condições de como se deve gerar a saída correta. Os controles são o modelo de referência OSA-CBM, que direcionou a metodologia do sistema, a arquitetura cliente-servidor, as representações gráficas e as interações do usuário.

Finalmente, as setas entrando pelo lado de baixo são os mecanismos, *i.e.*, indicações dos responsáveis pela execução das atividades do sistema. Os mecanismos são todas as ferramentas ou componentes de *software* utilizados. O diagrama A0 (Figura 4.12) é decomposto num diagrama-filho contendo duas atividades ou funções baseadas na arquitetura cliente-servidor, conforme apresentado na Figura 4.13.

A função A1 (Figura 4.13) – aplicação servidor – consiste no *kernel* inteligente do sistema. É responsável pelo processamento das seis primeiras camadas do modelo OSA-CBM, transformando os dados relativos às variáveis de processo em informações de manutenção. Esta função é decomposta em oito sub-funções, conforme mostrado na Figura 4.14, quais sejam: Aquisição de dados, Processamento de sinal, Monitoração de condição, Avaliação de saúde, Prognóstico, Tomada de decisão, Banco de dados e Módulo de comunicação.

As primeiras seis sub-funções são camadas do modelo OSA-CBM aplicadas ao sistema inteligente de manutenção preditiva de Balbina (SIMPREBAL). Foram modeladas conforme descrito na Seção 3.2. A sub-função designada como Banco de dados (Função A17 – Figura 4.14) registra os diagnósticos de falhas, as tomadas de decisão e as variáveis de processo e fornece históricos de dados que irão compor subsídios para a formulação de prognósticos. Tanto as informações provenientes do banco de dados quanto das camadas de aquisição de dados, via OPC, e avaliação de saúde, via regras de produção, serão transmitidas ao módulo de comunicação cliente-servidor (Função A18 – Figura 4.14) para que sejam enviadas à aplicação cliente.

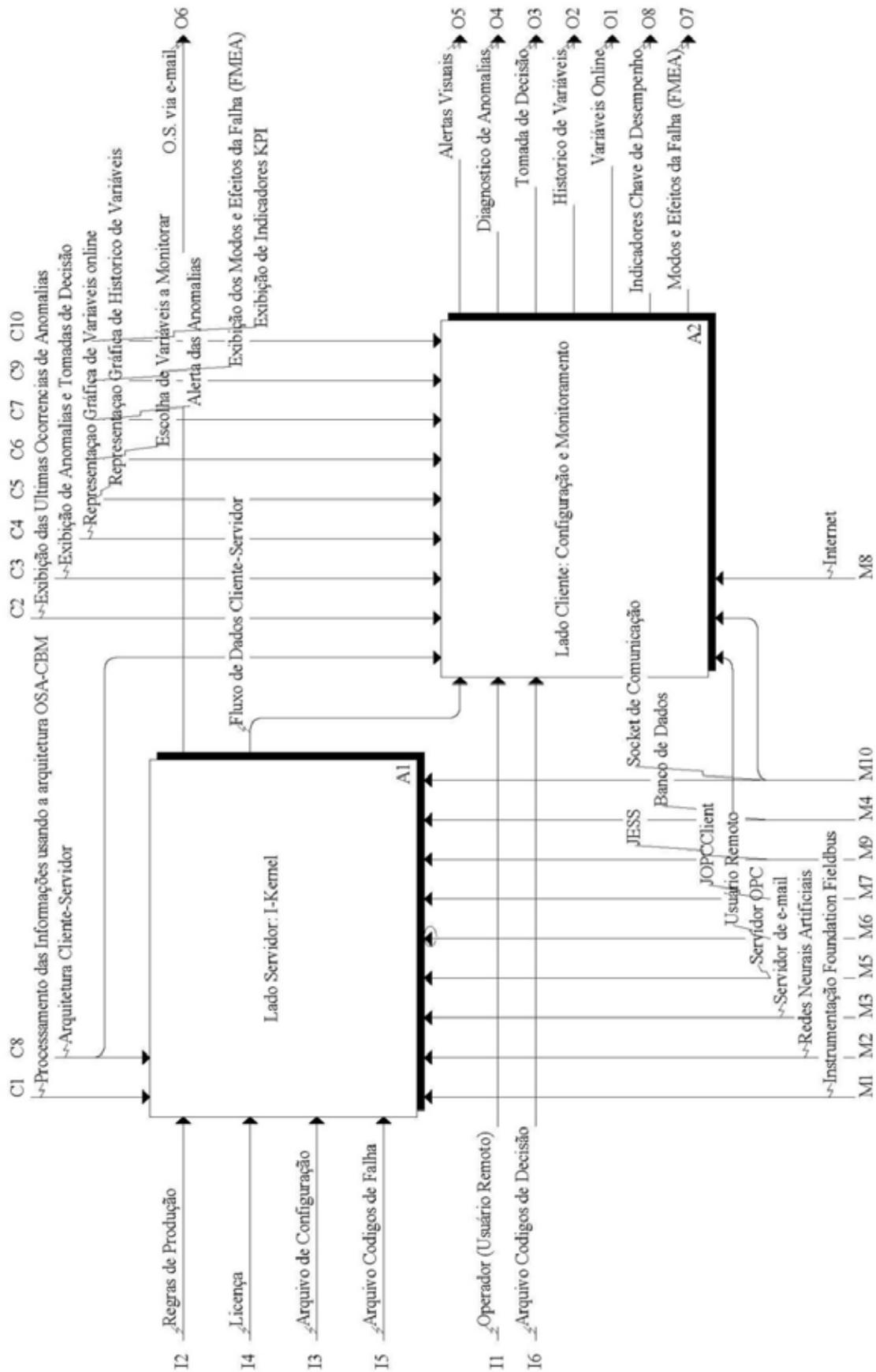


Figura 4.13- Modelo IDEF0: Diagrama-filho da função A0.

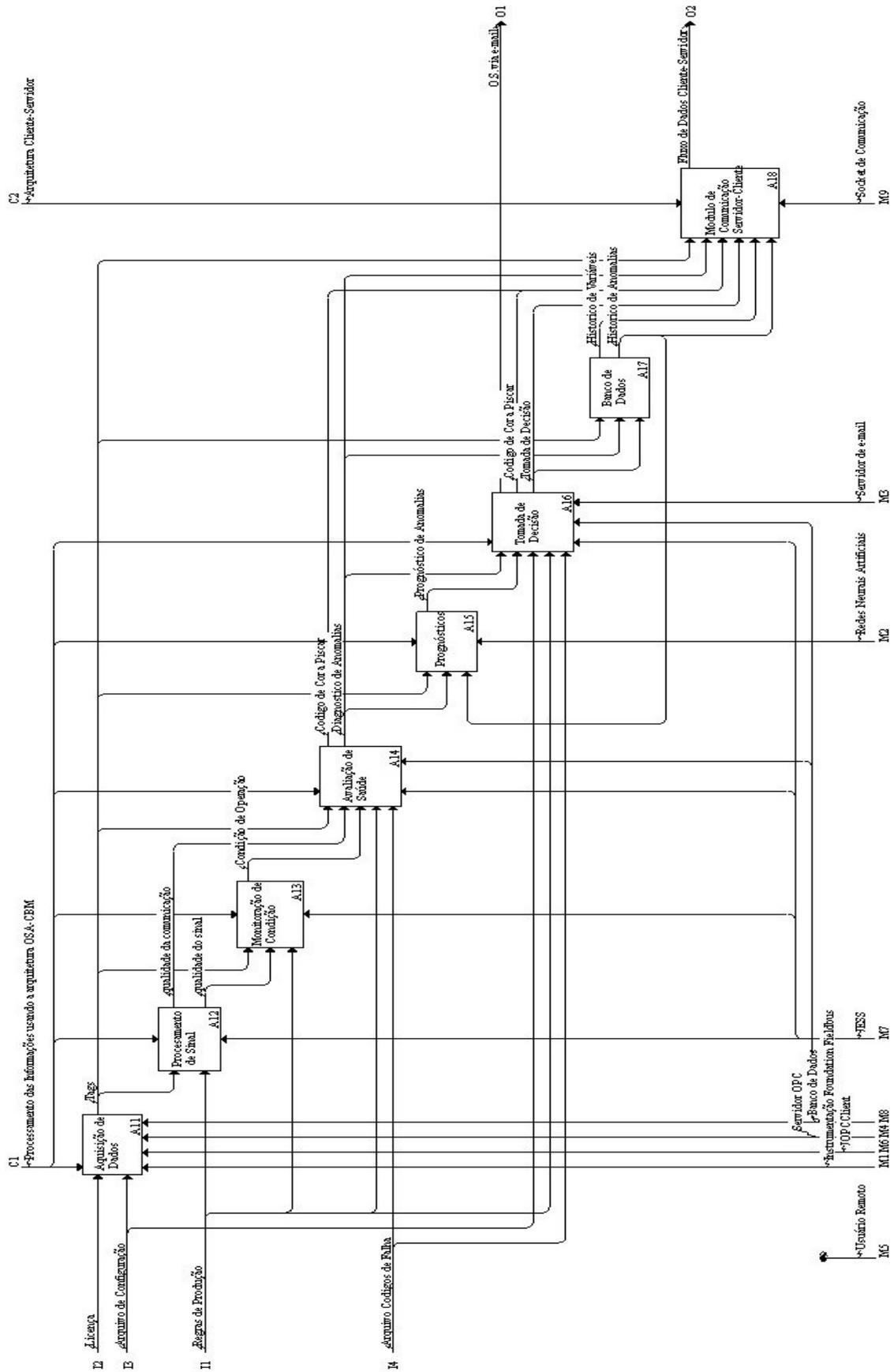


Figura 4.14- Modelo IDEF0: Diagrama-filho da função A1.

A função A2 (Figura 4.13) – aplicação cliente – consiste na ferramenta de configuração e monitoramento (C&M) do SIMPREBAL. É responsável pelo processamento da camada de apresentação do modelo OSA-CBM garantindo a interface com o usuário. A função A2 é decomposta em nove sub-funções listadas a seguir: Módulo de comunicação cliente-servidor, Escolha de variáveis da árvore hierárquica, Visualização gráfica de variáveis *online*, Visualização gráfica de variáveis históricas, Visualização de anomalias e tomadas de decisão, Visualização dos modos e efeitos de falha (FMEA), Sinalização de alertas através de cores e Visualização dos indicadores de desempenho.

O módulo de comunicação cliente-servidor (Função A21 – Figura 4.15) é responsável pela requisição de informações ao *I-Kernel*. A árvore hierárquica é uma interface que apresenta todo o sistema em estudo dividido em subsistemas, equipamentos e componentes, compondo uma estrutura descrita por níveis hierárquicos. Esta interface permite ao usuário escolher as variáveis que se deseja monitorar (Função A22 – Figura 4.15). Escolhidas tais variáveis, o sistema fornece a funcionalidade de visualizar a evolução das mesmas ao longo do tempo, por meio de curvas traçadas em tempo real ou a partir de dados históricos (Funções A23 e A24, respectivamente – Figura 4.15).

A sinalização de alertas (Função A28 – Figura 4.15) e a visualização de anomalias e tomadas de decisão (Função A25 – Figura 4.15) ocorrem por meio das telas de sinótico, as quais ilustram os equipamentos monitorados e, utilizando-se de animações de cores, sinalizam as ocorrências de falhas. Apresentam também informações textuais acerca de diagnósticos da falha e sugestões de manutenção. Estes campos textuais fornecem *links* para a visualização das planilhas de FMEA associadas à referida falha (Função A26 – Figura 4.15). Estas planilhas apresentam informações detalhadas acerca de um determinado diagnóstico. Especificam as causas e efeitos da falha, os parâmetros monitorados responsáveis pela identificação da falha, os índices de severidade, ocorrência e detecção e as sugestões de ordens de serviço de manutenção.

Os KPIs (*key performance indicators*) são indicadores de desempenho previamente calculados na função “Prognóstico” (Função A15 – Figura 4.14), do lado servidor, a partir das informações contidas no banco de dados. A visualização dos KPIs (Função A29 – Figura 4.15), ocorre por meio uma interface desenvolvida em páginas HTML.

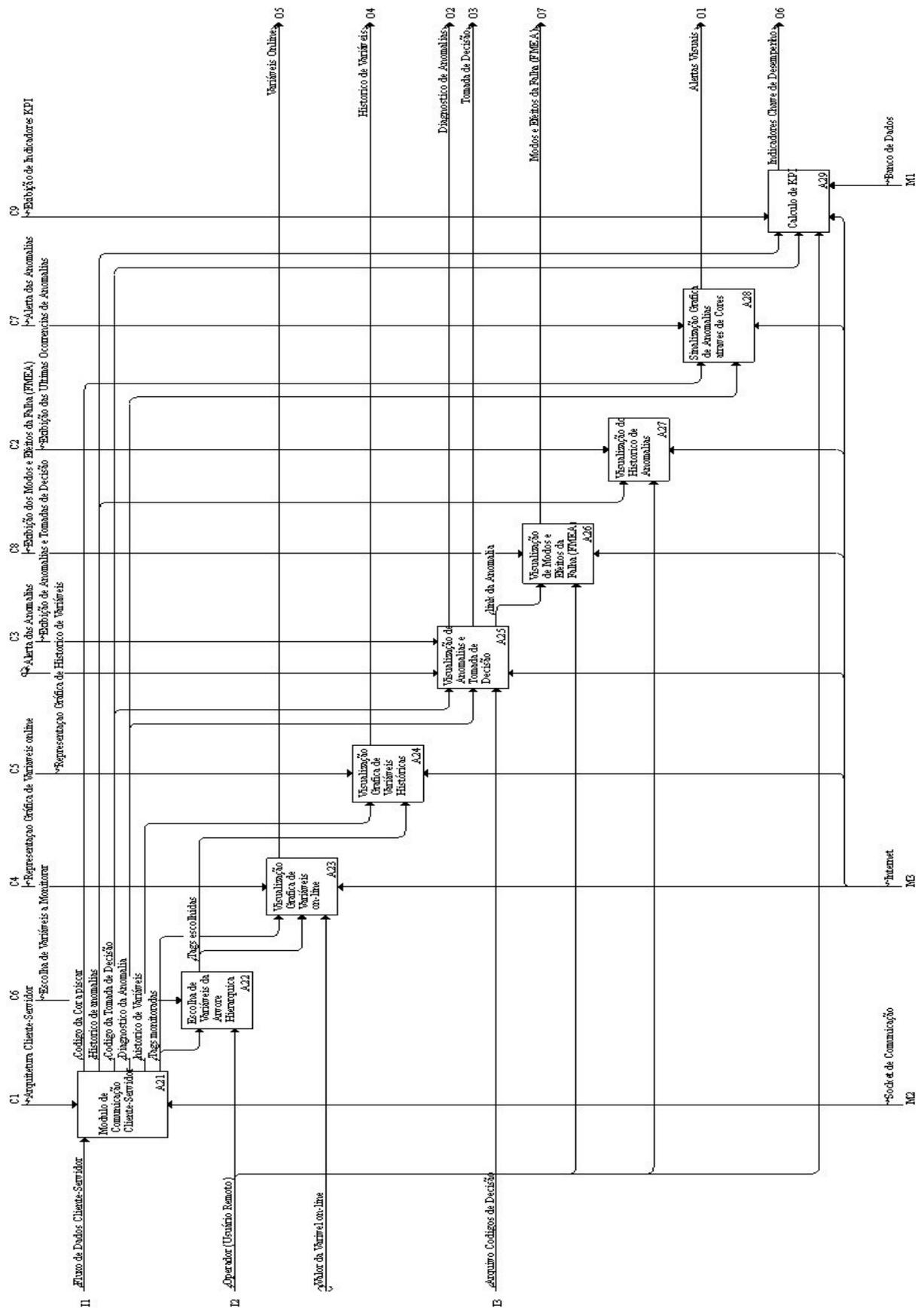


Figura 4.15- Modelo IDEF0: Diagrama-filho da função A2.

4.1.4 - Modelagem IDEF1X

O projeto de um banco de dados de alta qualidade depende, fundamentalmente, de sua modelagem da informação. Este tipo de modelagem trata da concepção da estrutura da informação em determinado universo de discurso (Reingruber *et. al.*, 1994).

O banco de dados do SIMPREBAL exerce um papel essencial para o funcionamento do sistema, pois armazena dados referentes ao valor das variáveis monitoradas, bem como, informações sobre os equipamentos, diagnósticos de falha, tomadas de decisão e sobre os usuários do sistema. Por meio dos acessos ao banco de dados foi possível garantir ao SIMPREBAL funcionalidades como visualização de históricos de falhas e tomadas de decisão, visualização das curvas de evolução dos valores monitorados, permitindo análises de tendência, execução de cálculos de prognóstico de falhas e indicadores de desempenho.

Dada a importância do banco de dados para o sistema, fica evidente a necessidade de uma modelagem eficaz da informação. A abordagem utilizada para a modelagem do banco de dados do sistema SIMPREBAL versa o padrão IDEF1X, desenvolvido pelo *Federal Information Processing Standards* (FIPS, 1993). Este padrão é uma linguagem e método para modelagem da informação baseada no modelo Entidade-Relacionamento. A Figura 4.16, a seguir, apresenta o modelo IDEF1X do banco de dados do sistema.

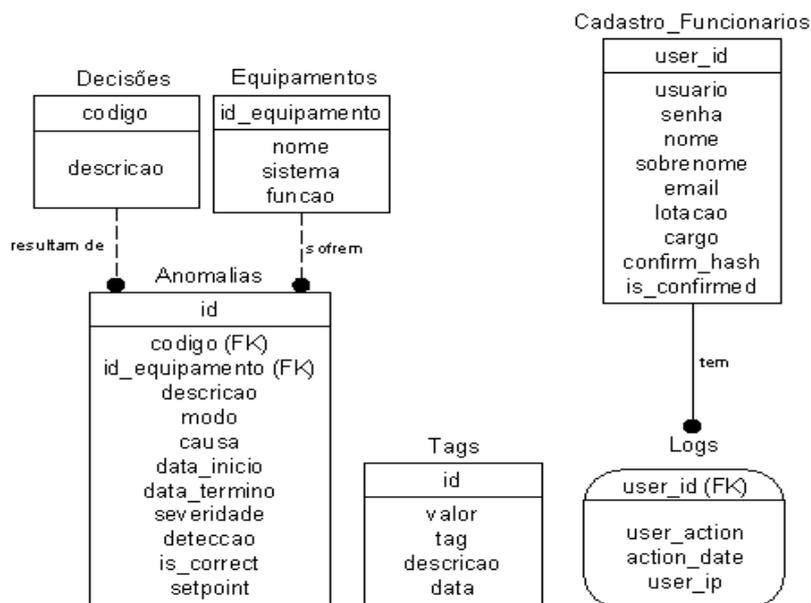


Figura 4.16- Modelo IDEF1X: Banco de dados relacional do sistema.

O banco de dados do SIMPREBAL é composto por 33 tabelas, as quais são descritas a seguir:

- ✓ Cadastro_Funcionarios: Tabela que contém informações acerca de cada funcionário da usina, usuário do sistema SIMPREBAL. Após se cadastrar via web no site do SIMPREBAL, o usuário recebe por email um pedido de confirmação de cadastro. Trata-se de um link criptografado pelo atributo *confirm_hash* (único para cada usuário). Ao clicar neste link o atributo booleano *is_confirmed* recebe o valor 1 e, então, o usuário já cadastrado e confirmado poderá acessar o sistema.
- ✓ Logs: Tabela que controla o acesso de cada usuário ao sistema SIMPREBAL. O atributo *user_action* armazena as “ações” de cada usuário, tais como “Login”, “Logout”, “Cadastro confirmado” e “Erro”. O atributo *action_date* armazena a data e o horário em que ocorreu cada ação, e o atributo *user_ip* armazena o IP do computador utilizado durante cada ação.
- ✓ Tags: São 20 tabelas independentes responsáveis pelo registro dos valores das grandezas físicas monitoradas, designados genericamente por *tags*. Tais tabelas são divididas por unidade geradora e por sistema da usina, sendo que Balbina possui cinco unidades geradoras, e cada uma possui quatro sistemas: sistema do gerador, sistema de mancal, sistema da turbina e sistema de transformadores. Optou-se por utilizar tantas tabelas de *tags* por elas armazenarem uma imensa quantidade de informação (cada variável de cada equipamento monitorado armazena aproximadamente um registro a cada 30 segundos) e, portanto, a categorização das *tags* em várias tabelas otimizaria a busca por informações de *tags* específicas.
- ✓ Decisões: São 5 tabelas, uma para cada unidade geradora. Armazenam as tomadas de decisão, ou sugestões de manutenção, relacionadas a uma determinada anomalia. Cada tabela possui dois atributos: a descrição da decisão e o código a ela associado. O código é um identificador único para cada decisão o qual será referenciado como chave estrangeira na tabela Anomalias.
- ✓ Equipamentos: Tabela que contém descrições de todos os equipamentos da usina.
- ✓ Anomalias: Também são 5 tabelas, uma para cada unidade geradora. Armazenam as falhas diagnosticadas pelas regras de produção do sistema SIMPREBAL. A cada falha estão associados um equipamento da tabela Equipamentos (designado pela chave estrangeira *id_equipamento*) e uma tomada de decisão da tabela Decisões (designada pela chave estrangeira *codigo*).

4.1.5 - Arquitetura

Conforme já mencionado, o SIMPREBAL foi desenvolvido numa arquitetura cliente/servidor. A aplicação de configuração e monitoramento é o cliente, denominado *SimprebalClient*, e a aplicação *I-Kernel* é o servidor, denominado *SimprebalServer*.

A ferramenta de C&M envia requisições de informações ao *I-Kernel*, e este, por sua vez, processa os pedidos e envia os resultados. Basicamente as informações solicitadas pelo cliente são relativas à atualização de valor das variáveis monitoradas, bem como diagnósticos de falhas, sinalizações de alarmes e sugestões de manutenção e cabe ao servidor do sistema buscar no banco de dados, no servidor OPC ou na base de conhecimento as informações requeridas. A Figura 4.17, a seguir, apresenta o diagrama raiz para todo o sistema, que basicamente subdivide a arquitetura em 2 pacotes, o pacote *i-kernel* (servidor) e o pacote *confmonittool* (cliente).

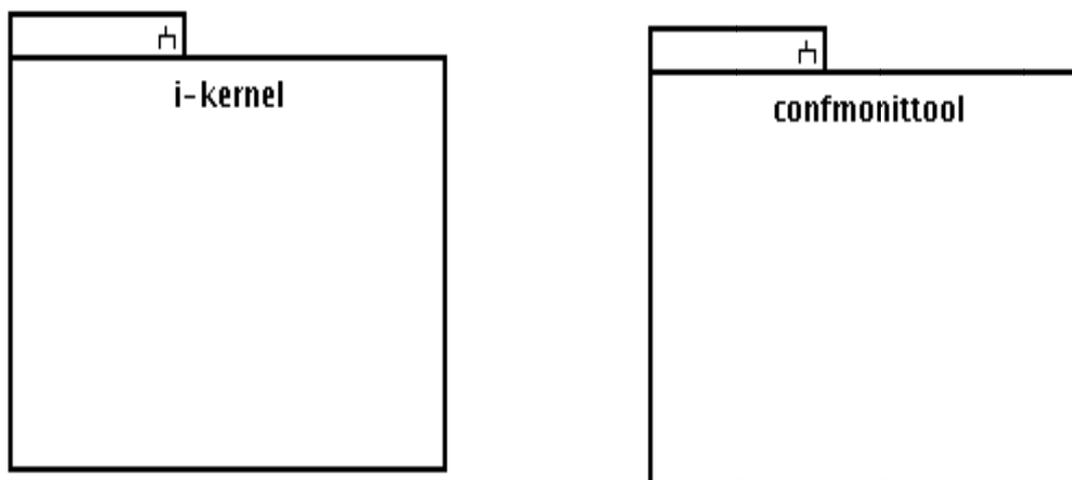


Figura 4.17- Diagrama de classe 1: Pacotes do sistema (Gudwin, 2006).

O pacote *i-kernel* é ilustrado na Figura 4.18 e inclui basicamente as classes necessárias para implementar o módulo *I-KernelApp*. O pacote *confmonittool* é ilustrado na Figura 4.19, e inclui basicamente as classes necessárias para implementar o módulo *ConfMonitToolApp*. Estes dois pacotes são disponibilizados na forma de arquivos *JAR* (*Java Archive*) e deverão ser executados independentemente por meio de uma máquina virtual Java.

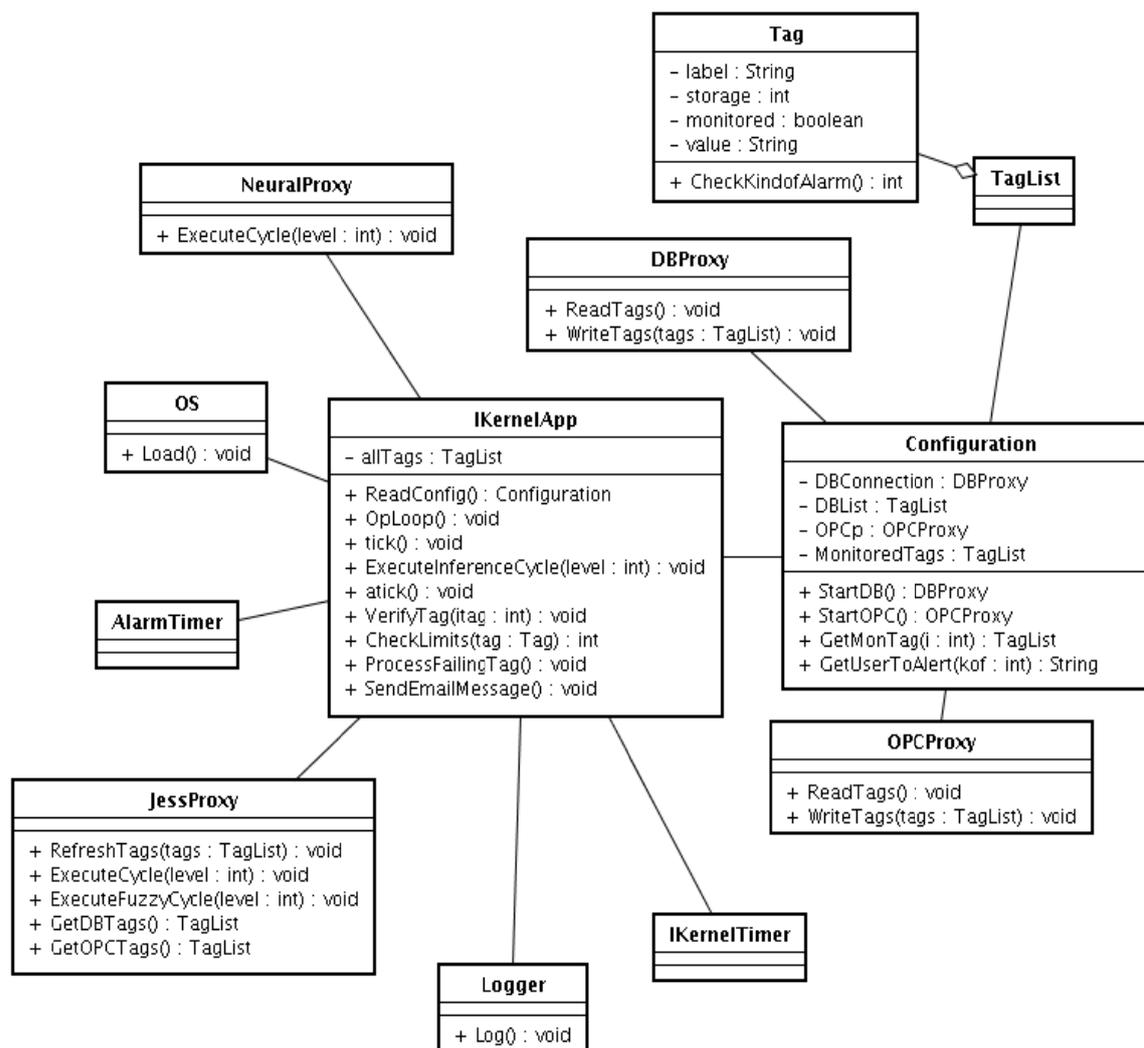


Figura 4.18- Diagrama de classe 2: Pacote i-kernel (Gudwin, 2006).

No lado do servidor, o módulo I-KernelApp, principal módulo do pacote i-kernel, é responsável por todo o ciclo de processamento do sistema. Este módulo instancia a classe Configuration e, por meio dela, lê o arquivo de configuração do sistema e identifica as variáveis a serem obtidas. Instancia, em seguida, as classes DBProxy e OPCProxy e adquire o valor e a qualidade das variáveis via Banco de Dados e via OPC, respectivamente. Posteriormente, na classe JessProxy, as variáveis de monitoramento obtidas compõem a memória de trabalho do sistema especialista e o ciclo de inferência das regras de produção é executado. As três possíveis saídas das regras de produção são: diagnósticos de falhas, sinalização de alarme, destinatários de emails. Os eventuais diagnósticos de falhas serão armazenados em banco de dados, através da classe DBProxy, e os destinatários de emails serão instanciados na classe Mailer para o envio de emails.

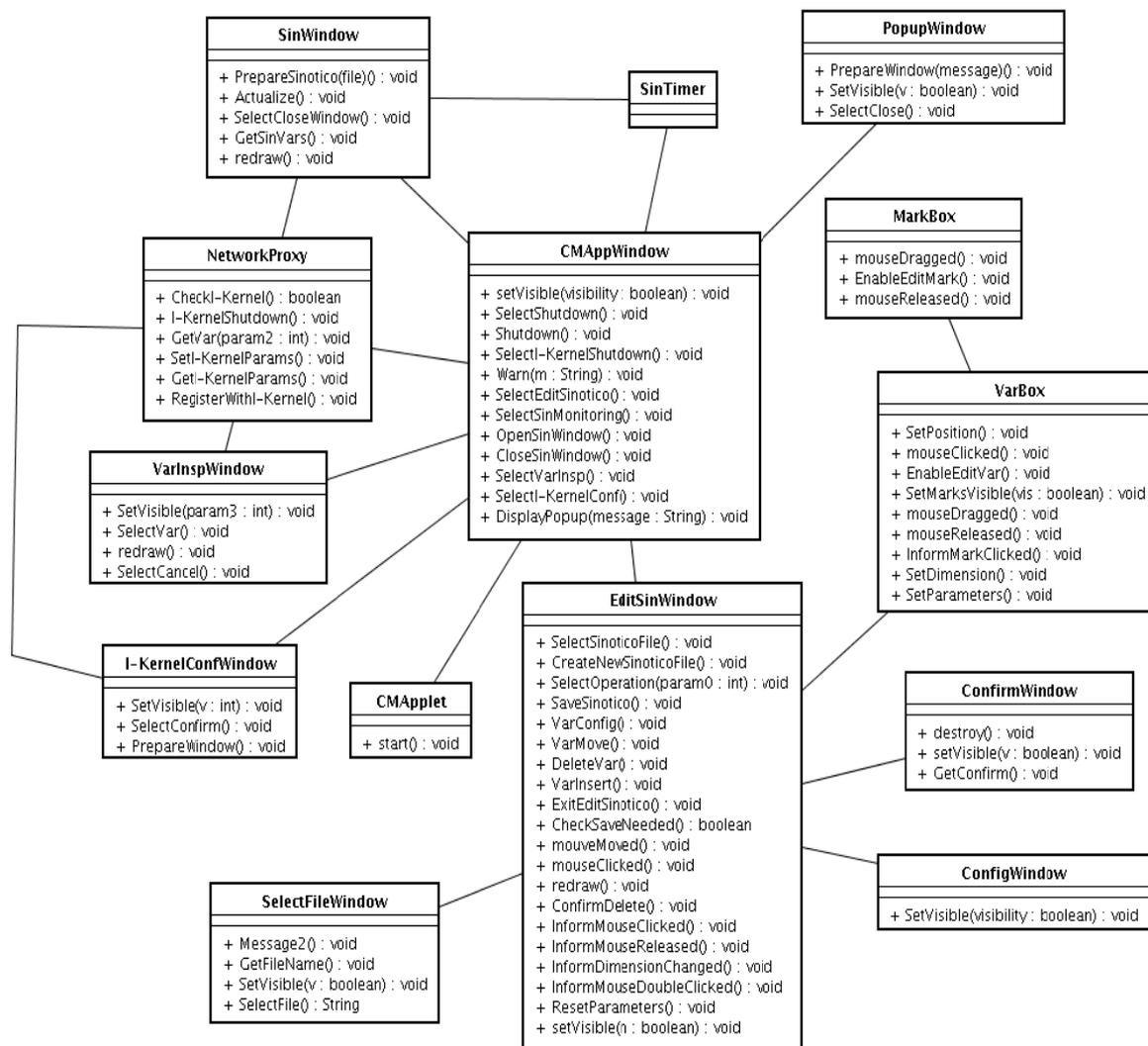


Figura 4.19- Diagrama de classe 3: Pacote confmonittol (Gudwin, 2006).

No lado do cliente, o módulo CMAAppWindow, principal classe do pacote confmonittol, é responsável por apresentar ao usuário a tela de sinótico, as sinalizações de falhas, os diagnósticos e tomadas de decisão. As informações referentes às falhas são obtidas mediante solicitações da classe NetworkProxy ao servidor. E as variáveis monitoradas são apresentadas em uma janela gerada pela classe VarInspWindow.

A arquitetura apresentada visa projetar um conjunto de classes básicas para a implementação das aplicações, mas não se propõe a ser uma documentação exhaustiva de todas as classes a serem implementadas no projeto. Visa somente disponibilizar uma referência para a implementação, sendo que os detalhes de implementação não foram aqui considerados.

4.2 - IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

Desenvolvido o projeto do sistema SIMPREBAL, o próximo passo é realizar sua implementação computacional. Nesta seção será detalhada a implementação computacional do sistema. A proposta não é descrever as principais classes Java do código-fonte do sistema, mas sim detalhar a estrutura e implementação das camadas do modelo OSA-CBM inseridas na arquitetura cliente-servidor, e sua relação com os módulos externos ao código-fonte. Será apresentada inicialmente a aplicação servidor e as seis primeiras camadas do modelo OSA-CBM a ela relacionadas; em seguida, a aplicação cliente e a camada de apresentação, enfocando os detalhes da interface com o usuário; e finalmente, serão descritos os módulos externos ao código-fonte, os quais são utilizados pela aplicação servidor para obtenção e armazenamento de informações. Tais módulos são: o arquivo de configuração de parâmetros, o arquivo de indexação e a base de regras.

4.2.1 - Servidor SIMPREBAL

O servidor SIMPREBAL (*SimprebalServer*) é uma aplicação Java *standalone*, responsável pela aquisição de dados dos equipamentos de Balbina, por meio do banco de dados e dos equipamentos via OPC, seu processamento inteligente de forma a detectar situações de manutenção preventiva, e eventualmente indicações de tomadas de decisão sobre atuação no sistema. Quando diagnosticada uma determinada falha, o servidor envia email informando a equipe responsável pela manutenção, armazena o diagnóstico em banco de dados e envia ao módulo de comunicação cliente-servidor informações de falha e sugestões de manutenção. Para iniciar o servidor *SimprebalServer* basta executar o arquivo *Server.bat* na pasta ...*simprebal**simprebalserver*. Uma vez iniciada a aplicação, executam-se os ciclos do processamento inteligente e aguarda-se que um cliente solicite informações. A aplicação servidor compreende as seis primeiras camadas do modelo OSA-CBM, cuja implementação é discutida nas Seções 4.2.1.1 a 4.2.1.6, a seguir.

4.2.1.1 - Aquisição de dados

A aquisição de dados referentes às grandezas físicas dos equipamentos monitorados na usina de Balbina é realizada pelo SIMPREBAL via OPC ou via Banco de dados. A

instrumentação da usina de Balbina, conforme apresentado no Apêndice B, é formada por transmissores inteligentes da Smar, os quais são controlados por componentes de hardware multifuncionais DFI302 *Foundation Fieldbus*. Este componentes, designados como DFIs, são dotados de um servidor OPC denominado *DFI OLE Server*. As DFIs adquirem, através de seus módulos E/S, dados diretamente dos transmissores inteligentes pertencentes à rede de instrumentação e os disponibiliza na rede de supervisão por meio do servidor OPC.

O *Software* SIMPREBAL, por sua vez, possui um cliente OPC, desenvolvido por meio da biblioteca comercial *JOPCClient*, que se comunica com o *DFI OLE Server* e recebe de forma *online* os referidos dados. São trocadas, portanto, informações sobre o valor e a qualidade de variáveis de processo tais como temperatura, nível, vazão e pressão.

Existem na usina alguns dados que não podem ser obtidos por meio da instrumentação inteligente Smar *Foundation Fieldbus* e para os quais não há um servidor OPC. São, na maioria dos casos, dados referentes à abertura e fechamento de relés, relativos aos mecanismos de proteção da usina, além de medições elétricas como potência gerada, corrente e tensão. Estes relés e medidores são instrumentos fabricados pela Rockwell e os dados não são disponibilizados via OPC, mas são armazenados num banco de dados específico. A comunicação com o referido banco de dados é feita através de drivers, os quais, por meio da API de Conectividade de Banco de dados Java (*Java Database Connectivity – JDBC*), oferecem ao SIMPREBAL os recursos necessários para acesso aos dados.

Além de prever o acesso ao banco de dados da Rockwell, o sistema computacional em estudo prevê também acesso ao banco de dados do sistema Assetview, da Smar. Este último consiste num sistema para monitoração *online* de instrumentos. Seu objetivo principal é disponibilizar funções de diagnóstico encontradas nos equipamentos *Fieldbus*, bem como funções de calibração, parametrização, configuração e monitoração dos instrumentos.

Uma terceira forma de aquisição de dados no sistema SIMPREBAL consiste num mecanismo criado para execução de testes no programa em desenvolvimento. Trata-se de variáveis cujo valor pode ser simulado para, deste modo, verificar se o sistema responderá

de acordo com o previsto. As variáveis são obtidas a partir de arquivos de texto e seus valores podem ser modificados sempre que necessário. Variáveis simuladas foram bastante utilizadas na elaboração do sistema inteligente descrito no presente trabalho para testar o disparo das regras de produção.

A Figura 4.20 apresenta uma ilustração dos três mecanismos de aquisição de dados disponíveis no SIMPREBAL. Vale observar que o servidor OPC e o sistema SIMPREBAL, que estão representados na figura inseridos no mesmo computador, podem estar, sem maiores problemas, em máquinas distintas. A vantagem de estarem em máquinas distintas é a distribuição do processamento de dados entre dois computadores, entretanto a desvantagem é o aumento do fluxo de informações na rede.

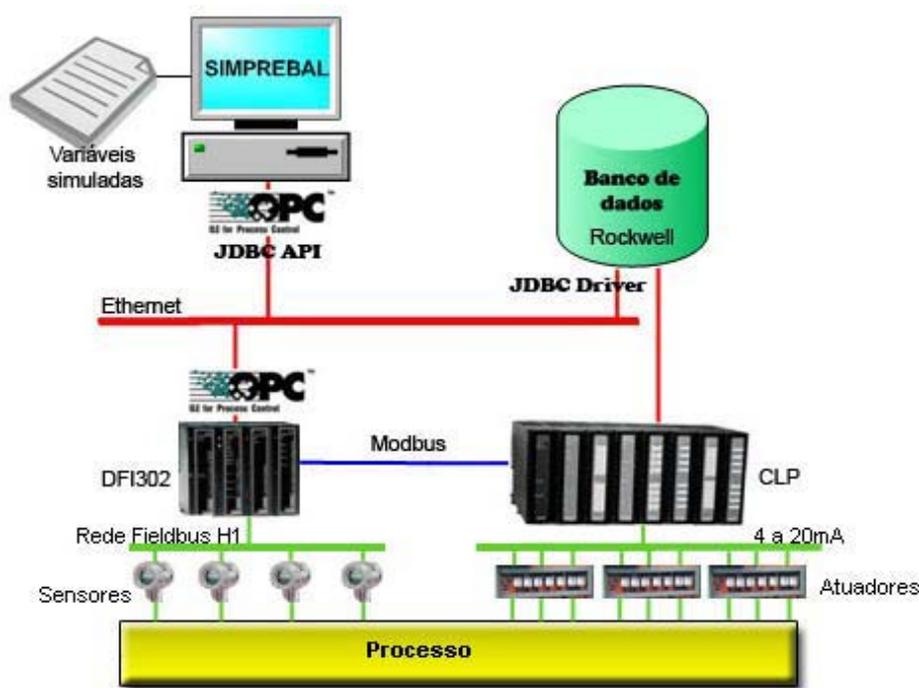


Figura 4.20- Mecanismos de aquisição de dados.

4.2.1.2 - Processamento de sinal

No módulo de processamento de sinal o sistema em estudo realiza a seguinte seqüência de ações:

- Testa a conectividade com o servidor OPC caso o mesmo esteja num computador remoto;

- Testa a conectividade com as *Bridges Universais Fieldbus* (DFIs);
- Testa a dinamicidade das *tags* recebidas, isto é, verifica se os valores das *tags* recebidas estão alterando corretamente. Se num dado momento os valores de todas as *tags* permanecerem com todas as casas decimais iguais ao respectivo valor anteriormente apresentado e se este cenário assim permanecer por um intervalo de dez segundos significa que os valores lidos estão definitivamente constantes e, por razões desconhecidas, o sistema está travado;
- Processa informações sobre a qualidade do sinal OPC recebido;
- Processa informações sobre a qualidade do sinal *Fieldbus*.

Os testes de conectividade, tanto com o servidor OPC quanto com as DFIs, são realizados basicamente por meio do comando PING. Com este comando, se verifica a conectividade de nível IP com outro processador através do envio de mensagens de solicitação de eco de protocolo ICMP. O teste é executado baseando-se na confirmação das mensagens de resposta.

Para melhor compreender o processamento de informações sobre a qualidade do sinal, faz-se necessário primeiramente explicar o método de representação das variáveis monitoradas pelo sistema inteligente. Cada variável de processo (*e.g.*, temperatura do óleo na cuba do mancal combinado) é descrita a partir de duas *tags*, ou dois itens OPC, sendo um do tipo VALUE e outro do tipo STATUS. O primeiro carrega informações sobre o valor propriamente dito da grandeza monitorada e sobre a qualidade do dado obtido via OPC, e o último traz informações sobre a qualidade do sinal transmitido pela instrumentação *Fieldbus*.

A partir destas informações é construída no SIMPREBAL uma instância da Classe *Tag*. Deste modo, cada objeto *Tag*, que posteriormente será enviado como fato inicial para o processamento das regras de produção do sistema inteligente, possui uma estrutura formada a partir dos dois itens OPC supracitados. A Figura 4.21 apresenta o processo de representação da variável de temperatura do óleo na cuba do mancal combinado.

Conforme apresentado na Figura 4.21, os itens VALUE e STATUS de cada variável de processo passam, cada um, por um tipo diferente de processamento de sinal. No item

VALUE utiliza-se o campo *Quality* e se obtém a qualidade do sinal OPC, e no item STATUS, utiliza-se o campo *value* e se obtém a qualidade do sinal *Fieldbus*. O Apêndice D mostra em detalhes o processo de obtenção da qualidade do sinal de cada um destes itens OPC.

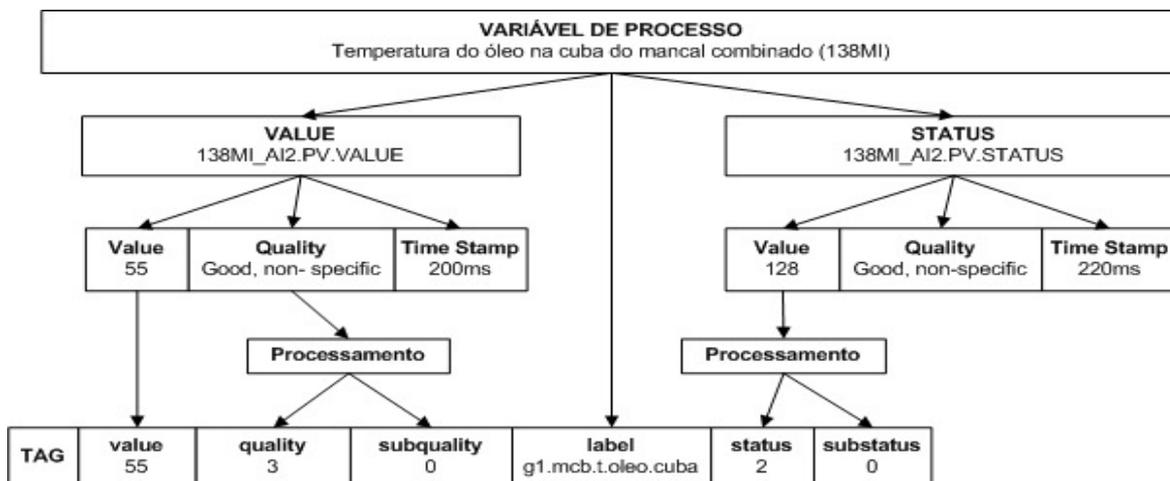


Figura 4.21- Construção do objeto *Tag* para a temperatura do óleo do mancal combinado.

Após o processamento de sinal, obtém-se um objeto da classe *Tag* com os seguintes atributos principais:

- *ID* – Nome fornecido ao parâmetro monitorado. Trata-se de uma seqüência de letras e números segundo um padrão específico visando identificar brevemente e de forma única um determinado parâmetro;
- *Label* – Pseudônimo do parâmetro monitorado. Trata-se de um mnemônico, associado à grandeza monitorada, criado para garantir inteligibilidade e flexibilidade ao *software*;
- *Value* – Valor da grandeza medida;
- *Quality* – Qualidade do sinal obtido pelo servidor OPC (vide Tabela D.1 do Apêndice D);
- *SubQuality* – Informações adicionais sobre a qualidade do sinal obtido pelo servidor OPC (vide Tabelas D.2, D.3 e D.4);
- *Status* – Estado geral da comunicação dos instrumentos *Fieldbus*;
- *SubStatus* – Informações adicionais sobre o estado da comunicação *Fieldbus* (vide Tabela D.5).

Uma lista de objetos Tag é enviada à memória de trabalho do sistema especialista, sob a forma de fatos. As regras de produção desenvolvidas na camada de processamento de sinal solicitam informações a respeito de um determinado atributo da classe Tag (atributos *Quality* e *Subquality* para processamento de sinal OPC e atributos *Status* e *SubStatus* para processamento de sinal *Fieldbus*), e, conforme as respostas obtidas, definem a qualidade da informação recebida de acordo com os estados definidos nas Tabelas D.1 a D.5 do Apêndice D. A estrutura das regras de produção para processamento de sinal é mostrada na Seção 5.5.

4.2.1.3 - Monitoração de condição

A camada de monitoração de condição recebe os dados provenientes da camada de processamento de sinal, os quais são objetos da classe Tag, e os compara com valores previamente estabelecidos de modo a atribuir às variáveis monitoradas uma condição específica.

A camada de monitoração de condição foi implementada utilizando-se somente regras de produção. Nesta camada verifica-se a condição do valor do parâmetro monitorado, ou seja, o atributo *Value* de um item OPC. São definidas 4 faixas de variação para o valor deste atributo as quais são classificadas em aceitáveis, toleráveis e inaceitáveis. Estas faixas são:

- Padrão de operação normal: Trata-se de uma faixa de valores que indicam um funcionamento dentro do previsto para um determinado equipamento, isto é, uma condição normal de operação;
- Alerta: Trata-se de uma faixa de valores dentro da qual a variável monitorada indica um defeito incipiente no equipamento. Esta faixa de valores foi estabelecida visando alcançar respostas para toda e qualquer alteração da condição normal de operação de um determinado equipamento;
- Alarme: Consiste numa faixa de valores previamente estabelecida pelos gestores da automação da usina e indica uma situação de risco ao equipamento monitorado. Exige-se que, ao atingir a faixa de alarme, sejam tomadas atitudes preventivas para evitar danos ao equipamento ou prejuízos decorrentes de uma parada inesperada;
- Trip: Consiste numa faixa de valores que caracterizam uma condição de operação inaceitável para os equipamentos da usina. Ao se atingir a faixa de trip, os

equipamentos são, por medida de segurança, automaticamente desligados.

A saída da camada de monitoração de condição corresponde à inserção de fatos na memória de trabalho de sistema especialista a respeito da condição de cada variável monitorada. A Seção 5.5 apresenta a estrutura das regras de produção para cada uma destas etapas de monitoração de condição.

4.2.1.4 - Avaliação de saúde

A camada de Avaliação de saúde utiliza a ferramenta FMEA para encontrar relações entre as grandezas monitoradas e as falhas do sistema. A vasta experiência da equipe de trabalho no processo de geração de energia elétrica permitiu identificar as não conformidades que normalmente ocorrem no sistema. Além do auxílio dos funcionários da usina, a elaboração do FMEA também foi respaldada por documentos, denominados de Instruções Técnicas de Operação (ITO), Instruções Técnicas de Manutenção (ITM) e Planejamento de Manutenção Autônoma (PMA), que continham descritivos funcionais dos equipamentos, bem como, descrições dos procedimentos operacionais e procedimentos de manutenção. Tais documentos eram utilizados para treinamento dos funcionários de operação e manutenção da usina. Outros documentos utilizados para a elaboração das planilhas de FMEA foram as ordens de serviço de manutenção catalogadas do ano de 2004 a 2008. Foram analisadas exaustivamente todas as ocorrências de falhas descritas nas ordens de serviço durante o período mencionado e os procedimentos de manutenção realizados.

De posse de todas estas informações, elaborou-se então uma análise mais completa possível dos modos e efeitos de falhas. Vale lembrar, porém que o FMEA tem um desenvolvimento dinâmico e deve ser atualizado sempre que necessário de forma a registrar todas as modificações de procedimentos efetuadas e todas as ocorrências inéditas de falhas. Uma parte do formulário FMEA aplicado ao mancal guia da turbina é apresentada como exemplo a seguir (Tabela 4.1). A planilha completa preenchida encontra-se no Apêndice C.

As regras de produção desenvolvidas a partir das planilhas do FMEA são regras de diagnósticos de falha relacionados aos fatos produzidos na camada de monitoração de

condição. A estrutura destas regras é comentada mais adiante, na Seção 5.5.

Tabela 4.1 - Exemplo da planilha FMEA preenchida.

FORMULÁRIO DE FMEA - ANÁLISE DOS MODOS E EFEITOS DE FALHAS					
Objeto de estudo: Mancal guia da turbina					
Função: Transferir os esforços radiais do eixo da turbina ao concreto.					
Componente	Função	Modo Potencial de falha	Efeito Potencial de Falha	Causa Potencial de Falha	Controles Atuais
1. Cuba	Armazenar óleo de modo a imergir as partes ativas do mancal guia	1.1. Armazenamento insuficiente de óleo na cuba	<ul style="list-style-type: none"> - Atuação de TRIP na unidade geradora - Atrito excessivo entre as sapatas e o eixo - Aquecimento anormal 	Vazamento de óleo (perda de carga) pelas vedações e conexões do mancal, da tubulação e da serpentina de resfriamento	Transmissor de pressão de óleo (63MS)
		Perda das características físico-químicas do óleo	<ul style="list-style-type: none"> - Corrosão do metal patente - Má formação do filme de óleo - Atrito excessivo entre as sapatas e o eixo - Aquecimento anormal 	Vazamento de óleo pelas folgas no mancal Contaminação do óleo com água	
2. Sapatas	Permitir a formação e manutenção de um filme de óleo (efeito hidrodinâmico) entre o metal patente e o eixo da turbina durante o funcionamento da unidade geradora	2.1. Má formação do filme de óleo	<ul style="list-style-type: none"> - Atuação de TRIP na unidade geradora - Atrito excessivo entre as sapatas e o eixo - Maior vibração do eixo - Aquecimento anormal 	Folga ou desalinhamento das sapatas Corrosão do metal patente do metal patente Contaminação do óleo com sujeira e fragmento de metal patente	Transmissores de temperatura do óleo (38MJ) e do metal do mancal (38MK)

Além do diagnóstico de falhas, uma das saídas da camada de avaliação de saúde é a determinação do risco potencial associado a cada falha. O risco potencial, representado no FMEA através do número de prioridade de risco (NPR), é uma ferramenta utilizada para avaliar a criticidade das falhas potenciais visando hierarquizar e priorizar determinadas ações de manutenção ou de melhoria.

Conforme apresentado na Seção 2.5.1, o risco potencial é definido pelo produto de três

fatores: ocorrência (O), severidade (S) e detecção (D). A ocorrência define a frequência da falha, enquanto a severidade corresponde à gravidade do efeito da falha, e a detecção é a habilidade para detectar a falha antes que ela atinja o cliente. Os fatores O, S e D são classificados de 1 a 10 de acordo com os critérios apresentados nas Tabelas 4.2 a 4.4.

Tendo obtido o risco potencial, as causas das falhas são ranqueadas, direcionando a atuação do gestor. A Tabela 4.5 mostra um exemplo de análise da criticidade das possíveis falhas do mancal guia da turbina da unidade geradora 1 de Balbina. Observe que os modos potenciais de falha da Tabela 4.1 estão numerados e esta numeração é utilizada para identificá-los na Tabela 4.5. A análise quantitativa completa da criticidade das falhas é apresentada no Apêndice C, juntamente com a análise FMEA qualitativa.

Tabela 4.2 - Critérios de severidade do efeito de falhas em unidades geradoras.

Severidade do Efeito	Escala
Efeito bastante insignificante, corrigido imediatamente pela operação.	1
Efeito insignificante, corrigido imediatamente pela manutenção.	2
Efeito menor, o componente sofre uma degradação progressiva caso não seja reparado.	3
Efeito moderado, o componente não desempenha sua função, mas a falha não provoca TRIP na unidade geradora e sua manutenção não exige parada de máquina.	4
Efeito moderado, que não provoca atuação de TRIP na unidade geradora, mas cuja manutenção exige parada de máquina.	5
Efeito moderado que provoca atuação de TRIP na unidade geradora e cuja manutenção exige parada de máquina por um dia ou menos.	6
Efeito crítico que provoca atuação de TRIP na unidade geradora e cuja manutenção exige parada de máquina por mais de um dia.	7
Efeito bastante crítico que provoca atuação de TRIP na unidade geradora e interrompe bruscamente as funções do sistema.	8
Efeito bastante crítico que provoca atuação de BLECAUTE nas unidades geradoras e colapso do processo.	9
Efeitos catastróficos que podem ocasionar danos a bens ou pessoas.	10

Tabela 4.3 - Critérios de ocorrência de falhas em unidades geradoras.

Ocorrência	Taxa de falha (ocorrências/mês)	Escala
Quase impossível	$\leq 1/256$	1
Remota	$\leq 1/64$ e $> 1/256$	2
Baixa	$\leq 1/32$ e $> 1/64$	3
Relativamente baixa	$\leq 1/16$ e $> 1/32$	4
Moderada	$\leq 1/12$ e $> 1/16$	5
Moderadamente alta	$\leq 1/8$ e $> 1/12$	6
Alta	$\leq 1/6$ e $> 1/8$	7
Repetidas falhas	$\leq 1/4$ e $> 1/6$	8
Muito alta	$\leq 1/2$ e $> 1/4$	9
Extremamente alta – Falha quase inevitável	$> 1/2$	10

Tabela 4.4 - Critérios de detecção de falhas em unidades geradoras.

Detecção	Escala
Falha indicada diretamente pela instrumentação.	1
Falha identificada por procedimento operacional	2
Falha identificada por inspeção operacional	3
Falha identificada a partir de correlações entre diferentes grandezas monitoradas	4
Falha identificada a partir de análises gráficas simples de dados históricos	5
Falha identificada por correlações gráficas entre diferentes dados históricos	6
Falha identificada por ensaios funcionais	7
Falha identificada apenas por desligamento	8
Falha oculta, que provavelmente não será detectada	9
Falha impossível de ser detectada	10

Tabela 4.5 - Exemplo de análise da criticidade das falhas do mancal guia da turbina.

ANÁLISE DA CRITICIDADE DAS FALHAS – MANCAL GUIA DA TURBINA				
UGH-01				
ID	Severidade	Ocorrência	Detecção	Risco
1.1	7	2	1	14
1.2	5	1	7	35
2.1	8	2	5	80

4.2.1.5 - Prognóstico

Os prognósticos de falha são estimativas de tempo médio entre falhas calculadas por meio da modelagem do processo através de cadeias de Markov. Para os cálculos de prognóstico é necessário obter no banco de dados do SIMPREBAL os registros de ocorrências de ALERTA, ALARME e TRIP para cada *tag* de um determinado equipamento, além dos tempos de início e de término de cada falha. A implementação de prognósticos será detalhada mais adiante, na Seção 5.2.4, juntamente com os indicadores de desempenho (KPIs).

4.2.1.6 - Tomada de decisão

A tomada de decisão é uma sugestão de ordem de serviço desenvolvida a partir do estudo de FMEA. Todas as tomadas de decisão, associadas a cada eventual diagnóstico de falha, estão previamente inseridas no banco de dados do sistema SIMPREBAL em tabelas denominadas *decisões_ughX*, onde *X* é o número da unidade geradora.

4.2.2 - Cliente SIMPREBAL

O cliente Simprebal envolve a camada de apresentação do modelo OSA-CBM. Este cliente foi concebido para ser uma aplicação Web, disponibilizando na rede interna da Manaus Energia informações para toda a empresa. Foi desenvolvido em páginas HTML nas quais estão inseridos um applet Java e estruturas em PHP e Javascript. A interface pode ser acessada remotamente por meio de browser, através do endereço <http://simprebal/simprebal>. A Figura 4.22 apresenta um mapa de navegação das páginas HTML do sistema SIMPREBAL.

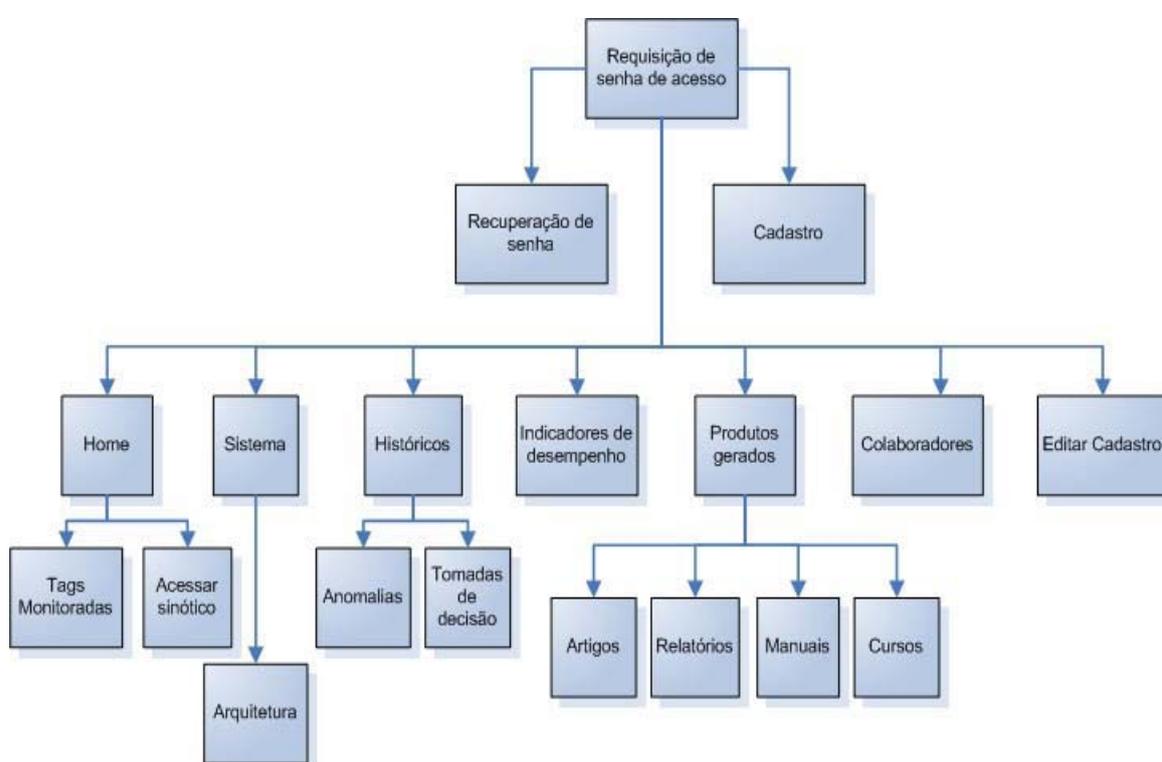


Figura 4.22- Mapa de navegação do SIMPREBAL.

A ferramenta de monitoramento e configuração do SIMPREBAL, *SimprebalClient*, é um Applet Java situado na página *Acessar Sinótico* do mapa de navegação. Cada página que compõe o referido mapa, bem como a ferramenta *SimprebalClient* e suas funcionalidades, são descritas nesta seção com o objetivo de familiarizar o usuário às características e funcionalidades da camada de apresentação do sistema. Ao acessar o Cliente SIMPREBAL, através do endereço <http://simprebal/simprebal>, aparecerá no browser a tela de login do SIMPREBAL, conforme mostrado na Figura 4.23.



Figura 4.23- Tela de login.

O usuário deve digitar seu nome e senha cadastrados. Caso o cadastro ainda não tenha sido realizado, deve-se clicar em “*Cadastrar novo usuário*” e preencher todos os campos solicitados. Efetuado o login, o usuário entrará na tela inicial do sistema (Figura 4.24). As seções a seguir descrevem cada um dos itens do menu superior desta tela.



Figura 4.24- Tela inicial do SIMPREBAL.

4.2.2.1 - Home

Home é o menu de abertura. Este menu contém os seguintes submenus, à esquerda:

- ✓ Tags Monitoradas: Permite visualizar quais são as tags que atualmente estão sendo monitoradas pelo SIMPREBAL, e a quais sistemas e equipamentos tais tags pertencem. São apresentadas tags dos sistemas do gerador, da turbina e de mancal, das cinco unidades geradoras hidráulicas de Balbina;
- ✓ Acessar Sinótico: Permite acessar o *SimprebalClient*, que se trata de um supervisório para mostrar as ocorrências de falhas no sistema, a variação das tags, em tempo real e através de históricos, a análise dos modos e efeitos das falhas ocorrida e sugerir ordens de serviço de manutenção para cada falha.

4.2.2.2 - Sistema

O menu Sistema descreve a metodologia de desenvolvimento do SIMPREBAL. Contém o submenu *arquitetura* que detalha a arquitetura de concepção do sistema (modelo de sete camadas – OSA/CBM).

4.2.2.3 - Históricos

Este menu mostra os históricos de anomalias e de tomadas de decisão (sugestões de ordens de serviço), tanto dos equipamentos da usina (mancais, geradores, turbinas) quanto do sistema de medição (sensores, transmissores, DFIs, rede *Fieldbus*, servidor OPC, servidor SIMPREBAL).

Acessando os submenus de anomalias ou decisões o usuário encontra uma tela para seleção do equipamento, do sistema, da unidade geradora e do período de tempo desejado, sendo que é possível visualizar tanto as anomalias ou decisões de um equipamento específico quanto de todos os equipamentos de um determinado sistema ou de todos os sistemas de uma determinada unidade geradora, ou ainda de um único equipamento de todas as unidades geradoras ou, até mesmo, de todos os equipamentos de todas as unidades geradoras da usina. A tela de seleção é mostrada na Figura 4.25. Seleccionada a opção desejada, os históricos poderão ser visualizados clicando-se no botão *OK* da Figura 4.25.



Figura 4.25- Históricos de anomalias: Tela de seleção de equipamentos.

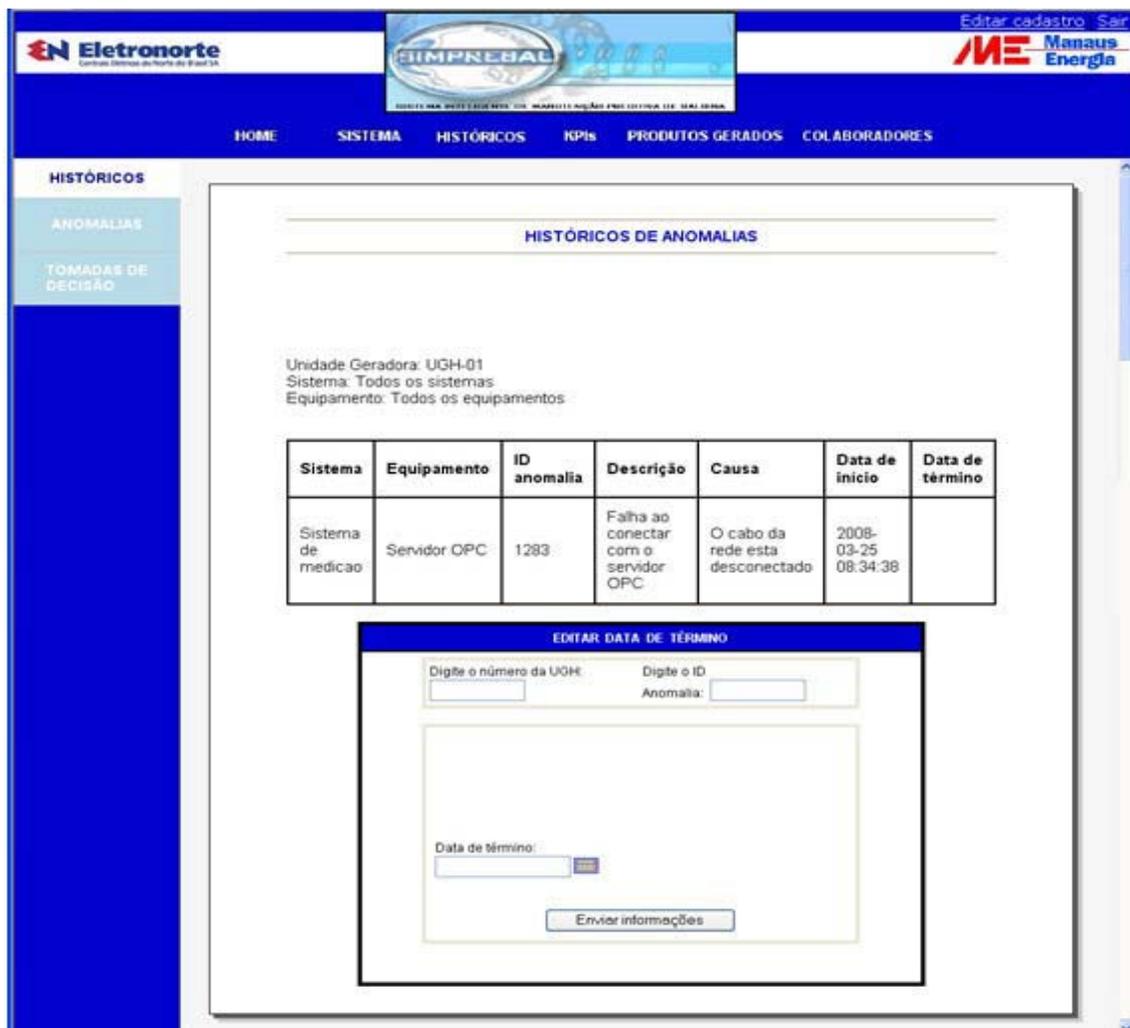


Figura 4.26- Históricos de anomalias.

A Figura 4.26 mostra um exemplo de uma tela de históricos de anomalias. Esta tela permite a visualização dos históricos de anomalias registrados no banco de dados. As informações de históricos são fornecidas em formato de tabela contendo os campos: ID Anomalia, descrição da anomalia, causa, data de início e data de término. Sendo que, o ID Anomalia é a chave primária que identifica uma anomalia específica no banco de dados.

Além de mostrar os históricos de anomalias, a tela apresentada na Figura 4.26 fornece a opção de editar uma data de término de falha. É importante que as falhas estejam com as datas de término preenchidas para que seja possível calcular indicadores de desempenho tais como tempo médio entre falhas, tempo médio de reparo e taxa de falha. O cálculo de indicadores de desempenho será comentado posteriormente na Seção 5.2.4.

Para editar a data de término de uma determinada falha é necessário digitar o número da unidade geradora e o ID da anomalia nos respectivos campos de edição (Figura 4.27). Digitando um número de UGH e um ID válido, aparecerão, no quadro logo abaixo, informações sobre a falha cuja data de término se deseja editar. Deve-se então Selecionar então a data em que a referida falha parou de acontecer e clicar no botão *Enviar informações* para atualizar a nova data de término da falha no banco de dados.

The screenshot shows a web application interface titled "EDITAR DATA DE TÉRMINO". On the left, there is a calendar for "Marco, 2008" with the date "Ter, 18 Mar" selected. The main area contains a form with the following fields and values:

- o número da UGH:
- Digite o ID Anomalia:
- 1285
- Descrição: Alta densidade do óleo no mancal combinado
- DT302-1 - ALARME
- Data de início: 2008-03-18 18:22:22
- Data de término:
- Enviar informações

Figura 4.27- Edição da data de término de uma anomalia.

4.2.2.4 - KPIs

KPIs (*Key Performance Indicators*) são indicadores-chave de desempenho, ou seja, indicadores que refletem o progresso da empresa em direção às metas organizacionais. O menu *KPIs* contém o submenu *Calcular KPIs*, que calcula, para os equipamentos selecionados e durante o intervalo de tempo selecionado, 10 (dez) KPIs. Que são:

Para cada uma das tags de um referido equipamento:

1. Número de ocorrências de ALERTA,
2. Número de ocorrências de ALARME,
3. Número de ocorrências de TRIP.

Para cada equipamento em si:

4. Frequência de defeitos (F_4),
5. Frequência de falhas (F_3),
6. Tempo médio para defeito (*MTTD*),
7. Tempo médio para falha (*MTTF*),
8. Tempo médio para reparo corretivo (*MTTC*),
9. Número de prioridade de risco (fator de criticidade do equipamento)

E para o próprio SIMPREBAL:

10. Porcentagem de decisões acertadas com relação às falhas do equipamento escolhido.

A frequência de defeitos (F_4) é o quociente entre o número de ocorrências de defeitos e o intervalo de tempo escolhido. O número de ocorrências de defeitos consiste no somatório da quantidade de verificações de ocorrências de ALERTA e ALARME em cada uma das tags (ou em relações entre tags que permitem reconhecer uma falha) de um equipamento, ou seja, é o somatório dos modos de ALERTA e ALARME para um determinado equipamento. A frequência de falhas (F_3) é calculada pelo quociente entre o número de ocorrências de TRIP e o intervalo de tempo escolhido.

Os tempos médios para reparo corretivo (*MTTC*), para defeito (*MTTD*) e para falha

(*MTTF*) são definidos pelas equações de Chapman-Kolmogorov, apresentadas na Seção 3.1.5.3. Como o relatório de ordens de serviço não está integrado ao SIMPREBAL, uma vez que a última camada do sistema é uma sugestão de ordem de serviço, mas não se sabe até que ponto e em quanto tempo ela será cumprida, então, na ausência da informação, despreza-se da modelagem de falhas o tempo de médio de manutenção preventiva (*MTTM*), considerando-os bastante inferiores aos demais tempos envolvidos. Assim sendo, utiliza-se o modelo markoviano simplificado apresentado na Figura 4.29.

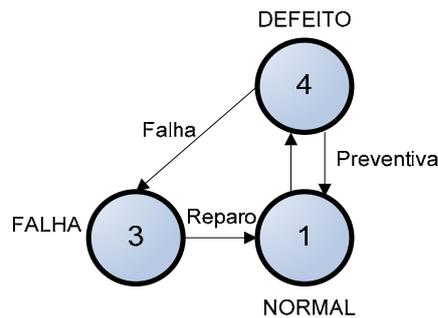


Figura 4.28- Modelo markoviano simplificado de análise de falhas.

Reescrevendo as Equações (3.2), (3.7) e (3.10), para o cálculo do *MTTR*, *MTTD* e *MTTF*, utilizando o modelo simplificado, obtém-se as Equações (4.1), (4.2) e (4.3), respectivamente:

$$MTTC = T_3, \quad (4.1)$$

$$MTTD = T_1, \quad (4.2)$$

$$MTTF = \frac{F_4 \cdot T_4}{F_3}, \quad (4.3)$$

Onde: T_1 = Tempo médio de permanência no estado normal;

F_4 = Frequência de defeitos;

T_4 = Tempo médio de permanência no estado de defeito;

F_3 = Frequência de falhas;

Sendo que T_3 , T_4 e T_1 são dados pelas Equações (4.4), (4.5) e (4.6), a seguir.

$$T_3 = \frac{\sum_{i=1}^{n_T} t_{Ti}}{n_T}, \quad (4.4)$$

$$T_4 = \frac{\sum_{i=1}^{n_{AL}} t_{ALi}}{n_{AL}} + \frac{\sum_{i=1}^{n_A} t_{Ai}}{n_A}, \quad (4.5)$$

$$T_1 = \Delta T - T_4 - T_3, \quad (4.6)$$

Onde: n_T = número de ocorrências do estado de TRIP observadas para um equipamento em um período determinado;

t_{Ti} = duração de cada TRIP i ;

n_{AL} = número de ocorrências do estado de ALERTA observadas para um equipamento em um período determinado;

t_{ALi} = duração de cada ALERTA i ;

n_A = número de ocorrências do estado de ALARME observadas para um equipamento em um período determinado;

t_{Ai} = duração de cada ALARME i

O número de prioridade de risco de uma falha é calculado pelo produto entre os fatores de severidade, ocorrência e detecção associados à falha. E o fator de criticidade de um equipamento corresponde ao maior número de prioridade de risco (pior caso) encontrado dentre as falhas deste mesmo equipamento dentro do intervalo de tempo especificado.

E, finalmente, a confiabilidade ou porcentagem de acertos do SIMPREBAL, corresponde à porcentagem de diagnósticos corretos fornecidos pelo SIMPREBAL dentre todas as falhas diagnosticadas. A verificação das falhas é feita manualmente por um operador. Cada vez que o sistema acusa uma determinada falha, um operador da usina deve verificar se o diagnóstico está correto e assinalar esta informação na tela de análise FMEA, que será melhor comentada seção 5.2.8. A Figura 4.29, a seguir, mostra uma tela de cálculo dos KPIs para o sistema de resfriamento e lubrificação do mancal combinado.

4.2.2.5 - Produtos Gerados

O menu de Produtos Gerados relata todos os documentos gerados em função do projeto de P&D *Mordernização da área de automação de processos da usina hidrelétrica de Balbina*, que resultou no desenvolvimento do SIMPREBAL. Os submenus, no *frame* lateral, contêm relatórios de pesquisa, artigos, manuais de utilização do sistema, e os cursos ministrados.

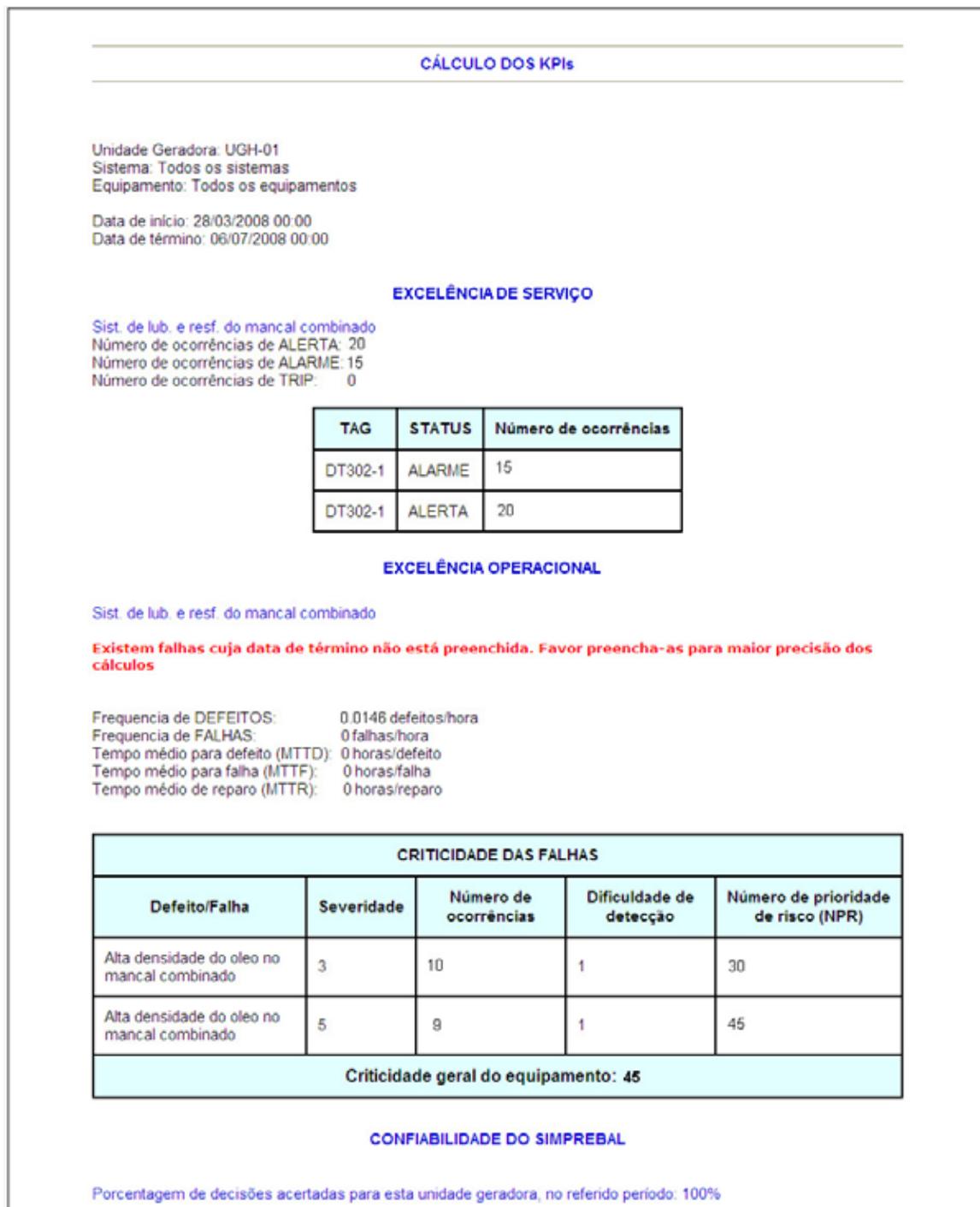


Figura 4.29- Cálculo dos KPIS.

4.2.2.6 - Colaboradores

Este menu contém os contatos da equipe de desenvolvedores do SIMPREBAL, bem como a identificação dos colaboradores ONLINE, além de registros dos colaboradores que acessaram o sistema nos últimos 30 (trinta) dias.

4.2.2.7 - Editar cadastro

No canto superior esquerdo da tela principal, acima de todos os menus, há uma opção para o usuário editar seu cadastro, podendo, portanto, alterar nome de usuário, nome, sobrenome, email, cargo e lotação.

4.2.2.8 - Sinótico SIMPREBAL (SimpребalClient)

Ao clicar em *acessar sinótico* (um submenu do menu *Home*) o usuário encontra uma tela semelhante à mostrada na Figura 4.30.

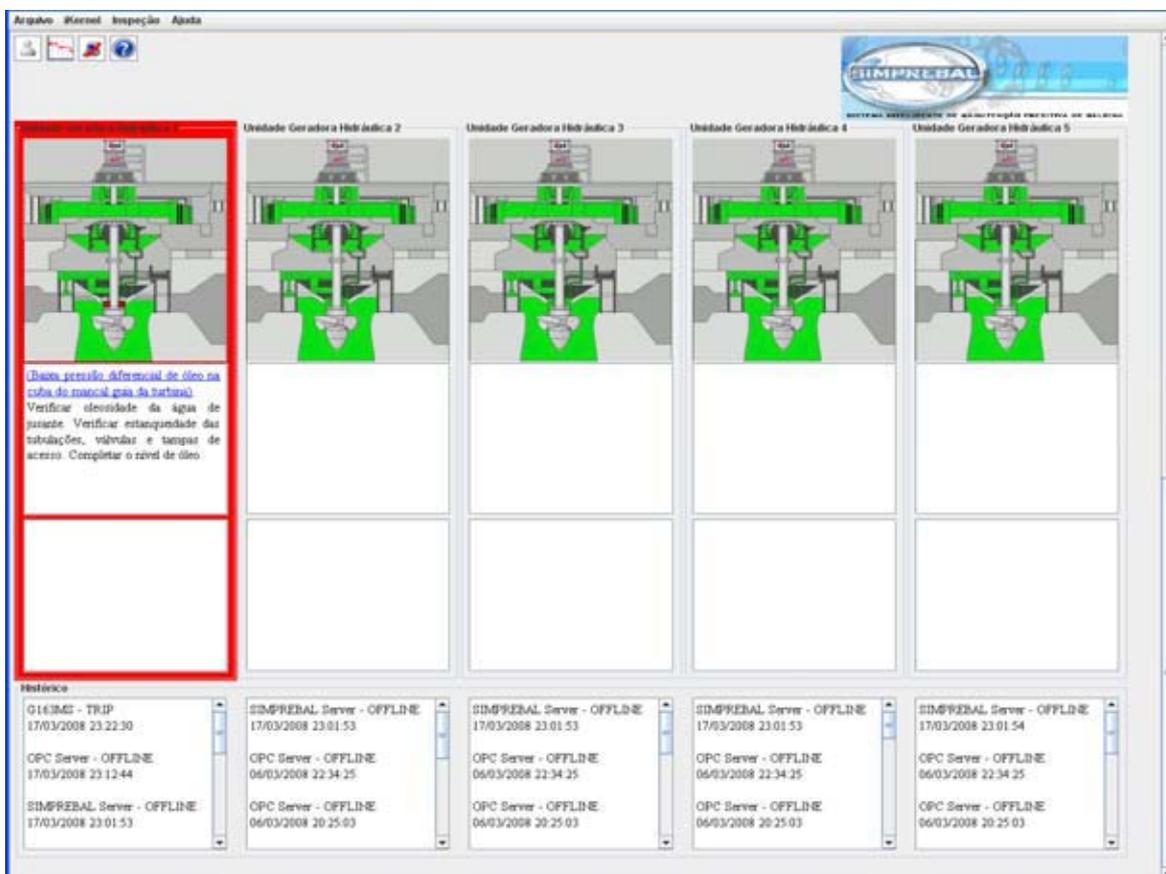


Figura 4.30- Sinótico SIMPREBAL.

Nesta tela podem-se observar as figuras referentes às 5 (cinco) UGHs da usina. Em cada figura estão representados os equipamentos monitorados pelo Simprebal. Os equipamentos que aparecem com a cor verde estão em funcionamento normal, os equipamentos com a cor amarela estão com defeito, ou seja, possuem valores das tags próximos aos valores de

alarme (diz-se que estão em estado de alerta) e os equipamentos na cor vermelha (como é o caso do mancal guia da turbina da unidade geradora 1 da Figura 4.30) estão em estado de alarme ou trip.

Os botões de atalho, situados na parte superior do sinótico do sistema SIMPREBAL, são, respectivamente, da esquerda para a direita:

- *Botão Sair*: Sair do sinótico;
- *Botão Inspeção de Variáveis*: Inspeccionar as *tags* monitoradas através de visualização gráfica ou por acompanhamento de mudança de valor;
- *Botão Câmeras de segurança*: Acessar as câmeras de segurança que eventualmente sejam instaladas;
- *Botão Shutdown*: Desconectar o servidor efetuando a operação de *shutdown* (este procedimento só é possível mediante a digitação de uma senha);
- *Botão Ajuda*: Acessar este manual de operação.

No primeiro quadrante abaixo da figura de cada UGH, serão apresentadas as anomalias e as tomadas de decisão referentes aos equipamentos do sistema de mancal, sistema da turbina ou sistema do gerador. No segundo quadrante serão apresentadas as anomalias e as tomadas de decisão referentes ao sistema de medição. São, portanto, falhas de processamento de sinal. E o terceiro e último quadrante disponibiliza um histórico das trinta últimas ocorrências de falhas ou defeitos em cada UGH. O primeiro e o segundo quadrante mostram a descrição da anomalia entre parênteses e sob a forma de um link, conforme melhor observado na Figura 4.31.

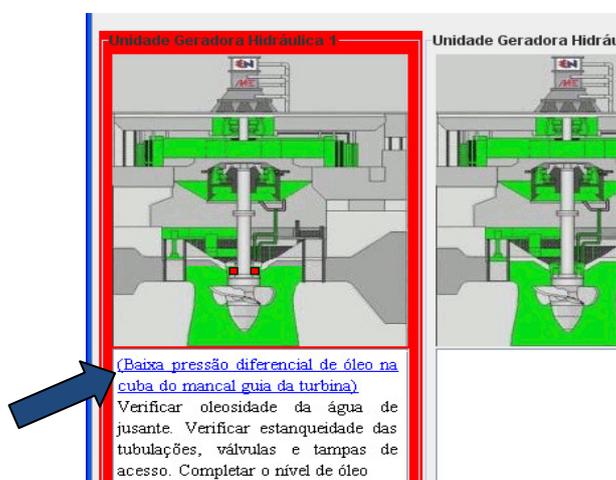


Figura 4.31- Link para detalhamento da anomalia.

Clicando no link o usuário é direcionado para uma página HTML contendo a análise dos modos e efeitos da referida falha (FMEA), conforme mostrado na Figura 4.32. A tela de FMEA contém uma análise detalhada de cada falha ocorrida. Convém observar nesta tela que o campo modo de falha é uma descrição da forma como a falha foi identificada. É constituído pelo *tag* da variável monitorada que revelou a falha e a faixa de operação (ALERTA, ALARME ou TRIP) em que a mesma se encontrava no momento do falha.

 UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA		ANÁLISE DOS MODOS E EFEITOS DE FALHAS USINA HIDRELÉTRICA DE BALBINA UNIDADE GERADORA HIDRÁULICA 1			 Manaus Energia	
MANCAL GUIA DA TURBINA						
FUNÇÃO		Transferir os esforços radiais do eixo da turbina ao concreto				
CÓDIGO DE FALHA	DESCRIÇÃO	MODO DE FALHA	VALOR CONFIGURADO PARA O MODO DE FALHA	CAUSA DA FALHA		
G163MSD2	Baixa pressão diferencial de óleo na cuba do mancal guia da turbina	G163MS - ALARME	0.25	Vazamento de óleo pelas vedações e conexões da cuba		
FATORES PARA AVALIAÇÃO DA FALHA				SUGESTÃO DE OS		
SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	AVALIAÇÃO GERAL (NPR)			
8	1	1	8	Verificar oleosidade da água de jusante. Verificar estanqueidade das tubulações, válvulas e tampas de acesso. Completar o nível de óleo. <input checked="" type="checkbox"/> Declaro que esta sugestão de OS condiz com a realidade.		
INFORMAÇÕES ADICIONAIS						
Horário de início: 07/07/2008 16:41		Horário de término: <input type="text"/>				
<input type="button" value="Enviar informações"/>						

Figura 4.32- Análise dos modos e efeitos de falha.

Na tela do sinótico, a função *Inspecção de Variáveis*, que pode ser acessada pelo menu *inspeção* → *itens* ou pelo botão de atalho *inspeção de variáveis*, permite que o usuário visualize o valor das *tags* monitoradas pelo SIMPREBAL. Conforme mostrado na Figura 4.33.

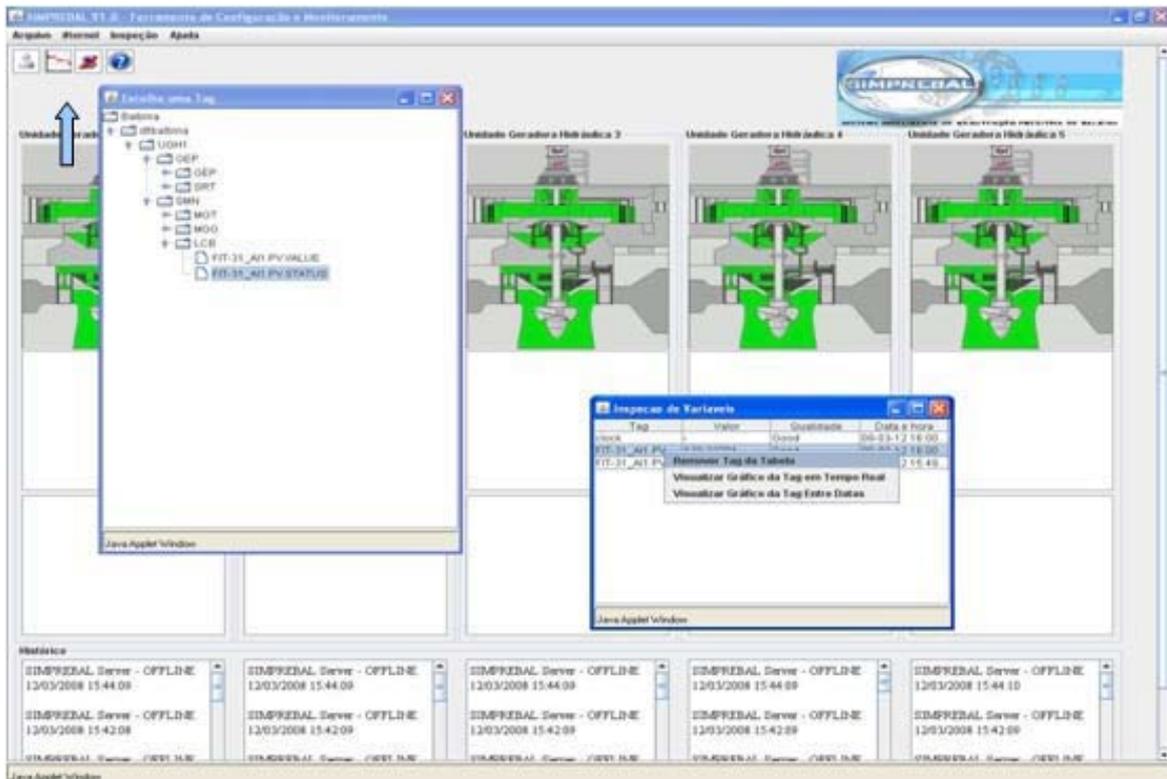


Figura 4.33- Inspeção de variáveis.

Ao selecionar a opção Inspeção de Variáveis o SIMPREBAL abrirá uma janela, com o título “*Escolha uma Tag*”, na qual será apresentada uma árvore com todas as 5 UGHs, os sistemas monitorados, seus equipamentos e por fim as *tags* de cada um deles. Para acessar os valores das variáveis deve-se escolher uma *tag* e dar um duplo clique nela. Aparecerá uma janela com o título Inspeção de variáveis. Nesta janela o usuário poderá acompanhar a variação dos valores das *tags* escolhidas, bem como verificar a qualidade do sinal monitorado.

Se o usuário clicar com o botão direito do mouse em uma ou mais destas variáveis, aparecerá um menu com as opções remover tag da tabela, visualizar gráfico da tag em tempo real e visualizar gráfico da tag entre datas. Para selecionar o gráfico de mais de uma variável deve-se selecionar as variáveis desejadas mantendo a tecla Ctrl pressionada, conforme mostrado na Figura 4.34.

A opção “*Visualizar Gráfico da Tag em Tempo Real*”, permite monitorar a variação de uma ou mais *tags* a partir do instante em que se clica nesta opção. Conforme mostrado na Figura 4.35.

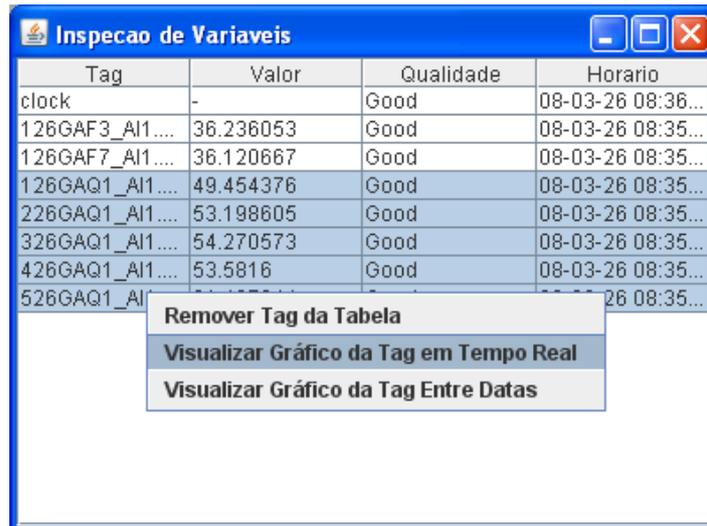


Figura 4.34- Menu da tela de inspeção de variáveis.

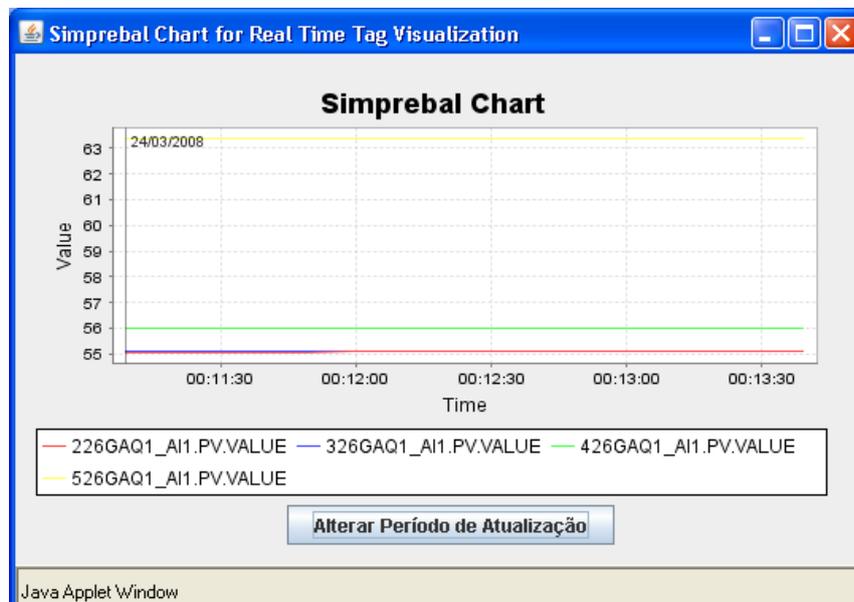


Figura 4.35- Gráfico em tempo real da temperatura de ar quente do radiador das 5 UGHs.

A opção “*Visualizar Gráfico da Tag entre Datas*”, permite visualizar o gráfico de valores de uma ou mais tags entre dois instantes escolhidos. Ao clicar na opção *Visualizar Gráfico da Tag entre Datas* aparecerá uma caixa de diálogo que permite ao usuário selecionar as datas de início e de término da amostragem, conforme observado na Figura 4.36.

Clicando no botão *OK* o SIMPREBAL apresentará um gráfico com a variação dos valores do(s) tag(s) selecionado(s) no intervalo de tempo determinado pelo usuário, conforme ilustrado na Figura 4.37.

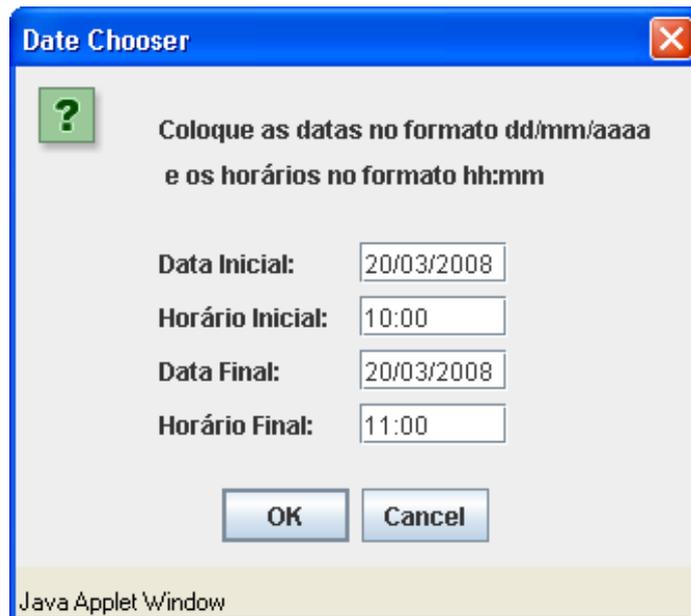


Figura 4.36- Seleção do intervalo de aquisição dos dados históricos.

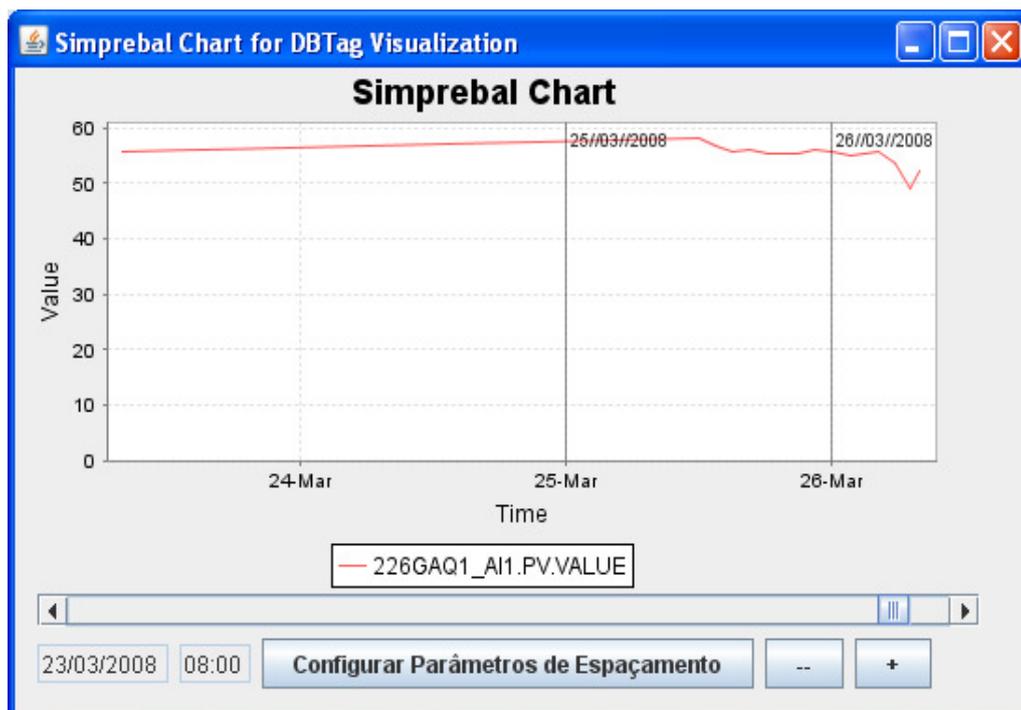
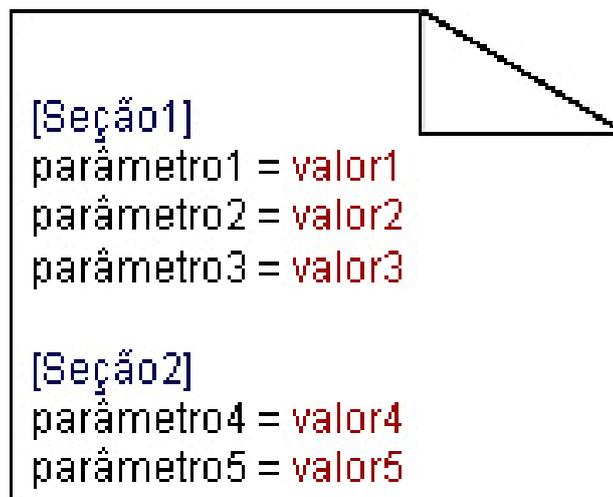


Figura 4.37- Gráficos históricos.

4.2.3 - Arquivo de configuração

O arquivo de configuração foi criado para garantir flexibilidade ao sistema SIMPREBAL. Trata-se de um arquivo texto, denominado *config.ini*, utilizado para fornecer determinadas configurações ao sistema. Este arquivo possui uma estrutura constituída por seções,

parâmetros e valores, conforme apresentado na Figura 4.38.



```
[Seção1]
parâmetro1 = valor1
parâmetro2 = valor2
parâmetro3 = valor3

[Seção2]
parâmetro4 = valor4
parâmetro5 = valor5
```

Figura 4.38- Arquivo Config.ini.

As Seções identificam um conjunto específico de Parâmetros e Valores, um Parâmetro funciona como um identificador para variáveis, e os Valores são usados, como o próprio nome diz, para atribuir valores aos parâmetros. Cada Seção do arquivo de configuração do SIMPREBAL, bem como suas entradas e valores, serão discutidas nas Subseções 5.3.1 a 5.3.6, a seguir.

4.2.3.1 - Configurações gerais

A primeira seção do arquivo *config.ini*, denominada [*General*], contém um conjunto de parâmetros responsáveis por definir uma série de características operacionais do sistema SIMPREBAL. Tais parâmetros são listados a seguir:

- VERSION = 4.0.0: Indica a versão do *software* desenvolvido. É uma ferramenta bastante importante para o desenvolvedor, pois evita confusões de versões durante o processo de desenvolvimento;
- PORT = ****: Porta estabelecida para a comunicação entre a aplicação *I-Kernel* (*SimprenalServer*) e a ferramenta de configuração e monitoramento (*SimprenalClient*). Cabe aqui estabelecer uma observação importante: Alguns valores de parâmetros, como é o caso do parâmetro PORT, guardam informações sigilosas que, por motivos de segurança para a empresa Manaus Energia, não serão

divulgados neste trabalho. Tais valores serão substituídos pela inscrição “****”;

- OPCLIBRARY = 1: Biblioteca utilizada para obter os dados via OPC. O valor “1” significa que está sendo usada a biblioteca *JOPCClient* e o valor “0” corresponde à biblioteca *OpenScada*. Esta última foi uma biblioteca testada durante o desenvolvimento do *software*, porém, por apresentar robustez inferior à primeira, foi descartada;
- LOGLEVEL = 1: Indica a forma de apresentar os eventos (*logs*) da aplicação *I-Kernel*. Se o valor deste parâmetro for “1”, os eventos serão apresentados em um arquivo texto denominado *logger.txt*. Se for “0”, serão apresentados na tela do prompt de comando;
- IKERNELTIMER = 30000: Intervalo de tempo, em milissegundos, correspondente à execução de um ciclo de processamento do *SimprebalServer*;
- PERCENTDEADBAND = 0.05: Porcentagem, em relação ao valor anterior, que o valor atual de uma determinada da variável precisa variar para que seja armazenado no banco de dados. Esta foi uma solução encontrada para evitar o armazenamento no banco de dados de valores iguais ou muito próximos para uma mesma variável. Reduz-se assim o acúmulo de informação desnecessária e economiza-se espaço em disco. No caso do parâmetro atualmente utilizado, o valor atual de qualquer variável só é armazenado no banco de dados se ele for 0,05% maior ou menor que o valor anteriormente lido;
- SENDMAIL = 1: Este parâmetro indica a permissão para envio de emails. O valor “1” indica que o envio de emails está permitido, e o valor “0” indica que está negado;
- LOADINGTIMER = 60000: Tempo de espera necessário para que o sistema obtenha adequadamente o valor das *tags* e possa iniciar o processamento inteligente. Este parâmetro surgiu a partir da verificação de que, ao se iniciar o *SimprebalServer*, era necessário esperar algum tempo para que o *JOPCClient* pudesse se conectar com o servidor OPC da Smar (*Smar OLE Server*) e obter todos os itens OPC requeridos antes de se processar as regras de produção. Caso contrário, não havendo tempo suficiente para aquisição inicial dos dados nos primeiros ciclos de processamento das regras, todas elas seriam ativadas e disparariam uma série de diagnósticos incorretos, pois todas as *tags* assumiriam valor nulo.

4.2.3.2 - Servidores OPC

A segunda seção do arquivo de configuração, denominada [*OPCServers*], contém uma lista parâmetros que serão utilizados numa nova seção para especificar as variáveis de configuração de cada servidor OPC do sistema SIMPREBAL. No caso de Balbina, todos os dados de monitoramento são obtidos a partir da instrumentação de um único fabricante, Smar – *Foundation FieldBus*, e portanto utiliza um único servidor OPC. Conseqüentemente a seção [*OPCServers*] é composta por um único parâmetro designado como *opcbalbina*. O nome deste parâmetro é utilizado para gerar uma subseção denominada [*opcbalbina*], que contém os seguintes parâmetros para configuração do servidor OPC da usina de Balbina:

- *progid* = Smar.DfiOleServer.0: Identificação do servidor OPC fornecido pela Smar.;
- *host* = ****: IP do computador o qual executa o servidor OPC;
- *user* = Administrador: Nome de usuário dos computadores que contêm o servidor OPC e o servidor SIMPREBAL;
- *password* = ****: Senha dos computadores que contêm o servidor OPC e o servidor SIMPREBAL (O nome de usuário e a senha de ambos os computadores devem ser obrigatoriamente iguais);
- *tags* = *opcbalbinatags*: Lista de *tags* obtidas via OPC. O valor deste parâmetro forma uma nova subseção contendo a relação de todas as *tags* obtidas pelo servidor OPC. Esta subseção será detalhada no tópico 5.3.5.

4.2.3.3 - Servidores de Bancos de dados

Uma lista dos servidores de banco de dados é apresentada na seção [*DBServers*]. No sistema desenvolvido foram especificados dois servidores de bancos de dados, designados como *dbsimprebal* e *dbassetview*. O primeiro servidor é o banco de dados próprio do sistema, modelado na Seção 5.3, o qual armazena variáveis adquiridas via OPC, bem como diagnósticos de falha e tomadas de decisão. E o segundo foi especificado para armazenar informações obtidas a partir da instrumentação de outros fabricantes que não podem ser obtidas via OPC, constituem uma fonte de dados alternativa. Tais servidores formam novas

seções no arquivo de configuração, denominadas [*dbsimprebal*] e [*dbassetview*].

A seção [*dbsimprebal*] fornece os seguintes parâmetros para configuração do banco de dados Simprebal:

- user = alvares: Usuário do banco de dados;
- password = *****: Senha;
- driveaddress = com.mysql.jdbc.Driver: Driver JDBC para acesso a um banco de dados MySQL;
- comaddress = jdbc:mysql://localhost:(porta de acesso)/simprebal: Endereço para comunicação com o banco de dados;
- tags = dbsimprebaltags: Lista de tags do banco de dados Simprebal (ver Seção 5.3.5 para maiores detalhes).

A seção [*dbassetview*] foi criada e utilizada somente durante o desenvolvimento do programa, uma vez que se refere ao Banco de Dados Assetview da Smar, o qual não foi instalado na usina de Balbina. Esta seção apenas prevê a integração futura de novos bancos de dados ao sistema SIMPREBAL, permitindo a evolução do sistema.

4.2.3.4 - Dispositivos de controle de campo

Conforme descrito no tópico 5.1.1, o servidor OPC da usina de Balbina monitora as variáveis de campo por meio da comunicação com dispositivos de controle de informações denominados DFIs (*Fieldbus Universal Bridges*). Uma das funcionalidades do sistema SIMPREBAL é verificar o *status* da comunicação entre o servidor OPC e as DFIs. Para tanto, faz-se necessário expor no arquivo de configuração o nome e o IP de cada uma das DFIs. Esta informação ocorre na seção [*DFIDevices*], e obedece a seguinte estrutura:

[*DFIDevices*]

Nome do dispositivo DFI = endereço IP

Atualmente existem instaladas na usina 6 DFIs, denominadas dfi1a, dfi2a, dfi3a, dfi4a, dfi5a e dfitrfs. Sendo que as cinco primeiras se referem às unidades geradoras de 1 a 5, respectivamente, e a sexta DFI se refere às grandezas físicas monitoradas nos transformadores.

4.2.3.5 - Variáveis monitoradas

Existem três tipos de variáveis monitoradas pelo sistema SIMPREBAL: variáveis contidas no servidor OPC, variáveis do banco de dados e variáveis simuladas.

As variáveis obtidas via OPC são especificadas no arquivo de configuração do SIMPREBAL na Seção [*dfibalbinatags*] e obedecem o seguinte formato:

$$label = DFI*UGH.SISTEMA.EQUIPAMENTO*TAG$$

Onde: *label* é o nome atribuído à variável ou item OPC monitorado e *tag* é sua identificação, conforme apresentado no tópico 5.1.2. O exemplo a seguir mostra uma representação de dois itens OPC, um do tipo *value* e outro do tipo *status* presentes na Seção [*dfibalbinatags*].

$$gl.mgg.t.oleo.mguia.sup1 = DFI1A*UGH1.SMN.MGG*138GMO1_AI1.PV.VALUE$$
$$gl.mgg.st.t.oleo.mguia.sup1 = DFI1A*UGH1.SMN.MGG*138GMO1_AI1.PV.STATUS$$

As variáveis do banco de dados Simprebal estão contidas numa seção do arquivo de configuração denominada [*dbsimprebaltags*]. São 20 variáveis, cada uma se refere a uma tabela específica do banco de dados para armazenamento de *tags* provenientes do servidor OPC. Estas variáveis são reutilizadas na seção [*insert*] e, nesta seção, são associadas a um comando para inserir registros no banco de dados. Conforme mostrado no exemplo a seguir, para a variável de banco de dados *ugh1.smn*.

$$ugh1.smn = \text{INSERT INTO } tags_smn01 \text{ (id, valor, tag, descricao, data)} \\ \text{VALUES (NULL, '%s', '%s', '%s', '%s')}$$

Durante a execução do sistema, os valores representados por ‘%s’ são substituídos por informações específicas de cada variável obtida do servidor OPC.

Finalmente, as variáveis simuladas são variáveis especiais utilizadas para testes de disparo das regras de produção ou mesmo para formulação de regras especiais, como é o caso da variável simulada *simprebaloff*, que é utilizada pelas regras de produção para verificar a

atualização dos valores recebidos via OPC. As variáveis simuladas estão inseridas na Seção [*simuladas*] e apresentam o seguinte formato: *Nome da variável = DFI simulada*valor*

4.2.3.6 - Servidores e grupos de email

Conforme já mencionado, uma importante funcionalidade do sistema SIMPREBAL é a capacidade de enviar automaticamente emails aos funcionários de gestão, operação e manutenção da usina informando a ocorrência de falhas e sugestões de manutenção. Para tanto, foram criados seis grupos de email – administradores, eletricitas, eletrônicos, mecânicos, operadores e programadores. Os administradores recebem email sempre que ocorre um trip (desligamento automático forçado) nas unidades geradoras, os eletricitas recebem as falhas relacionadas a problemas elétricos, os eletrônicos recebem por email as falhas relacionadas aos dispositivos *FieldBus Foundation* (sensores, transmissores e DFIs), os mecânicos, falhas mecânicas, os operadores recebem todos os alertas, isto é, sempre que o valor de uma determinada *tag* se aproxima do alarme e, por fim, os programadores recebem emails contendo as falhas de comunicação OPC, falhas da rede e queda do servidor. A configuração do servidor de email é descrita na seção [*emailsSettings*] do arquivo *config.ini* e os grupos de email são listados na seção [*emailsGroup*], conforme mostrado na Figura 4.39.

Os emails enviados contêm a localização da falha, o modo de falha, o fator de severidade, a descrição, a causa e a sugestão de manutenção. Um exemplo de email enviado pelo SIMPREBAL é apresentado na Figura 4.40.

4.2.4 - Arquivo de indexação

A fim de reduzir a quantidade de texto transmitida pelas regras de produção, foram criados códigos de falha, para cada falha potencial ou funcional diagnosticada pelas regras. Tais códigos foram indexados às suas respectivas descrições por meio de um arquivo de indexação serializado, *i.e.*, binário, denominado *codigosdefalha.ser*. Por meio deste arquivo o sistema pode obter as descrições completas de cada código e então enviá-las ao banco de dados, onde serão associadas a uma determinada tomada de decisão.

```
[emailsSettings] ;Configuração do servidor de emails.
hostName = simprebal ;IP do PC onde está o servidor.
user = simprebal ;Usuário da conta de email.
password = **** ;Senha do usuário de email.
name = Simprebal Balbina ;Nome do remetente de email
email = simprebal@eln.gov.br ;Email do remetente

[emailsGroups]
Administrators
Electricians
Electronics
Mechanics
Operators
Programmers

[Administrators]
Administrador1 = administrador1@eln.gov.br
Administrador2 = administrador2@eln.gov.br

[Electricians]
Eletricista = eletricista@eln.gov.br

[Electronics]
Eletrônico = eletronico@eln.gov.br

[Mechanics]
Mecânico = mecanico@eln.gov.br

[Operators]
Operador1 = operador1@eln.gov.br
Operador2 = operador2@eln.gov.br

[Programmers]
Programador1 = programador1@eln.gov.br
Programador2 = programador2@eln.gov.br
```

Figura 4.39- Configuração dos parâmetros de email.

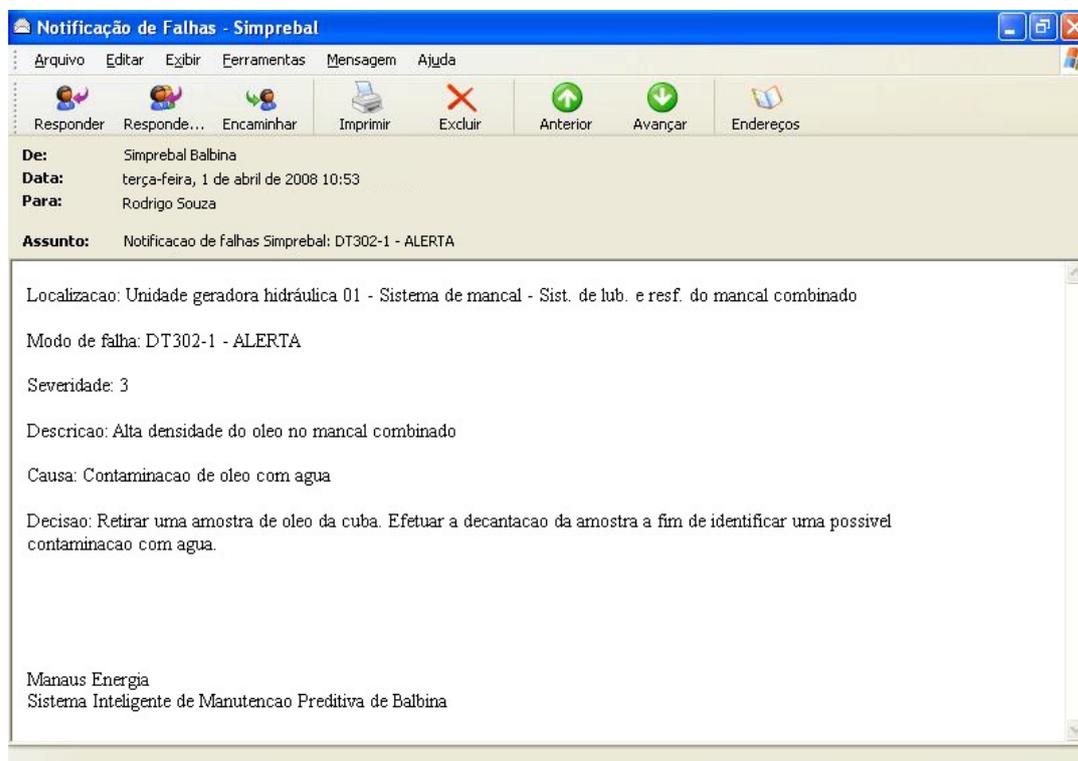


Figura 4.40- Exemplo de email enviado pelo SIMPREBAL.

O arquivo *codigosdefalha.ser* foi desenvolvido a partir da serialização do arquivo texto *codigosdefalha.txt*, cuja estrutura é apresentada a seguir.

```
Código de falha#descrição da falha#id_equipamento#modo de falha#causa#índice de detecção#índice de severidade#setpoint
```

Exemplo:

```
G271MCD4#Alto nivel de oleo da cuba do mancal combinado#405#G271MC - ALARME#Insercao excessiva de oleo na cuba#1#7#280
```

Vale observar que:

- ✓ O caracter “#” é usado como separador de informações;
- ✓ “id_equipamento” corresponde, no banco de dados Simprebal, à chave estrangeira que associa uma determinada falha na tabela de anomalias a um determinado equipamento na tabela de equipamentos;
- ✓ Os índices de severidade e detecção são estáticos, obtidos da análise FMEA. O índice de ocorrência é determinado dinamicamente a partir do cálculo da frequência de falhas;
- ✓ “setpoint” corresponde ao valor limite entre a faixa de operação na qual se identificou a anomalia (alerta, alarme ou trip) e a faixa de operação imediatamente anterior (normal, alerta ou alarme).

4.2.5 - Base de regras

A base de regras de produção está estruturada em dois níveis. No primeiro nível são realizados testes gerais de comunicação e no segundo nível são feitos o processamento de sinal, a monitoração de condição e a avaliação de saúde dos equipamentos cujas variáveis monitoradas estão contidas em DFIs (*FieldBus Universal Bridges*). Esta base de regras é formada por 17 arquivos: 1 arquivo, denominado *regras.clp*, responsável por realizar os testes de comunicação e outros 16 arquivos responsáveis pela monitoração das *tags* incluídas em cada uma das 16 DFIs que serão implantadas na usina. Segundo o projeto de automação de Balbina, serão instaladas 3 DFIs para cada uma das 5 unidades geradoras (UGH) e uma DFI para os transformadores, sendo que, atualmente existe apenas uma DFI para cada UGH e uma DFI para os transformadores. A Figura 4.41, a seguir, apresenta os

arquivos de regras do sistema SIMPREBAL e seus dois níveis de relacionamento.

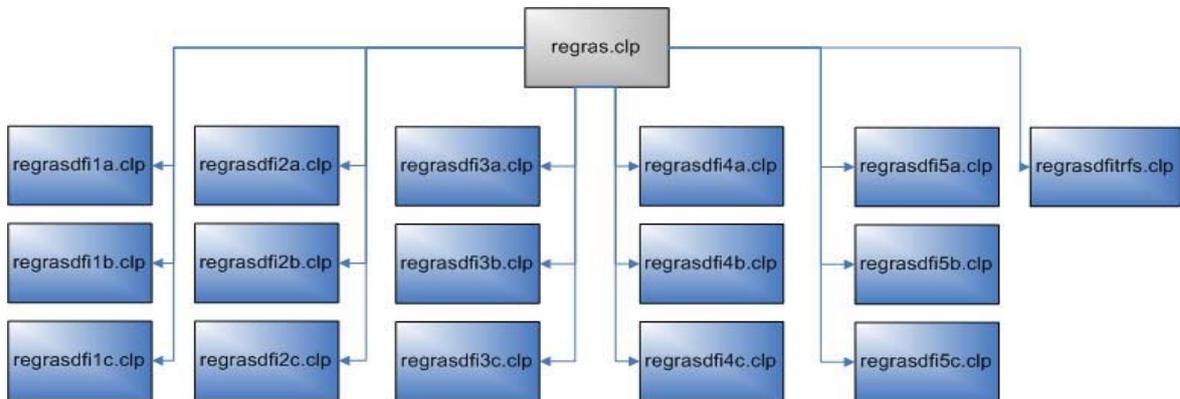


Figura 4.41- Relacionamentos entre os arquivos de regras de produção.

O arquivo *regras.clp* contém três tipos de testes de comunicação: teste de comunicação com o servidor OPC, teste de comunicação com as DFIs e teste de atualização do valor das variáveis monitoradas, conforme apresentado, em pseudocódigo na Figura 4.42.

REGRAS DE PRODUÇÃO PARA TESTES GERAIS DE COMUNICAÇÃO

Exemplo 1: Testes de comunicação com o servidor OPC
 SE (servidor OPC possui status = conectado)
 ENTÃO (OPCSRV-ON)

SE (servidor OPC possui status = desconectado)
 ENTÃO (Diagnóstico: Falha ao conectar com servidor OPC)
 (email para o grupo programmers)
 (sinótico pisca na cor amarela)

Exemplo 2: Testes de atualização dos valores das Tags - Parte1
 SE (variável simulada "simprebaloff" possui value = 0)
 ENTÃO (SIMPREBAL-ON)

SE (variável simulada "simprebaloff" possui value = 1)
 ENTÃO (SIMPREBAL-OFF)

Exemplo 3: Testes de comunicação com as DFIs
 SE (OPCSRV-ON) E
 (SIMPREBAL-ON) E
 (DFI1A possui status = conectado)
 ENTÃO (Executa arquivo de regras dfi1a.clp)

SE (OPCSRV-ON) E
 (DFI1A possui status = desconectado)
 ENTÃO (Diagnóstico: Falha ao conectar com o dispositivo DFI1A)
 (email para o grupo programmers)
 (sinótico da UGH1 pisca na cor amarela)

Exemplo 4: Testes de atualização dos valores das Tags - Parte2 (DFI online e SIMPREBAL offline)
 SE (OPCSRV-ON) E
 (SIMPREBAL-OFF) E
 (DFI possui status = conectado)
 ENTÃO (Diagnóstico: Falha no servidor SIMPREBAL)
 (email para o grupo programmers)
 (sinótico pisca na cor amarela)

Figura 4.42- Exemplos de regras de produção para testes gerais de comunicação.

Se estes testes fornecerem resultados positivos, então os arquivos de regras referentes às DFIs (como o arquivo *regrasdfi1a.clp*, por exemplo) serão instanciados, caso contrário, se algum teste de comunicação com alguma DFI específica falhar, o arquivo de regras desta DFI não será executado.

As regras de produção foram desenvolvidas utilizando-se a linguagem declarativa do JESS, baseada nas linguagens CLIPS e LISP. Os arquivos de regras para cada DFI apresentam uma estrutura em três camadas: processamento de sinal, monitoração de condição e avaliação de saúde. A Figura 4.43, a seguir, apresenta, em pseudocódigo, alguns exemplos de regras de produção para as camadas de processamento de sinal e monitoração de condição. Foi utilizada a *Tag* “Temperatura do óleo na cuba do mancal combinado da unidade geradora 1”, cujo *Label* é *g1.mcb.t.oleo.cuba*.

REGRAS PARA PROCESSAMENTO DE SINAL

Exemplo 5: Regra para processamento de sinal OPC
SE (g1.mcb.t.oleo.cuba possui Quality = 3)
ENTÃO (Sinal-OPC-g1.mcb.t.oleo.cuba Bom)

Exemplo 6: Regra para processamento de sinal OPC
SE (“g1.mcb.t.oleo.cuba” possui Quality = 0 e SubQuality = 6)
ENTÃO (Sinal-OPC-g1.mcb.t.oleo.cuba Ruim-6)

Exemplo 7: Regra para processamento de sinal Fieldbus
SE (Sinal-OPC-g1.mcb.t.oleo.cuba Bom) E (g1.mcb.t.oleo.cuba possui Status = 2)
ENTÃO (Sinal-Fieldbus-g1.mcb.t.oleo.cuba Bom)

Exemplo 8: Regra para processamento de sinal Fieldbus
SE (Sinal-OPC-g1.mcb.t.oleo.cuba Bom) E
(g1.mcb.t.oleo.cuba possui Status = 0 e SubStatus = 3)
ENTÃO (Sinal-Fieldbus-g1.mcb.t.oleo.cuba Ruim-3)

REGRAS PARA MONITORAÇÃO DE CONDIÇÃO

Exemplo 9: Regra para monitoração de condição (condição Normal)
SE (Sinal-Fieldbus-g1.mcb.t.oleo.cuba Bom) E
(g1.mcb.t.oleo.cuba possui Value < 70)
ENTÃO (Condição-g1.mcb.t.oleo.cuba Normal)

Exemplo 10: Regra para monitoração de condição (condição Alerta)
SE (Sinal-Fieldbus-g1.mcb.t.oleo.cuba Bom) E
(g1.mcb.t.oleo.cuba possui Value \geq 70 e Value < 75)
ENTÃO (Condição-g1.mcb.t.oleo.cuba Alerta)

Exemplo 11: Regra para monitoração de condição (condição Alarme)
SE (Sinal-Fieldbus-g1.mcb.t.oleo.cuba Bom) E
(g1.mcb.t.oleo.cuba possui Value \geq 75)
ENTÃO (Condição-g1.mcb.t.oleo.cuba Alarme)

Figura 4.43- Regras de produção para processamento de sinal e monitoração de condição.

No exemplo 6 (Figura 4.43), o valor dos atributos *Quality* e *SubQuality* são, respectivamente, 0 e 6 o que indica que a qualidade do sinal OPC é ruim explicada pelo motivo 6 que, conforme apresentado na Tabela D.2 do Apêndice D, significa qualidade ruim devido à falha na comunicação entre o servidor OPC e o dispositivo DFI302.

Os conseqüentes das regras para avaliação da qualidade do sinal *Fieldbus* são análogos aos conseqüentes das regras para avaliação da qualidade do sinal OPC, e o significado das condições impostas por uma qualidade de sinal *Fieldbus* ruim ou incerta estão mostrados na Tabela D.5 do Apêndice D. As faixas de valores associadas à monitoração de condição de cada grandeza física dos equipamentos da usina de Balbina são apresentadas no Apêndice B.

Para a camada de avaliação de saúde, são mostrados dois exemplos de regras de produção na Figura 4.44. Foram utilizados nestes exemplos os parâmetros: nível de óleo da cuba do mancal combinado (*Label* = *g1.mcb.n.oleo.cuba*) e temperatura do metal das sapatas do mancal guia do gerador da UGH1 medida por três sondas distintas, sondas nº1, nº2 e nº3 (*Labels* = *g1.mgg.t.metal.mguia.sup1*, *g1.mgg.t.metal.mguia.sup2* e *g1.mgg.t.metal.mguia.sup3*).

REGRAS PARA AVALIAÇÃO DE SAÚDE

Exemplo 12
SE (Condição-*g1.mcb.n.oleo.cuba* Alarme)
ENTÃO (Diagnóstico-*g1.mcb.n.oleo.cuba* Vazamento de óleo pelas vedações e conexões da cuba ou pela tubulação)
(email para o grupo mechanics)
(sinótico do mancal combinado da UGH1 pisca na cor vermelha)

Exemplo 13
SE (Condição-*g1.mgg.t.metal.mguia.sup1* Alerta) OU
(Condição-*g1.mgg.t.metal.mguia.sup2* Alerta) OU
(Condição-*g1.mgg.t.metal.mguia.sup3* Alerta)
ENTÃO (Diagnóstico-*g1.mgg.t.metal.mguia.sup* Vibração excessiva do eixo da turbina. As sapatas do mancal podem estar desalinhadas)
(email para o grupo mechanics)
(sinótico do mancal guia do gerador da UGH1 pisca na cor amarela)

Figura 4.44- Regras de produção para avaliação de saúde.

A regra de produção do Exemplo 13 (Figura 4.44) mostra que se pelo menos uma das três sondas de temperatura indicar temperatura na faixa de alerta a parte ENTÃO da regra será disparada gerando um diagnóstico de falha.

5 - ESTUDO DE CASO

Neste capítulo será apresentado um estudo de caso do sistema SIMPREBAL na usina hidrelétrica de Balbina. A análise será focada no sistema de mancal (mancal guia do gerador, mancal combinado, e mancal guia da turbina). Entretanto, serão tecidos alguns comentários acerca dos demais sistemas (sistema da turbina e do gerador). Serão descritos os equipamentos pertencentes a cada sistema da usina, os métodos de análise utilizados e os resultados obtidos. Os objetivos deste estudo de caso são: Validar os diagnósticos de falha produzidos pelo sistema, avaliar a aplicabilidade das sugestões de manutenção, avaliar a adequação das faixas de valores adotadas para a monitoração de condição e avaliar as potencialidades e limitações do sistema SIMPREBAL.

5.1 - APRESENTAÇÃO DO CENÁRIO

Será apresentada nesta Seção uma descrição geral da usina, incluindo localização, capacidade de produção e características técnicas. Em seguida serão descritos seus sistemas (sistema de mancal, sistema da turbina e sistema do gerador) e a instrumentação a eles associada. O objetivo desta seção é fornecer uma visão do ambiente em que está inserida a atual pesquisa de forma a elucidar melhor o estudo de caso.

5.1.1 - Descrição da usina

A usina hidrelétrica de Balbina está localizada no município de Presidente Figueiredo no estado do Amazonas, a 180km da cidade de Manaus, no rio Uatumã, um dos afluentes do rio Amazonas. A Figura 5.1 apresenta uma vista aérea da referida usina.



Figura 5.1- Usina hidrelétrica de Balbina.

A usina possui capacidade de geração de 250MW de energia elétrica (5 geradores de 50MW cada). Os geradores são do tipo Umbrella de baixa rotação (105,88rpm), capacidade nominal de 55,5MVA e tensão nominal de 13,8kV, e são numerados de 1 a 5, como observado na Figura 5.2, sendo que o gerador 1 está mais próximo da margem do rio e o gerador 5 está mais próximo do leito. As unidades geradoras 1, 3 e 5 são auto-alimentadas, ou seja, parte da energia por elas produzida é utilizada para fornecer a corrente de excitação do estator e alimentar as bombas e demais equipamentos elétricos necessários ao funcionamento da unidade, e os geradores 2 e 4 possuem alimentação externa. Portanto, em operação normal, pelo menos um dos geradores de número ímpar deve estar sempre ligado.



Figura 5.2- Vista superior das 5 unidades geradoras.

5.1.2 - Descrição funcional dos equipamentos

As turbinas hidráulicas existentes em Balbina são do tipo Kaplan de eixo vertical, conforme ilustrado na Figura 5.3. São especificadas para uma queda líquida de 21,85m.

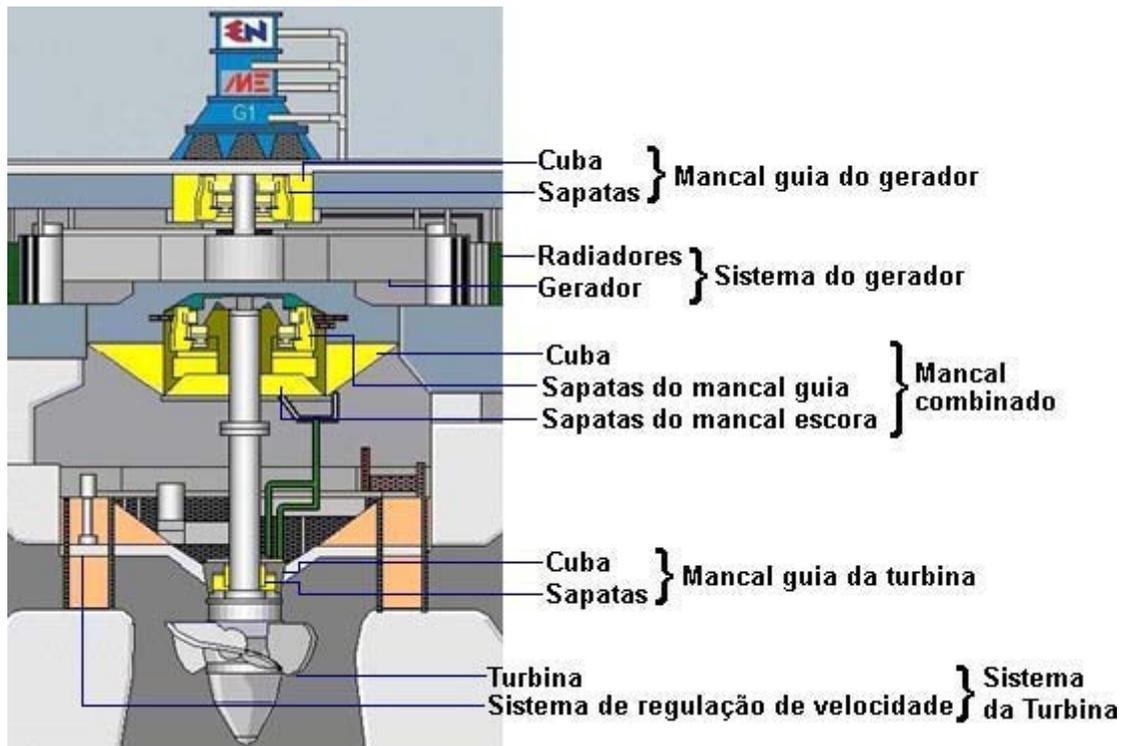


Figura 5.3- Ilustração do grupo turbina-gerador.

Todos os equipamentos e sistemas monitorados pelo SIMPREBAL estão indicados na Figura 5.3. Nesta seção será apresentada uma breve descrição das funções de cada equipamento e de sua instrumentação, uma descrição detalhada é apresentada no Apêndice A para o sistema de mancal. Conforme já mencionado, os equipamentos da usina de Balbina estão divididos em sistemas. São eles: Sistema de mancal, sistema da turbina e sistema do gerador. Quanto à instrumentação, atualmente, cada unidade geradora é monitorada apenas por um dispositivo DFI, ao qual estão conectados 20 transmissores, que, por sua vez, estão ligados a 36 sensores. Tanto as DFIs quanto os transmissores são instrumentos fabricados pela empresa Smar, possuem capacidade de processamento local e se comunicam por meio de uma rede *Fieldbus*. Os sensores são basicamente de temperatura e um deles de densidade. Estão distribuídos entre os sistemas conforme mostrado nas próximas Subseções.

5.1.2.1 - Sistema de mancal

Os mancais são responsáveis por transferir os esforços radiais e axiais do eixo da turbina ao concreto, evitando assim uma vibração excessiva do mesmo e o desgaste prematuro de

todo o grupo. Os componentes de cada mancal são basicamente cuba e sapatas. A cuba é responsável pelo armazenamento de óleo que lubrifica as partes ativas do mancal e as sapatas são estruturas metálicas responsáveis pela formação de um filme de óleo, por efeito hidrodinâmico, entre o metal patente e o eixo da turbina durante o funcionamento da unidade geradora. A Figura 5.4 apresenta uma fotografia do eixo da turbina, mostrando também a tampa, que fornece estanqueidade aos compartimentos do rotor Kaplan, e a região superior das sapatas do mancal guia da turbina (MGT).



Figura 5.4- Eixo e mancal guia da turbina.

O mancal guia da turbina é refrigerado pela própria água que passa nas pás do distribuidor, já os mancais combinado e guia do gerador são dotados de sistemas auxiliares de resfriamento, designados como LCB e LGE, respectivamente. São constituídos por motobombas para circulação de óleo, filtros e trocadores de calor. Os mancais são monitorados por sensores de temperatura do óleo e do metal das sapatas (Figura 5.5), e o sistema de resfriamento do mancal combinado é monitorado por um medidor de densidade (Figura 5.6).



Figura 5.5- Indicadores de temperatura do metal e do óleo do mancal combinado.



Figura 5.6- Sensor de densidade tipo touché.

A Tabela 5.1 apresenta toda a instrumentação do sistema de mancal da UHE Balbina, incluindo as *tags* com que são referenciadas.

Tabela 5.1 - Instrumentação do sistema de mancal da UHE Balbina.

Sistema de mancal		
Subsistema	Tag	Descrição
Mancal guia do gerador (MGG)	38GMM1	Temperatura do metal das sapatas (sonda nº 1)
	38GMM2	Temperatura do metal das sapatas (sonda nº 2)
	38GMM3	Temperatura do metal das sapatas (sonda nº 3)
	38GMO1	Temperatura do óleo na cuba (sonda nº 1)
	38GMO2	Temperatura do óleo na cuba (sonda nº 2)
Mancal guia da turbina (MGT)	38MK1	Temperatura do metal das sapatas (sonda nº1)
	38MK2	Temperatura do metal das sapatas (sonda nº2)
	38MK3	Temperatura do metal das sapatas (sonda nº3)
	38MJ1	Temperatura do óleo na cuba (sonda nº1)
	38MJ2	Temperatura do óleo na cuba (sonda nº2)
Mancal combinado (MCB)	38MG1	Temperatura do metal do mancal guia intermediário (sonda nº1)
	38MG2	Temperatura do metal do mancal guia intermediário (sonda nº2)
	38MG3	Temperatura do metal do mancal guia intermediário (sonda nº3)
	38ME1	Temperatura do metal do mancal escora (sonda nº1)
	38ME2	Temperatura do metal do mancal escora (sonda nº2)
	38ME3	Temperatura do metal do mancal escora (sonda nº3)
	38MI	Temperatura do óleo na cuba
Sistema de resfriamento e lubrificação do MCB	DT302-1	Densidade do óleo do mancal combinado
	DT302-T	Temperatura do óleo calculada pelo transmissor de densidade

5.1.2.2 - Sistema da turbina

O sistema da turbina se subdivide em: turbina hidráulica, sistema de drenagem da tampa, sistema de adução e descarga, e sistema de regulação de velocidade. Atualmente, o único subsistema pertencente ao sistema da turbina monitorado pela instrumentação *Fieldbus* é o sistema de regulação de velocidade (SRV), o qual é mostrado na Figura 5.7.



Figura 5.7- Sensor de densidade tipo touché.

O SRV é o sistema responsável por controlar a velocidade de rotação da turbina. Este controle é realizado através de comandos de abertura e fechamento das pás do distribuidor. O distribuidor é um dispositivo mecânico composto por um conjunto de laminas verticais (pás) formando um círculo. As pás têm grau de liberdade rotativo em torno do eixo vertical, de modo que, ao alterar o ângulo de rotação, altera-se o fluxo de água na turbina. A movimentação das pás está vinculada ao movimento de dois pistões hidráulicos denominados servomotores. Quando é dado um comando para movimentação do distribuidor, o óleo pressurizado contido no tanque cilíndrico azul e amarelo apresentado na Figura 5.7, denominado acumulador ar/óleo, envia, sob pressão constante de 40bar pela ação das motobombas também apresentadas na figura, óleo aos servomotores movimentando-os.

Para que o óleo de regulação não perca suas características de compressão e viscosidade, é necessário resfriá-lo regularmente. Para o resfriamento do óleo é utilizado o tanque

retangular mostrado no Figura 5.7, denominado tanque sem pressão, este tanque é dotado de filtros e trocadores de calor (os trocadores são os componentes pintados de verde na figura). Periodicamente, as motobombas do SRV conduzem o óleo do acumulador ar/óleo para o tanque sem pressão para que seja refrigerado nos trocadores de calor. O sistema SIMPREBAL monitora este processo por meio da aquisição de dados de sensores de temperatura do óleo de regulação e temperatura da água de resfriamento nos trocadores. A Tabela 5.2 apresenta as *tags* monitoradas.

Tabela 5.2 - Instrumentação do sistema da turbina da UHE Balbina.

Sistema da turbina		
Subsistema	Tag	Descrição
Sistema de regulação de velocidade	26AR	Temperatura da água de resfriamento
	26LK	Temperatura do óleo de regulação

5.1.2.3 - Sistema do gerador

A energia mecânica de rotação da turbina é convertida em energia elétrica no gerador. Quando a turbina gira, movimenta o rotor. O rotor é uma série de grandes eletroímãs que, uma vez alimentados por uma corrente de excitação, ao girarem produzem um campo magnético variável. Este campo magnético induz corrente elétrica no estator. O estator é a parte fixa da máquina montada em volta do rotor. É constituído de um material ferromagnético (núcleo) envolto por um conjunto de enrolamentos. Para evitar o aquecimento excessivo do gerador, o ar quente que sai dos enrolamentos é resfriado por radiadores.

O sistema do gerador é monitorado por sensores de temperatura do núcleo e do enrolamento do estator (Figura 5.8), além de sensores de temperatura do ar quente e ar frio dos radiadores, conforme especificado na Tabela 5.3.



Figura 5.8- Sonda de temperatura do enrolamento do estator.

Tabela 5.3 - Instrumentação do sistema do gerador da UHE Balbina.

Sistema do gerador		
Subsistema	Tag	Descrição
Gerador elétrico principal	49G1A	Temperatura do enrolamento do estator fase A
	49G1B	Temperatura do enrolamento do estator fase B
	49G1V	Temperatura do enrolamento do estator fase V
	49G2A	Temperatura do núcleo do estator fase A
	49G2B	Temperatura do núcleo do estator fase B
	49G2V	Temperatura do núcleo do estator fase V
Sistema de resfriamento do gerador	26GAF1	Temperatura de ar frio do radiador n° 1
	26GAF2	Temperatura de ar frio do radiador n° 2
	26GAF3	Temperatura de ar frio do radiador n° 3
	26GAF4	Temperatura de ar frio do radiador n° 4
	26GAF5	Temperatura de ar frio do radiador n° 5
	26GAF6	Temperatura de ar frio do radiador n° 6
	26GAF7	Temperatura de ar frio do radiador n° 7
	26GAF8	Temperatura de ar frio do radiador n° 8
	26GAQ1	Temperatura de ar quente

5.1.2.4 - Considerações gerais

Existe no projeto de automação da usina de Balbina a previsão de instalação de vários outros transmissores, entretanto, até a data da presente análise ainda não haviam sido instalados.

O sistema SIMPREBAL entrou em operação na usina de Balbina no dia 28 de março de 2008. Passou, a partir de então, a levantar diagnósticos de falhas e registrá-los no banco de dados associando-os a sugestões de manutenção. Entretanto, do dia 03 de maio ao dia 29 o sistema ficou fora de operação por problemas técnicos na rede da usina, e após este período voltou a operar normalmente. Transcorreram, portanto, 75 dias com o sistema em operação até a data da presente análise.

5.2 - MÉTODO DE ANÁLISE

A validação dos diagnósticos de falha e sugestões de manutenção fornecidos pelo SIMPREBAL foi realizada através da comparação entre as sinalizações de falha no sistema e as ordens de serviço de manutenção executadas pelos funcionários da usina. Deste modo, pôde-se verificar, a cada falha diagnosticada, se a mesma é válida e se sua sugestão de correção foi seguida.

Os formulários de ordens de serviço são documentos que relatam todas as ações de manutenção da usina. Os registros são numerados seqüencialmente numa planilha e contêm as seguintes informações: Descrição do início do serviço, descrição do encerramento, número do serviço, tipo (ordinário, extraordinário, especial ou com desligamento de máquina), horário de início e horário de término. A Tabela 5.4, a seguir, apresenta um exemplo de duas ordens de serviço ocorridas nos dias 26/02/2008 e 27/02/2008.

Tabela 5.4 - Exemplos de registros de ordens de serviço.

ORDEM DE SERVIÇO BAUGH-03				
ITEM	DESCRIÇÃO DO INÍCIO DO SERVIÇO	Nº	INÍC.	TÉRM.
	DESCRIÇÃO DO ENCERRAMENTO DO SERVIÇO	TIPO	HORA	HORA
14	Corrigir vazamento de óleo no sistema de circulação do MGG	30020367	26/2/2008	27/2/2008
	Foi corrigido vazamento do sistema MGS com reaperto das gaxetas das válvulas e das juntas das MB's 01 e 02.	O	09:58	09:33
15	Efetuar lubrificação e limpeza na MB AG	30020471	27/2/2008	27/2/2008
	Feita inspeção limpeza e lubrificação.	O	08:20	14:39

Além de validar os diagnósticos de falha e tomadas de decisão, é necessário também avaliar a corretude das faixas de valores adotadas para monitoração de condição. A avaliação destas faixas de valores foi realizada através da comparação dos valores assumidos como *setpoint* de alerta, alarme ou trip (Figura 5.9), com os valores das variáveis monitoradas registrados constantemente no banco de dados e com os valores das mesmas variáveis observados em unidades geradoras diferentes, permitindo assim estabelecer uma faixa normal de trabalho e estimar as faixas de alerta e alarme.

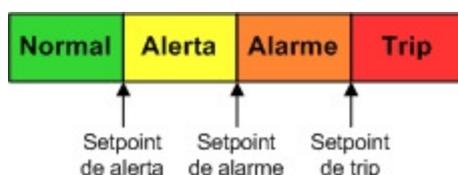


Figura 5.9- Faixas de valores para monitoração de condição.

Os valores de *setpoint* foram comparados ainda com os valores observados durante a ocorrência de falhas registradas em ordens de serviço, o que permitiu avaliar com maior precisão a adequabilidade dos *setpoints* de alerta e alarme. É importante ainda esclarecer

que o *setpoint* de trip é um valor fixo recomendado pelo fabricante de cada equipamento e, portanto, não necessita ser avaliado quanto à adequação.

Diante dos resultados das análises supracitadas, conclui-se o trabalho avaliando as potencialidades e limitações do sistema SIMPREBAL e propondo correções e melhorias.

5.3 - RESULTADOS E DISCUSSÕES

Serão apresentados nesta seção os resultados do estudo de caso aplicado ao sistema de mancal da usina de Balbina. Estudos semelhantes, porém com outros enfoques, estão documentados nos trabalhos de Simeón (2008), o qual desenvolveu uma análise da atuação do SIMPREBAL no sistema do gerador da usina, e Tonaco (2008), que utilizou o sistema da turbina. Estes estudos de caso serão também comentados no presente trabalho, comparando todos os diagnósticos do sistema com as ordens de serviço executadas pelos funcionários da usina.

5.3.1 - Análise das falhas

Os diagnósticos de falhas registrados no banco de dados do SIMPREBAL, durante os 75 dias de operação do sistema, indicam a ocorrência de 22 estados de TRIP, 843 de ALARME e 1541 de ALERTA, distribuídos entre os sistemas da usina conforme apresentado na Figura 5.10.

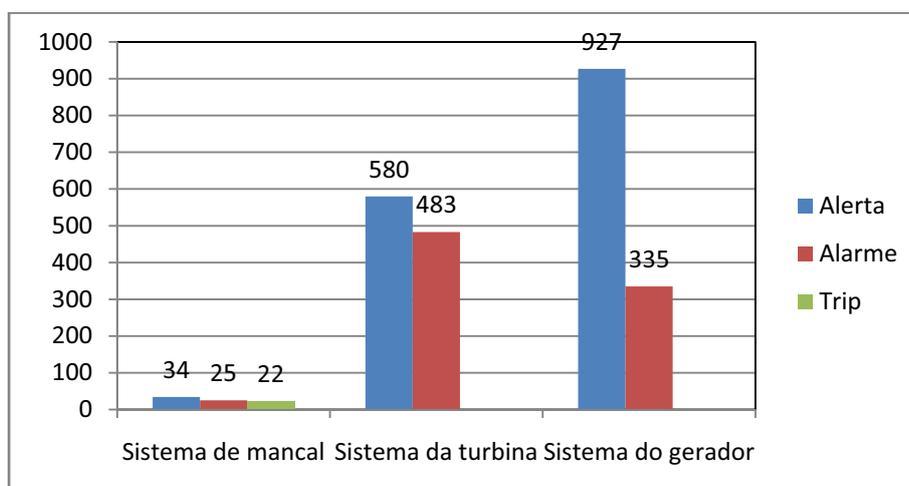


Figura 5.10- Anomalias detectadas na usina de Balbina.

Observa-se pela figura que, dado o pouco tempo de operação do sistema, o número de anomalias detectadas é bastante elevado. Isto se deve a um problema que não foi observado durante a concepção do SIMPREBAL: Ao se estabelecerem faixas rígidas de operação para a monitoração das condições funcionais dos equipamentos não se levou em consideração as flutuações de valores das variáveis monitoradas e sua influência no registro das anomalias. Por exemplo, se o valor medido de uma grandeza física, como a temperatura, oscila de tal forma que entra e sai várias vezes de uma determinada faixa de operação, como a faixa de alerta, em decorrência de pequenas variações nas condições operacionais do sistema, então esta grandeza é registrada no banco de dados tantas vezes quantas entra na referida faixa de operação. A Figura 5.11 ilustra esta situação para a variável de temperatura do ar frio do radiador nº 8 do sistema de resfriamento do gerador (SRG) da UGH4. Somente no período de 28/03/2008 a 07/04/2008 foram registrados 34 alertas associados a esta variável.

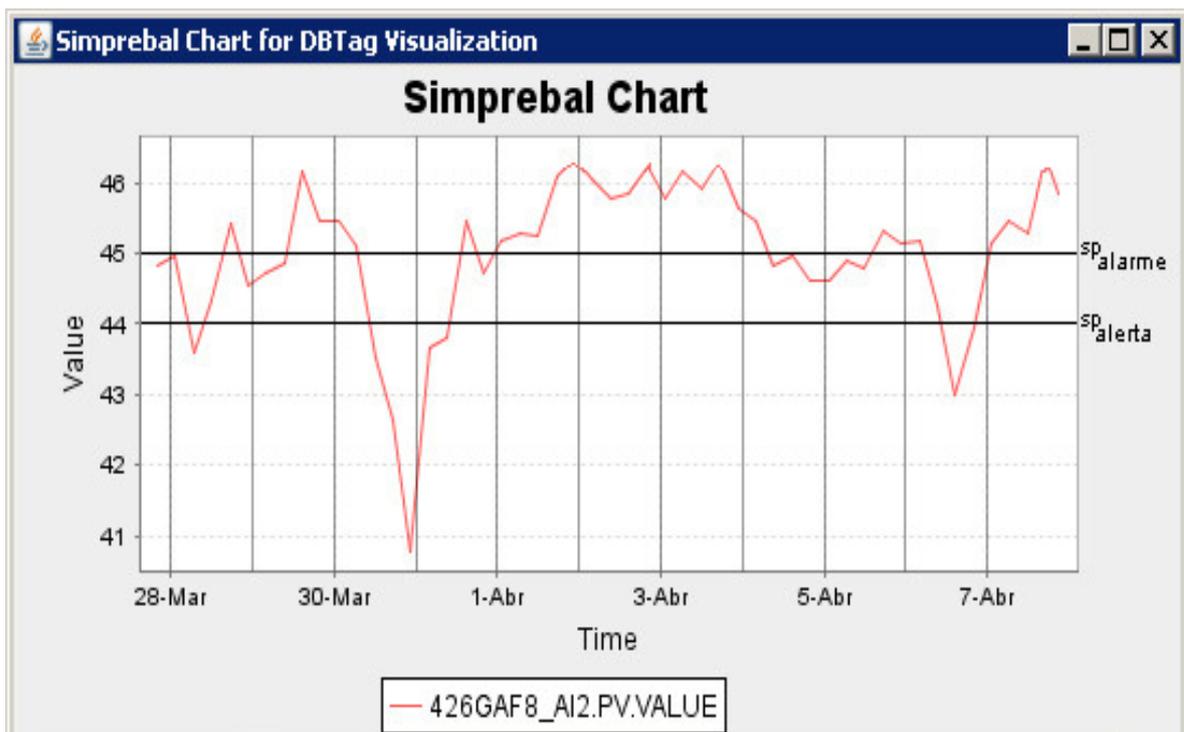


Figura 5.11- Oscilações de uma variável monitorada entre as faixas de alerta e alarme.

Este problema seria reduzido se houvesse um tratamento preliminar dos dados obtidos via OPC antes de processar as regras de produção. Tal tratamento poderia ser, por exemplo, arredondar os valores para duas casas decimais. Outra solução para este problema poderia ser a introdução de lógica *fuzzy* ao sistema. As faixas de monitoração da condição

poderiam ser *fuzzyficadas* de modo a não mais indicar condições estáticas para as variáveis monitoradas, mas condições de maior ou menor probabilidade de ocorrência. Desta forma se evitaria os registros freqüentes de uma mesma anomalia no banco de dados.

Mais uma solução, talvez mais simples que a utilização de lógica *fuzzy*, seria a realização de uma filtragem das variáveis processadas nas regras de produção por meio de histerese³. Por exemplo, a variável temperatura poderá entrar na faixa de operação designada como alerta quando for maior que 45°C, mas só sairá desta faixa quando cair abaixo de 44,5°C. Por outro lado, esta mesma variável entrará na faixa de alarme quando atingir 46,5°C, mas só poderá sair desta faixa se cair abaixo de 46°C. A Figura 5.12 apresenta uma curva de histerese para este processo, e a Figura 5.13 exemplifica o processo através de um gráfico de evolução do valor da variável monitorada ao longo do tempo. Observa-se na Figura 5.13 que o segundo alerta só é gerado após o sinal monitorado voltar ao intervalo de valores normais.

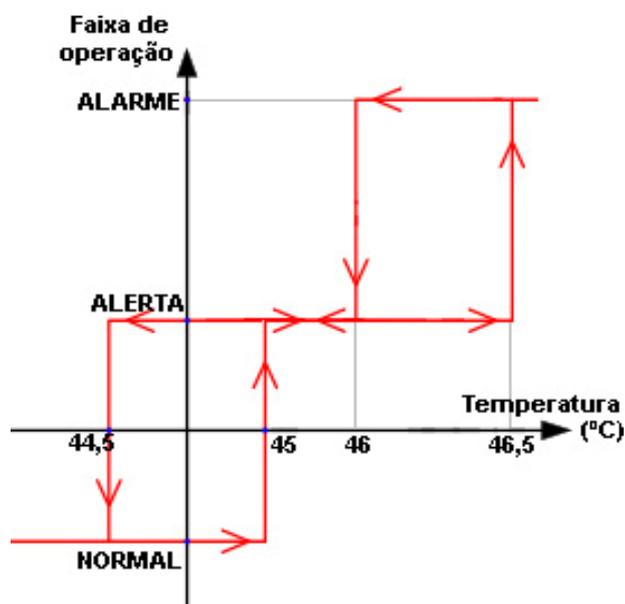


Figura 5.12- Curva de histerese para manipulação das variáveis.

E ainda, outra solução para o problema apresentado seria impedir o re-disparo de uma

³ O termo histerese utilizado neste trabalho é consistente com o utilizado em processos de acondicionamento digital de sinais e corresponde à tendência de um determinado sinal conservar suas propriedades mesmo na ausência do evento que as gerou. Trata-se de uma espécie de retardo do sinal.

regra de diagnóstico a menos que este diagnóstico já estivesse reconhecido pelo operador do sistema. Ou seja, enquanto o operador não assinalar um determinado diagnóstico apresentado nas telas de sinótico, indicando que o mesmo já foi solucionado, as regras de produção serão impedidas de apresentar e registrar em banco de dados o referido diagnóstico.

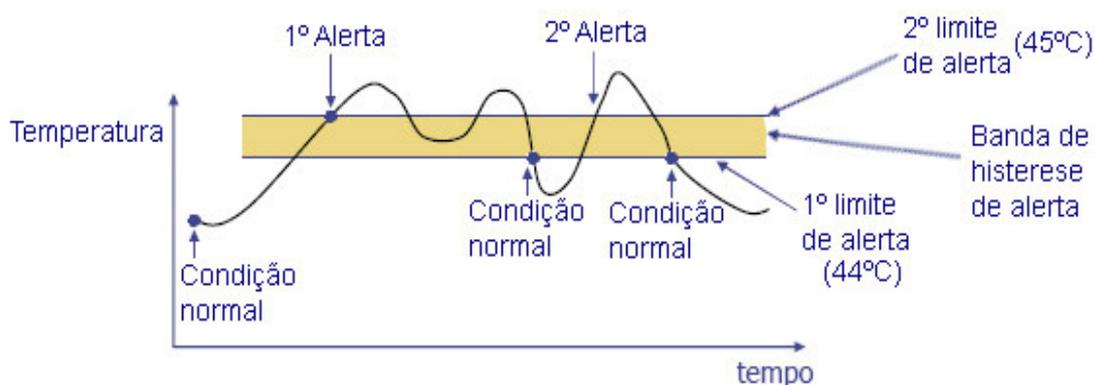


Figura 5.13- Curva de histerese para manipulação das variáveis.

Para realizar corretamente a análise das falhas é necessário utilizar uma das três sugestões de processamento da informação e desta forma eliminar os registros repetidos no banco de dados. Serão analisadas nas próximas seções as anomalias detectadas particularmente em cada equipamento.

5.3.2 - Sistema de Mancal

O sistema de mancal é fundamental para o funcionamento de uma unidade geradora. É um dos responsáveis pela garantia da qualidade da energia produzida, pois evita as vibrações e instabilidades do grupo turbina-gerador. Falhas neste sistema são altamente indesejáveis e podem causar danos catastróficos à instalação. Um eventual contato do metal das sapatas do mancal com o metal do eixo da unidade geradora pode provocar arranhões no eixo, cujo reparo custará vários dias de máquina parada e enormes prejuízos à usina. Para evitar tais falhas, este sistema é altamente monitorado por sensores de temperatura, conforme já descrito na Tabela 5.1.

O SIMPREBAL detectou anomalias no sistema de mancal das UGHs 1 e 2, conforme apresentado na Figura 5.14.

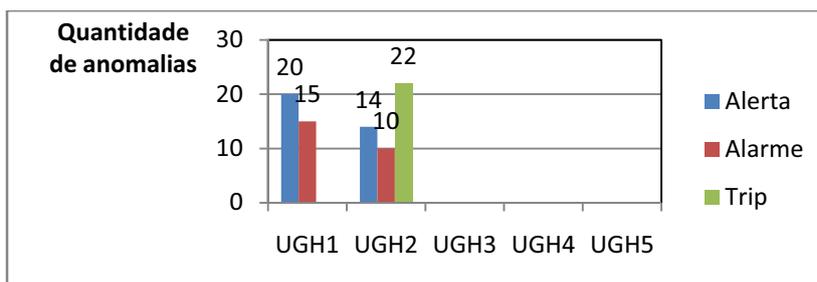


Figura 5.14- Anomalias detectadas no sistema de mancal.

Na unidade geradora 1, todas as anomalias detectadas ocorreram no dia 30/03/2008 das 12:51h às 14:49h. Todas estas anomalias estão relacionadas ao sensor de densidade pertencente ao sistema de resfriamento e lubrificação do mancal combinado (LCB), cujos *setpoints* de alerta e alarme são respectivamente 0,8845 e 0,885. Foram descritas como: “Alta densidade do óleo no mancal combinado” e a causa apontada foi: “Possível contaminação de óleo com água”. Entretanto não é este o verdadeiro motivo que levou o valor da densidade do óleo no mancal atingir 0,885g/cm³. Foi observado que no dia 30/03/2008 das 07:52h às 15:40h houve uma ordem de serviço de manutenção preventiva para verificar o nível de óleo nos mancais. Portanto, a escotilha de acesso à cuba do mancal combinado foi aberta provocando uma sensível diminuição na temperatura do óleo (de 41,8°C a 33,1°C, conforme medido pelo transmissor DT302-T) e um conseqüente aumento em sua densidade. As Figuras 6.15 e 6.16, a seguir, apresentam, respectivamente, os valores históricos das tags de temperatura e densidade do óleo do LCB1 na data do referido acontecimento.

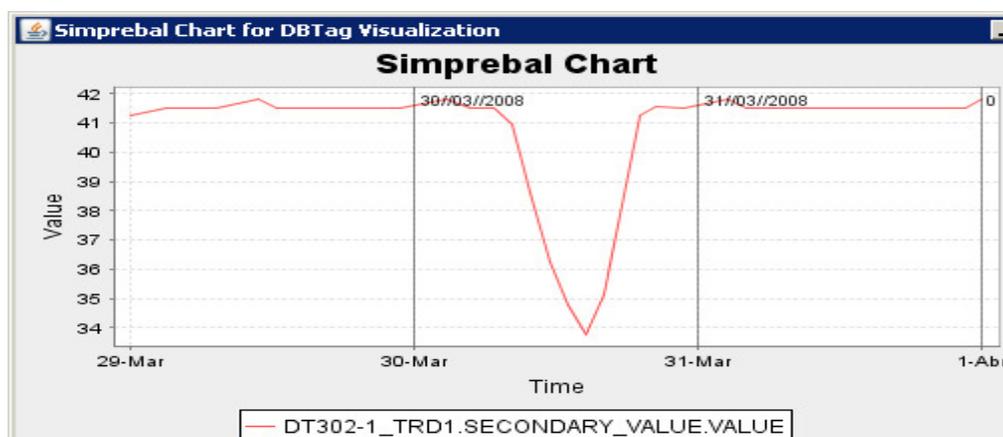


Figura 5.15- Gráfico de temperatura do óleo no LCB1 no período de 29/03/2008 a 01/04/2008.

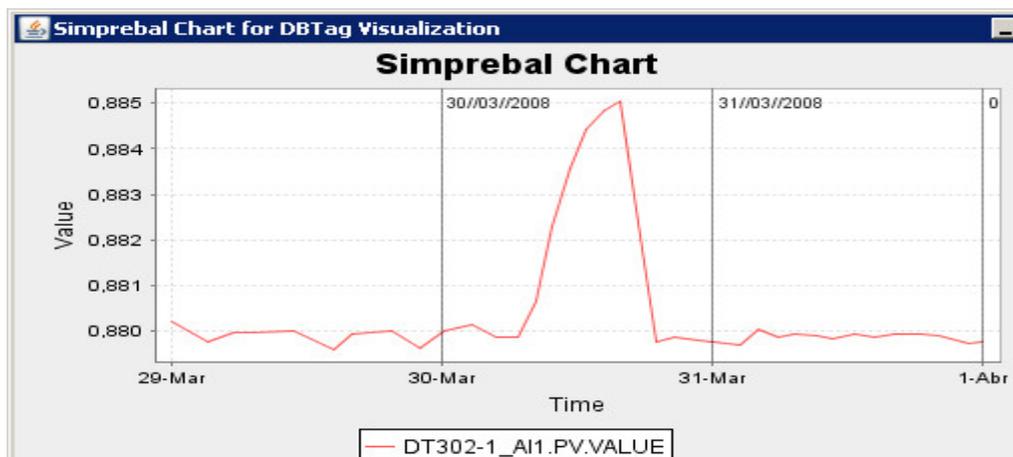


Figura 5.16- Gráfico densidade do óleo no LCB1 no período de 29/03/2008 a 01/04/2008.

Este diagnóstico incorreto poderia ser evitado se fosse levada em consideração nas regras de avaliação de saúde não somente a densidade do óleo, mas também a temperatura, conforme mostrado em pseudocódigo:

SE (Sinal-Fieldbus-g1.lcb.d.oleo Bom) E

(g1.lcb.d.oleo possui *Value* \geq 0.8845 e *Value* $<$ 0.885)

ENTÃO (Condição-g1.lcb.d.oleo Alerta)

SE (Sinal-Fieldbus-g1.lcb.t.oleo.tub.entrada.cuba Bom) E

(g1.lcb.t.oleo.tub.entrada.cuba possui *Value* \geq 40)

ENTÃO (Condição-g1.lcb.t.oleo.tub.entrada.cuba Alerta)

SE (Condição-g1.lcb.d.oleo Alerta) E

(Condição-g1.lcb.t.oleo.tub.entrada.cuba Alerta)

ENTÃO (Diagnóstico-g1.lcb.d.oleo Alta densidade do óleo no mancal combinado)

(email para o grupo *mechanics*)

(sinótico do mancal combinado da UGH1 pisca na cor amarela)

Onde *g1.lcb.d.oleo* é o *Label* atribuído à *Tag* DT302-1 (sensor de densidade no óleo no mancal combinado), e *g1.lcb.t.oleo.tub.entrada.cuba* é o *Label* atribuído à *Tag* DT302-T (transmissor de temperatura do óleo na tubulação de entrada da cuba do mancal combinado).

Na unidade geradora 2, todos os registros de falhas do sistema de mancal também se referem a uma única anomalia, no caso, “Alta temperatura do metal das sapatas do mancal guia do gerador (MGG)”. Esta anomalia ocorre quando a temperatura medida por pelo menos um dos termorresistores PT100 do metal do MGG atinge os valores de 75°C (alerta), 80°C (alarme), ou 85°C (trip). Todas as anomalias registradas no sistema de mancal da UGH2 foram provocadas pelo sensor de temperatura nº2, identificado por G238GMM2. Sabe-se, no entanto, que nem a temperatura do óleo na cuba nem a temperatura do metal das sapatas dos mancais jamais atingiram seus respectivos *setpoints* de alerta, e deseja-se que estes valores jamais sejam atingidos, pois representaria uma falha grave. Foi observado que, enquanto a sonda de temperatura G238GMM2 media valores entre 80°C e 130°C, as sondas nº1 e nº3, G238GMM1 e G238GMM3, mediam valores em torno de 60°C, correspondentes à valores normais de processo, como pode ser observado na Figura 5.17. Portanto, pode-se afirmar que o sensor G238GMM2 apresenta avarias ou está descalibrado e suas medições estão incorretas.

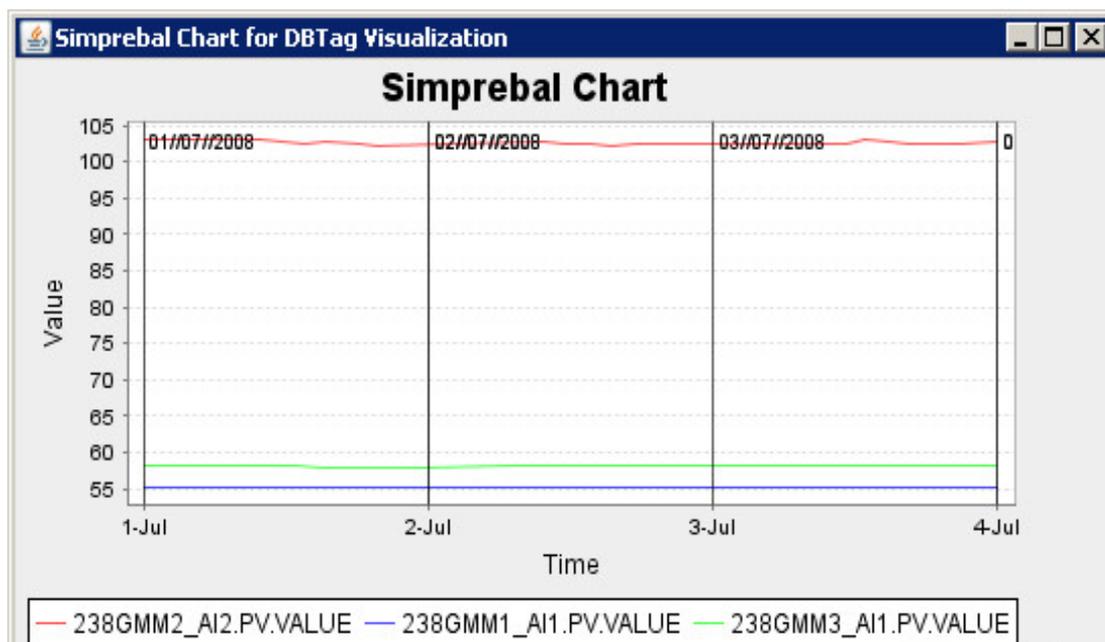


Figura 5.17- Comparação entre os valores das sondas de temperatura da UGH2 no período de 01/07/2008 a 04/07/2008.

Segundo Oliveira (2003), a vida útil de um sensor PT100 em ambientes com vibração é, em média, 15 anos. E foi descoberto, em conversas com alguns operadores da usina de Balbina que alguns sensores, como é o caso do sensor G238GMM2, jamais foram trocados

desde a fundação da usina em 1987. Logo, é correto afirmar que a causa das anomalias registradas no banco de dados é o fim da vida útil do sensor G238GMM2. A camada de avaliação de saúde deveria comparar as medições dos três sensores de temperatura do metal do mancal e, se a temperatura medida por um dos sensores estivesse muito diferente da temperatura medida pelos outros dois, então o diagnóstico da falha deveria ser “fim da vida útil do sensor” e a decisão, “Trocar o sensor com problema”.

Assim, finalizam-se as análises de falha no sistema de mancal. Conclui-se que este sistema, dada a sua grande robustez dificilmente falha. Sendo mais comum a realização de manutenções preventivas (como verificação dos níveis de óleo na cuba e inspeção de vazamentos). As manutenções baseadas na condição deverão ser mais freqüentes no sistema auxiliar do mancal (sistema de resfriamento e lubrificação), porém a instrumentação para este sistema (como pressão de óleo na saída das motobombas, temperatura de óleo e de água nos trocadores de calor, entre outros) ainda não foi instalada.

5.3.3 - Sistema da turbina

Conforme apresentado na Tabela 5.2, o sistema da turbina é composto por um sistema de regulação de velocidade (SRV) o qual é monitorado por dois sensores de temperatura: 26LK – temperatura do óleo de regulação – e 26AR – temperatura da água de resfriamento. As anomalias detectadas pelo SIMPREBAL no sistema da turbina são mostradas na Figura 5.18, a seguir.

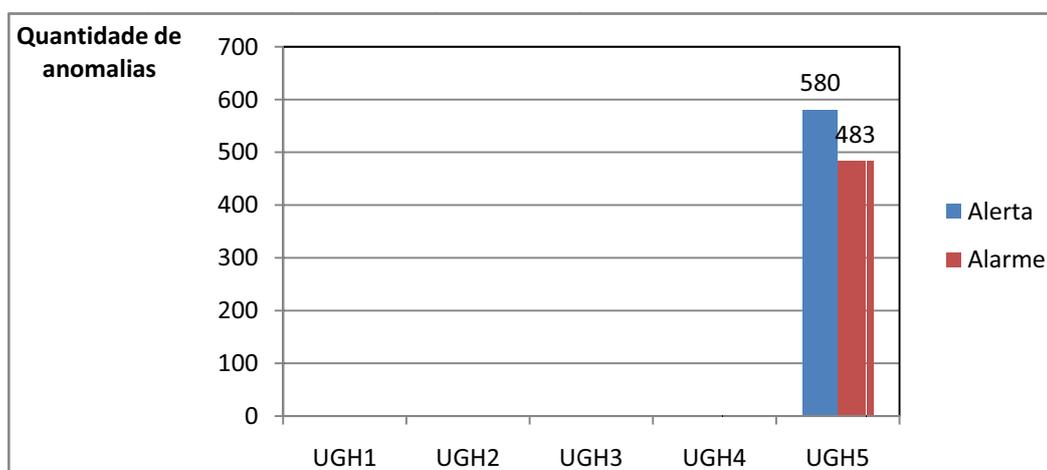


Figura 5.18- Anomalias detectadas no sistema da turbina.

Nota-se que somente na UGH5 foram detectadas anomalias. São elas:

- 4 alertas de alta temperatura do óleo de regulação, detectados pela tag G526LK, cujo *setpoint* de alerta é 47°C;
- 576 alertas de alta temperatura da água de resfriamento, detectados pela tag G526AR, cujo *setpoint* de alerta é 34°C;
- 483 alarmes de alta temperatura da água de resfriamento, também detectados pela tag G526AR, cujo *setpoint* de alarme é 35°C.

A causa apontada para todas estas anomalias é “sujeira nos trocadores de calor”. Um tratamento dos dados registrados no banco de dados permite observar que os alertas de alta temperatura do óleo de regulação ocorreram duas vezes: a primeira no dia 07/04/2008 e a segunda no dia 01/06/2008. E os alertas e alarmes de alta temperatura da água de resfriamento ocorreram praticamente todos os dias de funcionamento do SIMPREBAL, seguindo um padrão horário conforme observado na Figura 5.19. A tag G526AR varia entre 34°C e 35,1°C, sendo que os picos de temperatura ocorrem sempre entre 13:00h e 19:00h, provavelmente os horários de maior consumo de energia e, conseqüentemente de maior potência gerada.

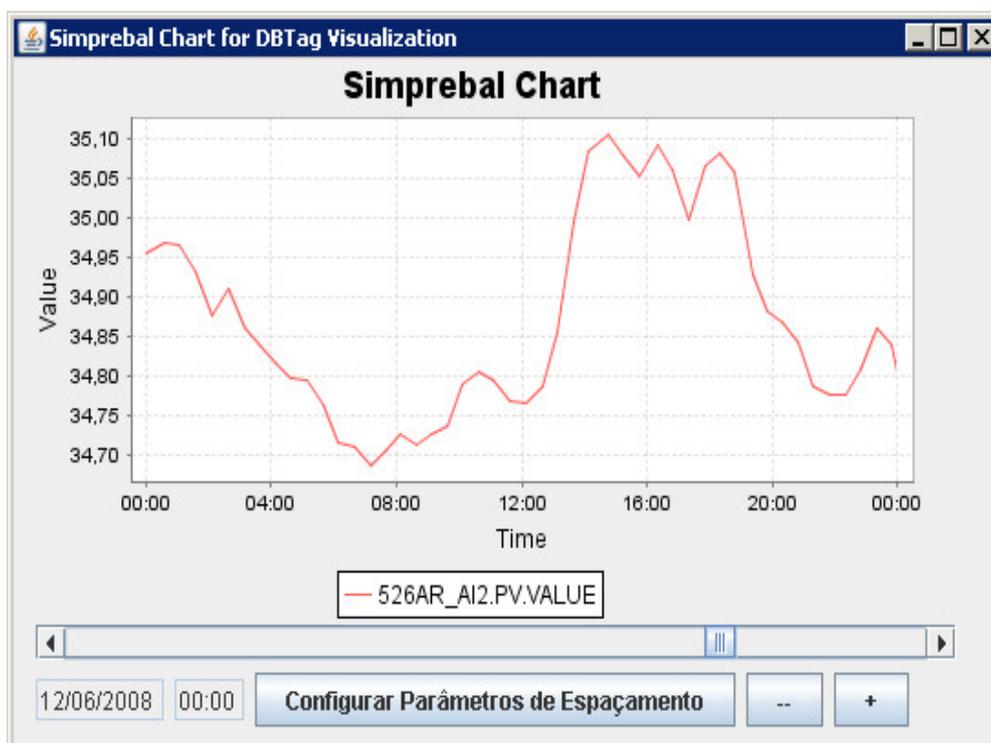


Figura 5.19- Curva de temperatura da água de resfriamento do SRV5.

Observando-se as ordens de serviço do sistema de regulação de velocidade da UGH5, nota-se que no dia 07/04 foi realizada uma limpeza no trocador de calor após ter sido disparado corretamente o seguinte alerta: “Alta temperatura do óleo de regulação – Trocar de trocador de calor e efetuar limpeza nos feixes tubulares do trocador sujo”. Após a limpeza no trocador de calor, a temperatura do óleo de regulação, que havia atingido o *setpoint* de 47°C, caiu para 44,3°C, normalizando o sistema.

No final de maio e início de junho, quando a temperatura do óleo de regulação voltava a aumentar, foram registradas duas ordens de serviço em Balbina, conforme apresentado na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 - Ordens de serviço para o SRV5.

ORDEM DE SERVIÇO BAUGH-05				
ITEM	DESCRIÇÃO DO INÍCIO DO SERVIÇO	Nº	INÍC.	TÉR.M.
	DESCRIÇÃO DO ENCERRAMENTO DO SERVIÇO	TIPO	HORA	HORA
47	efetuar limpeza no trocador de calor n02 do sistema reg. velocidade.	30021942	30/5/2008	30/5/2008
	foi efetuada a limpeza do equipamento, porém, o mesmo não encontrava-se com sujeira	O	09:00	10:30
48	completar nível de óleo do tanque sem pressão	30021966	3/6/2008	3/6/2008
	foram completados 185 litros de óleo TR-86	O	08:58	09:51

Desta vez a sugestão de ordem de serviço dada pelo sistema SIMPREBAL foi incorreta, pois era sabido que os trocadores de calor não estavam sujos. Neste mesmo dia a temperatura da água de resfriamento atingiu o seu maior valor registrado no banco de dados, 36,8°C. O problema foi resolvido no dia 03/06/2008, quando foi executada a segunda ordem de serviço mostrada na Tabela 5.5.

O sistema em estudo poderia facilmente detectar a causa desta anomalia e sugerir ordens de serviço corretamente, se houvesse dados do nível de óleo do tanque sem pressão disponíveis via OPC. Há uma previsão de instalação de transmissores de nível de óleo na usina, porém ainda não foi realizado. Contudo, fica validada a monitoração de temperatura do óleo de regulação, pois, conforme verificado na Figura 5.20, nas duas únicas vezes em que o sistema registrou uma anomalia relacionada à tag de temperatura do óleo de regulação, foram executadas ações de manutenção condicional.

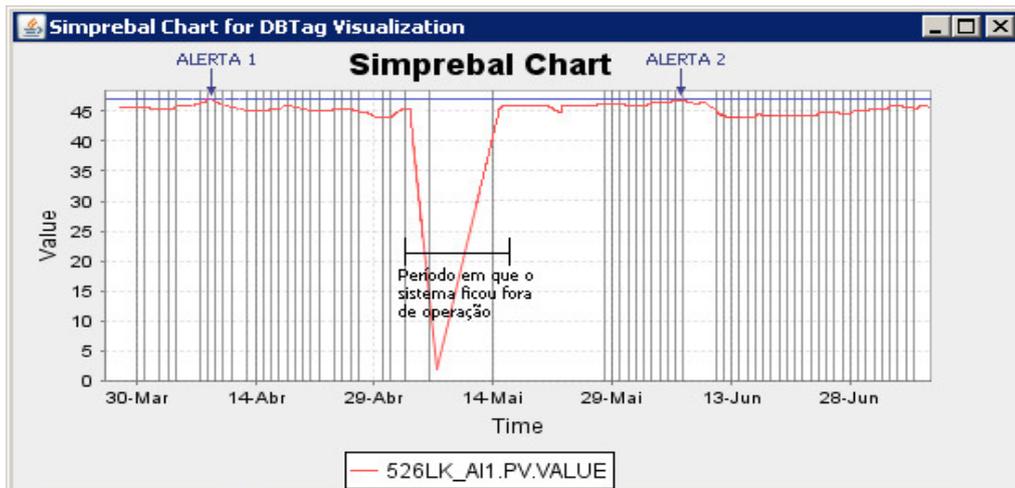


Figura 5.20- Evolução da temperatura do óleo de regulação de 28/03/2008 a 06/07/2008.

Quanto aos inúmeros alertas e alarmes sobre a temperatura da água de resfriamento, recomenda-se que os limites especificados sejam ampliados para a UGH5, pois de acordo com os valores históricos registrados (Figura 5.21), esta unidade geradora trabalha a uma temperatura mais alta do que as outras UGHs (entre 34°C e 35°C). Uma sugestão é estabelecer o valor de 35,2°C para o *setpoint* de alerta e 36°C para *setpoint* de alarme. Segundo os operadores da usina, o fato da UGH5 possuir uma temperatura maior que as outras UGHs, se deve a esta unidade geradora estar localizada no leito do rio e conseqüentemente canaliza maior quantidade de sujeira, e a água de serviço utilizada para resfriamento dos equipamentos por ser mais suja absorve menos calor.

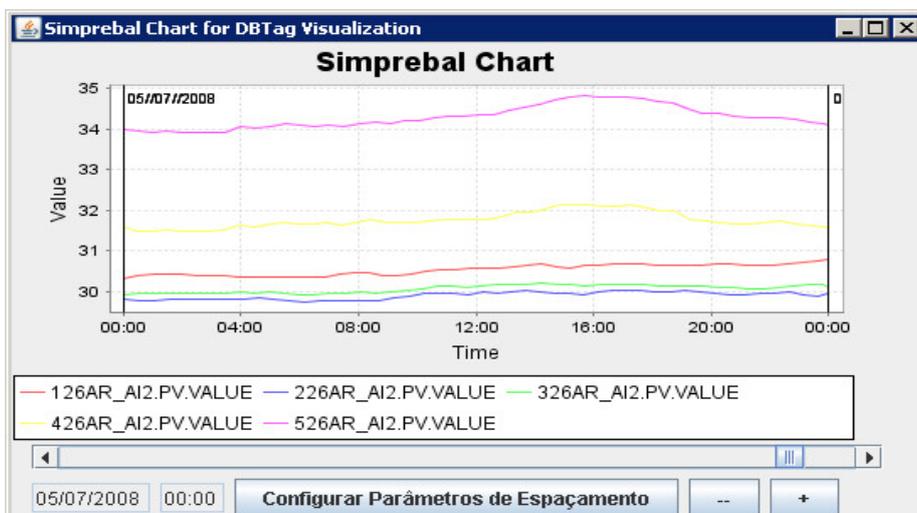


Figura 5.21- Valor da tag 26AR observado nas 5 UGHs no dia 05/07/2008.

De acordo com a metodologia MCC, a solução de limpeza dos trocadores de calor da UGH5 não é uma solução válida, pois a falha funcional da UGH5 é sujeira na água de resfriamento, e o efeito, sujeira nos trocadores de calor. A ação de limpeza dos trocadores combate apenas os sintomas ou efeitos da falha. Uma ação de melhoria na usina que eliminaria a falha funcional seria alterar o ponto de coleta da água de serviço, de modo que se consiga obter uma água mais limpa.

É importante observar ainda, que não há registros de ordens de serviço para o sistema de regulação de velocidade das outras unidades geradoras assim como não houve registros de anomalias para estas unidades no banco de dados.

5.3.4 - Sistema do gerador

Todas as anomalias detectadas no sistema do gerador se referem à alta temperatura do ar na saída dos radiadores, também conhecida como temperatura do ar frio dos radiadores. A Figura 5.22, apresenta um gráfico das anomalias do sistema do gerador diagnosticadas em cada unidade geradora.

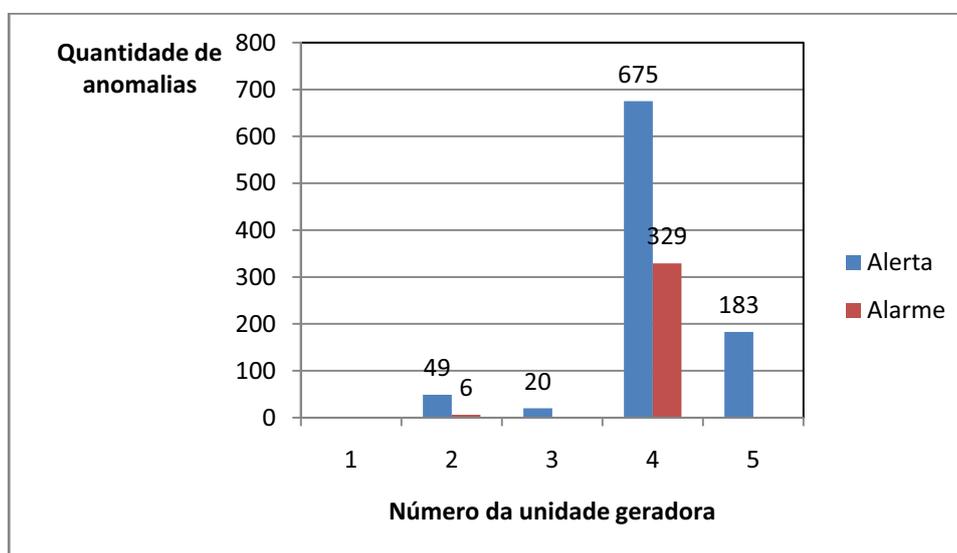


Figura 5.22- Anomalias detectadas no sistema do gerador.

Foi observado que não existem ordens de serviço para limpeza dos radiadores registradas durante o período de funcionamento do SIMPREBAL. É possível que os limites de alerta e alarme para temperatura de ar frio dos radiadores estejam muito rigorosos. Atualmente, é

registrado um alerta se pelo menos seis dos oito sensores de temperatura do ar frio dos radiadores indicarem um valor maior ou igual a 44°C, e é registrado um alarme se pelo menos seis destes sensores indicarem um valor maior ou igual a 45°C. A Figura 5.23 apresenta as curvas de temperatura de ar frio dos radiadores da UGH4 durante o período de 01/04/2008 a 13/04/2008.

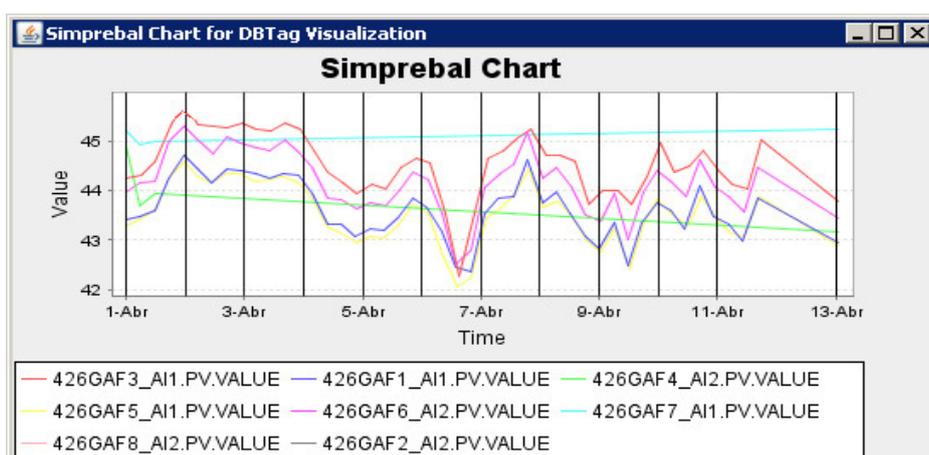


Figura 5.23- Curvas de temperatura de ar frio dos radiadores da UGH4.

A Figura 5.23 mostra que a maioria das variáveis monitoradas apresenta valores entre 44°C e 45°C. Esta faixa de valores, que na prática é uma faixa normal de operação, é considerada pelo sistema SIMPREBAL como uma faixa de alerta. Sugere-se, neste caso, que a faixa de alerta seja eliminada das regras de produção, e que o sistema envie um alarme apenas se a temperatura de ar frio dos oito radiadores apresentar um valor maior ou igual a 45°C.

5.3.5 - Indicadores de desempenho

Foram calculados os KPIs (*key performance indicators*) para cada unidade geradora, entretanto, em função da exagerada quantidade de falhas repetidas registradas desnecessariamente no banco de dados do sistema SIMPREBAL, e da falta de definição da data de término das anomalias, os indicadores de desempenho forneceram resultados incorretos. As datas de término das anomalias foram concebidas, nesta primeira versão do sistema SIMPREBAL, para serem fornecidas pelos operadores da usina através do preenchimento de um formulário, entretanto, como pode ser notado na Figura 5.24, que apresenta um histórico de anomalias, nenhuma anomalia diagnosticada pelo sistema teve sua data de término preenchida.

HISTÓRICOS DE ANOMALIAS

Unidade Geradora: UGH-05
Sistema: Todos os sistemas
Equipamento: Todos os equipamentos

Sistema	Equipamento	ID anomalia	Descrição	Causa	Data de início	Data de término
Sistema do gerador	Sistema de resfriamento do gerador	1	Alta temperatura de ar frio dos radiadores	Sujeira nos radiadores	2008-03-28 14:25:36	
Sistema do gerador	Sistema de resfriamento do gerador	2	Alta temperatura de ar frio dos radiadores	Sujeira nos radiadores	2008-03-29 01:25:33	
Sistema do gerador	Sistema de resfriamento do gerador	3	Alta temperatura de ar frio dos radiadores	Sujeira nos radiadores	2008-03-29 08:34:34	
Sistema da turbina	Sistema de regulacao de velocidade	162	Alta temperatura da agua de resfriamento	Sujeira nos trocadores de calor	2008-05-29 21:01:01	

Figura 5.24- Histórico de anomalias da UGH5 fornecido por páginas PHP.

Dos dez KPIs propostos, seis puderam ser calculados de forma automatizada pelo sistema SIMPREBAL. São eles: Número de ocorrências de ALERTA, ALARME e TRIP, Frequência de defeitos e falhas e Fator de criticidade dos equipamentos. Os quatro KPIs restantes, Tempo médio para defeito, Tempo médio para falha, Tempo médio para reparo e porcentagem de acertos do SIMPREBAL, não foram calculados. Para os três primeiros KPIs, faltou a informação de duração dos estados de alerta, alarme e trip, ou seja, a data de término das anomalias detectadas, e, para o KPI da porcentagem de acertos do sistema, faltou a realimentação do banco de dados. Esta realimentação deveria ser feita pelos operadores da usina indicando, após cada diagnóstico de anomalia, se o diagnóstico é válido. As Figuras 6.25 e 6.26 apresentam as telas de cálculo dos KPIs para as unidades geradoras 2 e 5, as quais serão comentadas em seguida. As telas de cálculo dos KPIs de todas as unidades geradoras são mostradas, para fins de comparação, no Apêndice F.

Observa-se que, pelo fato de haver vários registros repetidos de ocorrências de alertas e alarmes no banco de dados do sistema, os cálculos de frequências de defeitos forneceram resultados muito fora da realidade. Como pode ser visto na Figura 5.26, a frequência defeitos calculada para o sistema de regulação de velocidade da UGH5 foi de 0,4 defeitos/hora. Daí a necessidade de se realizar um melhor acondicionamento do sinal recebido dentro das faixas de operação (ALERTA, ALARME e TRIP) através de técnicas de histerese de forma a evitar a mudança abrupta de faixa de operação provocada por uma variação mínima do sinal.

As técnicas de histerese podem ser implementadas nas regras de produção na camada de monitoração incluindo-se novos *setpoints* de alerta, alarme e trip (que delimitariam uma pequena região de transição de faixas de operação para uma determinada variável) e informações sobre o estado operacional da variável monitorada no ciclo de processamento anterior. O Apêndice E apresenta alguns exemplos das novas regras de produção.

Os únicos registros de TRIP no banco de dados ocorreram na UGH2, devido à alta temperatura do metal do mancal guia do gerador, conforme descrito na Figura 5.25 e verificado na Seção 6.3.2. Portanto este mancal é o único equipamento da usina que possui uma frequência de falhas diferente de zero, pois neste trabalho considerou-se que falha refere-se à ocorrência de trip, e defeito refere-se às ocorrências de alerta e alarme.

Observa-se ainda que os tempos médios de defeito, falha e reparo em todas as unidades geradoras receberam o valor zero, pois o cálculo correto necessitava de informações sobre a data de término de cada anomalia. Esta data de término poderia ser inserida automaticamente pelo sistema SIMPREBAL realizando-se uma contagem da quantidade de ciclos de processamento que ocorreram desde o início da detecção de um determinado diagnóstico até o primeiro ciclo em que este diagnóstico parou de ser acusado pelas regras. Este número de ciclos pode ser transformado em valor de tempo dado que atualmente cada ciclo de processamento inteligente do sistema SIMPREBAL (configurado no arquivo *config.ini*) dura 30 segundos. Registrando-se corretamente a duração de cada anomalia no banco de dados, o sistema poderá realizar, a partir dos cálculos dos tempos médios de defeito, falha e reparo (*MTTD*, *MTTF* e *MTTR*), estimativas de prognósticos de falha pelo método da vida útil restante (*RUL – Remaining Useful Life*).

EXCELÊNCIA DE SERVIÇO

Mancal guia do gerador

Número de ocorrências de ALERTA: 14
 Número de ocorrências de ALARME: 10
 Número de ocorrências de TRIP: 22

TAG	STATUS	Número de ocorrências
G238GMM1 ou G238GMM2 ou G238GMM3	ALARME	10
G238GMM1 ou G238GMM2 ou G238GMM3	ALERTA	14
G238GMM1 ou G238GMM2 ou G238GMM3	TRIP	22

Sistema de resfriamento do gerador

Número de ocorrências de ALERTA: 49
 Número de ocorrências de ALARME: 6
 Número de ocorrências de TRIP: 0

TAG	STATUS	Número de ocorrências
G226GAF1 e G226GAF2 e G226GAF3 e G226GAF4 e G226GAF5 e G226GAF6 e G226GAF7 e G226GAF8	ALARME	6
G226GAF1 e G226GAF2 e G226GAF3 e G226GAF4 e G226GAF5 e G226GAF6 e G226GAF7 e G226GAF8	ALERTA	49

EXCELÊNCIA OPERACIONAL

Mancal guia do gerador

Existem falhas cuja data de término não está preenchida. Favor preencha-as para maior precisão dos cálculos

Frequencia de DEFEITOS: 0.0096 defeitos/hora
 Frequencia de FALHAS: 0.0092 falhas/hora
 Tempo médio para defeito (MTTD): 0 horas/defeito
 Tempo médio para falha (MTTF): 0 horas/falha
 Tempo médio de reparo (MTTR): 0 horas/reparo

CRITICIDADE DAS FALHAS				
Defeito/Falha	Severidade	Número de ocorrências	Dificuldade de detecção	Número de prioridade de risco (NPR)
Alta temperatura do metal da cuba do mancal guia do gerador	7	9	1	63
Alta temperatura do metal da cuba do mancal guia do gerador	8	9	1	72
Alta temperatura do metal da cuba do mancal guia do gerador	9	10	1	90
Criticidade geral do equipamento: 90				

Sistema de resfriamento do gerador

Existem falhas cuja data de término não está preenchida. Favor preencha-as para maior precisão dos cálculos

Frequencia de DEFEITOS: 0.0229 defeitos/hora
 Frequencia de FALHAS: 0 falhas/hora
 Tempo médio para defeito (MTTD): 0 horas/defeito
 Tempo médio para falha (MTTF): 0 horas/falha
 Tempo médio de reparo (MTTR): 0 horas/reparo

CRITICIDADE DAS FALHAS				
Defeito/Falha	Severidade	Número de ocorrências	Dificuldade de detecção	Número de prioridade de risco (NPR)
Alta temperatura de ar frio dos radiadores	4	10	1	40
Alta temperatura de ar frio dos radiadores	5	7	1	35
Criticidade geral do equipamento: 40				

CONFIABILIDADE DO SIMPREBAL

Porcentagem de decisões acertadas para esta unidade geradora, no referido periodo: 100%

Figura 5.25- Tela de KPIs da UGH2.

EXCELÊNCIA DE SERVIÇO

Sistema de resfriamento do gerador
 Número de ocorrências de ALERTA: 183
 Número de ocorrências de ALARME: 0
 Número de ocorrências de TRIP: 0

TAG	STATUS	Número de ocorrências
G526GAF1 e G526GAF2 e G526GAF3 e G526GAF4 e G526GAF5 e G526GAF6 e G526GAF7 e G526GAF8	ALERTA	183

Sistema de regulacao de velocidade
 Número de ocorrências de ALERTA: 580
 Número de ocorrências de ALARME: 483
 Número de ocorrências de TRIP: 0

TAG	STATUS	Número de ocorrências
G526AR	ALARME	483
G526AR	ALERTA	576
G526LK	ALERTA	4

EXCELÊNCIA OPERACIONAL

Sistema de resfriamento do gerador

Existem falhas cuja data de término não está preenchida. Favor preencha-as para maior precisão dos cálculos

Frequencia de DEFEITOS: 0.0763 defeitos/hora
 Frequencia de FALHAS: 0 falhas/hora
 Tempo médio para defeito (MTTD): 0 horas/defeito
 Tempo médio para falha (MTTF): 0 horas/falha
 Tempo médio de reparo (MTTR): 0 horas/reparo

CRITICIDADE DAS FALHAS				
Defeito/Falha	Severidade	Número de ocorrências	Dificuldade de detecção	Número de prioridade de risco (NPR)
Alta temperatura de ar frio dos radiadores	4	10	1	40
Criticidade geral do equipamento: 40				

Sistema de regulacao de velocidade

Existem falhas cuja data de término não está preenchida. Favor preencha-as para maior precisão dos cálculos

Frequencia de DEFEITOS: 0.4429 defeitos/hora
 Frequencia de FALHAS: 0 falhas/hora
 Tempo médio para defeito (MTTD): 0 horas/defeito
 Tempo médio para falha (MTTF): 0 horas/falha
 Tempo médio de reparo (MTTR): 0 horas/reparo

CRITICIDADE DAS FALHAS				
Defeito/Falha	Severidade	Número de ocorrências	Dificuldade de detecção	Número de prioridade de risco (NPR)
Alta temperatura da agua de resfriamento	3	10	1	30
Alta temperatura da agua de resfriamento	4	10	1	40
Alta temperatura do oleo de regulacao	3	10	1	30
Criticidade geral do equipamento: 40				

CONFIABILIDADE DO SIMPREBAL

Porcentagem de decisões acertadas para esta unidade geradora, no referido periodo: 100%

Figura 5.26- Tela de KPIs da UGH5.

Quanto à criticidade dos equipamentos, observou-se que o equipamento mais crítico é o mancal guia do gerador da UGH2, que apresenta criticidade igual a 90 (Figura 6.26) esta

criticidade é fruto das pontuações dos fatores de ocorrência, severidade e detecção do estudo de FMEA realizado. Entretanto, foi observado na Seção 6.3.2 que os defeitos e falhas ocorridos neste mancal não foram “Alta temperatura do mancal”, como registrado no banco de dados, mas sim “Falha no sensor de temperatura PT100”. Sugere-se a devida correção dos arquivos de indexação do sistema SIMPREBAL para este tipo de anomalia e a diminuição da pontuação de criticidade, pois falha no sensor é certamente menos crítica que falha no mancal.

Por fim, quanto ao KPI de confiabilidade do SIMPREBAL, todas as UGHs registraram o valor de 100%. Entretanto, isto aconteceu porque toda anomalia é registrada no banco de dados do sistema com a classificação *default* igual a 1, que representa que está anomalia foi corretamente diagnosticada. Cabe aos operadores da usina verificar esta classificação e convenientemente alterar o valor para 0, caso o diagnóstico esteja incorreto, ou deixar o valor como 1. Esta verificação não foi efetuada, pois, por todas as razões já citadas, o sistema ainda não correspondia a uma aplicação totalmente funcional, e necessitava antes passar por melhorias.

5.3.6 - Avaliação geral

Conforme verificado nas seções anteriores, são necessários ainda pequenos ajustes para que sistema SIMPREBAL se torne 100% funcional. Os 75 dias em que esteve sob avaliação foram bastante úteis para a realização de uma análise profunda do sistema. A Figura 5.27 apresenta uma tela do sistema revelando sinalizações de alarmes das principais anomalias detectadas.

A estrutura das regras de produção pôde ser validada, pois permitiu gerar alguns diagnósticos corretos, que resultaram em ordens de serviço reais, como é o caso das regras relacionadas à variável de temperatura do óleo de regulação. Notou-se, entretanto, que as seguintes modificações precisam ser realizadas (As regras de produção modificadas são mostradas no Apêndice E):

- Implementação da histerese para as faixas de valores, tornando-as mais robustas às flutuações das variáveis e permitindo o registro de uma quantidade correta de eventos de falha e diagnósticos no banco de dados;

- Modificação dos limites de alerta e de alarme para algumas regras de monitoração de condição, como é o caso da temperatura de ar frio dos radiadores e temperatura da água de resfriamento;
- Modificação dos diagnósticos de falha em algumas regras de avaliação de saúde, como é o caso da densidade do óleo do mancal combinado;
- Modificação de algumas sugestões de manutenção, como é caso da sonda de temperatura oxidada, que necessita ser substituída.

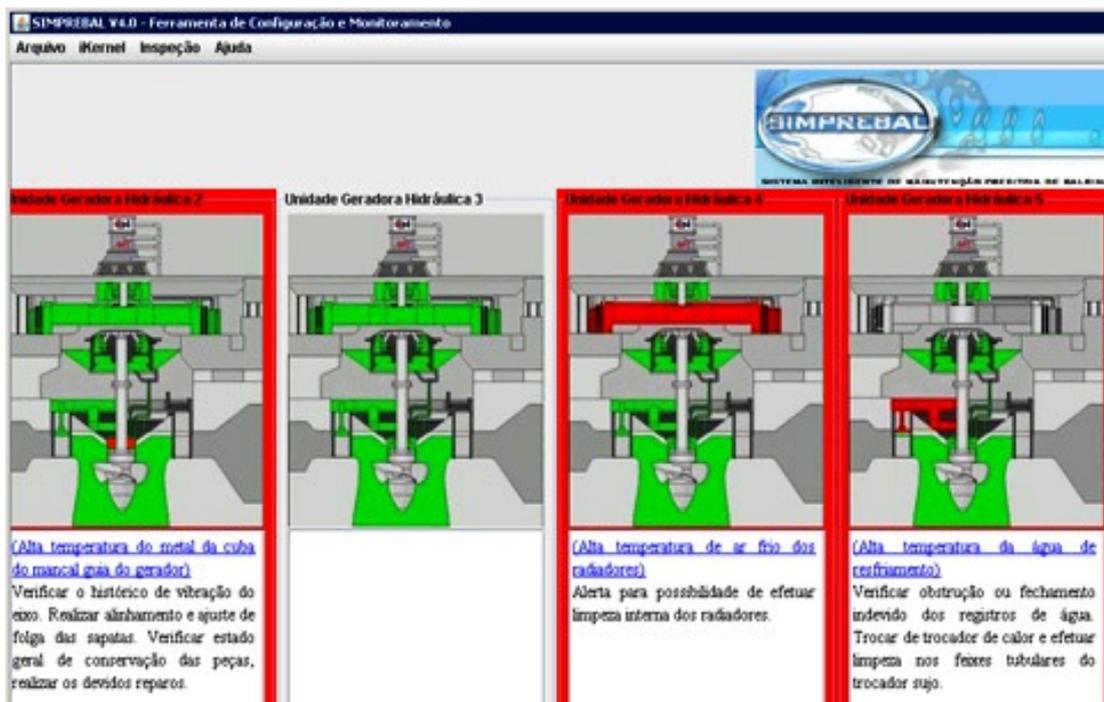


Figura 5.27- sistema SIMPREBAL em funcionamento sinalizando alarmes.

Por outro lado, a metodologia do sistema mostrou-se bastante completa e provou oferecer uma série de funcionalidades buscadas por todos os sistemas de automação atuais. Todas as modificações sugeridas ao sistema se referem à implementação computacional, porém a modelagem funcional do sistema baseado no modelo de referência OSA-CBM, bem como sua arquitetura cliente-servidor, se mostraram adequadas ao objetivo proposto.

6 - CONCLUSÃO

Este capítulo apresenta as contribuições do trabalho e as conclusões associadas à metodologia do sistema de manutenção preditiva para apoio à confiabilidade. São mostradas as inovações na sistematização e implementação de métodos para inferir ações de manutenção. Também são apresentadas sugestões de trabalhos futuros, que visam principalmente complementar a implementação do sistema computacional SIMPREBAL.

6.1 - CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

Este trabalho desenvolveu uma metodologia para concepção de sistemas inteligentes de manutenção preditiva visando o diagnóstico e prognóstico de falhas e o auxílio à tomada de decisão, sugerindo ordens de serviço de manutenção e disponibilizando informações via web. A metodologia foi concebida para melhorar a qualidade e produtividade das equipes de manutenção industrial, além de melhorar a confiabilidade e disponibilidade dos equipamentos.

Esta metodologia oferece um roteiro detalhado para o desenvolvimento de sistemas de manutenção baseada em condição. Utilizou como modelo de referência a especificação OSA-CBM, herdando um modelo de concepção de sistemas baseado na divisão em camadas ou módulos funcionais de modo que cada camada acrescentasse um nível de abstração sobre a camada inferior.

Uma grande contribuição da metodologia proposta foi agregar ao modelo OSA-CBM técnicas de inteligência artificial garantindo flexibilidade e rapidez ao sistema. A metodologia descreve a utilização de um sistema especialista baseado em regras de produção para identificar situações de manutenção preditiva. As regras de produção possuem uma estrutura dividida em camadas, fundamentada no modelo OSA-CBM. São compostas por três camadas: processamento de sinal, monitoração de condição e avaliação de saúde. A camada de avaliação de saúde gera um diagnóstico de falhas identificando anomalias em tempo real. Cada diagnóstico está associado a uma tomada de decisão bem documentada, que direciona as ações de manutenção. A automatização do processo de tomada de decisão utilizando conhecimento é uma estratégia bastante promissora no

ambiente industrial atual, onde são exigidas freqüentemente decisões cada vez mais eficazes e especializadas.

Outra contribuição deste trabalho é a utilização de ferramentas de manutenção centrada em confiabilidade para elaborar a base de conhecimento do sistema especialista. O FMEA mostrou-se uma ferramenta bastante útil para a análise de falhas funcionais e potenciais dos equipamentos de um sistema, na medida em que permitiu identificar as anomalias do sistema em estudo, relacioná-las com suas causas e discutir suas conseqüências. As planilhas FMEA bem estruturadas e documentadas permitiram relacionar as grandezas monitoradas do sistema de forma a identificar modos de falha específicos. Conforme apresentado no Apêndice C, para o sistema de mancal da usina hidrelétrica de Balbina (mancal guia do gerador, mancal guia da turbina e mancal combinado) foram encontrados 43 modos de falha em 20 equipamentos distintos. E as ações de melhoria apontadas na metodologia FMEA foram utilizadas para descrever sugestões de ordens de serviço colaborando para a padronização dos procedimentos de manutenção.

É importante ainda comentar outra abordagem da metodologia proposta: a disponibilização *on-line* do conhecimento para toda a empresa. As regras de produção, bem como a análise FMEA, são técnicas caracterizadas por explicitar o conhecimento. Elas permitem acompanhar todos os passos percorridos para a obtenção de uma determinada solução facilitando, portanto, o acesso ao conhecimento em todos os departamentos da empresa. Numa organização, gerir os conhecimentos trás vantagens inquestionáveis. Segundo Drucker (1999), “O ativo mais valioso de uma organização do século XX era o seu equipamento produtivo. Os ativos mais valiosos de uma instituição do século XXI, empresarial ou não, serão a sua produtividade e os conhecimentos dos seus colaboradores”. Dar o passo seguinte, na gestão de ativos não é algo que seja atingido trabalhando mais, mas sim trabalhando de uma maneira mais inteligente. Dever-se-á aceitar um novo processo e evoluir para uma cultura de empresa prezando pela informação universal e de qualidade.

6.2 - SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Várias sugestões podem ser listadas tanto com o objetivo de incrementar a metodologia

proposta, quanto de tornar o SIMPREBAL uma aplicação completamente funcional, comparada aos sistemas comerciais de gestão da manutenção.

A primeira recomendação se refere à filtragem dos dados para classificação do estado operacional de uma variável. Esta necessidade foi observada a partir dos resultados do estudo de caso. Notou-se que são registradas desnecessariamente várias anomalias repetidas no banco de dados, e se propõe uma filtragem por histerese na camada de monitoração de condição, ou a implementação de regras *fuzzy*, de modo a atribuir um determinado grau de incerteza às variáveis em cada faixa de monitoração da condição.

Com relação ao prognóstico de falhas, sabe-se que o número de falhas identificadas pelo sistema computacional ainda é bastante reduzido para que se possa calcular estatisticamente a vida útil restante de um equipamento, uma vez que a aplicação das equações de Chapman-Kolmogorov pressupõe um tempo de observação suficientemente longo de modo que as falhas possam ser modeladas como eventos aleatórios (distribuições exponenciais). À medida que o sistema evoluir e dispuser de uma base de dados grande o suficiente, os prognósticos poderão ser realizados com precisão.

Outra recomendação para evolução do sistema é a integração de um módulo de aprendizagem. Este módulo trata de uma realimentação da base de conhecimento. Cada diagnóstico proveniente das regras de produção deveria ser avaliado e validado. Caso o diagnóstico estivesse incorreto, o sistema deveria oferecer novas opções de diagnóstico utilizando-se de técnicas de inteligência artificial voltadas para aprendizado. Somente com o módulo de aprendizagem o sistema em estudo estaria totalmente inserido no novo paradigma de manutenção proposto por Moubrey (1999). Segundo este novo paradigma, decisões sobre o gerenciamento das falhas de um equipamento quase sempre devem ser tomadas com pouca informação sobre o comportamento das falhas. O módulo de aprendizagem eliminaria a necessidade de informações excessivas sobre as falhas de um equipamento, pois a base de dados poderia se aperfeiçoar a cada diagnóstico de falha.

Houve, na implementação computacional descrita neste trabalho, uma tentativa de validação dos diagnósticos indicados pelo sistema SIMPREBAL. Após a ocorrência de cada falha o sistema envia um *link* para uma página contendo a descrição completa da

anomalia, bem como seus efeitos e sugestões de manutenção, nesta mesma página há uma caixa de seleção perguntando ao operador se as descrições apresentadas são válidas, e cabe ao operador responder. Esta forma de validação, porém é bastante primitiva e altamente dependente de um especialista humano. Propõem-se o desenvolvimento de novas técnicas e estratégias de avaliação. Este é um problema interessante, que, provavelmente provocará uma mudança na estrutura das regras de produção adotadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AANN (1994). “Application of Artificial Neural Networks to Power Systems”. In: <http://members.tripod.com/ann2ps/Publications1994.htm>, (12/05/2008).
- Abdallah, R.R. (1997). “Uma Experiência de Aplicação do Sistema APPCC (Análise de Perigos em Pontos Críticos de Controle) em Uma Indústria de Laticínios”, Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas, UFSC, Florianópolis, 142p.
- Alkain, J.L. (2003). “Metodologia para incorporar conhecimento intensivo às tarefas de manutenção centrada na confiabilidade aplicada em ativos de sistemas elétricos”, Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas, UFSC, Florianópolis, 239p.
- Almeida, M.T. (2005). “Manutenção preditiva: confiabilidade e qualidade”. In: <http://www.mtaev.com.br/download/mnt1.pdf>, (30/04/2008).
- Álvares, A.J. (2006). “Sistema *I-Kernel*: um kernel inteligente para o SIMPREBAL, Sistema de Manutenção Preditiva de Balbina”. *Relatório Técnico de Pesquisa*. Relatório de produtos gerados – Etapa 3, Ano 1. UnB, Brasília, DF.
- Álvares, A.J., Souza, R.Q., Simeón, E.A., Tonaco, R.P. (2007). “Sistema inteligente de manutenção baseada em condição para a usina hidrelétrica de Balbina”. In: CIBIM 2007 - 8º Congresso Ibero-Americano de Engenharia. Anais. Cusco, Peru.
- Álvares, A.J., Gudwin, R.R., Souza, R.Q., Simeón, E.A., Tonaco, R.P. (2007). “An intelligent kernel for the maintenance system of a hydroelectric power plant”. In: COBEM 2007 - 19th International Congress of Mechanical Engineering: TT1681, *Anais*. Brasília, Brazil.
- Arato Jr., A. (2004). “Manutenção preditiva usando análise de vibrações”, Barueri, SP: Manole, p. 6.
- Araújo, L.O.C., Grilo, L.M., Souza, U.E.L., Melhado, S. (2001a). “O Microplanejamento do Serviço de Concretagem: Análise e Aplicabilidade das Ferramentas da Qualidade”. In: II Sibrageq - 2º Simpósio Brasileiro de Gestão e Economia da Construção, Fortaleza/CE: ANTAC/UFC/Unifor/CEFET.
- Araújo, L.O.C., Aquino, J.P.R., Rotondaro, R.G. (2001b). “Análise e Aplicabilidade das Ferramentas da Qualidade no Serviço de Fôrmas como Auxílio ao Planejamento para Produção”, 21º Encontro Nacional de Engenharia de Produção. *Anais*. Salvador, BA.

- ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas (1994). “NBR 5462: Confiabilidade - Terminologia”, Rio de Janeiro: ABNT.
- Aulísio, C. (2007). “Pólo tecnológico: Complexo do Cambuci abriga nove centros de testes da AES Eletropaulo”, *Revista Ligado*, São Paulo, v. 5, n. 32, p. 39-42, jan./abr.
- Azevedo, H.R.T., Souza, S.P.S., Martins, F.R.S. (2002). “Sistemas para diagnóstico automático de falhas: dificuldades e soluções para a obtenção de resultados”. In: ABRAMAN - 20º Congresso Brasileiro de Manutenção: TT139, *Anais*. Belo Horizonte, MG.
- Bauchspiess, A. (2004) “Introdução aos Sistemas Inteligentes – Aplicações em Engenharia de Redes Neurais Artificiais, Lógica Fuzzy e Sistemas Neuro Fuzzy”, Apostila, Universidade de Brasília, UnB, Brasília.
- Bengtsson, M. (2004) “Condition Based Maintenance System Technology – Where is Development Heading?” In: *Euromaintenance 2004 – Proceedings of the 17th European Maintenance Congress: B-19.580-2004, Anais*. Barcelona, Espanha.
- Beck, R.; Oliver, R. (2004) “Selecting key performance indicators for strategy”, In: Meridium Inc, PTQ Winter 2004, Craven Arms, UK <<http://www.eptq.com>>, (22/05/2008).
- Bittencourt, G. (2001). “Inteligência artificial: ferramentas e teorias”. 2 ed. Florianópolis: UFSC, 326p.
- Botelho, E.J.A. (1991). “Inteligência Artificial na Manutenção”. In: ABRAMAN - 6º Congresso Brasileiro de Manutenção: TT092, *Anais*. Rio de Janeiro, RJ, p.08-26.
- Brudna, C. (2000). “Desenvolvimento de sistemas de automação industrial baseados em objetos distribuídos e no barramento CAN”, Dissertação de mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica, UFRS, Rio Grande do Sul, 75p.
- Campos, V.F. (1992). “TQC: Controle da qualidade total no estilo japonês”. Belo Horizonte: Fundação Christiano Ottoni.
- Carvalho, P.C. (2003). “Arquitetura de sistemas de automação industrial - 2ª parte”. In: *Mecatrônica - Automação Industrial de Processos e Manufatura*. p. 48-51. Agosto-Setembro 2003, São Paulo, SP.
- Castella, M.C. (2001). “Análise crítica da área de manutenção em uma empresa brasileira de geração de energia elétrica”, Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas, UFSC, Florianópolis, 168p.
- Coretti, A.J. (2003). “Manual de treinamento System 302 Foundation Feildbus”, rev2.0,

- Sertãozinho, SP: Centro de treinamento Smar, 132p.
- Cordeiro, J.V.B.M.; Ribeiro R.V. (2007). “Gestão da empresa”. Coleção Gestão Empresarial. UniFAE, Curitiba: Gazeta do Povo. <www.sfrancisco.edu.br/colecao_gestao.asp>, (25/08/2008).
- Cruz, P.J.S. (2006). “Inspeção, diagnóstico, conservação e monitoração de pontes utilizando processos de markov”, In: IV Congresso Rodoviário Português, CRP. Estoril, Portugal.
- Cysneiros, L.M.; Leite, J.C.S.P. (1997) “Definindo Requisitos Não Funcionais” In: XI Simpósio Brasileiro de Engenharia de Software. *Anais*, Outubro, 1997, pp. 49-54. Fortaleza, CE.
- Drucker, P. (1999) “Desafios gerenciais para o século XXI”. São Paulo: Cengage Learning, ed.1. 168p.
- Duarte, C.; Figueiredo, L.; Corrêa, M. (2006). “Utilização do Matlab no Ensino da Tecnologia OPC Aplicada a Controle De Processos”, In: XVI Congresso Brasileiro de Automática, CBA2006. *Anais*. Salvador, BA.
- Dufort, Y.C. (2006). “ISA-95-Based Operations and KPI Metrics Assessment and Analysis”, In: White paper 24, MESA, ISA, Invensys Wonderware, 28/11/2006. <http://us.wonderware.com/NR/rdonlyres/46DFB778-2AF3-4437-A151-ACA0C0424505/0/MESAWhitepaper_Nov2806.pdf>, (28/05/2008).
- Eckerson, W. (2006). “Ten Characteristics of a Good KPI”, The Data Warehousing Institute.
- FIPS - Federal Information Processing Standards (1993). “Integration Definition for Function Modeling (IDEF)”. Federal Information Processing Standards Publications.
- Fleming, P.V., França, S.R.R.O. (1997) “Considerações Sobre a Implementação Conjunta de TPM e MCC na Indústria de Processos”. In: ABRAMAN - 12º Congresso Brasileiro de Manutenção: TT044, *Anais*. São Paulo, SP.
- Fonseca, M.O. (2002). “Comunicação OPC, uma abordagem prática”. In: VI Seminário de Automação de Processos, Associação Brasileira de Metalurgia e Materiais. *Anais*. Vitória, ES.
- Gil, A.C. (1991). “Como elaborar projetos de pesquisa”, 3. ed., São Paulo: Atlas.
- Garga, A.K, McClintic, K.T., Campbell, R.L., Chih-Chung Yang, Lebold, M.S., Hay, T.A., Byington, C.S. (2001). “Hybrid Reasoning for Prognostic Learning in CBM Systems”. In: Aerospace Conference Proceedings. USA, Big Sky, pp.6-2957-6-2969.

- Gudwin, R.R. (2006a). “Especificação do sistema: Sistema *I-Kernel* um kernel Inteligente para o SIMPREBAL: Sistema Inteligente de Manutenção Preditiva de Balbina”. *Relatório Técnico de Pesquisa*. UNICAMP, Campinas, SP. Novembro de 2006.
- Gudwin R.R. (2006b). “Projeto do sistema: Sistema *I-Kernel* um kernel Inteligente para o SIMPREBAL: Sistema Inteligente de Manutenção Preditiva de Balbina”. *Relatório Técnico de Pesquisa*. UNICAMP, Campinas, SP. Dezembro de 2006.”
- Helman H., Andery, P. R. P. (1995). “Análise de Falhas. Aplicação dos métodos de FMEA e FTA”, Belo Horizonte: Fundação Christiano Ottoni, 156p.
- Huge, E.C., Anderson, A.D. (1993). “Guia para excelência de produção: novas estratégias para empresas de classe mundial”, São Paulo: Atlas, 117p.
- IEEE. (1996). “Transactions on Power Systems”, New York, v.11, n.1, p.206-215. *Periódico*. Fev. 1996.
- IM&C International, Japan Institute of Plant Maintenance. (2000). “Curso de Manutenção Planejada: TPM - Total Productive Maintenance”, São Paulo: JIPM, 173p.
- ISO - International Organization for Standardization (1997). “ISO 8402: Quality Management and Quality Assurance - Vocabulary”, 1. ed.
- ISO - International Organization for Standardization (1999). “ISO/IEC 12207: Software Development Process Quality”, 1. ed.
- ISO - International Organization for Standardization (2000). “ISO 9004: Quality Management Systems - Guidelines for performance improvements”, 3. ed.
- IQA - Instituto da qualidade automotiva. (1997) “Manuais QS-9000. Análise de Modo e Efeito de Falha Potencial: FMEA”. São Paulo: IQA.
- Jacobson I.; Booch G.; Rumbaugh J. (1999) “The Unified Software Development Process” Addison Wesley.
- Johnston, A.T. (2001). “MIMOSA and Open Maintenance Systems Integration”, In: NIBS - National Institute of Building Sciences. Washington, DC.
- Juran, J.M. (1991). “Controle da qualidade: Conceitos, políticas e filosofia da qualidade”, São Paulo: Makron Books, 225p.
- Kardec A., Nascif J. (2003). “Manutenção: Função Estratégica”, 2. ed., Rio de Janeiro: Qualitymark, 368p.
- Kirby, K. E. (2002). “There is Gold in Those Reliability and Maintenance Practices”. In: Society for Maintenance and Reliability Professionals, 10th Annual Conference <<http://www.smrp.org>>, (10/04/2008).

- Lacerda, J.M., Costa Jr., P.P. (1997). “A Informatização Integrada da Manutenção. Seus Desdobramentos e os Sistemas Especialistas”. In: ABRAMAN - 12º Congresso Brasileiro de Manutenção: TT064 , *Anais*. São Paulo, SP.
- Levine, R.I., Drang, D.E., Edelson, B. (1998). “Inteligência artificial e sistemas especialistas - aplicações e exemplos práticos”, São Paulo: McGraw-Hill, p. 3.
- Lin, C.E. (1992) “An Expert System for Generator Maintenance Scheduling Using Index”. IEEE - Transactions on Power Systems, v.7, p.1141-1148.
- Jacobson, I., Booch G., Rumbaugh J. (1999). “The Unified Software Development Process”. Addison Wesley.
- Magela, R. (2006) “Engenharia de Software aplicada - Princípios”. v.1, São Paulo: Alta Books.
- Martino, M.B. (1995) “Diagnóstico de Transformadores Utilizando Redes Neurais”. In: SNPTEE - 13º Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, *Anais*. Balneário Camboriú/SC: GEM/012.
- Maxstaley, L.N. (2007) “Construção de Políticas de Manutenção Preventiva Baseada em Condição: Aplicação do Processo de decisão de Markov”, Trabalho de conclusão de curso de Graduação em Engenharia de Produção. UFMG, Belo Horizonte, MG.
- MIMOSA - *Machinery Information Management Open Standards Alliance* (2006), “Open Systems Architecture for Condition-based Maintenance (OSA-CBM) Primer”, Copyright 2006.
- Miyake, D.I., Bouer, G., Abraham, M., Mesquita, M.A., Toledo, N.N. (2002). “Glossário de Engenharia de Produção”. 16. ed., São Paulo: Fundação Vanzolini.
- Monteiro, Y.A. (1998). “Desenvolvimento de um Sistema CEP Utilizando as Ferramentas Japonesas da Qualidade Aplicadas a uma Indústria do Nordeste”. In: 18º Encontro Nacional de Engenharia de Produção, *Anais*. Niterói, RJ.
- Moss, M.A. (1985). “Designing for minimal maintenance expense: the practical application of reliability”. New York: Marcel Dekker Inc.
- Moubray, J. (1999). “Maintenance Management: a new paradigm”. In: <http://www.maintenanceresources.com/referencelibrary/rcm/maintparadigm.htm>, (06/05/2008).
- Moubray, J. (1997). “RCM II: a manutenção centrada em confiabilidade”, Grã Bretanha: Biddles Ltd., Guilford and King’s Lynn. Edição Brasileira.
- Naedele, M., Sager, P., Frei, C. (2005). “Using Multi-Agent Systems for Intelligent Plant

- Maintenance Functionality”. In: WCICA 2005 - 5th World Congress on Intelligent Control and Automation. Hangzhou, China.
- Nunes, E.L. (2001). “Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC): análise da implantação de uma sistemática de manutenção preventiva consolidada”, Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas, UFSC, Florianópolis, 146p.
- Oliveira, C.B.M.; Rozenfeld, H.A. (1997) “Utilização da Função Perda de Taguchi na Prática do Controle Estatístico de Processo”. In: 17º Encontro Nacional de Engenharia de Produção, *Anais*. Porto Alegre, RS.
- Oliveira, J.E.G. (2003) “Portal de termopares”. In: <http://www.termopares.com.br>, (09/07/2008).
- OPC Foundation (2003) “OPC DA 3.0.0 Specification – Part 6.8: OPC Quality Flags” In: <http://www.opcfoundation.org> (19/06/2008). p. 160.
- Osada, T.Y. (1993). “TPM/MPT – Manutenção Produtiva Total”. São Paulo: IMAN.
- Pimentel, J.R. (1990) “Communication Networks for Manufacturing”. EngleWood Cliffs, New Jersey, EUA: Prentice-Hall International.
- Rausand M. (1998). “Reliability centered maintenance”. In: Reliability Engineering and System Safety, v. 60.
- Reis, D.; Pati, N. (2000). “Applications of Artificial Intelligence to Condition-Based Maintenance”. In: RAE – Revista de Administração de Empresas, abr/jun – São Paulo, v.40, nº2, p.102-107.
- Reingruber, M.C.; Gregory, W.W. (1994). “The Data Modeling Handbook: A Best-Practice Approach to Building: Quality Data Models”. John Wiley & Sons.
- Ribeiro, G.M. (1995). “Utilização de Sistema Especialista no Restabelecimento Inteligente de Subestações”. In: ELARC 95 – VI Encontro Regional Latino-Americano da CIGRÉ: CE 39, Foz do Iguaçu, PR.
- Rosolem, M.F.N.C., Carvalho, S.G., Roza, P.C.M., Barreto Jr., J.T., Beck, R.F. (2003) “Metodologias alternativas para avaliação de baterias : uma experiência na Light”. In: SNPTEE - 17º Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, *Anais*. Uberlândia, MG.
- Sá, C.E.M., Resende, F.A.B., Mecnas, L.A., Ribeiro, A.B.U., Vizzoni, E., Rolim, F.I.B. (2003). “Aplicação da Manutenção Centrada em Confiabilidade nas usinas hidráulicas de Furnas Centrais Elétricas S.A.” In: SNPTEE - 17º Seminário Nacional

- de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, *Anais*. Uberlândia, MG.
- Santos, L., Barbosa, L.C., Araújo, R.A., Sinescalchi, R.T. (2005). “As diferentes visões sobre a aplicação da termografia no sistema elétrico de Furnas e as ações adotadas para buscar a convergência entre elas com a máxima operacionalidade, produtividade e confiabilidade do sistema”. In: SNPTEE - 18º Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, *Anais*. Curitiba, PR.
- Seixas Filho, C. (2000). “A automação nos anos 2000: Uma análise das novas fronteiras da automação”. In: Conai 2000 - 9º Congresso e Exposição Internacional de Automação, *Anais*. São Paulo, SP.
- Silva Filho, A. M. (2002). “Arquitetura de Software: Desenvolvimento orientado para arquitetura”, Rio de Janeiro: Campus, v.1, 240p.
- Simeón, E.A. (2008). “Aplicação de Técnicas de Inteligência Artificial no Desenvolvimento de um Sistema de Manutenção Baseada em Condição”. Dissertação de Mestrado em Sistemas Mecatrônicos, Departamento de Mecânica, UnB, Brasília, 179p.
- Siqueira, I.P. (2005). “Manutenção Centrada na Confiabilidade: manual de implementação”. Rio de Janeiro: Qualitymark, 408p.
- Smar (2005). “Manual de instruções dos blocos funcionais *Foundation Fieldbus*”. Sertãozinho, SP.
- Soares, A.P.; Motta, J.A.P. (2007) “Engenharia de manutenção em sistemas eletroeletrônicos”. In: VII SIMPASE - 7º Simpósio de automação de sistemas elétricos. *Anais*. Salvador, BA.
- Sommerville, I. (2003). “Engenharia de Software” 6.ed. São Paulo: Addison Wesley. 591p.
- Souza, M.N.; Silva, P.A.L.; Barreto, L.C.R. (1998). “Controlando a Qualidade de Exames Laboratoriais por Meio do Controle Estatístico de Processos”. In: 18º Encontro Nacional de Engenharia de Produção, *Anais*. Niterói, RJ.
- Souza, R.Q. (2006). “Manutenção baseada em confiabilidade aplicada a turbinas hidráulicas”. Trabalho de conclusão de curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação. UnB, Brasília, DF.
- Souza, R.Q., Alvares, A.J. (2007a). “Análise FMEA para aplicação da metodologia de manutenção centrada em confiabilidade: Estudo de caso em turbinas hidráulicas”. In: CAIP - 8º Congresso Interamericano de Computação Aplicada à Indústria de Processos: a77, *Anais*. Assunção, Paraguai.

- Souza, R.Q., Alvares, A.J. (2007b). “FMEA and FTA analysis for application of the reliability-centered maintenance methodology: case study on hydraulic turbines” In: COBEM 2007 - 19th International Congress of Mechanical Engineering: TT1359, *Anais*. Brasília, Brazil.
- Starr, F., Bissel, A. (2002). “Maintenance, Inspection or Management: A Risk Based Approach”. In: *Operation Maintenance and Materials Issues*: v.1, n°3, Dezembro de 2002.
- Teixeira, A. (2001). “Multicriteria decision on maintenance: spares and contract planning”. In: *European Journal of Operational Research*, v. 129.
- Thiollent, M. (2003). “Metodologia da Pesquisa-Ação”, 12. ed., São Paulo: Cortez.
- Tomsovic, K., Amar, A. (1994) “On Refining Equipment Condition Monitoring Using Fuzzy Sets and Artificial Neural Nets”. In: ISAP'94 – Intelligent System Application to Power Systems. Montpellier, France: p.363- 370.
- Tonaco, R.P. (2008). “Metodologia para Desenvolvimento de Base de Conhecimento Aplicada à Manutenção Baseada em Condição de Usinas Hidrelétricas”. Dissertação de Mestrado em Sistemas Mecatrônicos, Departamento de Mecânica, UnB, Brasília, 194p.
- Vinadé, C.A.C. (2003) “Sistematização do processo de projeto para confiabilidade e manutenibilidade aplicado a sistemas hidráulicos e implementação de um sistema especialista”. Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Mecânica, UFSC, Florianópolis, 233p.
- Vizzoni, E. (1999) “Projeto Piloto de Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) – Subestação de Adrianópolis – Setor de 500 kV”. In: ABRAMAN - 14° Congresso Brasileiro de Manutenção: TT048, *Anais*. Foz do Iguaçu, PR.
- Waeyenbergh, G. (2005) “CIBOCOF – A framework for industrial maintenance concept development”. Doctoral Thesis, Department of Applied Sciences, Catholic University of Louvain, Belgium.
- Waterman, D. A. (1986) “A guide to expert systems”. Boston: Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc., 419p.

APÊNDICES

APÊNDICE A - ASPECTOS CONSTRUTIVOS DO SISTEMA DE MANCAL

Neste apêndice são descritos em detalhes os mancais do grupo turbina-gerador. As subseções a seguir apresentam cada um dos três mancais: Mancal guia da turbina, mancal combinado e mancal guia do gerador.

A.1.1 - Mancal guia da turbina

O mancal guia da turbina está alojado próximo ao acoplamento do eixo com o rotor da turbina. Este mancal tem função de transferir os esforços radiais do eixo da turbina ao concreto. É composto de um casquilho bi-partido em aço carbono com deposição de metal patente.

O casquilho é constituído de duas partes (bi-partido) montadas através de tirantes especiais. Este equipamento é fixado na tampa superior interna por meio de parafusos e tem em seu diâmetro seis sapatas (ou patins). As sapatas são segmentos de aço que possuem em sua superfície interna uma camada de metal patente. O metal patente é constituído de uma liga de estanho, cobre e antimônio, e tem por objetivo suportar os esforços radiais do eixo da turbina. Trata-se de uma proteção do mancal contra desalinhamento em relação ao eixo. É uma espécie de “fusível” mecânico, uma vez que, na ocorrência de desalinhamento, o metal patente se choca contra o eixo da turbina e se destrói, evitando o contato direto do casquilho com o eixo, o que poderia causar prejuízos maiores. As Figuras A.1 e A.2 mostram um croqui do mancal guia de casquilho bi-partido. O casquilho fica imerso em óleo, o qual é armazenado por uma cuba que envolve todo o mancal. As porções não preenchidas pelo metal patente servem para fuga do óleo, isto é, induzirão o óleo a subir e lubrificar a camisa do eixo até retornar a cuba por intermédio de furos localizados na parte superior do casquilho.

A refrigeração do óleo do mancal guia inferior é realizada naturalmente, pela própria água que passa nas pás do distribuidor, trocando calor da parede externa da cuba com o óleo em movimento pela ação do eixo.

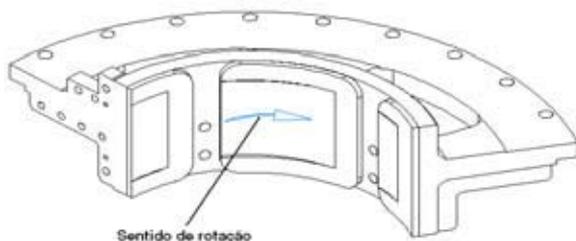


Figura A.1- Mancal de casquilho bi-partido (vista isométrica).

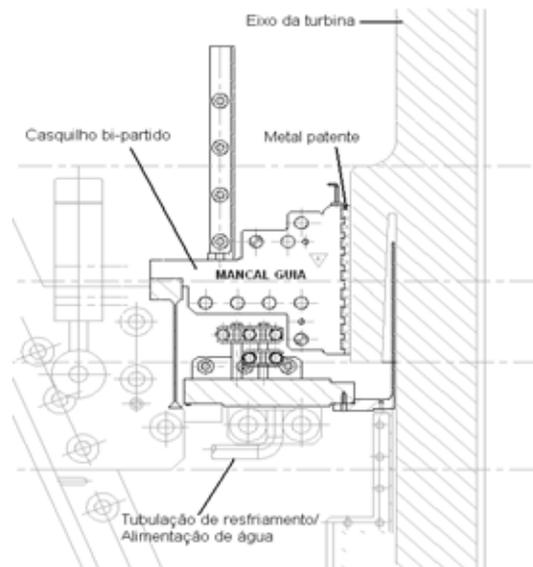


Figura A.2- Mancal guia (vista frontal).

A.1.2 - Mancal combinado

Toda massa girante do grupo turbina-gerador está apoiada axialmente no mancal de escora e radialmente nos mancais guia. O conjunto formado pelo mancal de escora e pelo mancal guia intermediário, ambos contidos na mesma cuba de óleo, é denominado mancal combinado. Este mancal está localizado logo abaixo do gerador, e sua função primordial é transferir ao concreto os esforços radiais do eixo do gerador (através do mancal guia intermediário) e os esforços axiais de empuxo hidráulico e peso próprio das peças girantes (através do mancal de escora).

O mancal de escora é do tipo deslizante, composto de duas superfícies principais e distintas, sendo uma parte móvel acoplada ao eixo constituída pelo anel de escora, e uma parte fixa constituída pelos patins ou sapatas, conforme mostrado na Figura A.3. O anel de escora é um disco de aço polido, comumente chamado de espelho. As sapatas do mancal de escora são em número de 10. Constituem-se de um bloco fundido em forma de coroa. Sua superfície superior é constituída de metal patente e tem seu acabamento cuidadosamente usinado e rasqueteadado, a fim de se obter uma planicidade regular em sua superfície onde se apóia o anel de aço polido (espelho). Contém em seu interior um canal para injeção de óleo a alta pressão.

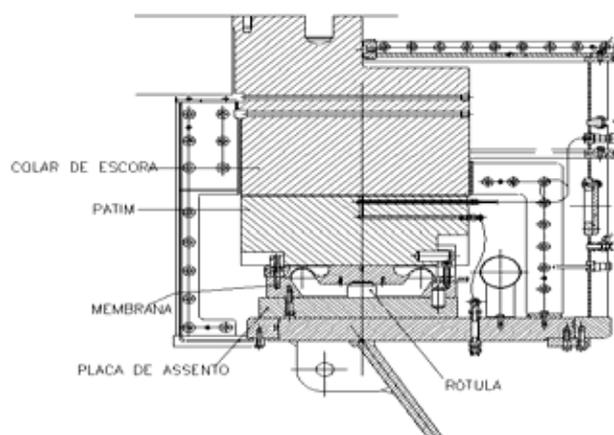


Figura A.3- Croqui do mancal de escora (vista em corte frontal).

Os patins, e a parte inferior do anel de escora ficam imersos no óleo contido na cuba. Não há contato entre estas duas superfícies, pois a cuba permite a formação de um filme de óleo entre o colar de escora (rotativo) e os patins (fixos). Este filme permite a transferência de cargas consideráveis com pequenos dispêndios de energia. A espessura nominal do filme de óleo para UHE Balbina é 9,0 centésimos de milímetro e sua função é evitar o contato direto de metal com metal e também fazer o resfriamento, dissipando o calor gerado pelo atrito entre as superfícies.

No caso específico de Balbina, os esforços exercidos sobre o mancal combinado não são simplesmente transmitidos, mas também equalizados por meio de um conjunto óleo-dinâmico formado por membranas e placas de assento (Figura A.3). Diz-se, portanto, se tratar de um sistema auto-compensado. Para a distribuição de cargas e pressões, as sapatas são montadas sobre membranas pressurizadas e interligadas por tubulações. Tais membranas contêm óleo em seu interior. Quando o mancal estiver em carga, tem-se uma pressão interior no conjunto que é distribuída uniformemente entre as membranas, produzindo uma equiparação de pressão praticamente perfeita sobre as sapatas. Uma rótula é montada no interior de cada uma dessas membranas com a finalidade de viabilizar o funcionamento do mancal em caso de falta de óleo no circuito interno das mesmas. A rótula é, portanto, um dispositivo de segurança. A Figura A.4, a seguir, mostra a montagem dos patins sobre o conjunto de membranas do mancal escora.



Figura A.4- Montagem dos patins sobre o conjunto de membranas do mancal escora.

O mancal guia intermediário é constituído por um casquilho bipartido semelhante ao mancal guia inferior. Entretanto, tal casquilho é formado por 14 sapatas.

Além dos dois mancais (guia e escora), o mancal combinado é composto de sistemas auxiliares associados para dissipação de calor (sistema de lubrificação e resfriamento) e partida da unidade (sistema de injeção de óleo).

O sistema de lubrificação e resfriamento é composto de trocadores de calor, motobombas para circulação de óleo e filtros. O óleo é retirado da cuba por um conjunto de bombas, resfriado através de trocadores de calor e reconduzido à cuba onde estão imersas as partes ativas dos mancais. Os trocadores de calor têm como fluido refrigerante a água. Existem dois trocadores, ficando um normalmente em operação e outro como reserva. Na tubulação de recalque, após o sistema de resfriamento, fica instalado um conjunto de filtros, com a finalidade de completar a limpeza do óleo antes de retornar à cuba. A circulação de óleo no mancal combinado é realizada por duas bombas de corrente alternada identificadas como “AI” e “AJ”.

O sistema de injeção de óleo é composto por motobombas que injetam óleo a alta pressão no mancal durante a partida e parada da unidade geradora. Devido ao peso da massa girante e o empuxo hidráulico que incide sobre o mancal de escora, é necessário que durante a partida e parada da máquina, seja injetado óleo sob pressão entre as sapatas e o anel do mancal de escora, para lubrificá-lo. O sistema de injeção de óleo do mancal de escora forma uma película (filme) de óleo entre as partes fixas e girantes, na faixa de 0% a 50% da rotação nominal. Em sua rotação nominal ou mesmo acima de 50% da mesma o

mancal de escora é auto-lubrificado. A injeção de óleo no mancal é realizada por duas bombas de alta pressão, uma em corrente alternada (CA) outra em corrente contínua (CC), identificadas como “AG” e “AH”, respectivamente.

Tanto as bombas de injeção e circulação de óleo quanto os filtros e trocadores de calor do sistema de resfriamento do mancal combinado estão dispostos em duplas, constituindo uma redundância passiva, isto é, caso haja uma falha no equipamento principal, o equipamento reserva entrará em operação. A Figura A.5 apresenta uma fotografia do sistema de lubrificação e resfriamento do mancal combinado da usina hidrelétrica de Balbina, incluindo também as motobombas de injeção de óleo.



Figura A.5- Sistema de lubrificação e resfriamento do mancal combinado.

A.1.3 - Mancal guia do gerador

O mancal guia do gerador está localizado na parte superior da unidade geradora, entre o cabeçote Kaplan e o gerador. Este mancal possui basicamente a mesma finalidade (limitar as oscilações radiais do eixo) e a mesma constituição (cuba de óleo e sapatas) que os demais mancais guia. As sapatas são em número de 14, dispostas radialmente ao redor do eixo e alojadas em um anel bipartido fundido em aço.

O mancal é refrigerado através de um sistema composto de trocadores de calor, motobombas e filtros, de forma semelhante ao sistema de refrigeração do mancal

combinado. As motobombas de circulação de óleo são identificadas como motobombas “1” e “2”. Quando uma motobomba estiver em funcionamento a outra estará em reserva, ocorrendo o mesmo com os trocadores de calor. A Figura A.6 apresenta o sistema de refrigeração do mancal guia superior.



Figura A.6- Sistema de lubrificação e resfriamento do mancal guia do gerador.

APÊNDICE B - INSTRUMENTAÇÃO DA UHE BALBINA

Todos os processos industriais grandes e complexos, como é o caso de geração de energia elétrica, devem ter suas diversas variáveis físicas constantemente monitoradas e controladas de modo a se obter uma produção de alta qualidade, com melhores condições de rendimento e segurança, a custos compatíveis com as necessidades do mercado consumidor. O sistema de mancal da usina hidrelétrica de Balbina possui diversos dispositivos de monitoração de temperatura e densidade, conforme mostrado na Tabela B.1. Esta tabela informa a lista de sensores que monitoram o sistema de mancal da usina de Balbina, suas respectivas *tags*, as *tags* dos transmissores aos quais os sensores estão conectados, e os equipamentos a que pertencem.

A tabela apresentada mostra ainda as faixas de valores que representam um determinado grau de anomalia nas grandezas medidas. A Faixa de Alerta consiste numa faixa de valores dentro da qual a grandeza monitorada revela um defeito incipiente, que pode ser solucionado, na maioria das vezes, por simples limpeza (no caso dos filtros, trocadores de calor ou radiadores) ou por eliminação de vazamentos nas vedações (no caso de tampas, válvulas, tubulações ou selos mecânicos de motobombas). A faixa de alerta foi estabelecida junto aos operadores da usina e caracteriza uma faixa de valores, imediatamente anterior à faixa de alarme, na qual se deve aplicar uma manutenção proativa. A Faixa de Alarme é constituída por valores previamente estabelecidos e cuja ocorrência é caracterizada por sinalizações sonoras e luminosas no campo. Os equipamentos cujas grandezas monitoradas atingem a faixa de alarme exigem ações de manutenção mais rápidas quando comparadas à faixa de alerta. Por fim, a Faixa de Trip, também constituída por valores previamente estabelecidos, caracteriza um mecanismo de proteção da unidade geradora. Uma vez verificado um determinado valor na faixa de trip, a unidade geradora é automaticamente desligada para evitar danos maiores aos equipamentos. O desligamento automático em decorrência da atuação de um determinado dispositivo de proteção é genericamente denominado de Trip e após sua ocorrência faz-se necessária uma manutenção corretiva imediata.

Tabela B.1 - Instrumentação dos mancais da usina hidrelétrica de Ballbina

Sistema	Transmissor	Tag do sensor	Variável monitorada	Faixa de Alerta	Faixa de Alarme	Faixa de Trip
Mancal guia da turbina	38MKJ1	38MK1	Temperatura do metal das sapatas (sonda n°1)	de 70 a 75 [°C]	de 75 a 85 [°C]	maior que 85 [°C]
		38MJ1	Temperatura do óleo na cuba (sonda n°1)	de 65 a 70 [°C]	de 65 a 70 [°C]	maior que 75 [°C]
	38MK23	38MK2	Temperatura do metal das sapatas (sonda n°2)	de 70 a 75 [°C]	de 75 a 85 [°C]	maior que 85 [°C]
		38MK3	Temperatura do metal das sapatas (sonda n°3)	de 70 a 75 [°C]	de 75 a 85 [°C]	maior que 85 [°C]
		38MJ2VE	Temperatura do óleo na cuba (sonda n°2)	de 65 a 70 [°C]	de 65 a 70 [°C]	maior que 75 [°C]
Mancal combinado	38MG1	38MG1	Temperatura do metal do mancal guia intermediário (sonda n°1)	de 70 a 75 [°C]	de 75 a 85 [°C]	maior que 85 [°C]
		38MG2	Temperatura do metal do mancal guia intermediário (sonda n°2)	de 70 a 75 [°C]	de 75 a 85 [°C]	maior que 85 [°C]
	38ME12	38MG3	Temperatura do metal do mancal guia intermediário (sonda n°3)	de 70 a 75 [°C]	de 75 a 85 [°C]	maior que 85 [°C]
		38ME1	Temperatura do metal do mancal escora (sonda n°1)	de 80 a 85 [°C]	de 85 a 90 [°C]	maior que 90 [°C]
		38ME2	Temperatura do metal do mancal escora (sonda n°2)	de 80 a 85 [°C]	de 85 a 90 [°C]	maior que 90 [°C]
Lubrificação e resfriamento do mancal combinado	38MEI3	38ME3	Temperatura do metal do mancal escora (sonda n°3)	de 80 a 85 [°C]	de 85 a 90 [°C]	maior que 90 [°C]
		38MI	Temperatura do óleo na cuba	de 70 a 75 [°C]	maior que 75 [°C]	
		DT302-X	Densidade do óleo no mancal combinado	de 0,88499 a 0,885 [g/cm ³]	maior que 0,885 [g/cm ³]	
	DT302-X	DT302-T	Temperatura do óleo na tubulação na entrada da cuba	maior que 55 [°C]		
		38GMM12	38GMM1	Temperatura do metal das sapatas (sonda n°1)	de 75 a 80 [°C]	de 80 a 85 [°C]
Mancal guia do gerador	38GMM3	38GMM2	Temperatura do metal das sapatas (sonda n°2)	de 75 a 80 [°C]	de 80 a 85 [°C]	maior que 85 [°C]
		38GMM3	Temperatura do metal das sapatas (sonda n°3)	de 75 a 80 [°C]	de 80 a 85 [°C]	maior que 85 [°C]
	38GMO12	38GMO1	Temperatura do óleo na cuba (sonda n°1)	de 65 a 70 [°C]	de 65 a 70 [°C]	maior que 75 [°C]
		38GMO2	Temperatura do óleo na cuba (sonda n°2)	de 65 a 70 [°C]	de 65 a 70 [°C]	maior que 75 [°C]

Tabela A.1 (continuação) - Instrumentação dos mancais da usina hidrelétrica de Balbina

Sistema	Transmissor	Tag do sensor	Variável monitorada	Faixa de Alerta	Faixa de Alarme	Faixa de Trip
Sistema de resfriamento do gerador	26GA12	26GAF1	Temperatura de ar frio do radiador n°1	de 44 a 45 [°C]	maior que 45 [°C]	
		26GAF2	Temperatura de ar frio do radiador n°2	de 44 a 45 [°C]	maior que 45 [°C]	
	26GA34	26GAF3	Temperatura de ar frio do radiador n°3	de 44 a 45 [°C]	maior que 45 [°C]	
		26GAF4	Temperatura de ar frio do radiador n°4	de 44 a 45 [°C]	maior que 45 [°C]	
	26GA56	26GAF5	Temperatura de ar frio do radiador n°5	de 44 a 45 [°C]	maior que 45 [°C]	
		26GAF6	Temperatura de ar frio do radiador n°6	de 44 a 45 [°C]	maior que 45 [°C]	
	26GA78	26GAF7	Temperatura de ar frio do radiador n°7	de 44 a 45 [°C]	maior que 45 [°C]	
		26GAF8	Temperatura de ar frio do radiador n°8	de 44 a 45 [°C]	maior que 45 [°C]	
49GA	49G1A	26GAQ1	Temperatura de ar quente	de 70 a 75 [°C]	de 75 a 85 [°C]	maior que 85 [°C]
		49G1A	Temperatura do enrolamento do estator fase A	de 105 a 130 [°C]	de 130 a 155 [°C]	maior que 155 [°C]
Gerador elétrico principal	49GB	49G2A	Temperatura do núcleo do estator fase A	de 105 a 130 [°C]	maior que 130 [°C]	
		49G1B	Temperatura do enrolamento do estator fase B	de 105 a 130 [°C]	de 130 a 155 [°C]	maior que 155 [°C]
	49GV	49G2B	Temperatura do núcleo do estator fase B	de 105 a 130 [°C]	maior que 130 [°C]	
		49G1V	Temperatura do enrolamento do estator fase V	de 105 a 130 [°C]	de 130 a 155 [°C]	maior que 155 [°C]
Sistema de regulação de velocidade	26LKAR	49G2V	Temperatura do núcleo do estator fase V	de 105 a 130 [°C]	maior que 130 [°C]	
		26LK	Temperatura do óleo de regulação	de 47 a 48 [°C]	de 48 a 55 [°C]	maior que 55 [°C]
	26AR	Temperatura da água de resfriamento	de 34 a 35 [°C]	maior que 35 [°C]		

Os sensores de temperatura são termorresistores do tipo PT100 e o sensor de densidade é do tipo touché. A nomenclatura das *tags* dos sensores e transmissores de Balbina segue um determinado padrão para todas as unidades geradoras hidráulicas (UGH), sendo diferenciada de uma unidade para outra apenas pelo número inicial, o qual indica o número da UGH a qual pertencem. Por exemplo, a *tag* do sensor de temperatura de óleo da cuba do mancal combinado da UGH de número 1 é dada por “138MI”, enquanto a *tag* de um sensor idêntico que opera no mancal guia do gerador da UGH-3 é “338MI”. Por vezes tais *tags* são referenciadas nos sistemas supervisão de Balbina iniciadas pela letra “G”, pois o sistema Rockwell que será futuramente implantado na usina não admite nomes das *tags* iniciadas com números. Por tanto, as mesmas *tags* mencionadas no exemplo anterior podem ser “G171GMO” e “G371GMO”. Estas duas formas de representação da mesma *tag* (com ou sem a letra “G”) serão utilizadas indistintamente ao decorrer desta dissertação.

As variáveis de processo medidas pelos sensores são enviadas a instrumentos denominados transmissores. Os transmissores convertem a variável de processo em uma escala desejada, apresentam o valor da variável no campo e a transmitem a dispositivos de controle de fluxo de informações. No caso de Balbina, os transmissores são instrumentos “inteligentes”, isto é, que possuem capacidade de processamento, e, portanto agregam à variável de processo diversas informações, tais como a qualidade do sinal medido, e as transmitem de forma digital segundo o protocolo *Foundation Fieldbus*. Vale ressaltar que, conforme mostrado na Tabela B.1, os transmissores “inteligentes” de Balbina são capazes de individualmente receber informações de até dois sensores e, portanto, possuem *tags* que são uma mesclagem das *tags* dos sensores aos quais estão conectados.

Atualmente existem instalados em Balbina apenas alguns transmissores de temperatura, todos os transmissores que estão marcados com “x” na Tabela B.1 ainda não foram instalados, e, portanto, ainda não possuem *tag*. Conseqüentemente, embora o sistema descrito no presente trabalho preveja regras de produção e análise de falhas para todas as variáveis de processo relacionadas na Tabela A.1, o estudo de caso e a validação do sistema puderam ser realizados apenas para monitoração de temperatura. A Figura B.1 apresenta os transmissores de temperatura do metal e do óleo do mancal guia da turbina da máquina 5 da usina de Balbina.

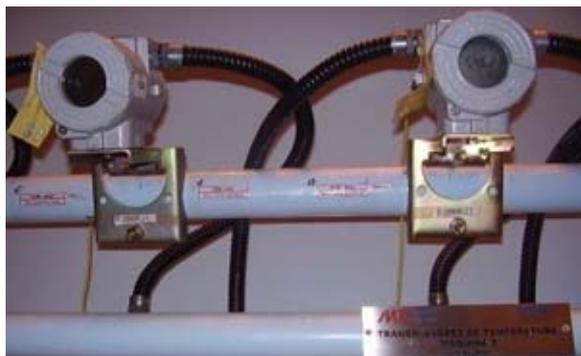


Figura B.1- Transmissores de temperatura do mancal guia da turbina.

O sinal fornecido pelos transmissores é recebido e controlado por dispositivos denominados *Fieldbus Universal Bridges* (DFI302, da Smar). Tais dispositivos funcionam como pontes (*bridges*) que fazem a interface entre a rede Ethernet, onde está o sistema inteligente de manutenção preditiva (SIMPREGAL), e as redes *Fieldbus*. A usina de Balbina possui atualmente em operação 6 (seis) DFIs, sendo uma para cada uma das cinco unidades geradoras hidráulicas – as quais controlam as redes onde atuam os transmissores de temperatura supramencionados – e uma para os transformadores. A Figura B.2 apresenta uma ilustração da arquitetura de uma rede de campo em Balbina.

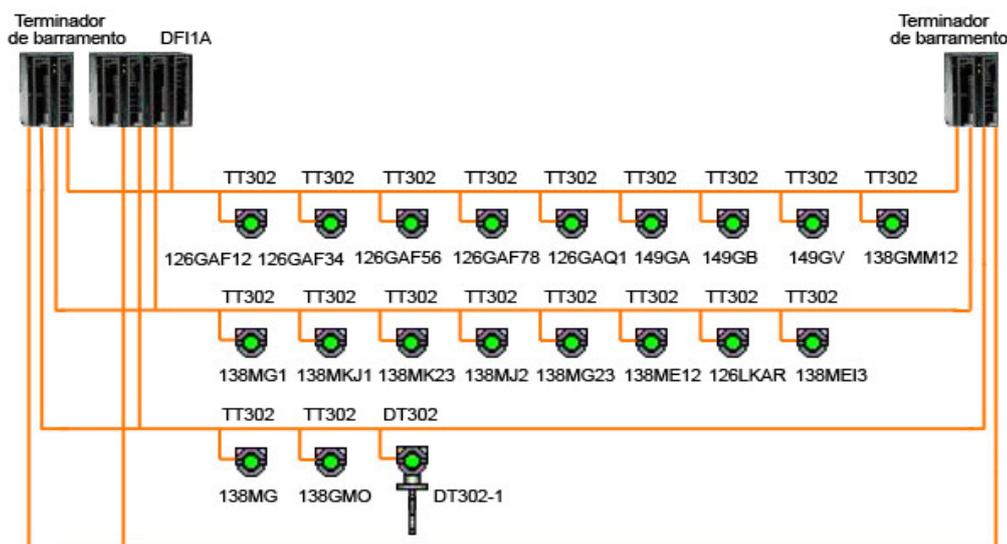


Figura B.2- Rede *Fieldbus* controlada pela DFI1A.

Observa-se que as DFIs são denominadas de DFIXA, sendo X o número da unidade geradora a qual pertencem (unidade geradora 1, 2, 3, 4 ou 5) e a DFI que controla grandezas físicas dos transformadores é denominada de TRFS. Existe ainda no projeto de

automação da usina a previsão de instalação de mais dez DFIs para atender aos demais transmissores, sendo mais duas para cada unidade geradora. Tais DFIs serão denominadas de DFIXB e DFIXC, sendo X o número da unidade geradora.

APÊNDICE C - ANÁLISE DOS MODOS E EFEITOS DE FALHAS (FMEA)

FORMULÁRIO DE FMEA – ANÁLISE DOS MODOS E EFEITOS DE FALHAS																								
Objeto de estudo: MANCAL GUIA DA TURBINA																								
Função: Transferir os esforços radiais do eixo da turbina ao concreto.																								
Componente	Função	Modo Potencial de falha	Efeito Potencial de Falha	Causa Potencial de Falha	Controles Atuais																			
1. Cuba	Armazenar óleo de modo a imergir as partes ativas do mancal guia	1.1. Armazenamento insuficiente de óleo na cuba	- Atuação de TRIP na unidade geradora - Atrito excessivo entre as sapatas e o eixo - Aquecimento anormal	Vazamento de óleo (perda de carga) pelas vedações e conexões do mancal, da tubulação e da serpentina de resfriamento Vazamento de óleo pelas folgas no mancal	Transmissor de pressão de óleo (63MS)																			
		1.2. Perda das características físico-químicas do óleo	- Corrosão do metal patente - Má formação do filme de óleo - Atrito excessivo entre as sapatas e o eixo - Aquecimento anormal	Contaminação do óleo com água Má qualidade do óleo	Análise do óleo																			
2. Sapatas	Permitir a formação e manutenção de um filme de óleo (efeito hidrodinâmico) entre o metal patente e o eixo da turbina durante o funcionamento da unidade geradora	2.1. Má formação do filme de óleo	- Atuação de TRIP na unidade geradora - Atrito excessivo entre as sapatas e o eixo - Maior vibração do eixo - Aquecimento anormal	Folga ou desalinhamento das sapatas Corrosão do metal patente do metal patente	Transmissores de temperatura do óleo (38MJ) e do metal do mancal (38MK)																			
				Contaminação do óleo com sujeira e fragmento de metal patente																				
ANÁLISE DA CRITICIDADE DAS FALHAS – MANCAL GUIA DA TURBINA																								
UGH-01			UGH-02				UGH-03				UGH-04		UGH-05											
ID	S	O	D	R	ID	S	O	D	R	ID	S	O	D	R	ID	S	O	D	R					
1.1	7	3	1	21	1.1	7	1	1	7	1.1	7	3	1	21	1.1	7	1	1	7	1.1	7	1	1	7
1.2	5	1	7	35	1.2	5	2	7	70	1.2	5	2	7	70	1.2	5	3	7	105	1.2	5	1	7	35
2.1	8	2	5	80	2.1	8	1	5	40	2.1	8	1	5	40	2.1	8	1	5	40	2.1	8	1	5	40

FORMULÁRIO DE FMEA – ANÁLISE DOS MODOS E EFEITOS DE FALHAS

Objeto de estudo: MANCAL GUIA DO GERADOR

Função: Transferir os esforços radiais do eixo do gerador ao concreto.

Componente	Função	Modo Potencial de falha	Efeito Potencial de Falha	Causa Potencial de Falha	Controles Atuais
3. Cuba	Armazenar óleo de modo a imergir as partes ativas do mancal guia	3.1. Armazenamento insuficiente de óleo na cuba	- Atuação de TRIP na unidade geradora - Atrito excessivo entre as sapatas e o eixo - Aquecimento anormal	Vazamento de óleo (perda de carga) pelas vedações e conexões do mancal, da tubulação, dos filtros, dos transmissores, dos trocadores de calor e das motobombas Vazamento de óleo pelas folgas no mancal	Transmissor de nível de óleo (71MGO)
		3.2. Perda das características físico-químicas do óleo	- Corrosão do metal patente - Má formação do filme de óleo - Atrito excessivo entre as sapatas e o eixo - Aquecimento anormal	Contaminação do óleo com água Má qualidade do óleo	Análise do óleo
4. Sapatas	Permitir a formação e manutenção de um filme de óleo (efeito hidrodinâmico) entre o metal patente e o eixo da turbina durante o funcionamento da unidade geradora	4.1. Má formação do filme de óleo	- Atuação de TRIP na unidade geradora - Atrito excessivo entre as sapatas e o eixo - Maior vibração do eixo - Aquecimento anormal	Folga ou desalinhamento das sapatas Corrosão do metal patente do metal patente Contaminação do óleo com sujeira e fragmento de metal patente	Transmissores de temperatura do óleo (38GMO) e do metal do mancal (38GMM)

ANÁLISE DA CRITICIDADE DAS FALHAS – MANCAL GUIA DO GERADOR

UGH-01			UGH-02			UGH-03			UGH-04			UGH-05		
ID	S	O	D	R	ID	S	O	D	R	ID	S	O	D	R
3.1	7	7	1	49	3.1	7	1	1	7	3.1	7	3	1	21
3.2	5	1	7	35	3.2	5	2	7	70	3.2	5	1	7	35
4.1	8	1	1	8	4.1	8	1	1	8	4.1	8	1	1	8

FORMULÁRIO DE FMEA – ANÁLISE DOS MODOS E EFEITOS DE FALHAS

Objeto de estudo: MANCAL COMBINADO (GUIA/ESCORA)

Função: Transferir ao concreto os esforços radiais do eixo do gerador e os esforços axiais da unidade geradora (empuxo hidráulico e peso próprio das peças girantes) além de equalizar os esforços axiais por meio de um conjunto óleo dinâmico.

Componente	Função	Modo Potencial de falha	Efeito Potencial de Falha	Causa Potencial de Falha	Controles Atuais
5. Cuba	Armazenar óleo de modo a imergir as partes ativas do mancal	<p>5.1. Armazenamento insuficiente de óleo na cuba</p> <p>5.2. Perda das características físico-químicas do óleo</p>	<p>- Atuação de TRIP na unidade geradora</p> <p>- Atrito excessivo entre as sapatas e o eixo</p> <p>- Aquecimento anormal</p> <p>- Corrosão do metal patente</p> <p>- Má formação do filme de óleo</p> <p>- Atrito excessivo entre as sapatas e o eixo</p> <p>- Aquecimento anormal</p>	<p>Vazamento de óleo (perda de carga) pelas vedações e conexões do mancal, da tubulação, dos filtros, dos transmissores, dos trocadores de calor e das motobombas</p> <p>Contaminação do óleo com água</p> <p>Má qualidade do óleo</p>	<p>Transmissor de nível de óleo (71MC)</p> <p>Transmissor de densidade de óleo (DT302)</p>
6. Sapatas do mancal guia	Permitir a formação e manutenção de um filme de óleo entre o metal patente e o eixo do gerador	6.1. Má formação do filme de óleo	<p>- Atuação de TRIP na unidade geradora</p> <p>- Atrito excessivo entre as sapatas e o eixo</p> <p>- Maior vibração do eixo</p> <p>- Aquecimento anormal</p>	<p>Folga ou Desalinhamento das sapatas</p> <p>Corrosão do metal patente do metal patente</p> <p>Contaminação do óleo com sujeira e fragmento de metal patente</p>	<p>Transmissores de temperatura do óleo (38MI) e do metal do mancal (38ME)</p>
7. Sapatas do mancal escora	Permitir a formação e manutenção de um filme de óleo entre a sapata do mancal de escora e o bloco de escora	7.1. Má formação do filme de óleo	<p>- Atuação de TRIP na unidade geradora</p> <p>- Atrito excessivo entre as sapatas e o eixo</p> <p>- Maior vibração do eixo</p> <p>- Aquecimento anormal</p>	<p>Folgas nas sapatas</p> <p>Contaminação do óleo com sujeira e fragmento de metal patente</p>	<p>Transmissores de temperatura do óleo (38MI) e do metal do mancal (38MG)</p>

ANÁLISE DA CRITICIDADE DAS FALHAS – MANCAL COMBINADO

UGH-01		UGH-02					UGH-03					UGH-04					UGH-05							
ID	S	O	D	R	ID	S	O	D	R	ID	S	O	D	R	ID	S	O	D	R	ID	S	O	D	R
5.1	7	3	1	21	5.1	7	4	1	28	5.1	7	3	1	21	5.1	7	7	1	49	3.1	7	5	1	35
5.2	5	1	1	5	5.2	5	4	1	20	5.2	5	1	1	5	5.2	5	1	1	5	3.2	5	1	1	5
6.1	8	1	1	8	6.1	8	1	1	8	6.1	8	1	1	8	6.1	8	1	1	8	4.1	8	1	1	8
7.1	8	1	1	8	7.1	8	1	1	8	7.1	8	1	1	8	7.1	8	1	1	8		8	1	1	8

FORMULÁRIO DE FMEA – ANÁLISE DOS MODOS E EFEITOS DE FALHAS					
Objeto de estudo: SISTEMA DE RESFRIAMENTO E LUBRIFICAÇÃO DO MANCAL GUIA DO GERADOR					
Função: Dissipar o calor gerado no mancal guia superior e lubrificar seus componentes.					
Componente	Função	Modo Potencial de falha	Efeito Potencial de Falha	Causa Potencial de Falha	Controles Atuais
8. Motobombas 01 e 02	Bombear o óleo	8.1. Operar abaixo da pressão de 2 bar	- Desliga a bomba prioritária e liga a bomba reserva na pressão baixa. Caso esta também falhe, provoca TRIP na unidade na unidade geradora. - Distúrbio no funcionamento normal do sistema (falha na lubrificação e resfriamento)	Vazamento de óleo pelo selo mecânico Danificação do acoplamento Corrosão por óleo contaminado ou de má qualidade Cavitação por presença de ar no óleo	Sensores de pressão de óleo na saída das motobombas
		8.2. Operar acima da pressão de 6 bar	- Desliga a bomba prioritária e liga a bomba reserva na pressão alta. Caso esta também falhe, provoca TRIP na unidade na unidade geradora. - Risco de quebra da motobomba - Risco de rompimento das vedações e conexões da tubulação, ocasionando vazamentos - Distúrbio no funcionamento normal do sistema (falha no resfriamento)	Ajuste incorreto	Sensores de pressão de óleo na saída das motobombas
9. Trocadores de calor	Resfriar o óleo	8.3. Ruído anormal	- Risco de quebra da motobomba	Desgaste dos rolamentos Má lubrificação dos rolamentos	Inspeção de ruído
		9.1. Resfriamento insuficiente do óleo	- Perda das características físico-químicas do óleo - Má formação do filme de óleo	Incrustação nas placas de inox	Sensores de temperatura
		9.2. Vazamento de óleo	- Risco de contaminação da carga de óleo - Perda das características físico-químicas do óleo - Distúrbio no funcionamento normal do sistema (falha na lubrificação e resfriamento)	Desgaste nas borrachas de vedação Folgas nas conexões das placas de inox	Sensor de vazão de óleo
10. Filtros	Filtrar o óleo	9.3. Vazamento de água	- Distúrbio no funcionamento normal do sistema (falha no resfriamento)	Folgas nas conexões da tubulação de água	Sensor de vazão de água
		10.1. Não filtrar o óleo	- Risco de contaminação da carga de óleo	Rompimento da manha do filtro Ruptura dos O'rings	Inspeção
11. Tubulação	Conduzir o óleo	10.2. Obstruir a passagem de óleo	- Comprometimento da lubrificação e resfriamento do sistema	Excesso de impurezas no elemento filtrante	Sensor de pressão diferencial
		11.1. Não conduzir o óleo corretamente	- Comprometimento na reposição de óleo ao sistema - Distúrbio no funcionamento normal do sistema (falha na lubrificação e resfriamento)	Folgas nas conexões Avarias na tubulação Desgaste nas borrachas de vedação	Sensor de vazão de óleo

Componente	Função	Modo Potencial de falha	Efeito Potencial de Falha	Causa Potencial de Falha	Controles Atuais
12. Válvulas	Isolar componentes do sistema e acessórios de supervisão e controle	12.1. Não isolar os acessórios de supervisão e controle	<ul style="list-style-type: none"> - Impossibilidade de executar manutenção nos acessórios de supervisão e controle - Risco de acidente pessoal 	Deterioração de sede ou contra sede	Inspeção
		12.2. Isolar inadequadamente os acessórios de supervisão e controle		Engripamento da haste	
	Limitar a pressão em caso de obstrução do circuito	12.3. Não aliviar a pressão	<ul style="list-style-type: none"> - Atuação de TRIP na unidade geradora - Risco de rompimento das tubulações e vedações - Risco de quebra da motobomba - Possibilidade de contaminação do meio ambiente - Risco de acidente pessoal 	Ajuste indevido	Sensores de pressão na saída das motobombas
		12.4. Operar abaixo da pressão máxima		Emperramento	
13. Painel de comando e controle	Indicar o status, partir, parar e comutar automaticamente as motobombas. Realizar paradas de emergência.	13.1. Perda de indicação de status	<ul style="list-style-type: none"> - Falha na supervisão - Risco de TRIP na unidade geradora - Distúrbio no funcionamento normal do sistema 	Mau contato na fiação	Nenhum
		13.2. Problemas no automatismo das motobombas		Queima de LED's	
				Má conexão dos bornes da contatora	
	13.3. Não obedecer comandos manuais	13.3. Não obedecer comandos manuais	<ul style="list-style-type: none"> - Risco de TRIP na unidade geradora - Distúrbio no funcionamento normal do sistema 	Bobina das contadoras com resistência ressecada	Nenhum
				Contatos danificados	
				Má conexão dos bornes da contatora	
				Queima de componentes da cartela eletrônica	Nenhum
				Bobinas das contadoras com resistência ressecada	
				Contatos danificados	Nenhum

ANÁLISE DA CRITICIDADE DAS FALHAS – SISTEMA DE RESFRIAMENTO E LUBRIFICAÇÃO DO MANCAL GUIA DO GERADOR																													
UGH-01						UGH-02						UGH-03						UGH-04						UGH-05					
ID	S	O	D	R	R	ID	S	O	D	R	R	ID	S	O	D	R	R	ID	S	O	D	R	R	ID	S	O	D	R	
8.1	4	1	1	4	4	8.1	4	5	1	20	12	8.1	4	1	1	1	4	8.1	4	1	1	4	4	8.1	4	3	1	12	
8.2	4	1	1	4	4	8.2	4	3	1	12	4	8.2	4	1	1	1	4	8.2	4	1	1	4	4	8.2	4	1	1	4	
8.3	3	1	5	15	30	8.3	3	3	5	30	15	8.3	3	1	5	15	15	8.3	3	1	5	15	15	8.3	3	1	5	15	
9.1	2	6	1	12	12	9.1	2	6	1	12	10	9.1	2	5	1	10	10	9.1	2	7	1	14	14	9.1	2	9	1	18	
9.2	7	1	1	7	7	9.2	7	1	1	7	21	9.2	7	3	1	21	21	9.2	7	1	1	7	7	9.2	7	2	1	14	
9.3	3	1	1	3	9	9.3	3	3	1	9	12	9.3	3	4	1	12	12	9.3	3	1	1	3	3	9.3	3	2	1	6	
10.1	4	1	7	28	84	10.1	4	3	7	84	28	10.1	4	1	7	28	28	10.1	4	1	7	28	28	10.1	4	1	7	28	
10.2	4	8	1	32	4	10.2	4	1	1	4	12	10.2	4	3	1	12	12	10.2	4	4	1	16	16	10.2	4	6	1	24	
11.1	5	1	3	15	15	11.1	5	1	3	15	15	11.1	5	1	3	15	15	11.1	5	4	3	60	60	11.1	5	2	3	30	
12.1	3	1	3	9	9	12.1	3	1	3	9	9	12.1	3	1	3	9	9	12.1	3	1	3	9	9	12.1	3	1	3	9	
12.2	6	1	1	6	6	12.2	6	1	1	6	6	12.2	6	1	1	6	6	12.2	6	1	1	6	6	12.2	6	1	1	6	
12.3	7	1	2	14	14	12.3	7	1	2	14	14	12.3	7	1	2	14	14	12.3	7	1	2	14	14	12.3	7	1	2	14	
12.4	4	2	2	16	8	12.4	4	1	2	8	8	12.4	4	1	2	8	8	12.4	4	1	2	8	8	12.4	4	2	2	16	
13.1	1	1	1	1	1	13.1	1	1	1	1	1	13.1	1	1	1	1	1	13.1	1	1	1	1	1	13.1	1	1	1	1	
13.2	6	3	3	54	54	13.2	6	3	3	54	72	13.2	6	4	3	72	72	13.2	6	3	3	54	54	13.2	6	1	3	18	
13.3	6	1	3	18	72	13.3	6	4	3	72	18	13.3	6	3	3	18	18	13.3	6	1	3	18	18	13.3	6	1	3	18	

FORMULÁRIO DE FMEA - ANÁLISE DOS MODOS E EFEITOS DE FALHAS					
Objeto de estudo: SISTEMA DE RESFRIAMENTO E LUBRIFICAÇÃO DO MANCAL COMBINADO					
Função: Transferir os esforços radiais do eixo da turbina ao concreto.					
Componente	Função	Modo Potencial de falha	Efeito Potencial de Falha	Causa Potencial de Falha	Controles Atuais
14. Motobombas de circulação AI e AJ	Bombear o óleo	14.1. Operar abaixo da pressão de 1,2 bar	- Desliga a bomba prioritária e liga a bomba reserva na pressão baixa. Caso esta também falhe, provoca TRIP na unidade na unidade geradora. - Distúrbio no funcionamento normal do sistema (falha na lubrificação e resfriamento)	Vazamento de óleo pelo selo mecânico Danificação do acoplamento Corrosão por óleo contaminado ou de má qualidade Cavitação por presença de ar no óleo	Sensores de pressão na saída das motobomba
		14.2. Ruído anormal	- Risco de quebra da motobomba	Desgaste dos rolamentos Má lubrificação dos rolamentos	Inspeção de ruído
15. Motobombas de injeção AG e AH	Bombear o óleo	15.1. Operar abaixo da pressão de 35 bar	- Desliga a bomba prioritária e liga a bomba reserva na pressão baixa. Caso esta também falhe, provoca TRIP na unidade na unidade geradora. - Distúrbio no funcionamento normal do sistema (falha na lubrificação e resfriamento)	Vazamento de óleo pelo selo mecânico Danificação do acoplamento Corrosão por óleo contaminado ou de má qualidade Cavitação por presença de ar no óleo	Sensores de pressão na saída das motobomba
		15.2. Ruído anormal	- Risco de quebra da motobomba	Desgaste dos rolamentos Má lubrificação dos rolamentos	Inspeção de ruído
16. Trocadores de calor	Resfriar o óleo	16.1. Resfriamento insuficiente do óleo	- Perda das características físico-químicas do óleo - Má formação do filme de óleo	Incrustação nas placas de inox	Sensores de temperatura
		16.2. Vazamento de óleo	- Atuação de TRIP na unidade geradora - Risco de contaminação da carga de óleo - Perda das características físico-químicas do óleo - Distúrbio no funcionamento normal do sistema (falha na lubrificação e resfriamento)	Desgaste nas borrachas de vedação Folgas nas conexões das placas de inox	Sensor de vazão de óleo
		16.3. Vazamento de água	- Distúrbio no funcionamento normal do sistema (falha no resfriamento)	Folgas nas conexões da tubulação de água	Sensor de vazão de água
17. Filtros	Filtrar o óleo	17.1. Não filtrar o óleo	- Risco de contaminação da carga de óleo	Rompimento da manha do filtro Ruptura dos O rings	Inspeção
		17.2. Obstruir a passagem de óleo	- Comprometimento da lubrificação e resfriamento do sistema	Excesso de impurezas no elemento filtrante	Sensor de pressão diferencial
18. Tubulação	Conduzir o óleo	18.1. Não conduzir o óleo corretamente	- Comprometimento na reposição de óleo ao sistema - Distúrbio no funcionamento normal do sistema (falha na lubrificação e resfriamento)	Folgas nas conexões Avarias na tubulação Desgaste nas borrachas de vedação	Sensor de vazão de óleo

Componente	Função	Modo Potencial de falha	Efeito Potencial de Falha	Causa Potencial de Falha	Controles Atuais
19. Válvulas	Isolar componentes do sistema e acessórios de supervisão e controle	19.1. Não isolar os acessórios de supervisão e controle	<ul style="list-style-type: none"> - Impossibilidade de executar manutenção nos acessórios de supervisão e controle - Risco de acidente pessoal 	Deterioração de sede ou contra sede	Inspeção
		19.2. Isolar inadequadamente os acessórios de supervisão e controle		Engripamento da haste	
	Limitar a pressão em caso de obstrução do circuito	19.3. Não aliviar a pressão	<ul style="list-style-type: none"> - Atuação de TRIP na unidade geradora - Risco de rompimento das tubulações e vedações - Risco de quebra da motobomba - Possibilidade de contaminação do meio ambiente - Risco de acidente pessoal 	Ajuste indevido	Sensores de pressão na saída das motobombas
		19.4. Operar abaixo da pressão máxima		Emperramento	
20. Painel de comando e controle	Indicar o status, partir, parar e comutar automaticamente as motobombas. Realizar paradas de emergência.	20.1. Perda de indicação de status	<ul style="list-style-type: none"> - Falha na supervisão 	Mau contato na fiação	Nenhum
		20.2. Problemas no automatismo das motobombas		Queima de LED's	
				20.3. Não obedecer comandos manuais	
			<ul style="list-style-type: none"> - Risco de TRIP na unidade geradora - Distúrbio no funcionamento normal do sistema 		<ul style="list-style-type: none"> Má conexão dos bornes da contatora Queima de componentes da cartela eletrônica Bobinas das contadoras com resistência ressecada Contatos danificados

ANÁLISE DA CRITICIDADE DAS FALHAS – SISTEMA DE RESFRIAMENTO E LUBRIFICAÇÃO DO MANCAL COMBINADO																																																			
UGH-01							UGH-02							UGH-03							UGH-04							UGH-05																							
ID	S	O	D	R	ID	R	ID	S	O	D	R	ID	S	O	D	R	ID	S	O	D	R	ID	S	O	D	R	ID	S	O	D	R																				
14.1	4	1	1	4	14.1	20	14.1	4	1	1	4	14.1	4	1	1	4	14.1	4	1	1	4	14.1	4	1	1	4	14.1	4	1	1	4	14.1	4	1	1	4	14.1	4	1	1	4										
14.2	3	1	5	15	14.2	15	14.2	3	1	5	15	14.2	3	1	5	15	14.2	3	1	5	15	14.2	3	1	5	15	14.2	3	1	5	15	14.2	3	1	5	15	14.2	3	1	5	15	14.2	3	1	5	15	14.2	3	1	5	15
15.1	6	1	1	6	15.1	42	15.1	6	1	1	6	15.1	6	1	1	6	15.1	6	1	1	6	15.1	6	1	1	6	15.1	6	1	1	6	15.1	6	1	1	6	15.1	6	1	1	6	15.1	6	1	1	6	15.1	6	1	1	6
15.2	3	1	5	15	15.2	15	15.2	3	1	5	15	15.2	3	1	5	15	15.2	3	1	5	15	15.2	3	1	5	15	15.2	3	1	5	15	15.2	3	1	5	15	15.2	3	1	5	15	15.2	3	1	5	15	15.2	3	1	5	15
16.1	2	4	1	8	16.1	16	16.1	2	8	1	16	16.1	2	9	1	18	16.1	2	10	1	20	16.1	2	10	1	20	16.1	2	10	1	20	16.1	2	10	1	20	16.1	2	10	1	20	16.1	2	10	1	20					
16.2	7	1	1	7	16.2	28	16.2	7	4	1	28	16.2	7	1	1	7	16.2	7	1	1	7	16.2	7	1	1	7	16.2	7	1	1	7	16.2	7	1	1	7	16.2	7	1	1	7										
16.3	3	1	1	3	16.3	9	16.3	3	3	1	9	16.3	3	1	1	3	16.3	3	3	1	9	16.3	3	3	1	9	16.3	3	3	1	9	16.3	3	3	1	9	16.3	3	3	1	9										
17.1	4	5	7	140	17.1	84	17.1	4	3	7	84	17.1	4	1	7	28	17.1	4	3	7	84	17.1	4	3	7	84	17.1	4	3	7	84	17.1	4	3	7	84	17.1	4	3	7	84										
17.2	4	1	1	4	17.2	4	17.2	4	1	1	4	17.2	4	1	1	4	17.2	4	1	1	4	17.2	4	1	1	4	17.2	4	1	1	4	17.2	4	1	1	4															
18.1	5	3	3	45	18.1	15	18.1	5	1	3	15	18.1	5	3	3	45	18.1	5	1	3	15	18.1	5	1	3	15	18.1	5	1	3	15	18.1	5	1	3	15															
19.1	3	1	3	9	19.1	36	19.1	3	4	3	36	19.1	3	1	3	9	19.1	3	1	3	9	19.1	3	1	3	9	19.1	3	1	3	9	19.1	3	1	3	9															
19.2	6	1	1	6	19.2	18	19.2	6	3	1	18	19.2	6	1	1	6	19.2	6	1	1	6	19.2	6	1	1	6	19.2	6	1	1	6	19.2	6	1	1	6															
19.3	7	1	1	7	19.3	7	19.3	7	1	1	7	19.3	7	1	1	7	19.3	7	1	1	7	19.3	7	1	1	7	19.3	7	1	1	7	19.3	7	1	1	7															
19.4	5	1	3	15	19.4	15	19.4	5	1	3	15	19.4	5	1	3	15	19.4	5	1	3	15	19.4	5	1	3	15	19.4	5	1	3	15	19.4	5	1	3	15															
20.1	1	1	1	1	20.1	1	20.1	1	1	1	1	20.1	1	1	1	1	20.1	1	1	1	1	20.1	1	1	1	1	20.1	1	1	1	1	20.1	1	1	1	1															
20.2	6	6	3	108	20.2	72	20.2	6	4	3	72	20.2	6	7	3	126	20.2	6	5	3	90	20.2	6	5	3	90	20.2	6	5	3	90	20.2	6	5	3	90															
20.3	6	1	3	18	20.3	72	20.3	6	4	3	72	20.3	6	4	3	72	20.3	6	4	3	72	20.3	6	4	3	72	20.3	6	4	3	72	20.3	6	4	3	72															

APÊNDICE D - ANÁLISE DA QUALIDADE DO SINAL

Este apêndice apresenta do processo de análise da qualidade do sinal de uma variável monitorada num processo automatizado contendo dispositivos *Fieldbus* DFI302, da Smar, e servidores OPC. O processo de análise será dividido em duas partes: Análise da qualidade do sinal transmitido pela rede OPC e análise do sinal transmitido pela rede *Fieldbus*.

D.1 - QUALIDADE DO SINAL OPC

A qualidade do sinal OPC, se refere à corretude do sinal desde sua obtenção na DFI até a sua disponibilização no servidor OPC. A variáveis transmitidas por servidores OPC são designadas com itens OPC e possuem a estrutura apresentada na Figura D.1.



Figura D.1- Estrutura de um item OPC.

O campo *Quality* de um item OPC é formado por 2 bytes que codificam a qualidade do dado fornecido pelo servidor. O byte mais significativo representa uma informação específica de cada fabricante OPC, e fica a critério do fabricante o seu uso. O byte menos significativo é padronizado pela Fundação OPC, sendo composto de três partes: *quality*, *subquality* e *limit*.

Quality – indica a qualidade geral do sinal recebido;

Subquality – é um complemento da qualidade. Descreve informações adicionais associadas a cada indicação de *quality*. Há diferentes conjuntos de *subquality* para cada *quality*;

Limit – informa se o valor lido é limitado ou não, bem como a direção do limite.

A composição do byte que informa a qualidade de um sinal OPC é mostrada na Figura D.2.

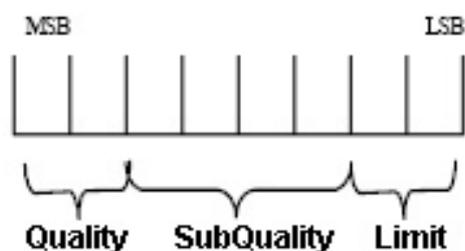


Figura D.2- Composição padrão da qualidade de sinal OPC (adaptado - Smar, 2005).

As informações do campo *limit* não foram utilizadas neste trabalho, pois todos os sinais recebidos eram valores ilimitados. As Tabelas D.1 a D.4 apresentam uma descrição de todos os valores que as componentes *quality* e *subquality* podem assumir.

Tabela D.1 - Componentes *quality* do byte de qualidade do sinal OPC

(adaptado - OPC Foundation, 2003).

Valor	Significado	Descrição
0	Qualidade ruim	O valor não é útil
1	Qualidade incerta	Não se sabe se o valor apresentado é útil
3	Qualidade boa	O valor apresentado é válido

Tabela D.2 - *subquality* do byte de qualidade associados ao valor de *quality* igual a 0

(adaptado - OPC Foundation, 2003).

Valor	Significado	Descrição
0	Não específico	A qualidade do dado recebido é ruim por razões desconhecidas.
1	Erro de configuração	Há um problema específico na configuração do servidor.
2	Não conectado	A entrada, que deveria estar conectada logicamente a algum dispositivo está com sinal flutuante.
3	Falha na DFI	Foi detectada uma falha na DFI.
4	Falha no transmissor	Foi detectada uma falha no transmissor.
5	Último valor conhecido	A comunicação entre a DFI e o servidor OPC falhou, entretanto, o último valor obtido está disponível.
6	Falha na comunicação	Houve uma falha na comunicação entre a DFI e o servidor OPC e o valor do último dado obtido não está disponível.
7	Fora de serviço	Um item ou grupo está em estado inativo ou não está sendo atualizado pelo servidor.

Tabela D.3 - *subquality* do byte de qualidade associados ao valor de *quality* igual a 1
(adaptado - OPC Foundation, 2003).

Valor	Significado	Descrição
0	Não específico	Não há um motivo específico pelo qual o valor apresentado é inserto.
1	Último valor utilizável	Este erro está associado à falha de alguma fonte externa em escrever dados dentro de um período de tempo aceitável.
4	Sensor impreciso	O valor está estabilizado em um dos valores limites do sensor ou foi diagnosticado, por algum modo de diagnóstico interno, que o sensor está descalibrado.
5	Unidades de engenharia excedidas	O valor de uma determinada variável lido é maior do que os limites definidos para esta variável.
6	Insuficiente	O valor é derivado de fontes de dados múltiplas e possui um número de fontes boas menor que o necessário.

Tabela D.4 - *subquality* do byte de qualidade associados ao valor de *quality* igual a 3
(adaptado - OPC Foundation, 2003).

Valor	Significado	Descrição
0	Não específico	O valor é válido. Não existem condições especiais.
6	Anulação local	O valor foi anulado. Tipicamente significa que a entrada foi desconectada e um valor “forçado” foi inserido manualmente.

Um procedimento para obtenção dos valores de *quality* e *subquality* a partir do byte de qualidade do sinal, tipicamente um número decimal, fornecido pelo servidor OPC é mostrado a seguir. Mais detalhes podem ser encontrados em Smar (2005).

Passo 1. Divida o valor do byte de qualidade do sinal por 64. O quociente indicará o valor de *quality* e guarde o resto.

Passo 2. Divida o resto por 4. O quociente será o componente *subquality* e o resto será o *limit*.

D.2 - QUALIDADE DO SINAL *FIELD*BUS

Analisada a qualidade do valor obtido via OPC, procede-se então a análise do campo *Value* de um item OPC do tipo STATUS para a determinação da qualidade do sinal transmitido pela instrumentação *Fieldbus*.

No sistema em estudo, um item OPC, ou uma *tag*, nada mais é do que um parâmetro de um bloco funcional *Fieldbus* lido pelo servidor OPC. Um item OPC do tipo STATUS é um

parâmetro de um determinado bloco funcional que indica a qualidade dos dados que trafegam por este bloco. Trata-se, portanto da qualidade do sinal transmitido pela rede *Foundation Fieldbus*. Analogamente ao campo *Quality* de um item do tipo VALUE, o campo *Value* de um item do tipo STATUS é formado por um byte cuja composição mostrada na Figura D.3.

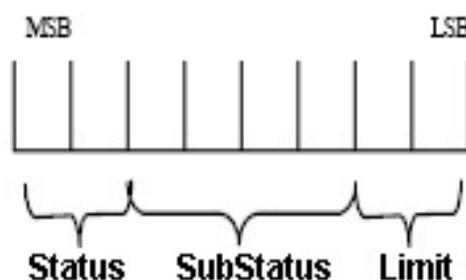


Figura D.3- Composição padrão da qualidade de sinal *Fieldbus* (adaptado - Smar, 2005).

Novamente o componente *limit* não foi utilizado, pois não foram inseridos limites nas variáveis monitoradas. Os componentes *status* e *substatus* são definidos a seguir:

Status – indica a qualidade do sinal recebido. Pode assumir os seguintes valores:

- ✓ 3 = Bom, Cascata (C): A qualidade do sinal é boa, e pode ser parte de uma estrutura de controle cascata;
- ✓ 2 = Bom, Não-Cascata (NC): A qualidade do sinal é boa, mas o bloco não suporta uma estrutura de cascata;
- ✓ 1 = Indefinido: O sinal recebido possui qualidade inferior ao normal, mas ainda pode ser usado;
- ✓ 0 = Ruim: Valor inválido.

Substatus – é um complemento do *status*. Apresenta informações adicionais tais como alarmes, descrições de falhas, entre outras.

Os valores do componente *substatus* associados a cada *status* são mostrados na Tabela D.5. Observa-se que no sistema implantado na usina de Balbina, todos os blocos funcionais são desenvolvidos apenas para monitoração de dados (leitura e geração de alarmes), portanto, o não há estrutura de controle do tipo cascata e o componente *status* com valor igual a 3, bem como os *substatus* a ele associados, não foram utilizados.

Tabela D.5 - Conjuntos de *substatus* associados a cada *status* (adaptado - Smar, 2005).

Status	SubStatus	Status	SubStatus
Bom, NC	0 = Não específico	Incerto	4 = Conversão de sensor imprecisa
Bom, NC	1 = Alarme ativo de bloco	Incerto	5 = Violação de limite unidade de engenharia
Bom, NC	2 = Alarme ativo de consulta	Incerto	6 = Insuficiente
Bom, NC	3 = Alarme ativo crítico	Ruim	0 = Não específico
Bom, NC	4 = Alarme de bloco desconhecido	Ruim	1 = Erro na configuração
Bom, NC	5 = Alarme de consulta desconhecido	Ruim	2 = Não conectado
Bom, NC	6 = Alarme crítico desconhecido	Ruim	3 = Falha no transmissor
Incerto	0 = Não específico	Ruim	4 = Falha no sensor
Incerto	1 = Sem Comunicação, com último valor usável	Ruim	5 = Sem Comunicação, com último valor usável
Incerto	2 = Substituto	Ruim	6 = Sem Comunicação, com último valor não usável
Incerto	3 = Aguardando valor inicial	Ruim	7 = Fora de serviço

Os valores de *status* e *substatus* do byte *value* de um item OPC do tipo STATUS são obtidos da mesma forma que os valores de *quality* e *subquality* do byte *quality* de um item OPC do tipo VALUE.

APÊNDICE E - MELHORIAS NAS REGRAS DE PRODUÇÃO

Este apêndice sugere algumas melhorias na camada de monitoração das regras de produção de modo a eliminar as faixas de operação muito rigorosas para as grandezas monitoradas e criar uma zona de transição de uma faixa a outra. As regras estão escritas na linguagem declarativa do JESS. São mostradas apenas as modificações com relação ao arquivo original.

E.1 - CRIAÇÃO DE ZONAS DE HISTERESE

Esta modificação deve ser feita para todas as regras de monitoração de condição. É necessária a criação de um atributo, que aqui foi designado como *monitored*, na classe Tag para informar a faixa de operação da variável no ciclo de processamento anterior. Este atributo pode assumir os seguintes valores:

- *monitored* = 1, a variável encontrava-se anteriormente no estado normal (no primeiro ciclo de processamento, o valor de *monitored* para todas as variáveis é assumido como igual a 1);
- *monitored* = 2, a variável encontrava-se anteriormente no estado de alerta;
- *monitored* = 3, a variável encontrava-se anteriormente no estado de alarme;
- *monitored* = 4, a variável encontrava-se anteriormente no estado de trip.

É apresentado a seguir um exemplo para a temperatura do metal do mancal guia do gerador medido pela sonda número 1 da unidade geradora 1. Neste exemplo, assumiram-se faixas de transição de 3°C, conforme listado a seguir:

- do estado normal para alerta: de 72 a 75°C;
- do estado de alerta para alarme: de 77 a 80°C;
- e do estado de alarme para trip: de 82 a 85°C.

```
?tt -> (defrule UGH1-MGG-MonitoracaoCondicao-1
  (Tag {label == "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1" && value != "" && value
< "72"})
  =>
  (modify ?tt (monitored "1"))
  (assert (condition-NORMAL "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1"))
)
```

```

(defrule UGH1-MGG-MonitoracaoCondicao-2
  (Tag {label == "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1" && value != "" && value
> "72" && value < "75" && monitored == "1"})
  =>
  (assert (condition-NORMAL "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1"))
)

?tt-> (defrule UGH1-MGG-MonitoracaoCondicao-3
  (Tag {label == "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1" && value != "" && value
> "72" && value < "75" && (monitored == "2" || monitored == "3" ||
monitored == "4")})
  =>
  (modify ?tt (monitored "2"))
  (assert (condition-HIGH "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1"))
)

?tt -> (defrule UGH1-MGG-MonitoracaoCondicao-4
  (Tag {label == "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1" && value != "" && value
> "75" && value < "77"})
  =>
  (modify ?tt (monitored "2"))
  (assert (condition-HIGH "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1"))
)

?tt -> (defrule UGH1-MGG-MonitoracaoCondicao-5
  (Tag {label == "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1" && value != "" && value
> "77" && value < "80" && (monitored == "2" || monitored == "1")})
  =>
  (modify ?tt (monitored "2"))
  (assert (condition-HIGH "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1"))
)

?tt -> (defrule UGH1-MGG-MonitoracaoCondicao-6
  (Tag {label == "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1" && value != "" && value
> "77" && value < "80" && (monitored == "3" || monitored == "4")})
  =>
  (modify ?tt (monitored "3"))
  (assert (condition-ALARM "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1"))
)

?tt -> (defrule UGH1-MGG-MonitoracaoCondicao-7
  (Tag {label == "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1" && value != "" && value
> "80" && value < "82"})
  =>
  (modify ?tt (monitored "3"))
  (assert (condition-ALARM "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1"))
)

?tt -> (defrule UGH1-MGG-MonitoracaoCondicao-8
  (Tag {label == "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1" && value != "" && value
> "82" && value < "85" && (monitored == "3" || monitored == "2" ||
monitored == "1")})
  =>
  (modify ?tt (monitored "1"))
  (assert (condition-ALARM "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1"))
)

```

```
(defrule UGH1-MGG-MonitoracaoCondicao-9
  (Tag {label == "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1" && value != "" && value
> "82" && value < "85" && monitored == "4"})
  =>
  (assert (condition-TRIP "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1"))
)
```

```
?tt -> (defrule UGH1-MGG-MonitoracaoCondicao-10
  (Tag {label == "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1" && value != "" && value
< "85"})
  =>
  (modify ?tt (monitored "4"))
  (assert (condition-TRIP "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1"))
)
```

E.2 - ALTERAÇÃO DE DIAGNÓSTICOS

São sugeridas três alterações:

1. Para o sistema de resfriamento do gerador devem-se eliminar os diagnósticos de alerta e detectar um alarme somente se os oito radiadores apresentarem a condição de alarme.
2. Para o mancal guia do gerador, deve-se comparar o valor medido pela temperatura de um sensor com os outros sensores, de modo a diagnosticar uma possível falha no sensor.
3. Para o sistema de resfriamento do mancal combinado, deve-se relacionar a densidade com a temperatura do óleo. Se a temperatura estiver alta e, mesmo assim a densidade estiver alta, o diagnóstico é contaminação de óleo com água, mas se a temperatura estiver baixa e a densidade estiver alta, não ocorreu anomalia, a máquina foi apenas desligada.

Cada alteração descrita é apresentada a seguir:

Alteração 1:

```
(defrule UGH1-SRG-Diagnostico-49
  =>
  (assert (contador ?*ct1*))
)

(defrule UGH1-SRG-Diagnostico-52
  (contador 8)
  =>
  (printout guil4 "gep-vermelho#")
  (printout guil1 "G126GAFD2#operators#")
)
```

Alteração 2:

```
(defrule UGH1-MGG-Diagnostico-45
  (signal-GOOD "g1.mgg.st.t.metal.mguia.sup1")
  (signal-GOOD "g1.mgg.st.t.metal.mguia.sup2")
  (signal-GOOD "g1.mgg.st.t.metal.mguia.sup3")
  (and (condition-ALARM "g1.mgg.t.metal.mguia.sup1")
        (condition-NORMAL "g1.mgg.t.metal.mguia.sup2")
        (condition-NORMAL "g1.mgg.t.metal.mguia.sup3"))
  =>
  (printout gui14 "gep-vermelho#")
  (printout gui11 "falha-sensor-1#operators#")
)
```

Alteração 3:

```
(defrule UGH1-LCB-Diagnostico-79
  (condition G1DT3021-alto)
  (not (condition G1DT302T-baixo))
  =>
  (printout gui14 "mcb-amarelo#")
  (printout gui11 "G1DT3021D1#operators#")
)

(defrule UGH1-LCB-Diagnostico-80
  (condition G1DT3021-alarme)
  (not (condition G1DT302T-baixo))
  =>
  (printout gui14 "mcb-vermelho#")
  (printout gui11 "G1DT3021D2#operators#")
)
```

E.3 - ALTERAÇÃO DE FAIXAS DE VALORES MUITO RIGOROSAS

Apenas a variável de temperatura da água de resfriamento do SRV5 (G526AR), da unidade geradora 5, deve ter sua faixa de valores alterada. Os novos *setpoints* são definidos como:

- Alerta: 35,2°C.
- Alarme: 36°C.

APÊNDICE F - TELAS DE CÁLCULO DOS KPIS

Este apêndice apresenta as telas de cálculos dos KPIS (*Key Performance Indicators*) para cada uma das cinco unidades geradoras (UGHs) da usina de Balbina. Os indicadores calculados são: Número de ocorrências de alertas, alarmes e trips; Frequência de defeitos; Frequência de falhas; Tempo médio para defeito; Tempo médio para falha; Tempo médio para reparo; Criticidade das falhas e Porcentagem de acertos do SIMPREBAL. As Figuras F.1 a F.5 apresentam os KPIS das UGHs 1 a 5, respectivamente

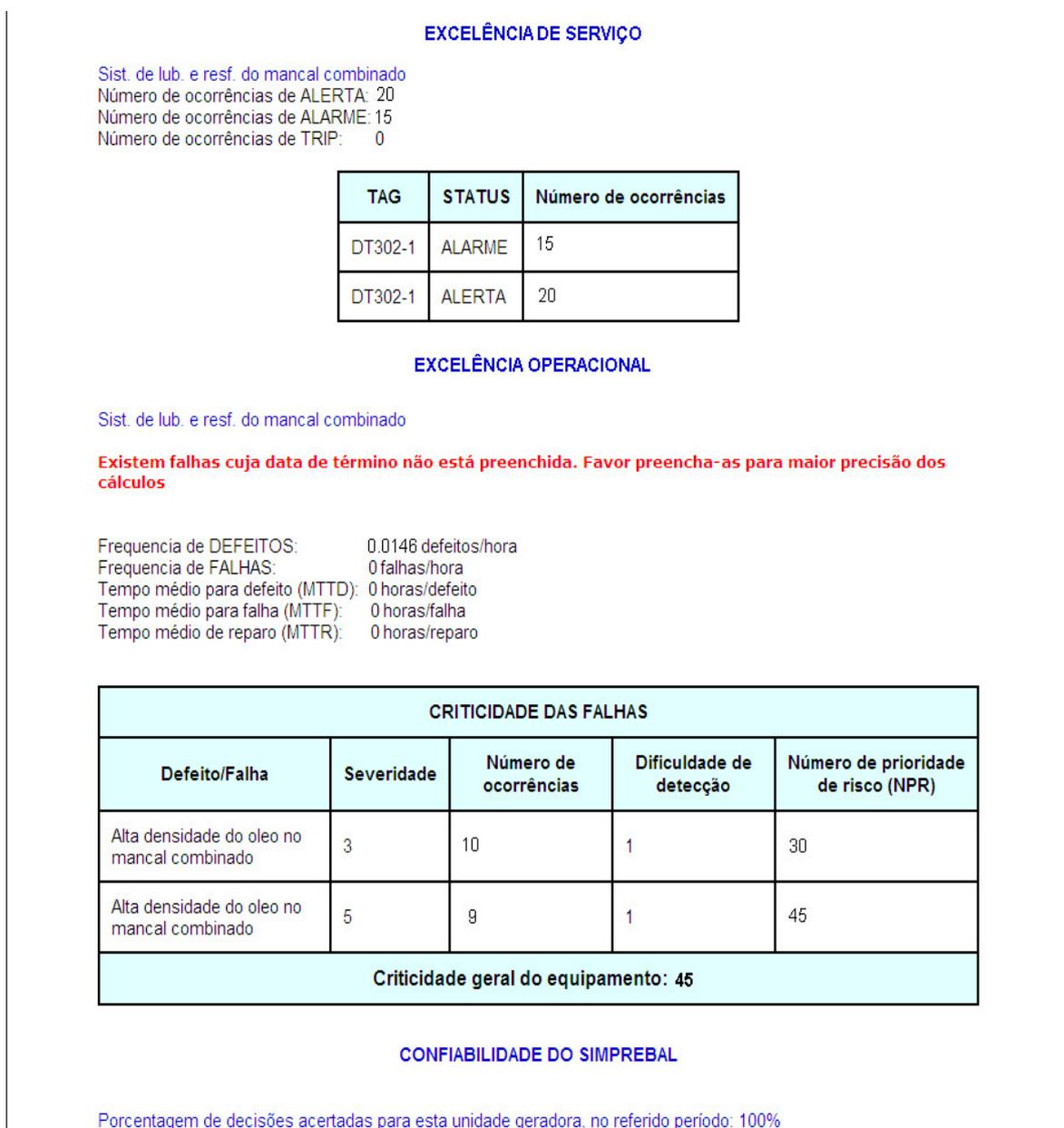


Figura F.1- Tela de KPIS da UGH1.

EXCELÊNCIA DE SERVIÇO

Mancal guia do gerador

Número de ocorrências de ALERTA: 14
 Número de ocorrências de ALARME: 10
 Número de ocorrências de TRIP: 22

TAG	STATUS	Número de ocorrências
G238GMM1 ou G238GMM2 ou G238GMM3	ALARME	10
G238GMM1 ou G238GMM2 ou G238GMM3	ALERTA	14
G238GMM1 ou G238GMM2 ou G238GMM3	TRIP	22

Sistema de resfriamento do gerador

Número de ocorrências de ALERTA: 49
 Número de ocorrências de ALARME: 6
 Número de ocorrências de TRIP: 0

TAG	STATUS	Número de ocorrências
G226GAF1 e G226GAF2 e G226GAF3 e G226GAF4 e G226GAF5 e G226GAF6 e G226GAF7 e G226GAF8	ALARME	6
G226GAF1 e G226GAF2 e G226GAF3 e G226GAF4 e G226GAF5 e G226GAF6 e G226GAF7 e G226GAF8	ALERTA	49

EXCELÊNCIA OPERACIONAL

Mancal guia do gerador

Existem falhas cuja data de término não está preenchida. Favor preencha-as para maior precisão dos cálculos

Frequência de DEFEITOS: 0.0096 defeitos/hora
 Frequência de FALHAS: 0.0082 falhas/hora
 Tempo médio para defeito (MTTD): 0 horas/defeito
 Tempo médio para falha (MTTF): 0 horas/falha
 Tempo médio de reparo (MTTR): 0 horas/reparo

CRITICIDADE DAS FALHAS				
Defeito/Falha	Severidade	Número de ocorrências	Dificuldade de detecção	Número de prioridade de risco (NPR)
Alta temperatura do metal da cuba do mancal guia do gerador	7	9	1	63
Alta temperatura do metal da cuba do mancal guia do gerador	8	9	1	72
Alta temperatura do metal da cuba do mancal guia do gerador	9	10	1	90
Criticidade geral do equipamento: 90				

Sistema de resfriamento do gerador

Existem falhas cuja data de término não está preenchida. Favor preencha-as para maior precisão dos cálculos

Frequência de DEFEITOS: 0.0229 defeitos/hora
 Frequência de FALHAS: 0 falhas/hora
 Tempo médio para defeito (MTTD): 0 horas/defeito
 Tempo médio para falha (MTTF): 0 horas/falha
 Tempo médio de reparo (MTTR): 0 horas/reparo

CRITICIDADE DAS FALHAS				
Defeito/Falha	Severidade	Número de ocorrências	Dificuldade de detecção	Número de prioridade de risco (NPR)
Alta temperatura de ar frio dos radiadores	4	10	1	40
Alta temperatura de ar frio dos radiadores	5	7	1	35
Criticidade geral do equipamento: 40				

CONFIABILIDADE DO SIMPREBAL

Porcentagem de decisões acertadas para esta unidade geradora, no referido período: 100%

Figura F.2- Tela de KPIs da UGH2.

EXCELÊNCIA DE SERVIÇO

Sistema de resfriamento do gerador
 Número de ocorrências de ALERTA: 20
 Número de ocorrências de ALARME: 0
 Número de ocorrências de TRIP: 0

TAG	STATUS	Número de ocorrências
G326GAF1 e G326GAF2 e G326GAF3 e G326GAF4 e G326GAF5 e G326GAF6 e G326GAF7 e G326GAF8	ALERTA	20

Número de ocorrências de ALERTA: 0
 Número de ocorrências de ALARME: 0
 Número de ocorrências de TRIP: 0

EXCELÊNCIA DE OPERACIONAL

Sistema de resfriamento do gerador

Existem falhas cuja data de término não está preenchida. Favor preencha-as para maior precisão dos cálculos

Frequência de DEFEITOS: 0.0083 defeitos/hora
 Frequência de FALHAS: 0 falhas/hora
 Tempo médio para defeito (MTTD): 0 horas/defeito
 Tempo médio para falha (MTTF): 0 horas/falha
 Tempo médio de reparo (MTTR): 0 horas/reparo

CRITICIDADE DAS FALHAS				
Defeito/Falha	Severidade	Número de ocorrências	Dificuldade de detecção	Número de prioridade de risco (NPR)
Alta temperatura de ar frio dos radiadores	4	10	1	40
Criticidade geral do equipamento: 40				

CONFIABILIDADE DO SIMPREBAL

Porcentagem de decisões acertadas para esta unidade geradora, no referido período: 100%

Figura F.3- Tela de KPIs da UGH3.

EXCELÊNCIA DE SERVIÇO

Sistema de resfriamento do gerador
 Número de ocorrências de ALERTA: 675
 Número de ocorrências de ALARME: 329
 Número de ocorrências de TRIP: 0

TAG	STATUS	Número de ocorrências
G426GAF1 e G426GAF2 e G426GAF3 e G426GAF4 e G426GAF5 e G426GAF6 e G426GAF7 e G426GAF8	ALARME	329
G426GAF1 e G426GAF2 e G426GAF3 e G426GAF4 e G426GAF5 e G426GAF6 e G426GAF7 e G426GAF8	ALERTA	675

EXCELÊNCIA OPERACIONAL

Sistema de resfriamento do gerador

Existem falhas cuja data de término não está preenchida. Favor preencha-as para maior precisão dos cálculos

Frequência de DEFEITOS: 0.4175 defeitos/hora
 Frequência de FALHAS: 0 falhas/hora
 Tempo médio para defeito (MTTD): 0 horas/defeito
 Tempo médio para falha (MTTF): 0 horas/falha
 Tempo médio de reparo (MTTR): 0 horas/reparo

CRITICIDADE DAS FALHAS				
Defeito/Falha	Severidade	Número de ocorrências	Dificuldade de detecção	Número de prioridade de risco (NPR)
Alta temperatura de ar frio dos radiadores	4	10	1	40
Alta temperatura de ar frio dos radiadores	5	10	1	50
Criticidade geral do equipamento: 60				

CONFIABILIDADE DO SIMPREBAL

Porcentagem de decisões acertadas para esta unidade geradora, no referido período: 100%

Figura F.4- Tela de KPIs da UGH4.

EXCELÊNCIA DE SERVIÇO

Sistema de resfriamento do gerador

Número de ocorrências de ALERTA: 183
 Número de ocorrências de ALARME: 0
 Número de ocorrências de TRIP: 0

TAG	STATUS	Número de ocorrências
G526GAF1 e G526GAF2 e G526GAF3 e G526GAF4 e G526GAF5 e G526GAF6 e G526GAF7 e G526GAF8	ALERTA	183

Sistema de regulacao de velocidade

Número de ocorrências de ALERTA: 580
 Número de ocorrências de ALARME: 483
 Número de ocorrências de TRIP: 0

TAG	STATUS	Número de ocorrências
G526AR	ALARME	483
G526AR	ALERTA	576
G526LK	ALERTA	4

EXCELÊNCIA OPERACIONAL

Sistema de resfriamento do gerador

Existem falhas cuja data de término não está preenchida. Favor preencha-as para maior precisão dos cálculos

Frequencia de DEFEITOS: 0.0763 defeitos/hora
 Frequencia de FALHAS: 0 falhas/hora
 Tempo médio para defeito (MTTD): 0 horas/defeito
 Tempo médio para falha (MTTF): 0 horas/falha
 Tempo médio de reparo (MTTR): 0 horas/reparo

CRITICIDADE DAS FALHAS				
Defeito/Falha	Severidade	Número de ocorrências	Dificuldade de detecção	Número de prioridade de risco (NPR)
Alta temperatura de ar frio dos radiadores	4	10	1	40
Críticidade geral do equipamento: 40				

Sistema de reoulacao de velocidade

Existem falhas cuja data de término não está preenchida. Favor preencha-as para maior precisão dos cálculos

Frequencia de DEFEITOS: 0.4429 defeitos/hora
 Frequencia de FALHAS: 0 falhas/hora
 Tempo médio para defeito (MTTD): 0 horas/defeito
 Tempo médio para falha (MTTF): 0 horas/falha
 Tempo médio de reparo (MTTR): 0 horas/reparo

CRITICIDADE DAS FALHAS				
Defeito/Falha	Severidade	Número de ocorrências	Dificuldade de detecção	Número de prioridade de risco (NPR)
Alta temperatura da agua de resfriamento	3	10	1	30
Alta temperatura da agua de resfriamento	4	10	1	40
Alta temperatura do oleo de regulacao	3	10	1	30
Críticidade geral do equipamento: 40				

CONFIABILIDADE DO SIMPREBAL

Porcentagem de decisões acertadas para esta unidade geradora, no refendo periodo: 100%

Figura F.5 - Tela de KPIs da UGH5.